

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

13/12/2020

Projekttitle: Sektorübergreifender und gekoppelter Betrieb von Strom-, Wärme- und Gasnetzen

Projektnummer: 871786

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Ausschreibung	5. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/04/2019
Projektende	30/09/2020
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	18 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe – Energy Economics Group (TUW-EEG) MOOSMOAR Energies OG Energie Burgenland AG
AnsprechpartnerIn	Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Postadresse	Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Telefon	+43-(0)1-58801-370376, 370343, 370375
Fax	+43-(0)1-58801-370397
E-mail	lettner@eeg.tuwien.ac.at , revheim@eeg.tuwien.ac.at , schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
Website	www.eeg.tuwien.ac.at

Sektorübergreifender und gekoppelter Betrieb von Strom-, Wärme- und Gasnetzen

AutorInnen:

Frida Revheim, Daniel Schwabeneder, Georg Lettner (TU Wien – Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group)

Wolfgang Prügler (MOOSMOAR Energies)

Teresa Handler (Energie Burgenland)

Inhaltverzeichnis

1. Einleitung	5
2. Inhaltliche Darstellung.....	8
2.1. Projektziele	8
2.2. Warum lohnt sich eine Sektorkopplung?	8
2.3. Netze und Märkte im Strom-, Wärme- und Gasbereich.....	9
2.4. Einflussfaktor Umweltschutz, rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen	10
3. Ergebnisse der quantitativen Analysen	12
3.1. Analyse des Konzepts der Sektorkopplung	13
3.2. Kosten-Nutzen-Analyse	19
3.3. Potentialanalyse	20
4. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen	23
4.1. Schlussfolgerungen der Analysen.....	23
4.2. Ausblick und Empfehlungen	24
5. Literaturverzeichnis	26
6. Kontaktdaten	27

1. Einleitung

Im aktuellen Energiesystem werden vermehrt Energiedienstleistungen aus lokalen und verstärkt auch aus erneuerbaren und/oder volatilen Quellen (z.B. Wind, Photovoltaik, Geothermie, Biogas etc.) bezogen. Viele dieser erneuerbaren Quellen blicken jedoch unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer ungewissen Zukunft entgegen, da unter anderem niedrige Strompreise und auslaufende Förderungen einen wirtschaftlichen Betrieb erschweren bzw. mitunter unmöglich machen. Um jedoch auch zukünftig Betrieb und Ausbau von Erzeugungs-, Umwandlungs- und Speicherkapazitäten auf Basis erneuerbarer Energieträger gewährleisten zu können, besteht dringender Bedarf an alternativen, innovativen und ökonomisch sinnvollen Betriebskonzepten außerhalb von Fördersystemen. Vielfach wird in diesem Zusammenhang die Kopplung der energiewirtschaftlichen Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Gas diskutiert, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen bzw. -produkte (z.B. Nutzung von erneuerbar gespeisten Power-to-Heat-Technologien zur lokalen Entlastung des Stromnetzes) zu erschließen.

Je nach verwendeter Technologie gibt es mehrere Varianten des Sektorkopplungskonzepts. Die folgenden wurden im Projekt untersucht:

- **Power-to-Heat (P2H):** Das P2H-Konzept verbindet den Elektrizitätssektor mit dem Wärmesektor. Überschüssige erneuerbare Energie, z.B. aus einem Windpark, kann in eine Wärmepumpe oder einen Elektrokessel eingespeist werden, anstatt abgeregelt zu werden. Die erzeugte Wärme kann dann nach Bedarf genutzt werden. Zudem erlaubt die Trägheit der Raumtemperatur beispielsweise eine gewisse Flexibilität beim Betrieb von Kraft-Wärme-Technologien wie Wärmepumpen, was wiederum zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen kann.
- **Power-to-Gas (P2G):** Das P2G-Konzept beinhaltet die Umwandlung von überschüssiger und/oder erneuerbarer Elektrizität in Wasserstoff durch den Prozess der Elektrolyse. Der erzeugte Wasserstoff kann direkt als Endenergieträger verwendet oder z.B. in Methan, Synthesegas, Elektrizität, flüssige Brennstoffe oder Chemikalien umgewandelt werden [1]. Darüber hinaus kann der Wasserstoff über längere Zeiträume gespeichert werden, wodurch sich die Belastung des Stromnetzes verringert.
- **Hybrid:** Ein hybrides Sektorkopplungskonzept untersucht die Kombination von zwei oder mehr Umwandlungspfaden, die überschüssige und/oder erneuerbare elektrische Energie verwenden. Ein Beispiel ist ein Hybridsystem, das P2H- und P2G-Technologien kombiniert, wodurch der Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Gassektor erhöht wird.

Die Implementierung von Sektorkopplungstechnologien hat das Potenzial, einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und der damit verbundenen Flexibilisierung des Elektrizitätssystems zu leisten:

- Die Sektorkopplung ermöglicht eine effiziente Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Gas.
- Durch die Implementierung und Nutzung von Sektorkopplungstechnologien können erneuerbare Produkte wie Wärme und Gas erzeugt werden, wodurch die Dekarbonisierung des Energiesektors erleichtert wird.
- Der intensive Ausbau der Erneuerbaren, der nötig sein wird, um die Ziele des Pariser Übereinkommens zu erreichen [2], führt vor allem im Stromsektor zu volatilerer Erzeugung und erhöht damit den Bedarf an Flexibilität. Eine effiziente und koordinierte Kopplung der Sektoren Strom, Gas, Wärme und Kälte und auch Verkehr kann einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten.
- Die durch die Sektorkopplung erreichte erhöhte Flexibilität und effiziente Verknüpfung von Sektoren könnte die Entwicklung kohlenstoffneutraler Technologien und die Optimierung der Infrastruktur fördern.

Das Projekt SektoKop Net sondierte daher:

- A. einerseits die technischen und organisatorischen (rechtlichen & regulatorischen) Anforderungen zur Implementierung abgestimmter Betriebsstrategien für gekoppelte Strom-, Wärme und Gasnetze im Versorgungsgebiet der Energie Burgenland AG,
- B. und andererseits die ökonomischen Partizipationsoptionen unter Wettbewerbsbedingungen für unterschiedliche Anlagenbetreiber (vorhandene und neue RES, P2H und P2G Anlagen).

Es wurden folgende Ausschreibungsziele adressiert:

- Ziel 1:** Definition von konkreten Anwendungsbeispielen (Fallstudien) der Sektorenkopplung, welche aus technischer und ökonomischer Sicht analysiert werden und zukünftig im Versorgungsgebiet der Energie Burgenland eine Anwendung finden können.
- Ziel 2:** Identifizieren die technischen, rechtlichen und regulatorischen Anforderungen der Infrastrukturen Strom-, Wärme und Gasnetz sowie gegenseitige Einflussparameter.
- Ziel 3:** Ein Betreibermodell zu entwickeln, das auf Basis von Energiemarktpreisen einen gekoppelten Systembetrieb ermöglicht. Weiters werden für die

Anwendungsbeispiele im Versorgungsgebiet die erreichbaren wirtschaftlichen Kosten-/ Nutzenrelationen quantifiziert.

Ziel 4: Technische und ökonomische Anforderungen werden in einem Anforderungskatalog zusammengefasst. Dieser bildet die Entscheidungsgrundlage für die weitere Entwicklung von sektorengesetzten (Strom, Wärme/Kälte, Gas) Dienstleistungen und Produkten im Versorgungsgebiet.

In diesem Bericht werden nicht nur die zukünftigen Herausforderungen diskutiert, sondern auch die systemischen, wirtschaftlichen, technologischen und regulatorischen Optionen zur Nutzung der Sektorkopplung untersucht, um die (Flexibilitäts-)Anforderungen eines zukünftigen Energiesystems zu erfüllen und die überschüssige Elektrizität nachhaltig und optimal zu nutzen. Im Rahmen einer quantitativen Gesamtsystemanalyse werden die Effekte der Sektorkopplung nochmals hervorgehoben. Einzelne Maßnahmen, wie z.B. der Wärmepumpeneinsatz, werden mit Hilfe von Modellierungstool quantitativ bewertet.

Das Dokument ist folgendermaßen aufgebaut: In Kapitel 2 werden die Projektziele ausgearbeitet und die Zweckmäßigkeit der Sektorkopplung bewertet. Die Merkmale der Netze und Märkte im Strom-, Wärme- und Gassektor werden beschrieben und einige der Ähnlichkeiten und Unterschiede zwischen den Sektoren hervorgehoben. Darüber hinaus werden rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für Sektorkopplung untersucht und am Ende des Kapitels beschrieben.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der durchgeführten quantitativen Analysen erläutert. In Kapitel 3.1 wird der monetäre und energetische Effekt der erhöhten Flexibilität, die mit der Sektorkopplung einhergeht, im Detail untersucht. Durch die Definition und Analyse mehrerer Szenarien werden quantifizierbare Ergebnisse erzielt, die als Grundlage für Vergleich und Bewertung dienen. Darüber hinaus wird eine Analyse im Hinblick auf den Betrieb spezifischer Sektorkopplungstechnologien unter bestimmten Strompreisjahren durchgeführt. Weiters wurden die Auswirkungen der Wasserstoffpreise auf die Wasserstoffnutzung im System für mehrere Szenarien bewertet. Schließlich werden die positiven Umwelteffekte im Zusammenhang mit der Sektorkopplung durch die Berechnung der vermiedenen CO₂-Emissionen untersucht. Kapitel 3.2 zeigt das Skalierungspotential der untersuchten Fallstudien für Österreich und in Kapitel 3.3 wird die Wirtschaftlichkeit der Szenarien bewertet.

Kapitel 4 fasst die Ergebnisse zusammen und beinhaltet die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen. Darauf aufbauend wird ein Ausblick für zukünftige Fragestellungen bzw. Empfehlungen gegeben.

2. Inhaltliche Darstellung

2.1. Projektziele

Das Projekt SektoKop Net sondiert Betreiberoptionen eines technischen und organisatorischen „Sektorübergreifenden und gekoppelten Betriebs von Strom-, Wärme- und Gasnetzen“ zur optimalen Nutzung erneuerbarer Ressourcen. Dazu werden einerseits die technischen und organisatorischen Anforderungen zur Implementierung abgestimmter Betriebsstrategien für gekoppelte Strom-, Wärme und Gasnetze erarbeitet und andererseits die ökonomischen Partizipationsoptionen unter Wettbewerbsbedingungen für unterschiedliche Anlagenbetreiber (vorhandene und neue erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (RES)), Power-to-Heat (P2H) und Power-to-Gas (P2G) Anlagen abgeleitet.

Die daraus resultierenden technischen und ökonomischen Möglichkeiten werden anhand unterschiedlicher Fallstudien im Versorgungsgebiet der Energie Burgenland AG evaluiert. Als Sondierungsergebnis liegt ein „Anforderungskatalog zur technischen und organisatorischen Kopplung energieträgerübergreifender Energiesysteme“ vor, welcher als Entscheidungsgrundlage für die weitere Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen im Bereich einer effizienten Sektorenkopplung dient.

2.2. Warum lohnt sich eine Sektorkopplung?

Die Erzeugung von Strom aus fluktuierenden Energieträgern wie Windkraft oder Photovoltaik ist bereits heute Stand der Technik, wobei die installierten Kapazitäten sowie der Wirkungsgrad der eingesetzten Technologien kontinuierlich steigen. Die allgemein hohe Volatilität dieser Energiequellen kann jedoch zu Problemen im Zusammenhang mit dem Markt- und Netzbetrieb führen. Das Auftreten von temporären Stromüberschüssen führt zu einer Abregelung von Erzeugungskapazitäten und Volatilität der Marktpreise. Strom, der nicht regional nutzbar ist, muss unter zusätzlicher technischer Belastung der vorhandenen Netzkapazitäten über weite Strecken transportiert werden. Dies erhöht den Bedarf an Flexibilität im Energiesystem. Durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien könnten erhebliche Verbesserungen der Flexibilität des Elektrizitätssystems erreicht werden, wodurch auch eine weitere Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen realistisch erscheint.

Sektorkopplungstechnologien haben das Potenzial, den Elektrizitätssektor erheblich zu beeinflussen, und könnten sich aufgrund ihrer Auswirkungen auf die Systemflexibilität und den Anteil erneuerbarer Energien als lohnend erweisen:

- Die Sektorkopplung ermöglicht eine effiziente Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Gas.
- Die Sektorkopplung gewährleistet eine hohe Versorgungsqualität, indem sie flexibel auf Schwankungen bei Erzeugung und Verbrauch reagiert. Darüber hinaus kann das Konzept in Zeiten mit wenig Wind und Sonne in Zeiten schwacher Einspeisung erneuerbarer Energien Reserveleistung bereitstellen.
- Durch die Implementierung und Nutzung von Sektorkopplungstechnologien können erneuerbare Produkte wie Wärme und Gas erzeugt werden, wodurch die Dekarbonisierung des Energiesektors erleichtert wird.
- Der intensive Ausbau der Erneuerbaren, der nötig sein wird, um die Ziele des Pariser Übereinkommens zu erreichen [2], führt vor allem im Stromsektor zu volatilerer Erzeugung und erhöht damit den Bedarf an Flexibilität. Eine effiziente und koordinierte Kopplung der Sektoren Strom, Gas, Wärme und Kälte und auch Verkehr kann einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten.
- Die durch die Sektorkopplung erreichte erhöhte Flexibilität und effiziente Verknüpfung von Sektoren könnte die Entwicklung kohlenstoffneutraler Technologien und die Optimierung der Infrastruktur fördern.
- Die Speicherung von überschüssiger Energie aus erneuerbaren Energien kann durch Sektorkopplung erreicht werden.

2.3. Netze und Märkte im Strom-, Wärme- und Gasbereich

Gegenwärtig werden Strom-, Wärme- und Gasnetze nicht koordiniert betrieben. Die Technologie der Sektorkopplung ermöglicht eine Systemflexibilität und erhöht damit die Interkonnektivität zwischen den Sektoren. Im Folgenden werden die Merkmale der Netze und Märkte im Strom-, Wärme- und Gassektor dargestellt und einige der Ähnlichkeiten und Unterschiede zwischen den Sektoren aufgezeigt.

Strom-, Wärme- und Gasnetzbetrieb

- Energietransport von Strom über große Entfernungen erfolgt im Übertragungsnetz, das vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betrieben wird, während die Verteilnetzbetreiber (VNB) für die Wartung und den Betrieb der lokalen Verteilungsnetze verantwortlich sind. Da sowohl die ÜNB als auch die VNB natürliche Monopole sind, sind die Netzbetreiber verpflichtet, allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz und damit zum Markt zu gewähren.
- Gasnetze werden in ähnlicher Weise betrieben wie Stromnetze, wobei die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) für den Ferntransport von Gas und die Verteilungsnetzbetreiber für die Verteilung von Gas zuständig sind.

- Übertragung von Wärme über weite Strecken ist mit übermäßigen Verlusten verbunden und weder energetisch noch wirtschaftlich sinnvoll. Aus diesem Grund werden Wärmenetze nur lokal als Nah- oder Fernwärmenetze betrieben. Darüber hinaus ist der Betrieb der Wärmenetze oft nicht von der Wärmeversorgung entkoppelt, so dass es in diesem Bereich oft keinen freien Marktzugang gibt, sondern ein einziger Marktteilnehmer sowohl den Betrieb der Wärmenetze als auch die Wärmeversorgung übernimmt.

Strom-, Wärme- und Gasmärkte

- Strom:
 - Handel hauptsächlich über bilaterale Stromlieferverträge und Strombörsen [3].
 - Kurzfristig wird der Strom auf Day-Ahead-Märkten für den nächsten Tag gehandelt [3].
 - Angebot und Nachfrage werden an den Börsen hinterlegt und führen schließlich zur Festlegung eines Strompreises und der Zuteilung.
 - Abweichungen vom Fahrplan müssen durch Ausgleichsenergie innerhalb der jeweiligen Bilanzgruppen gedeckt werden.
 - Der europäische Strommarkt ist durch Marktkopplung zu einem substanziellen Ausmaß international integriert [5].
- Gas:
 - Definiert durch Gasmarktgebiete (Ost, Tirol und Vorarlberg in Österreich) [6].
 - Es wird über virtuelle Handelspunkte innerhalb dieser Gasmarktgebiete gehandelt, wobei Nachfrage und Angebot zu einer Nominierung führen.
 - Bei kurzfristigen Differenzen zwischen Nominierung und Allokation wird Ausgleichsenergie aus der jeweiligen Bilanzgruppe bereitgestellt.
 - Auf europäischer Ebene existieren auch für den Gasmarkt Ansätze zur Marktintegration, wobei diese nicht so fortgeschritten ist, wie auf Strommarktseite.
- Wärme:
 - Im Gegensatz zu Strom- und Gasmärkten aufgrund des lokalen Charakters von Wärmenetzen nicht über Bilanzgruppen organisiert.
 - Endkunden sind an den lokalen Anbieter gebunden.

2.4. Einflussfaktor Umweltschutz, rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Um auch eine Umsetzung der neuen Betriebsstrategien gewährleisten bzw. einschätzen zu können, wurden die zugehörigen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zur optimalen wirtschaftlichen Nutzung erneuerbarer Energien in Österreich und Deutschland

analysiert und zusammengefasst. Dabei wurden vor allem die derzeitigen absehbaren Entwicklungen der regulatorischen Rahmenbedingungen betrachtet. Die Sichtweise der folgenden einzelnen Interessensvertreter bzw. Ministerien in Bezug auf Aussagen und Richtlinien hinsichtlich der Sektorenkopplung wurden analysiert:

- #mission2030
- Österreichs Energie
- E-Control
- Deutsches Umweltbundesamt
- Deutsche Umwelthilfe
- Frontier Economics
- Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau

Diese wurden in weiterer Folge mit Experten der Nationalen Technologieplattform Smart Grids diskutiert.

Die daraus abgeleiteten Barrieren und Empfehlungen können wie folgt zusammengefasst werden.

Barrieren

- Eine Liberalisierung des Wärmenetzes ist aufgrund des fehlenden EU-Mandats nicht vorstellbar, v.a. da auch keine grenzüberschreitenden Netze vorhanden sind.
- Auch auf Basis der nationalen Gesetzgebung erscheint dies nicht sinnvoll zu sein, da eine Öffnung der Wärmenetze eher zu Preissteigerungen (aufgrund der monetären Verluste des Wärmenetzbetriebs) für die Kunden führen würde. Einzellösungen erscheinen daher lediglich auf Basis privatrechtlicher Verträge als vertretbar.
- In Bezug auf Local Energy Communities wird ein lokales Netz, welches nicht vom Netzbetreiber betrieben wird, als nicht sinnvoll erachtet. Eher soll ein lokaler Netztarif zur Anwendung kommen, wenn nachweislich netzfreundliche Effekte erreichbar sind.
- In Bezug auf die Netzplanung wurde dargestellt, dass es nicht zielführend sein kann, wenn das Netz einschätzen müsste, wie sich die Marktteilnehmer verhalten werden. V.a. unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit ist dies schwer vorstellbar, weshalb ja auch klare Regeln bzw. Leistungsobergrenzen in den Netzanschlussverträgen definiert werden.
- Aktuell ist die Sektorkopplung lediglich als politisches Ziel definiert. Einen gesetzlichen Auftrag gibt es dazu noch nicht. Jedoch gibt es bereits viele Anwendungen, welche v.a. im Bereich Regelenergie (stromseitig) umgesetzt bzw. getestet werden.
- Für die Netzbetreiber fehlt dahingehend auch der Anreiz zur Innovation, weil das damit verbundene Risiko aktuell keine Prämie erhält.

Empfehlungen

- Es erscheint sinnvoll, für die definierten Anwendungsfälle die Auswirkungen der einzelnen Netztarife, Steuern und Abgaben (wo möglich für die gesamte Kette d.h. von der Einspeicherung bis zur Rückführung) zu betrachten. Es sollte jedoch auf die Kostenwahrheit geachtet werden. Jedenfalls soll untersucht werden, wie die Preisstrukturen (v.a. Abgaben) für eine bidirektionale Kopplung aussehen. Wo möglich könnten alternative Vorschläge zu Preisstrukturen gemacht werden, wobei auch darzustellen ist, mit welchen Rechten und Pflichten dies verbunden wäre.
- Aus der Sicht der Stromnetzbetreiber sollte eher die Sichtweise des Betreibers (z.B. Windpark und dessen betriebswirtschaftliche Sicht) beleuchtet werden. Dahingehend erscheint auch interessant, was passiert, wenn mehrere Betreiber zusammenarbeiten. Als Beispiel wurde genannt, dass ein Windparkbetreiber (der eine Wärmepumpe hat) seine Netzkapazitäten an anderen Betreiber weitergeben kann.
- In Bezug auf die Sicherheitsaspekte, werden die notwendigen Lösungen wohl komplexer (aufgrund einer erhöhten Anzahl an Angriffspunkten) werden. Es ist dahingehend jedoch sinnvoll, keine getrennten Sicherheitslösungen für die Bereiche Strom und Gas zu entwickeln, sondern vielmehr eine abgestimmte Sicherheitsplanung vorzunehmen.

3. Ergebnisse der quantitativen Analysen

Die zunehmende Volatilität der Stromerzeugung - aufgrund des wachsenden Anteils erneuerbarer Ressourcen - erfordert neue Betriebsstrategien und innovative Lösungen. Um den Betrieb und Ausbau von Erzeugungs-, Umwandlungs- und Speicherkapazitäten auf der Basis erneuerbarer Energien auch in Zukunft sicherzustellen, sind alternative und wirtschaftlich tragfähige Betriebskonzepte außerhalb von Fördersystemen dringend erforderlich. Die sektorale Kopplung von Strom, Wärme/Kälte und Gas wird als eine mögliche Lösung angesehen, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Für die technische Umsetzung des gekoppelten Betriebs verschiedener Netzinfrastrukturen zur Erhöhung der Systemflexibilität stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Eine detaillierte Analyse ist daher notwendig, um die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für die Umsetzung koordinierter Betriebsstrategien für gekoppelte Strom-, Wärme- und Gasnetze im jeweiligen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Darüber hinaus sollte die Analyse darauf abzielen, die wirtschaftlichen Beteiligungsmöglichkeiten unter Wettbewerbsbedingungen zu bewerten.

Daher wurde sowohl eine technische als auch eine wirtschaftliche Analyse anhand einer exemplarischen und replizierbaren Fallstudie im Versorgungsgebiet der Energie Burgenland AG durchgeführt. Diese sollte einerseits den systemrelevanten Sinn einer Sektorkopplung im Hinblick auf die erhöhte Systemflexibilität aufzeigen. Zum anderen wird das wirtschaftliche Ertragspotenzial der Sektorkopplung aufgezeigt.

3.1. Analyse des Konzepts der Sektorkopplung

Um die technischen und organisatorischen Voraussetzungen für den synergetischen Betrieb von gekoppelten Strom-, Wärme- und Gasnetzen im Versorgungsgebiet der Energie Burgenland AG zu evaluieren, wurden regionale Modelle entwickelt. Weiters wurden einzelne Szenarien ausgearbeitet, um jeden Kopplungs-Anwendungsfall weiter zu bewerten. Sensitivitätsanalysen in Bezug auf Wasserstoffpreise und CO₂-Emissionseinsparungen wurden durchgeführt, um das Verständnis für jedes realisierte Szenario zu erweitern.

Das verwendete Modell evaluiert den optimalen Systembetrieb, um den Gewinn in jedem untersuchten Szenario zu maximieren. Die allgemeine Zielfunktion für das Optimierungsmodell ist in Formel 1: Zielfunktion

Das Fallbeispiel beinhaltet einen existierenden Windpark (ca. 32 MW) der bereits über eine Stromdirektleitung Wärmepumpen (1,20 MW thermische Leistung), welche in das lokale Wärmenetz einspeisen, versorgen kann. Unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Optimierung sowie der Maximierung des Anteils an RES, erschien daher eine sinnvolle Kombination mit thermischen Netzen sowie dem Gasnetz möglich.

Im Zuge der Sondierungsstudie stellte die Energie Burgenland Zeitreihen der Produktionsdaten des Windparks, des Verbrauchs des Nahwärmenetzes sowie Leistungsdaten und kritische Parameter des Netzbetriebs zur Verfügung. Ergänzt wurden diese Daten durch bestehende Preise auf den Energiemärkten und Kostenparameter der eingesetzten Technologiekomponenten (z.B. Wärmepumpen, direkte Stromleitungen, etc.).

Analysierte Szenarien

Im Rahmen der Analyse wurden drei verschiedene Anwendungsfälle untersucht, in denen verschiedene Sektorkopplungskonzepte betrachtet wurden. Jeder Anwendungsfall hat mehrere Sub-Szenarien, die unterschiedliche Technologien nutzen. Bei allen untersuchten Szenarien wurde angenommen, dass sie einen Windpark, ein Gasnetz und eine Biomasse-Wärmequelle sowie den Zugang zum Strommarkt und einen lokalen Wärme- und Gasbedarf umfassen. Eine Übersicht über die in jedem untersuchten Szenario verwendete Technologie ist in Tabelle 1: Überblick über die verwendete Technologie in jedem Szenario

Darüber hinaus wurde ein Basisszenario entwickelt und zum Vergleich herangezogen, das aus einem lokalen Wärmebedarf, der durch Wärme aus einer Biomasse-Wärmequelle gedeckt wird, einem lokalen Gasbedarf, der mit Gas aus dem Gasnetz versorgt wird, und einem Windpark, der Strom an den Strommarkt verkaufen kann, besteht.

Zusätzlich wurde eine systemische Analyse darüber durchgeführt, wie das System auf das Auftreten von Ungleichgewicht reagieren würde. Es wurde ein Szenario mit einer einzelnen Wärmepumpe bewertet, wobei verschiedene Leistungsanteile der Wärmepumpenkapazität für die Reaktion auf die Regelenergie reserviert wurden (25% reservierte Kapazität in Szenario 1, 50% reservierte Kapazität in Szenario 2).

Quantifizierbare Ergebnisse

Die monetären Vorteile der in den untersuchten Szenarien verwendeten Sektorkopplungstechnologien im Vergleich zum Basisszenario sind in Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

3.2. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

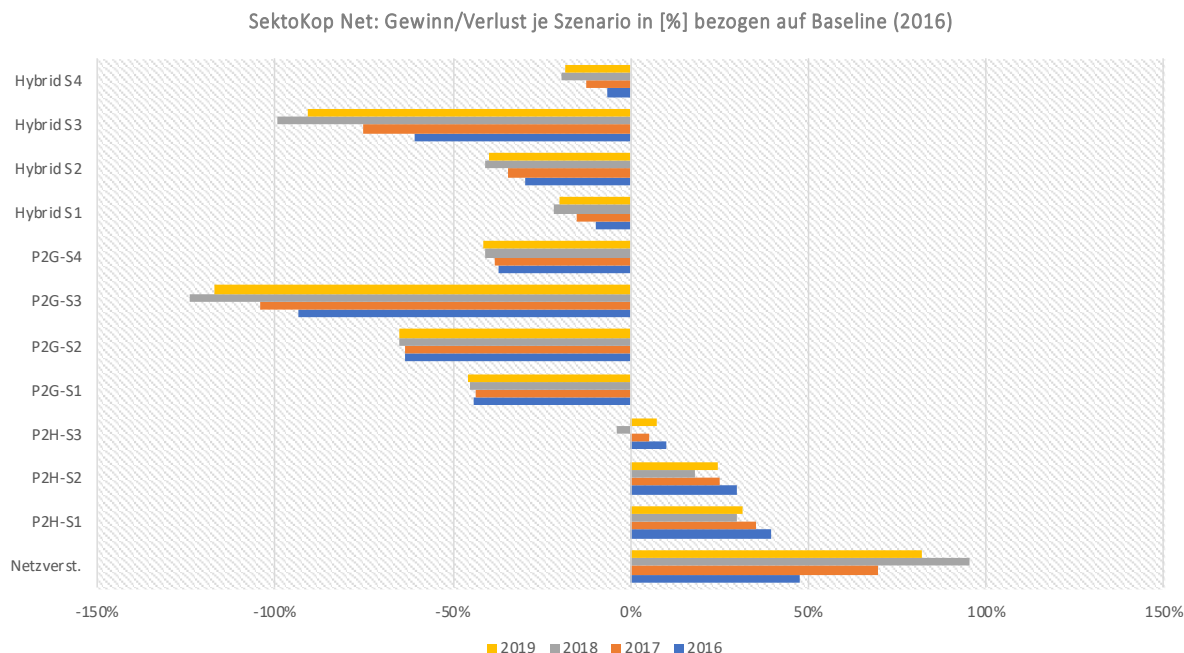


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

3.3. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

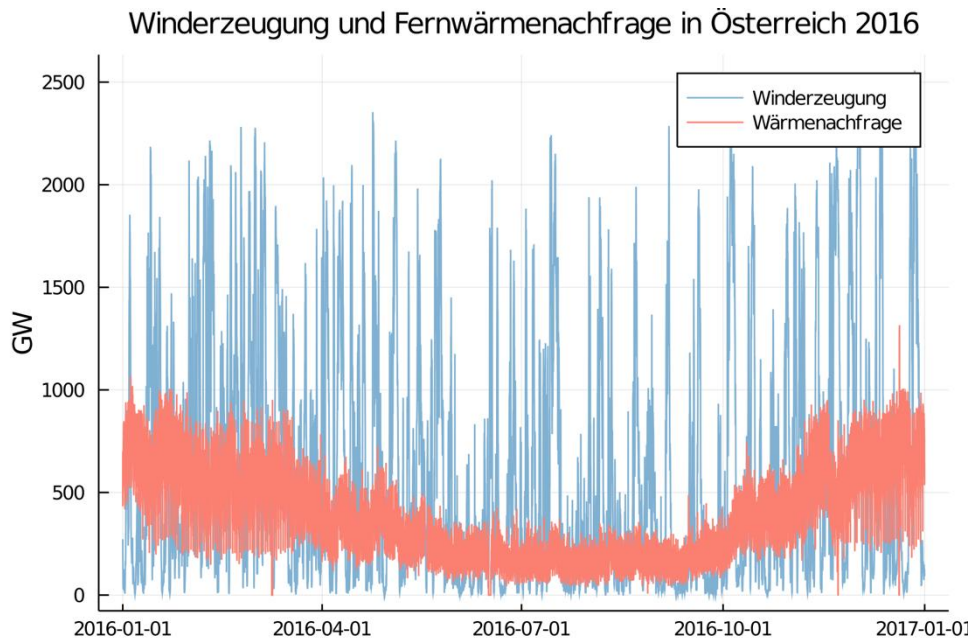


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

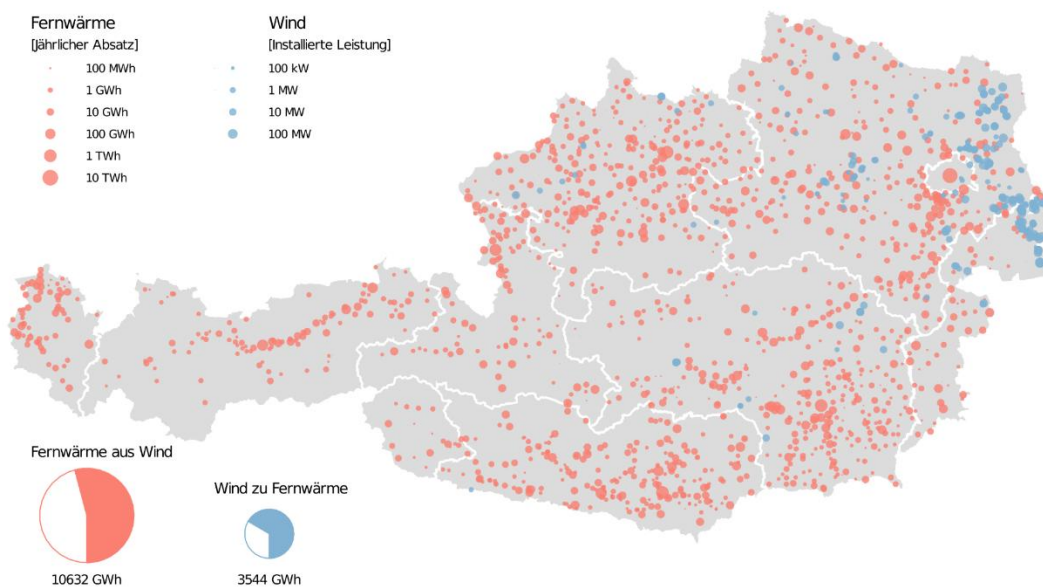


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

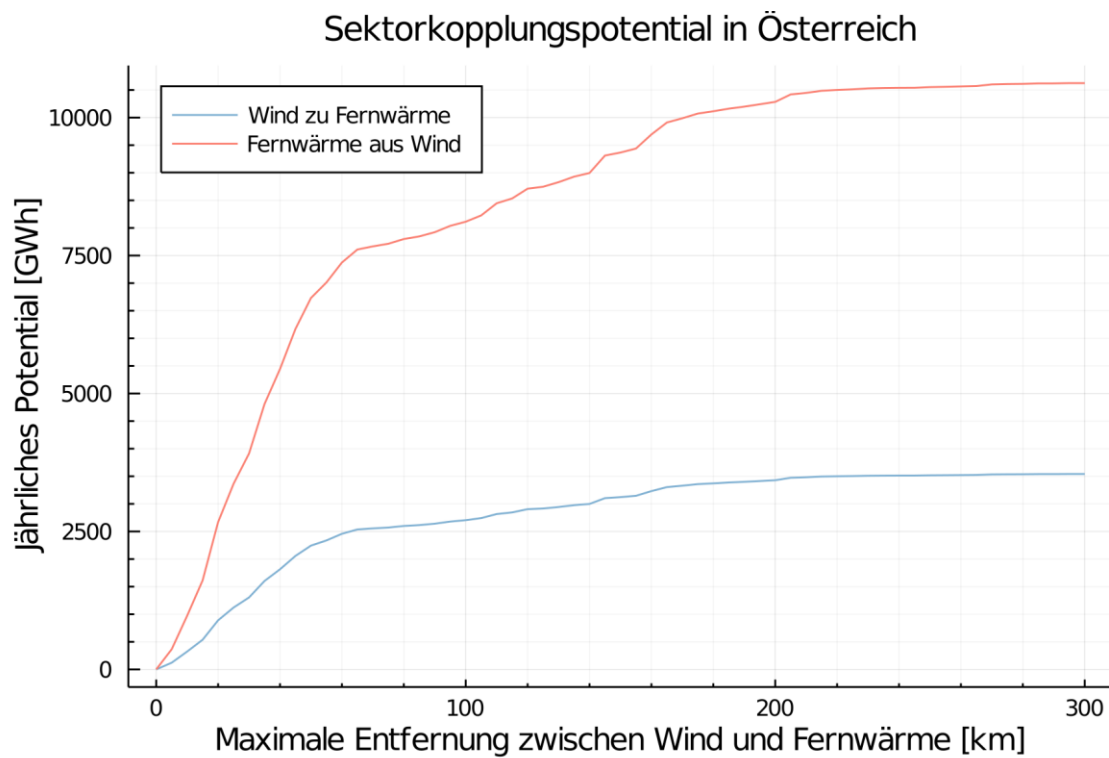


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

4. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

4.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

4.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

5. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

6. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

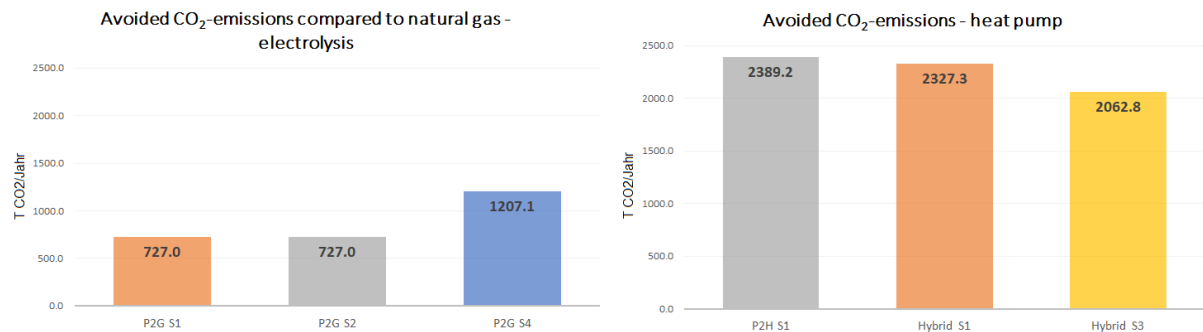


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

6.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

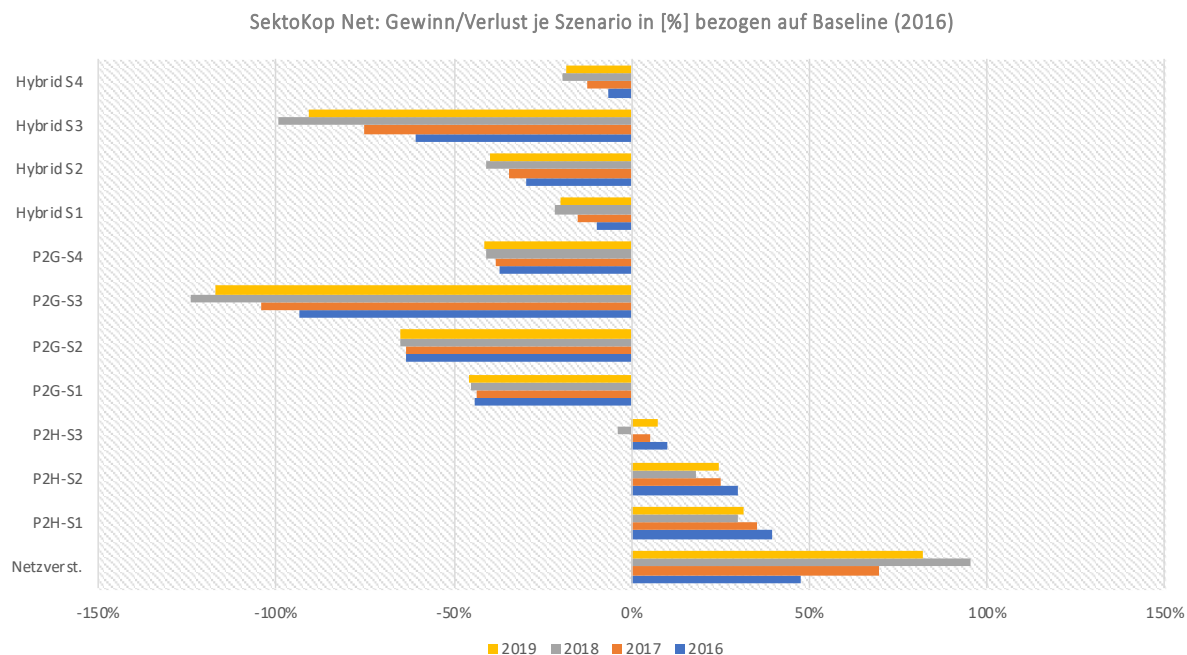


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

6.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

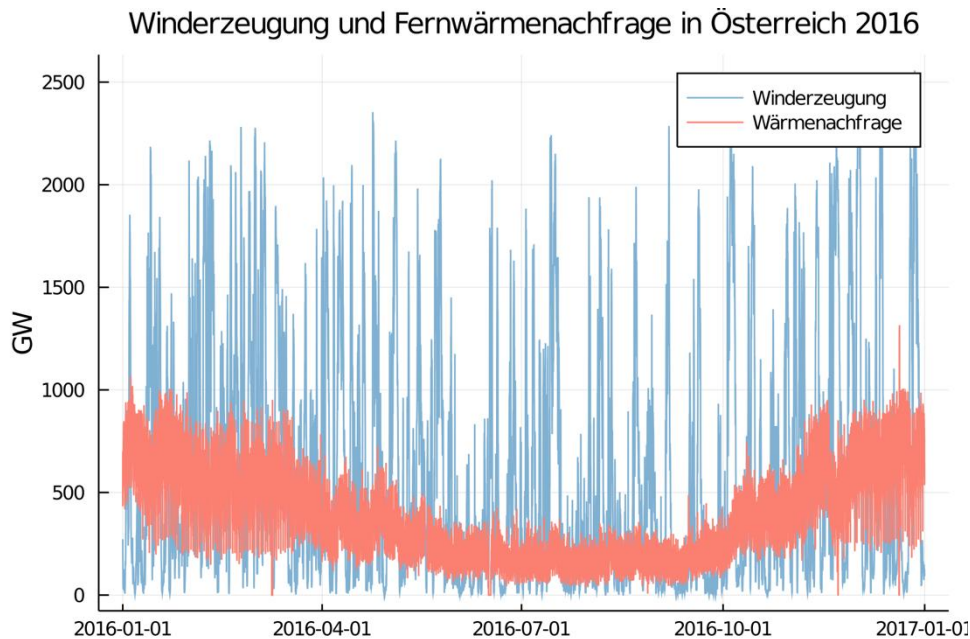


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

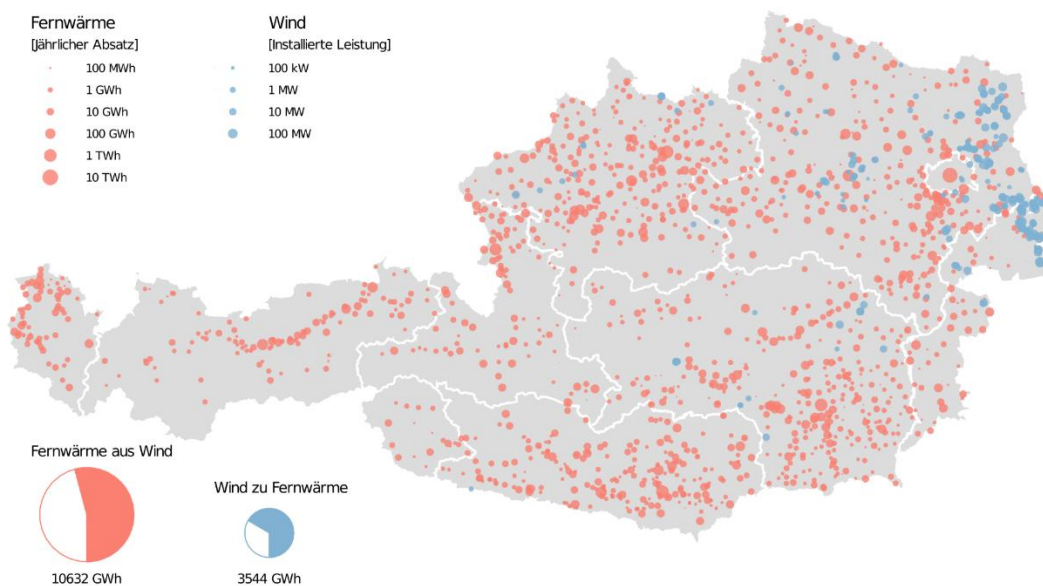


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

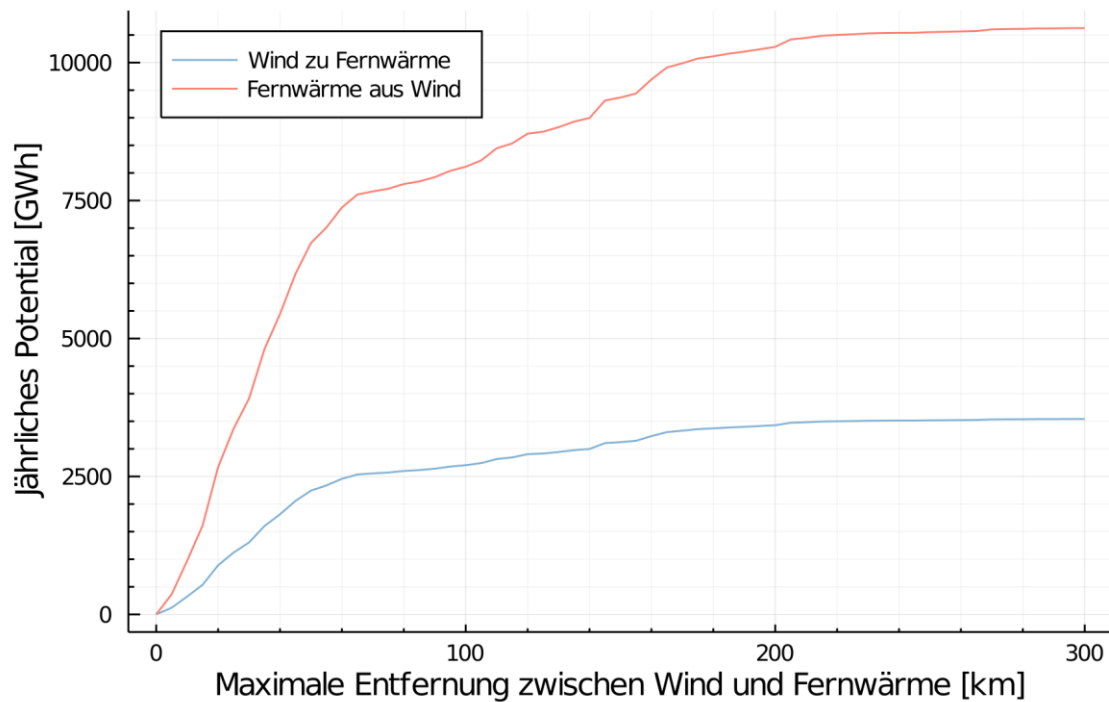


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

7. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

7.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

7.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

8. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

9. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

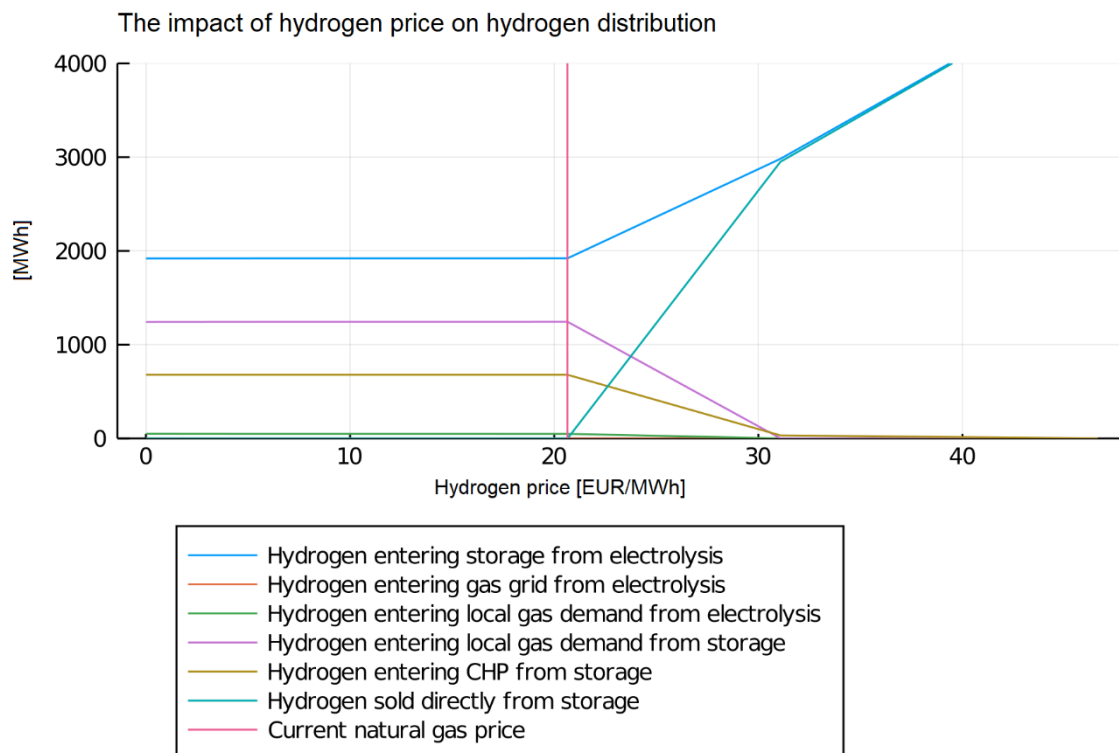


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

9.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

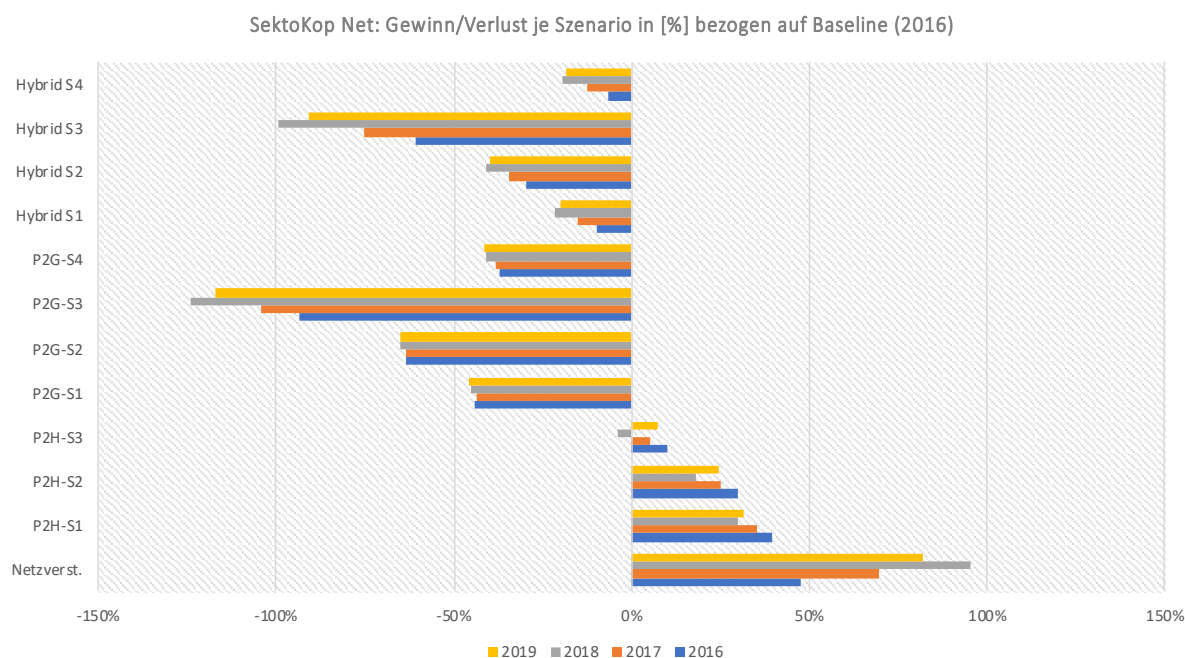


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

9.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

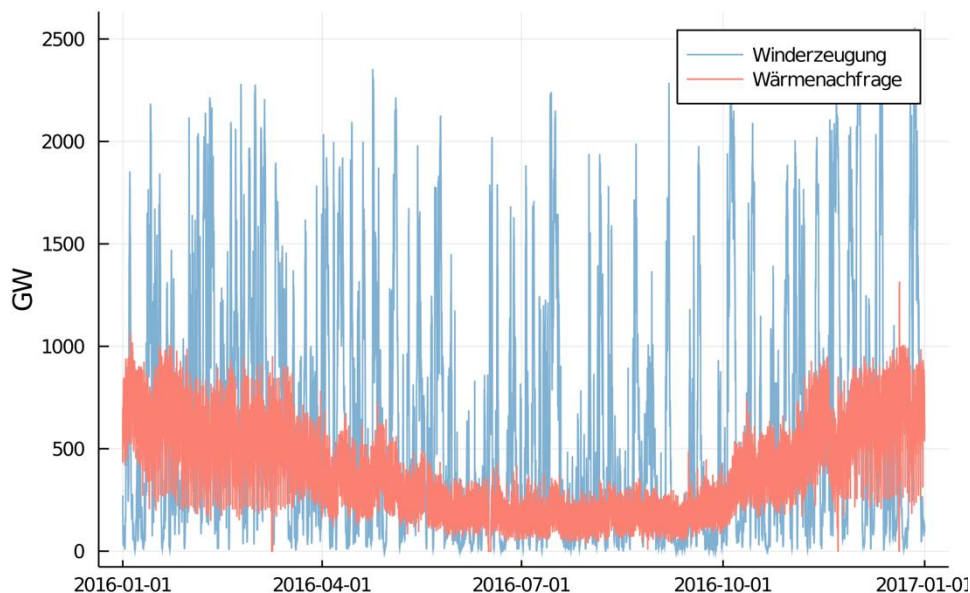


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

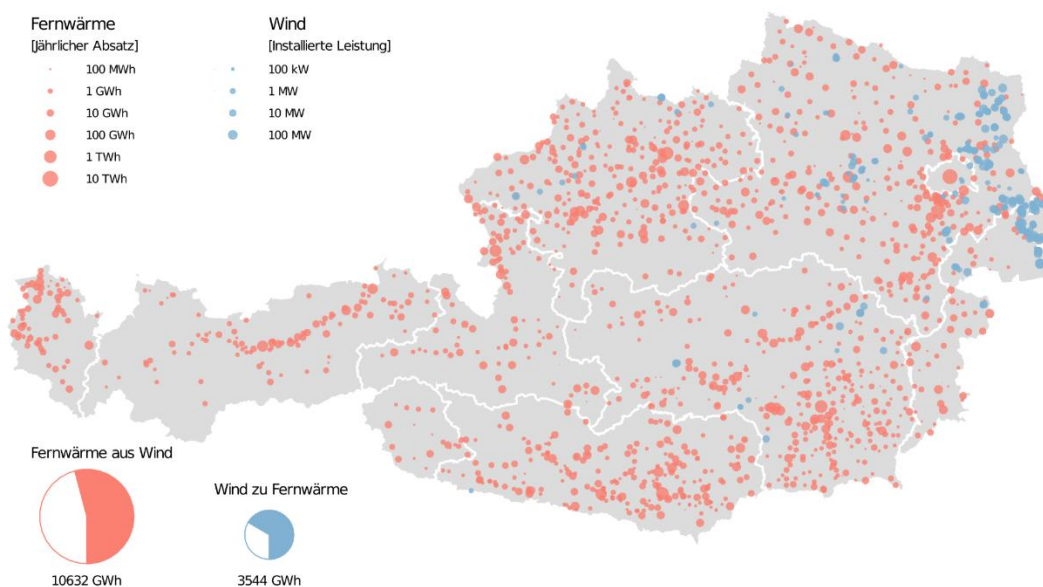


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

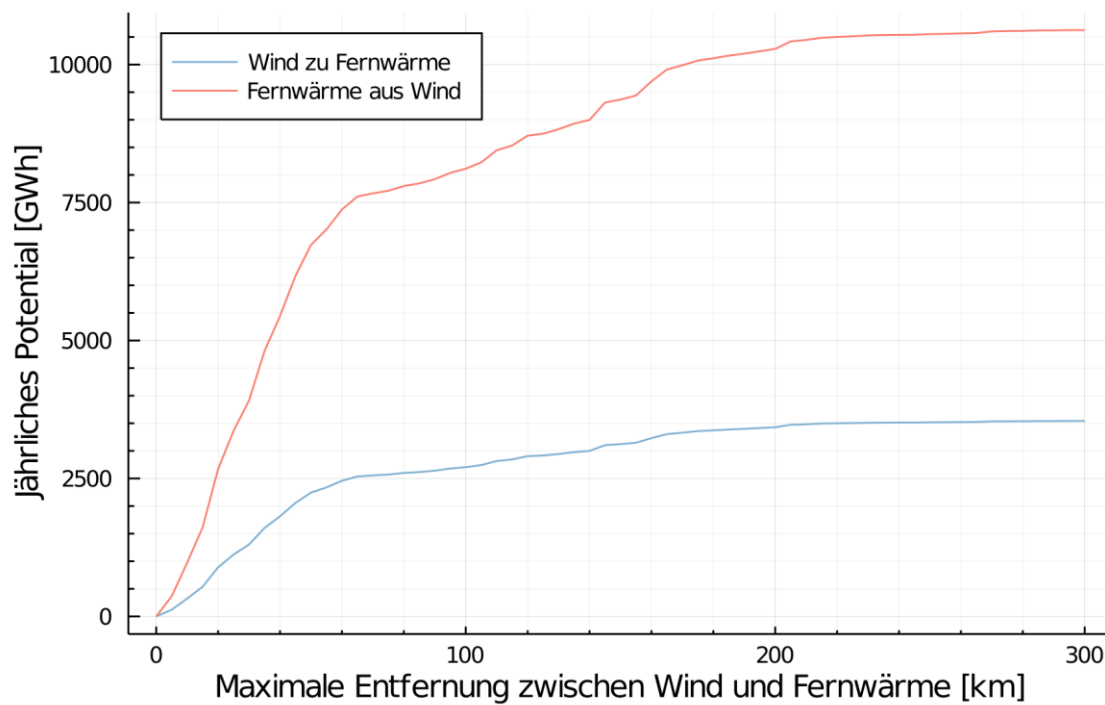


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

10. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

10.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

10.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

11. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

12. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

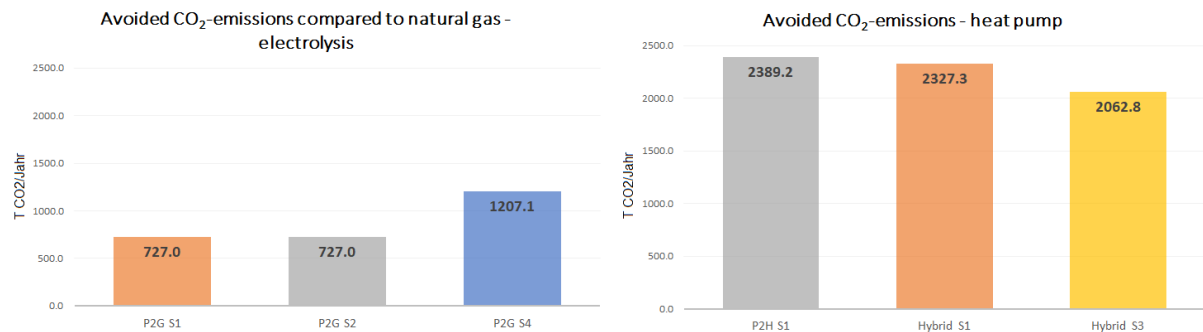


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

12.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

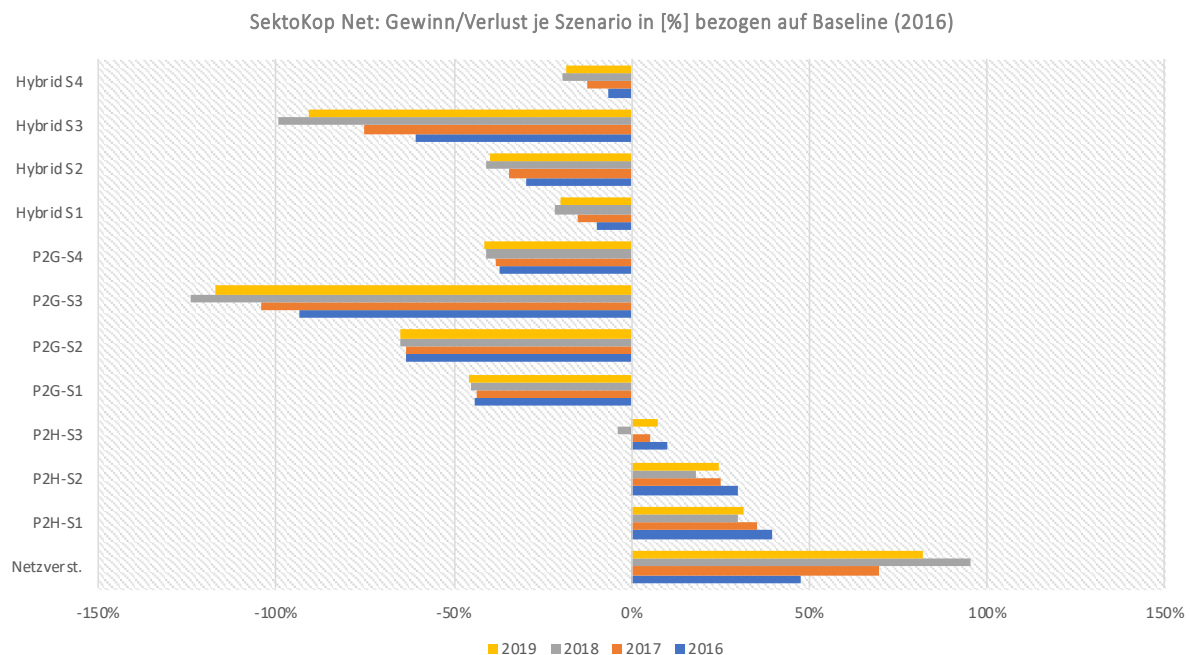


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

12.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

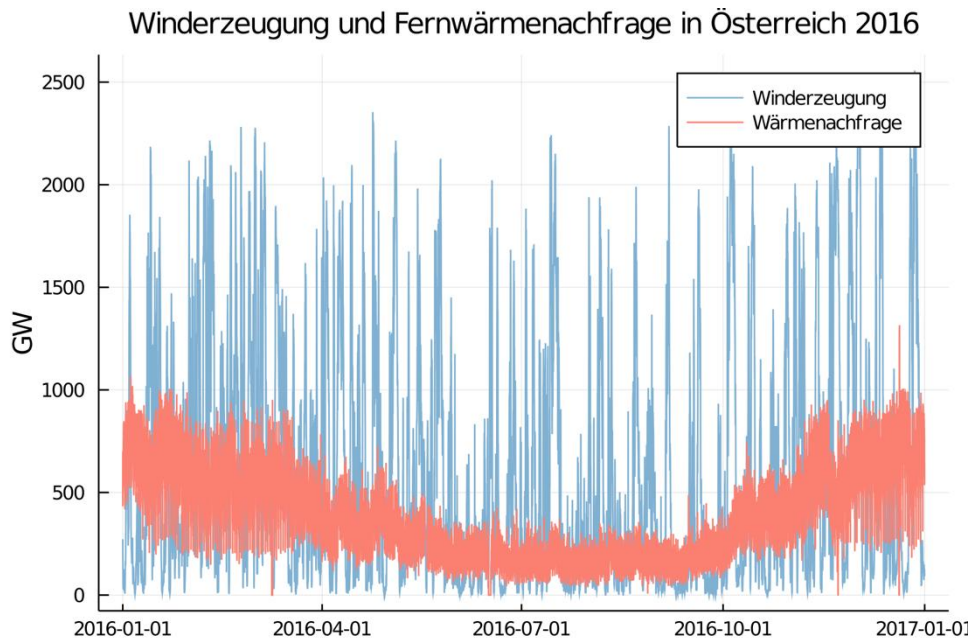


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

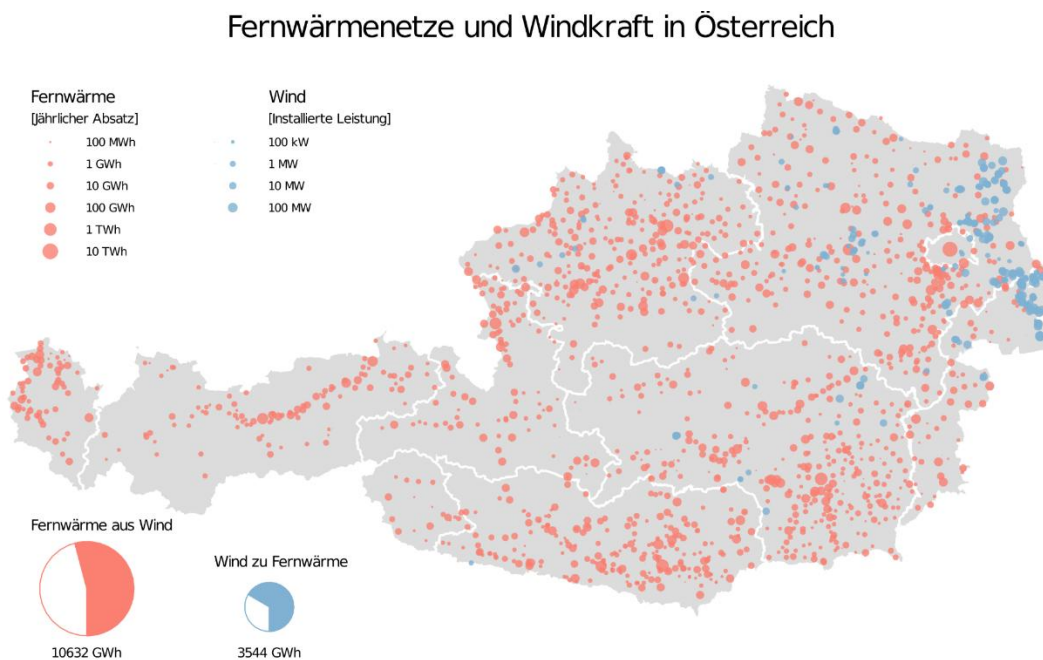


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

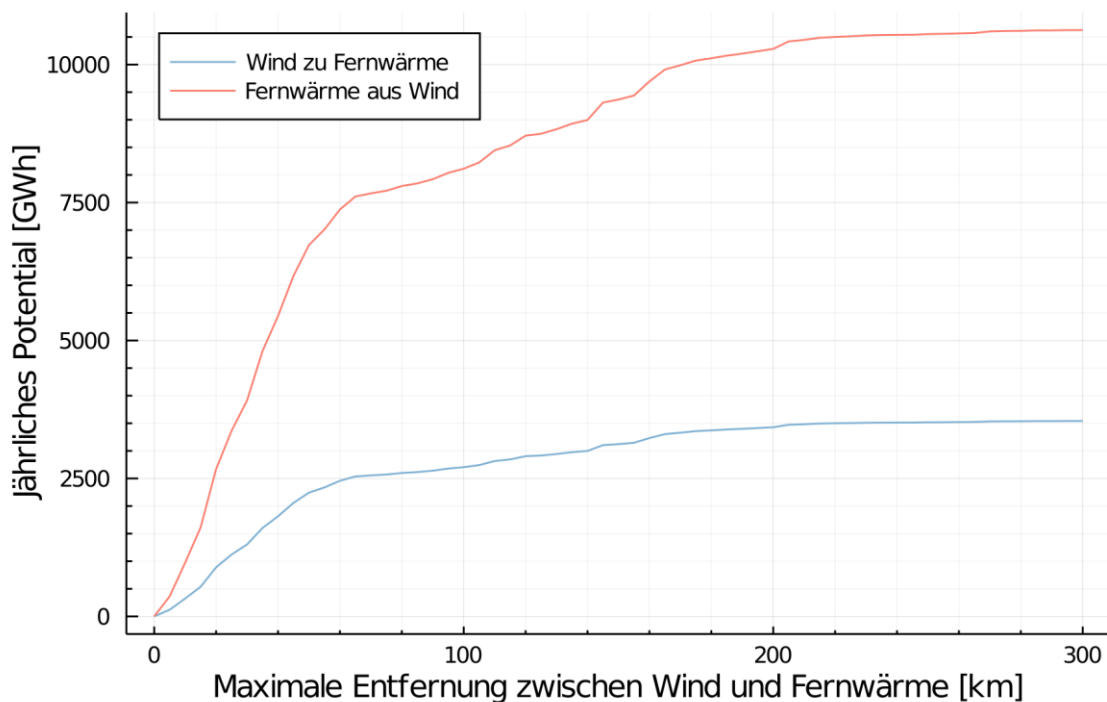


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

13. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

13.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

13.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

14. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

15. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

15.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

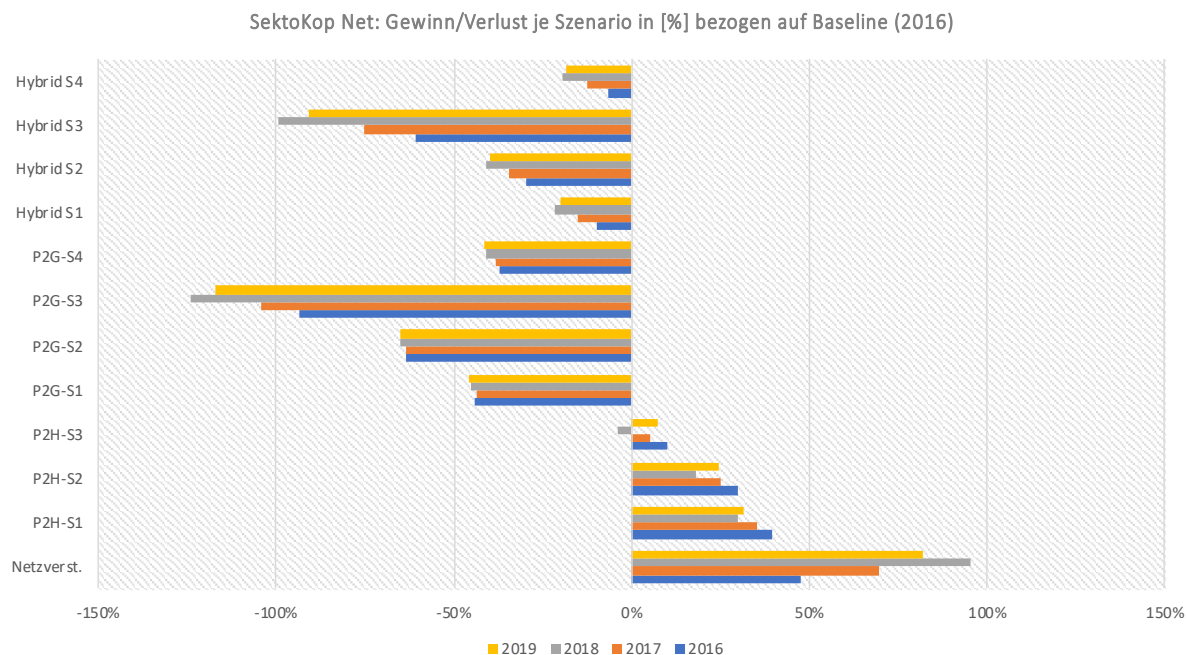


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

15.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

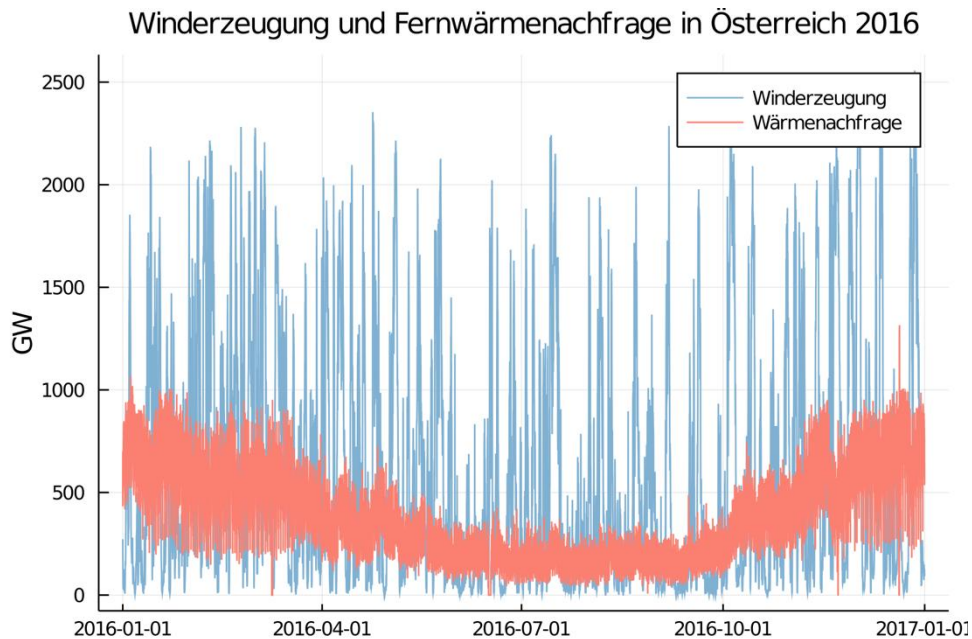


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

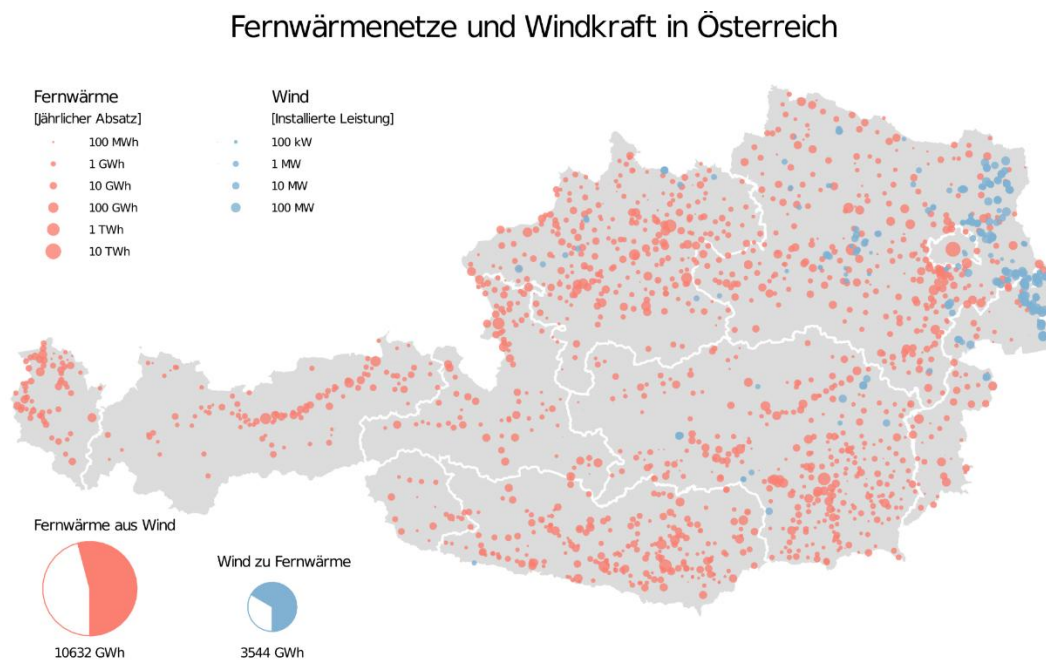


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

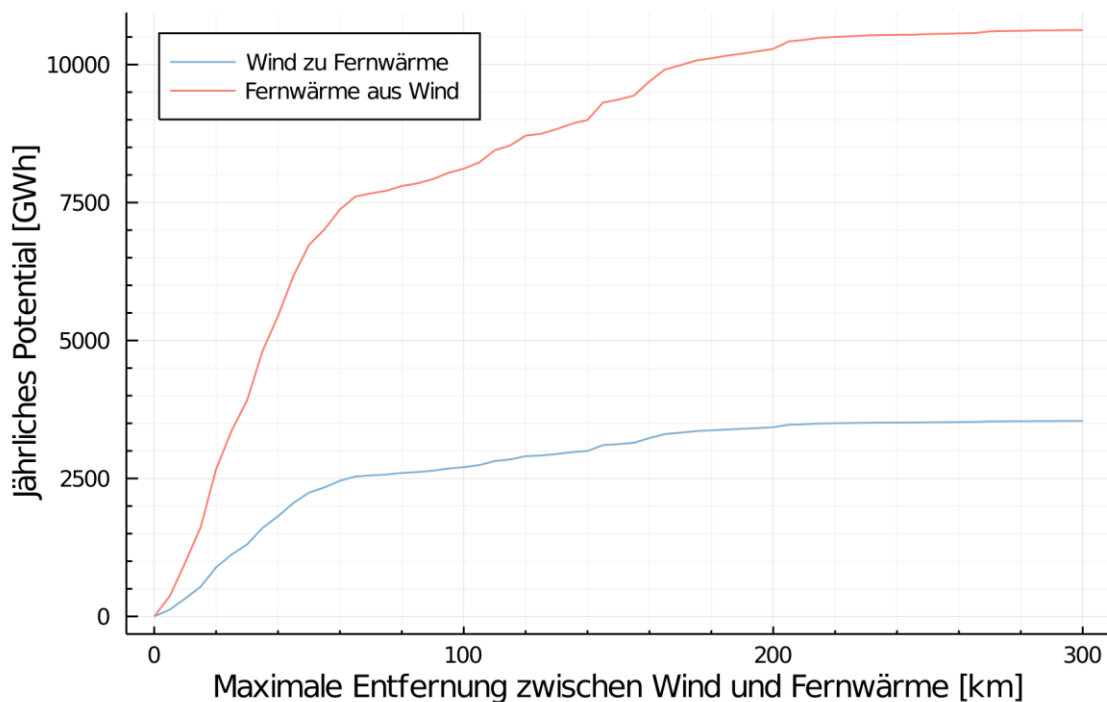


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

16. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

16.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

16.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

17. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

18. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

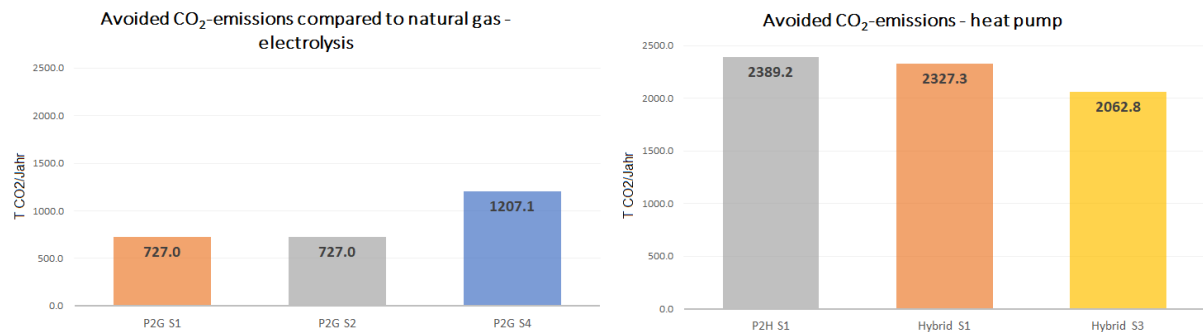


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

18.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

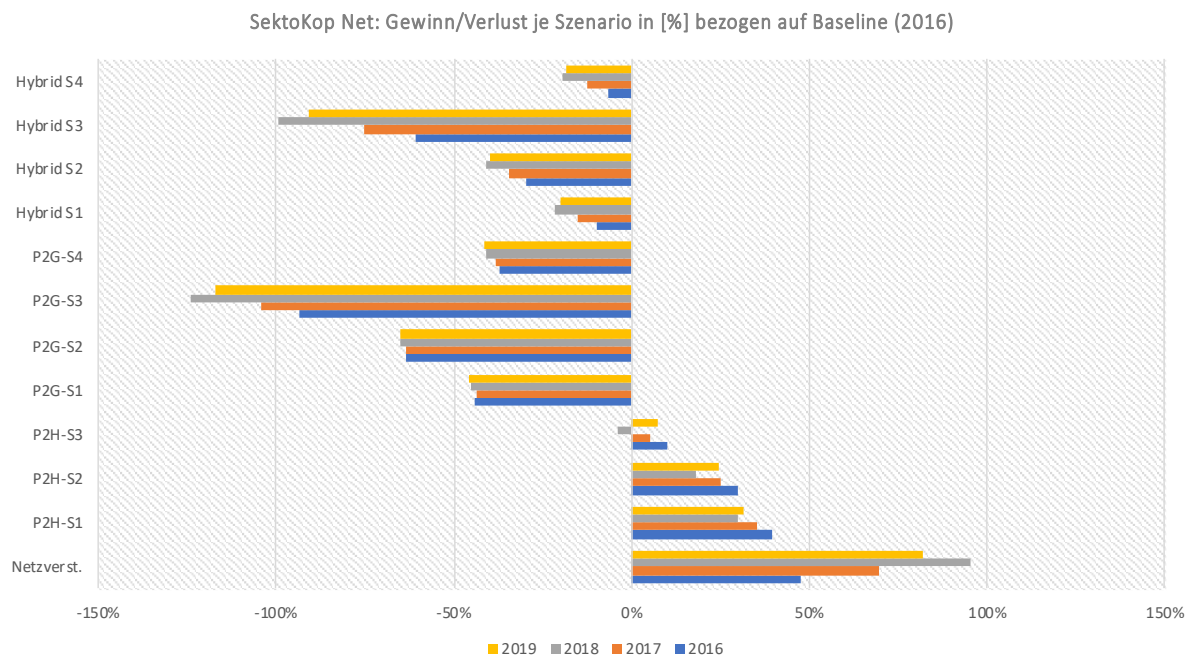


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

18.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

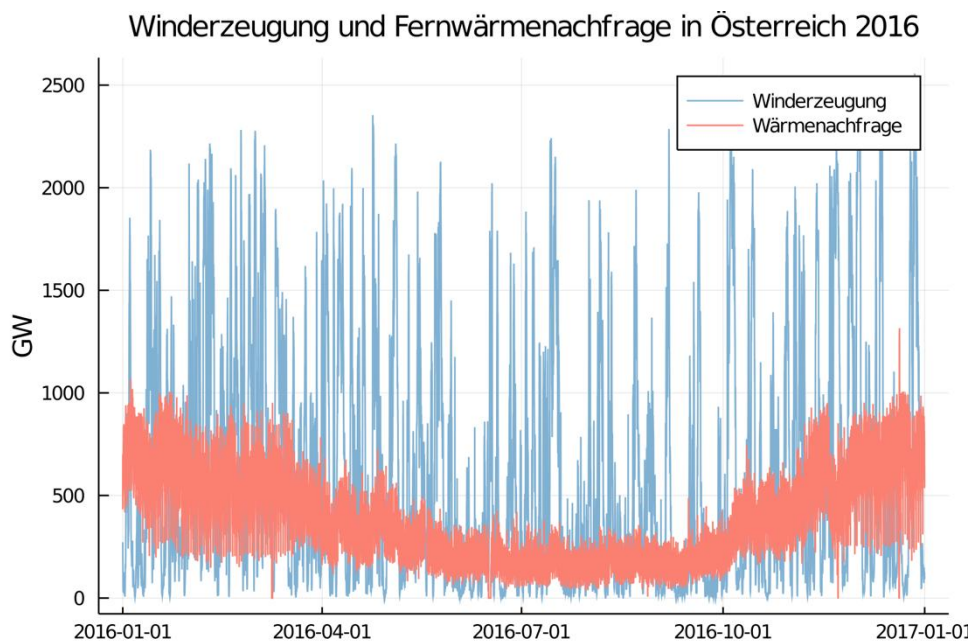


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

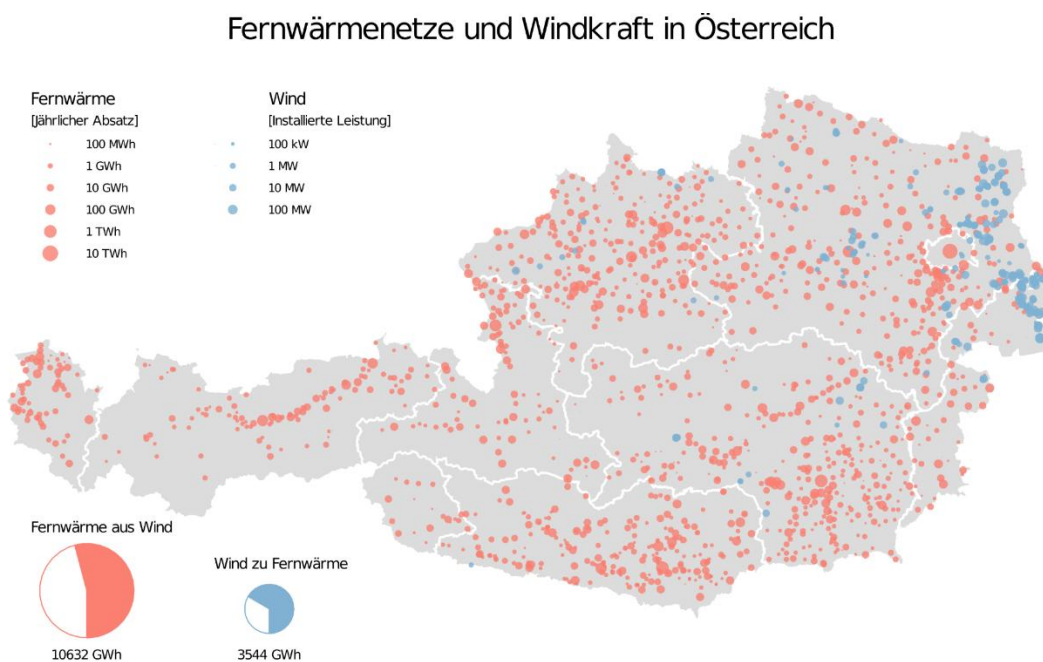


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

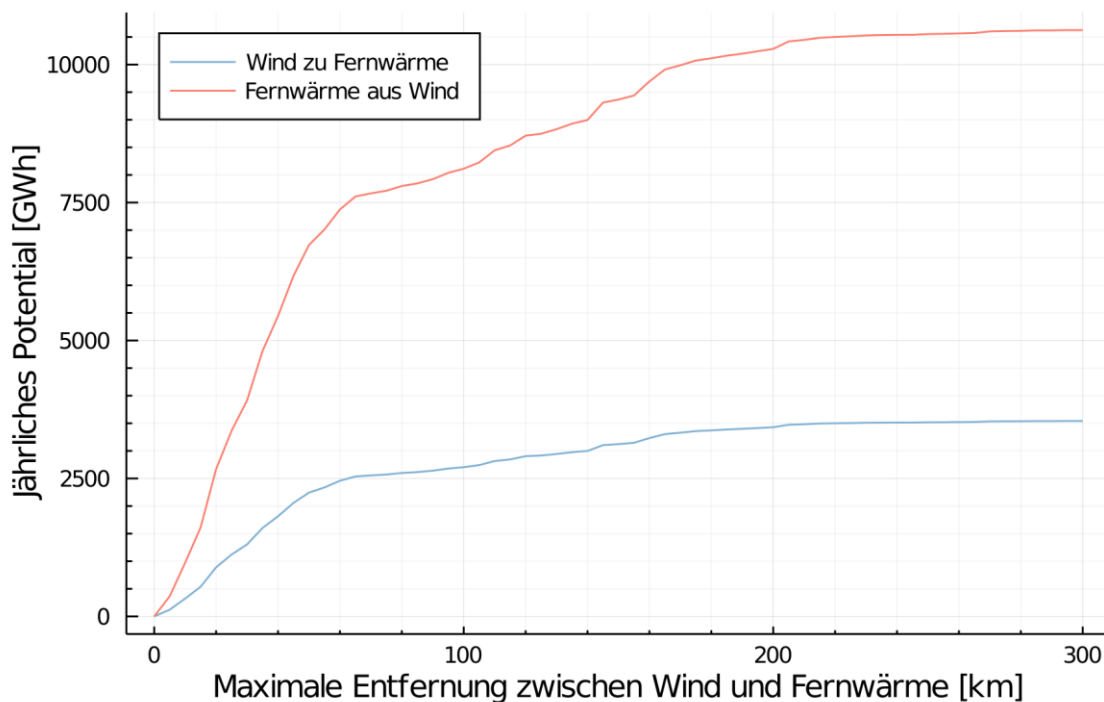


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

19. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

19.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

19.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

20. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

21. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

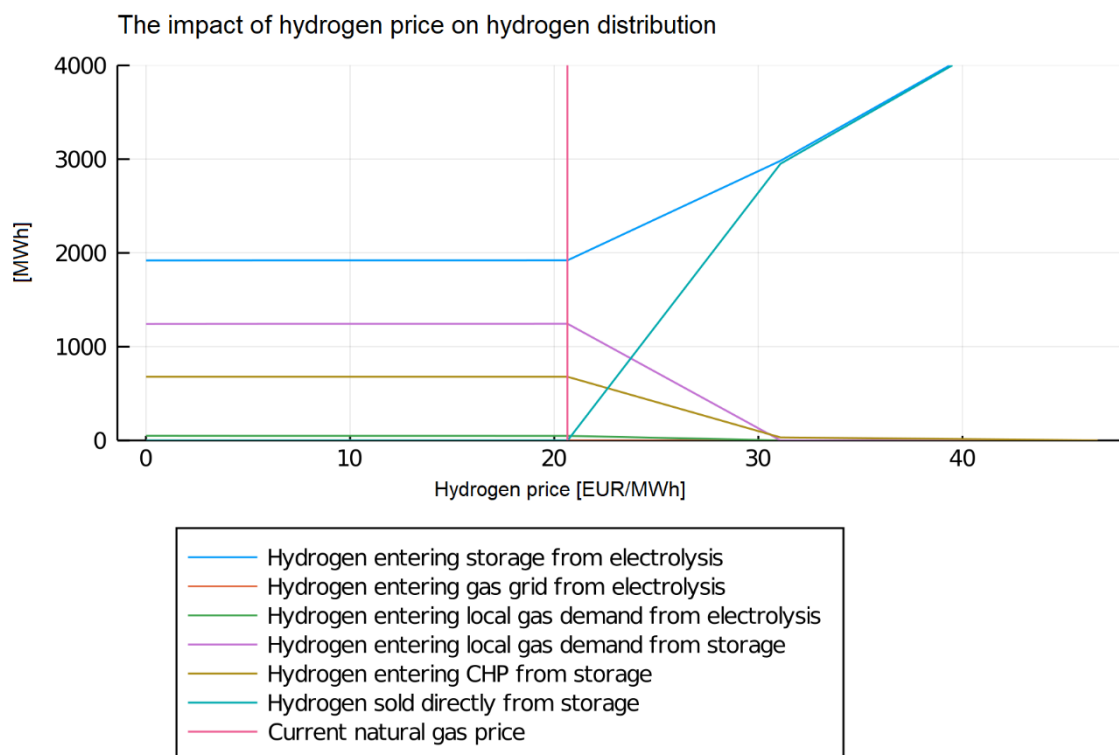


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

21.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

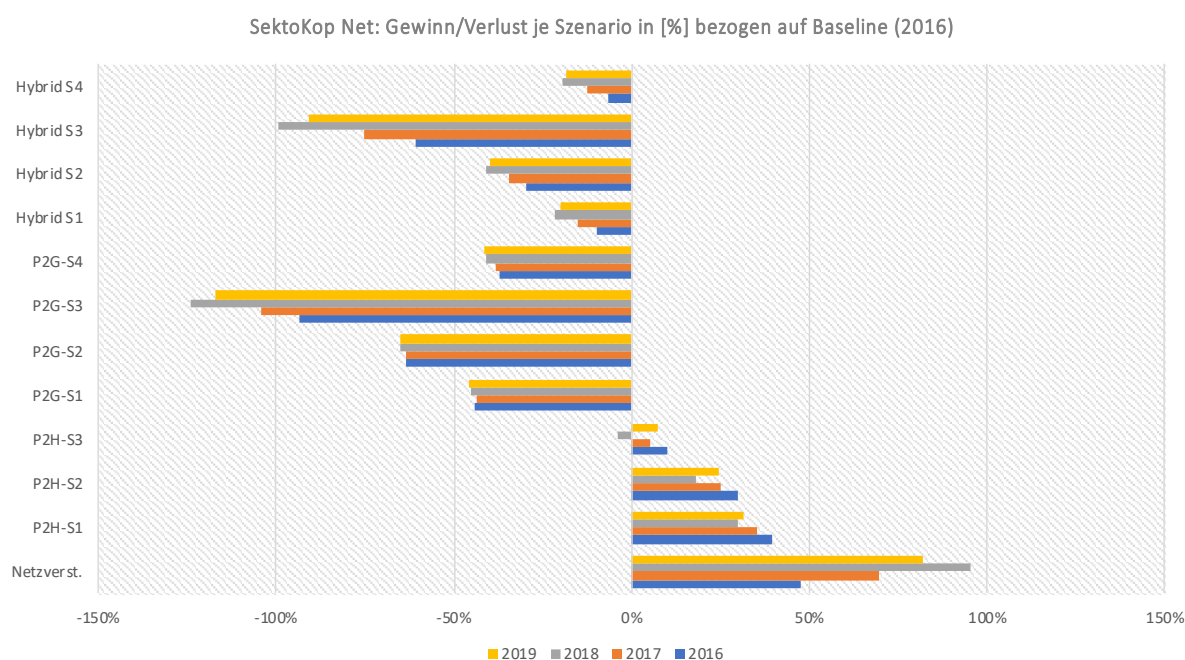


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

21.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

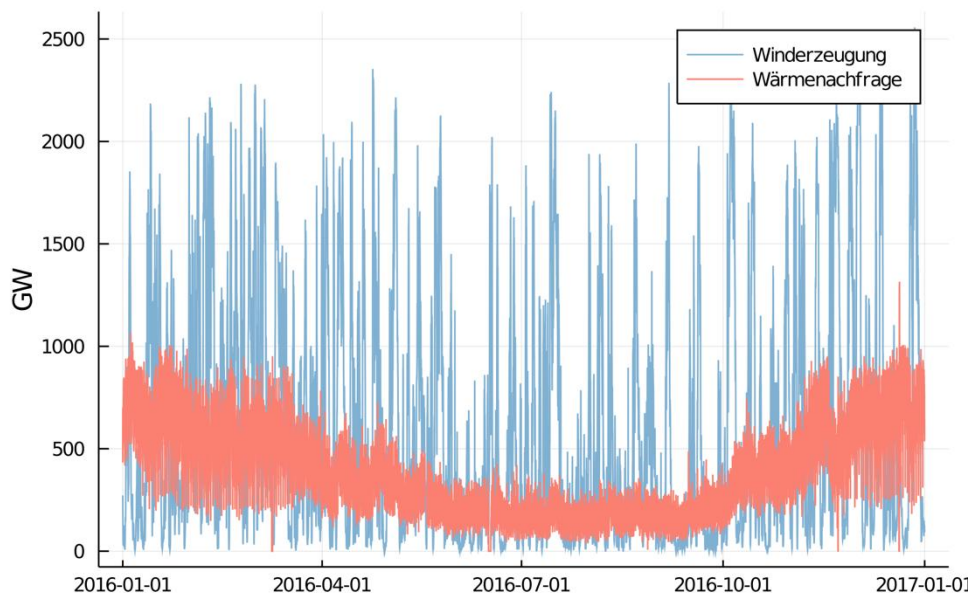


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

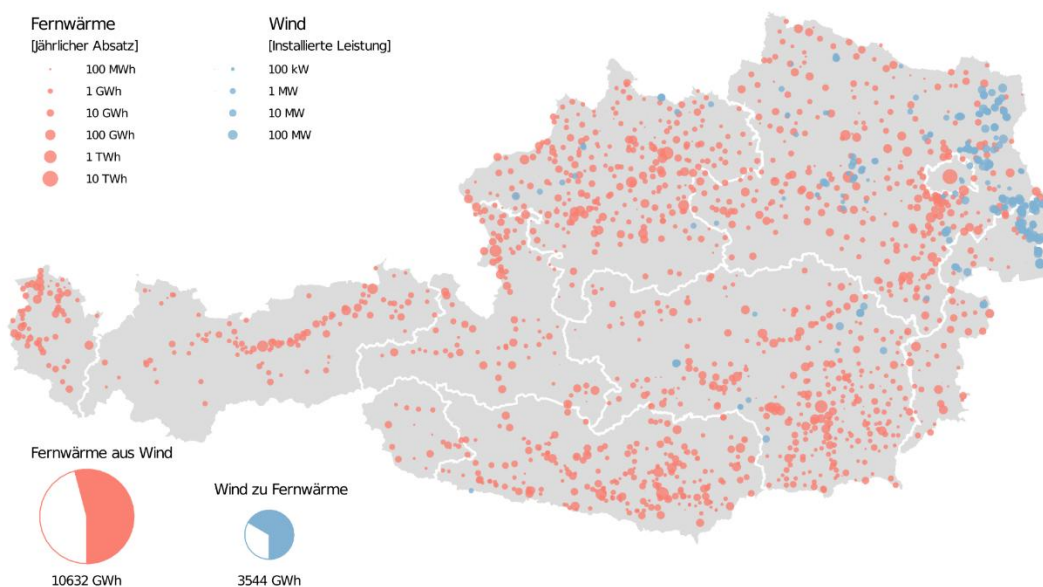


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

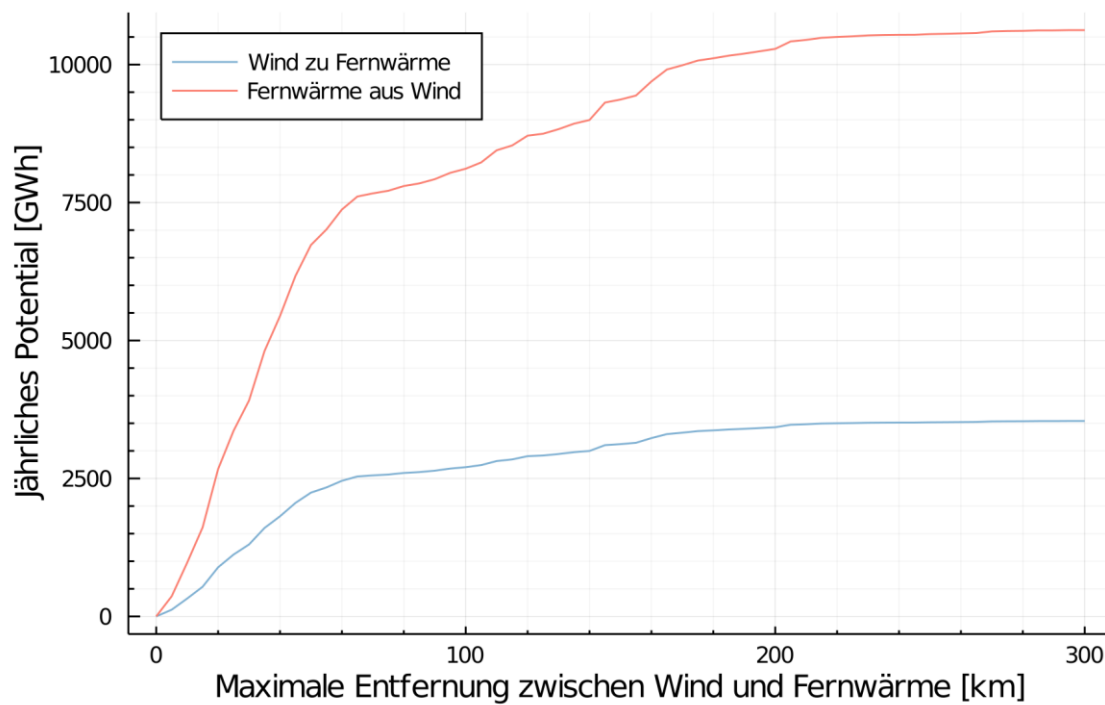


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

22. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

22.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

22.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

23. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

24. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

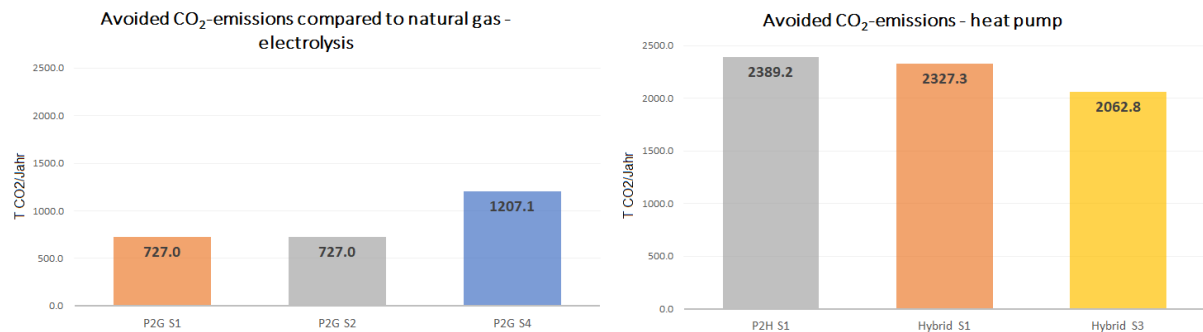


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

24.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

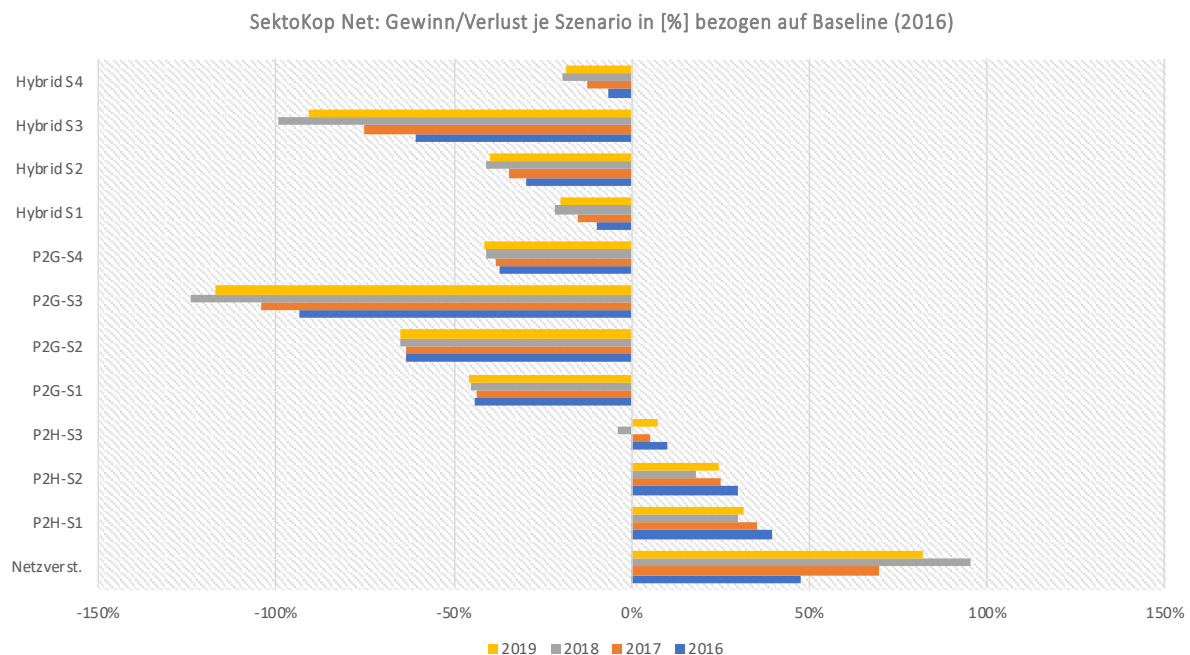


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

24.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

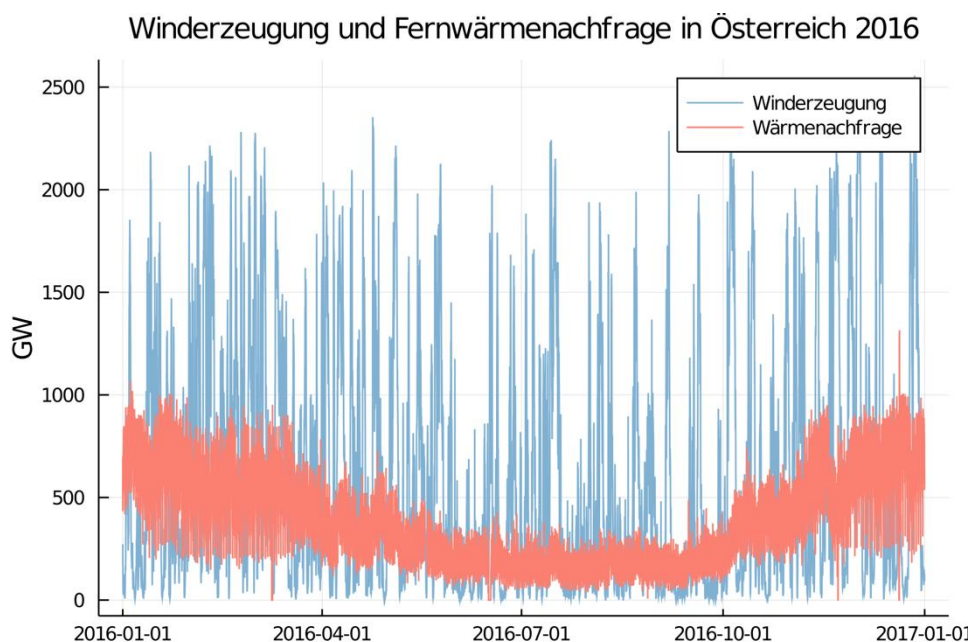


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

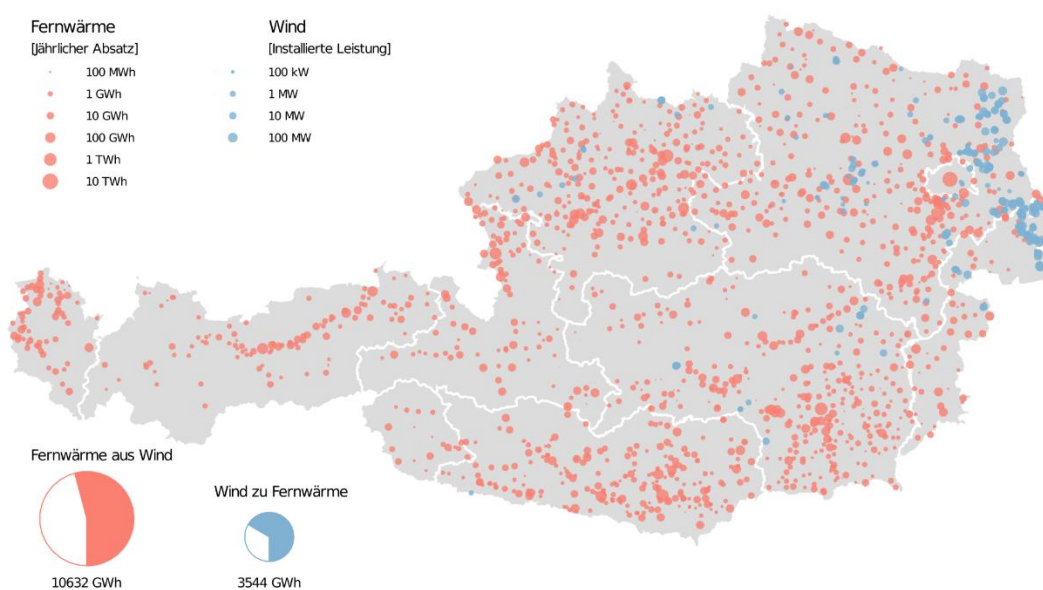


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

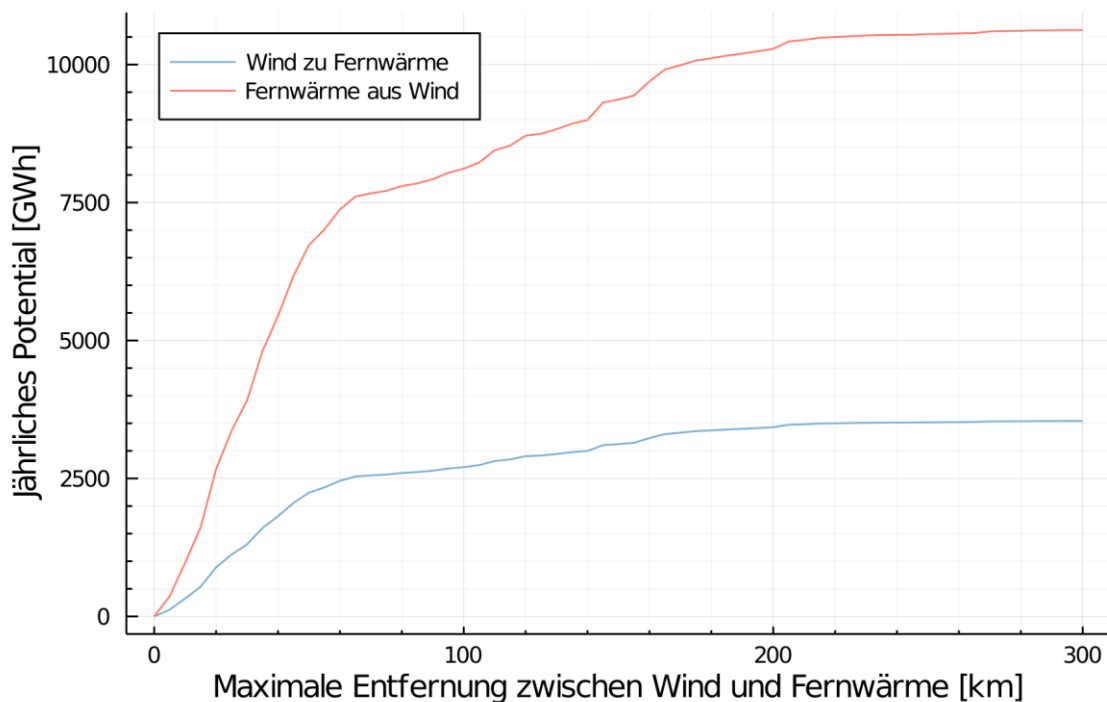


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

25. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

25.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

25.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

26. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

27. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

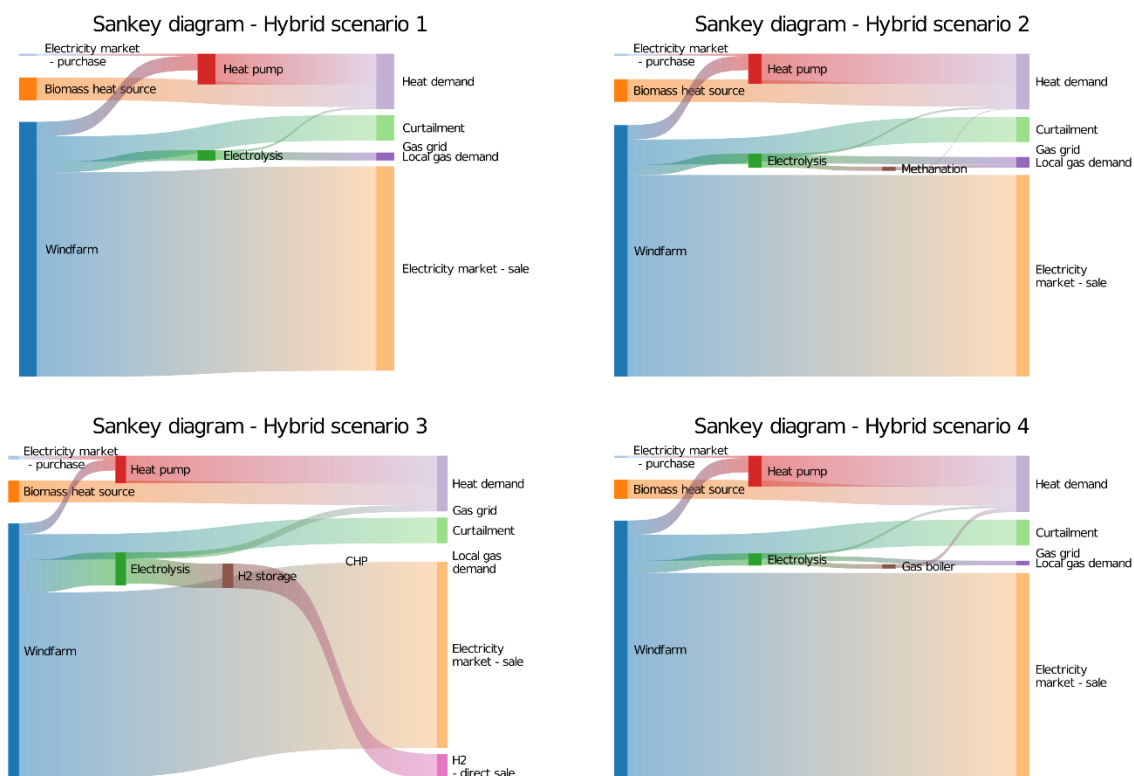


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

27.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

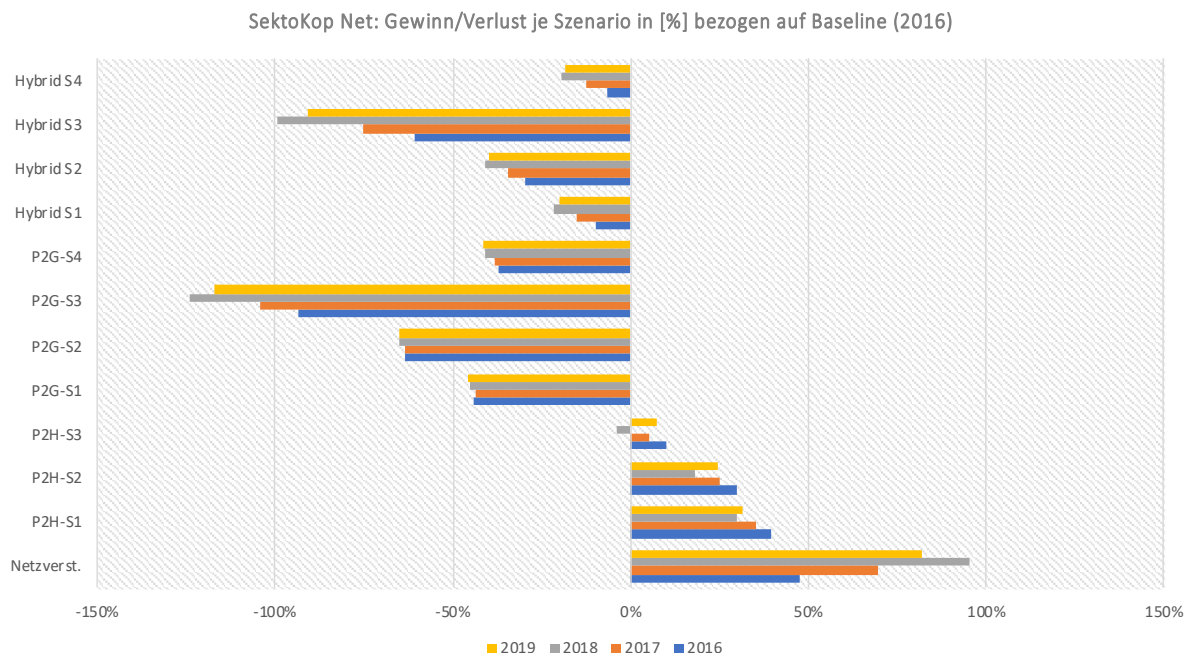


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

27.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

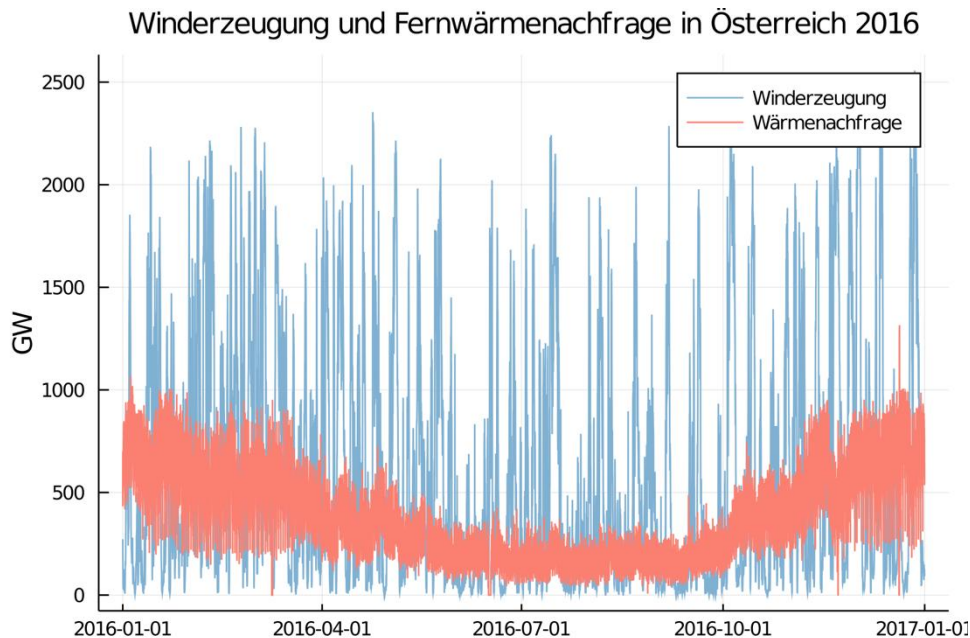


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

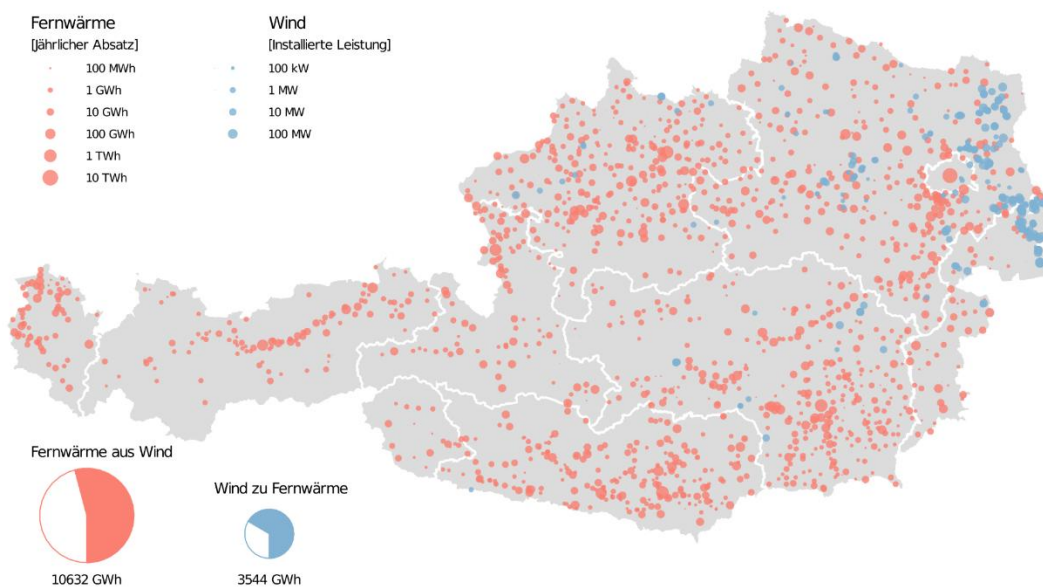


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

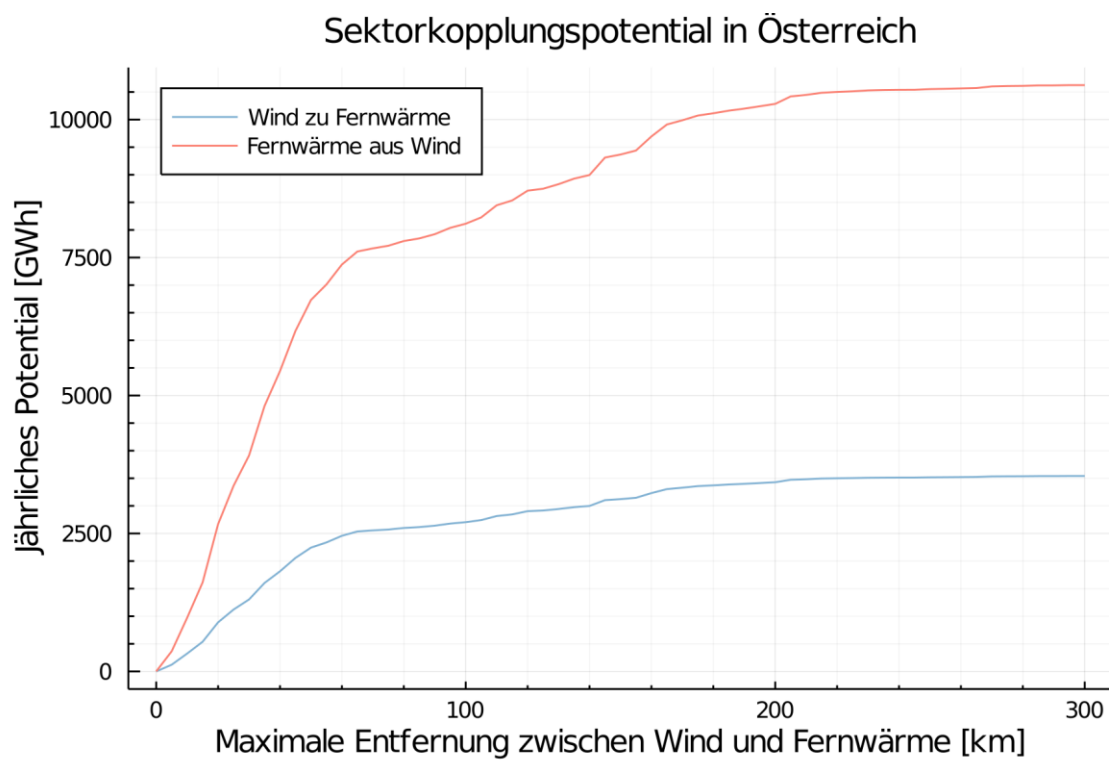


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

28. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

28.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

28.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

29. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

30. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

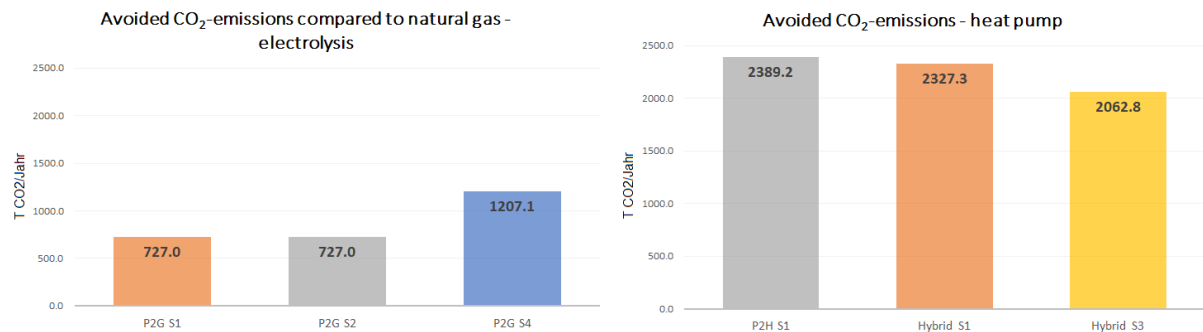


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

30.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

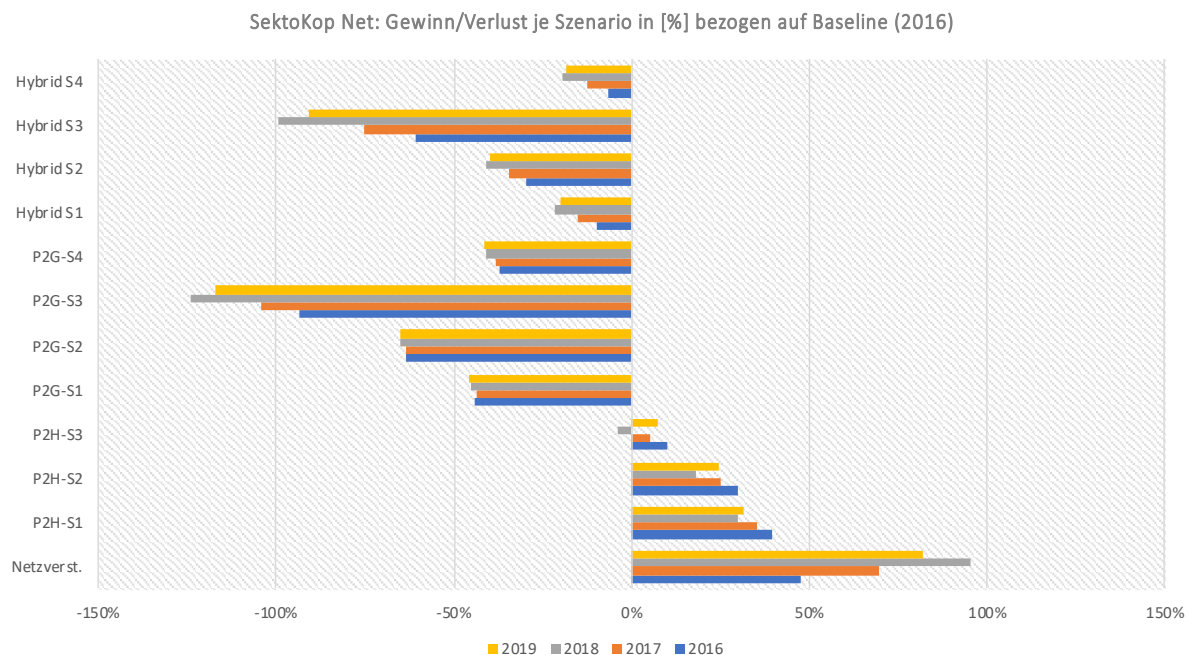


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

30.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

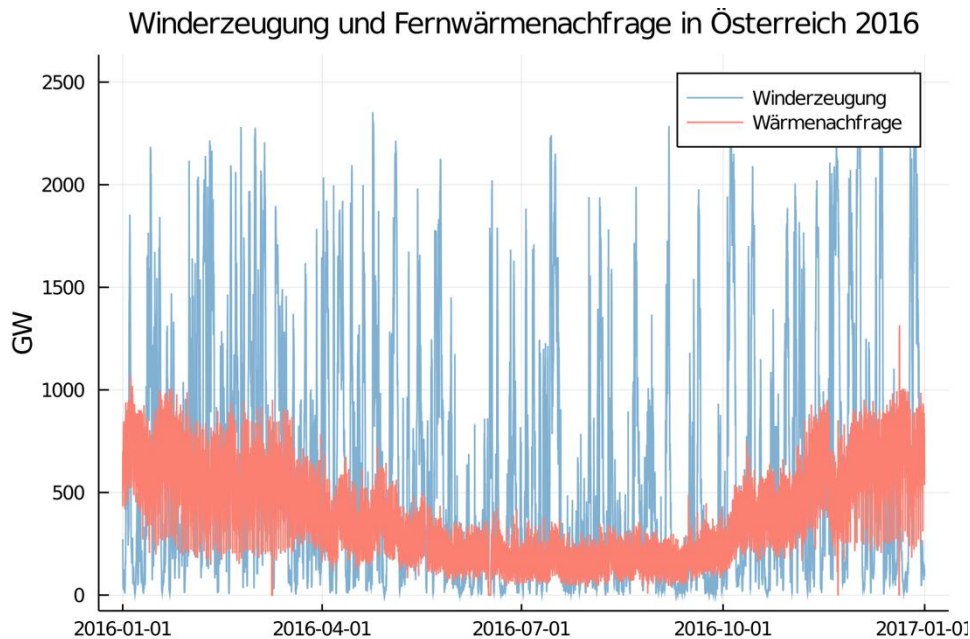


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

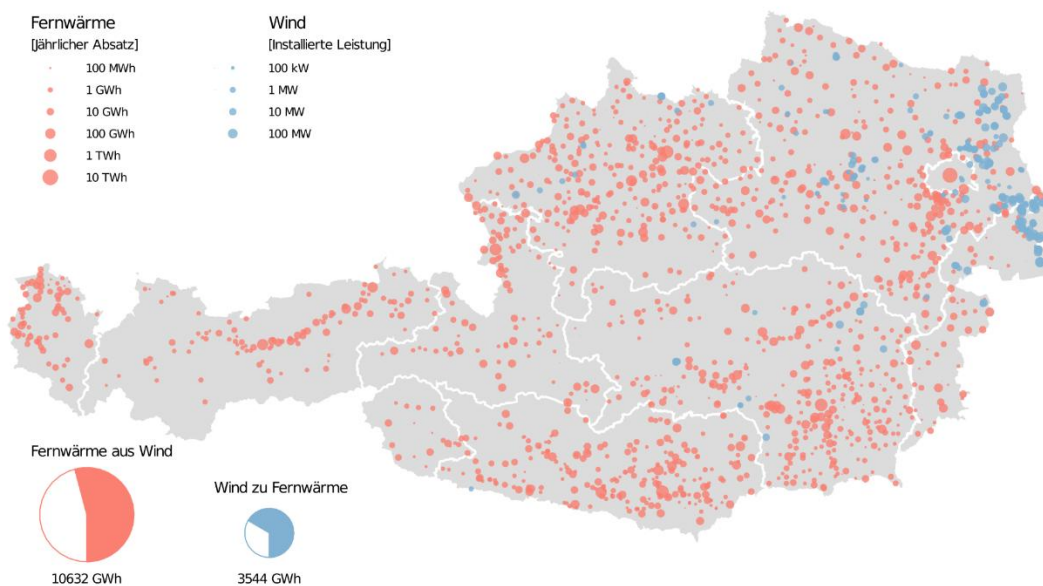


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

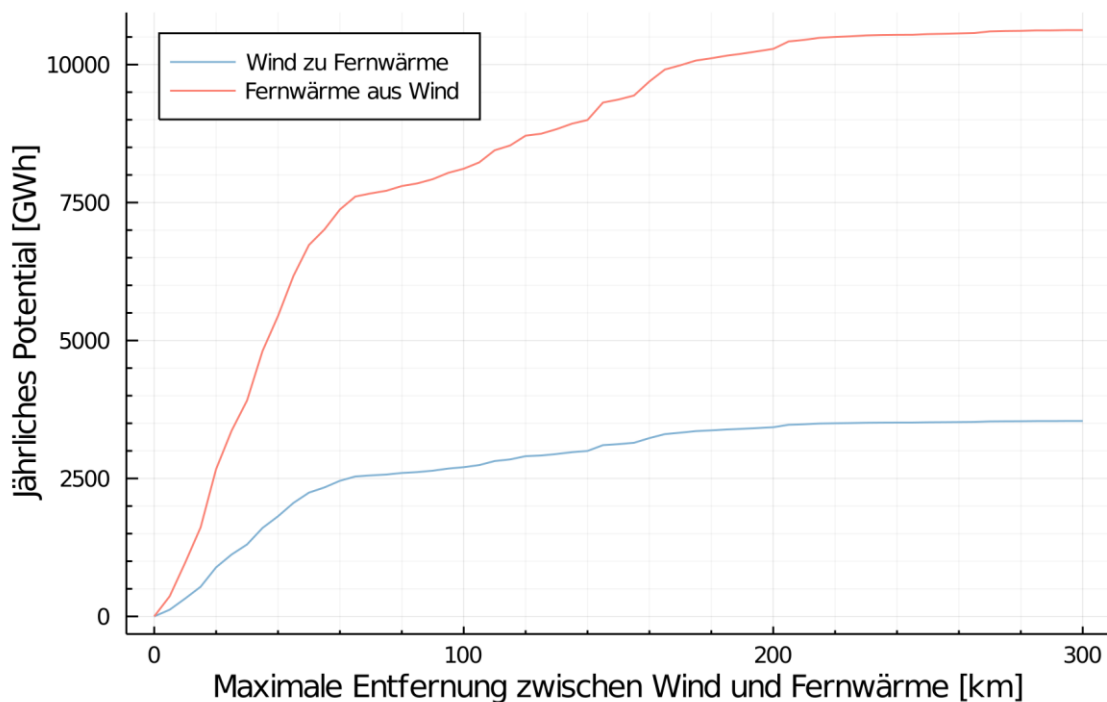


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

31. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

31.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

31.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

32. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

33. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

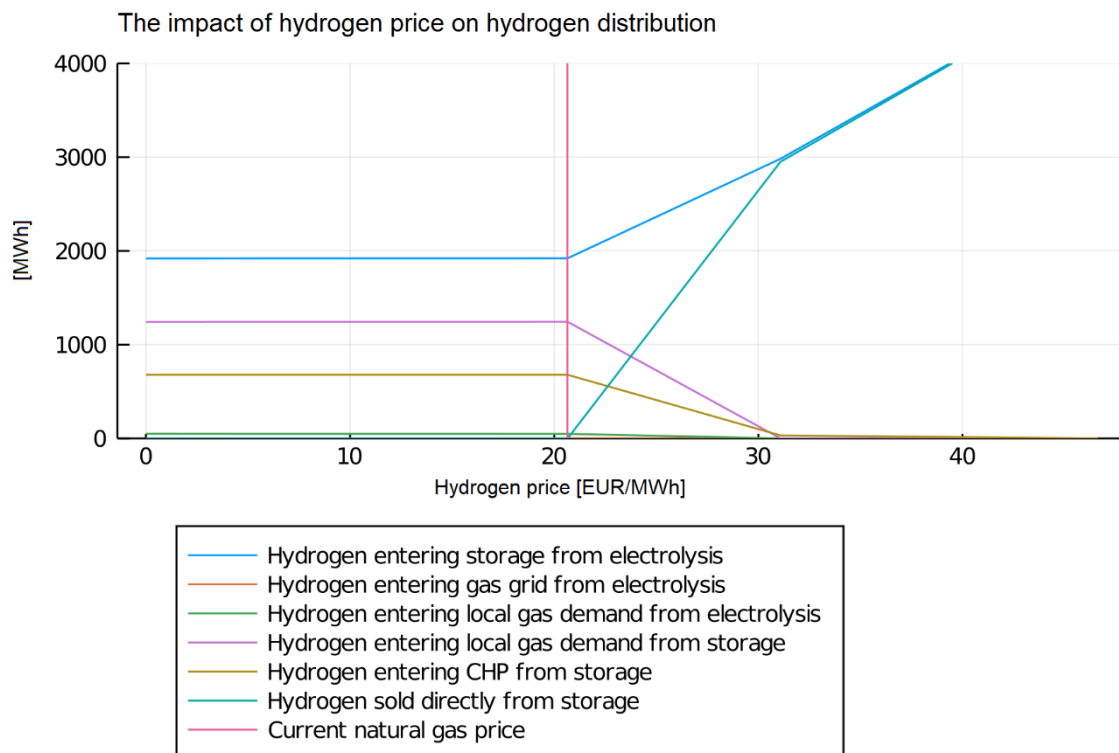


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

33.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

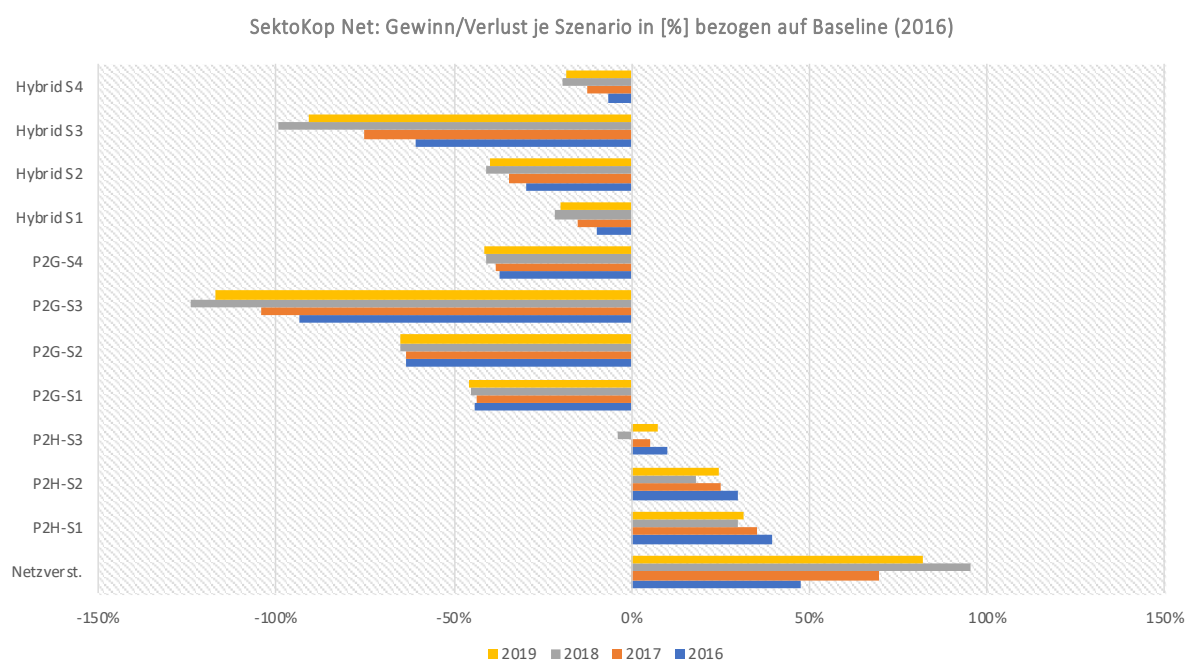


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

33.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

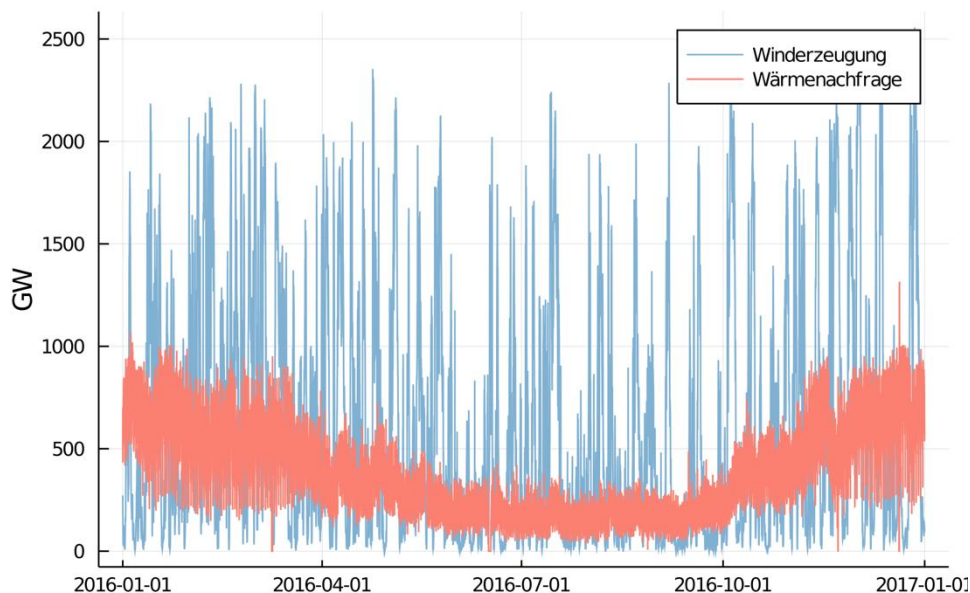


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

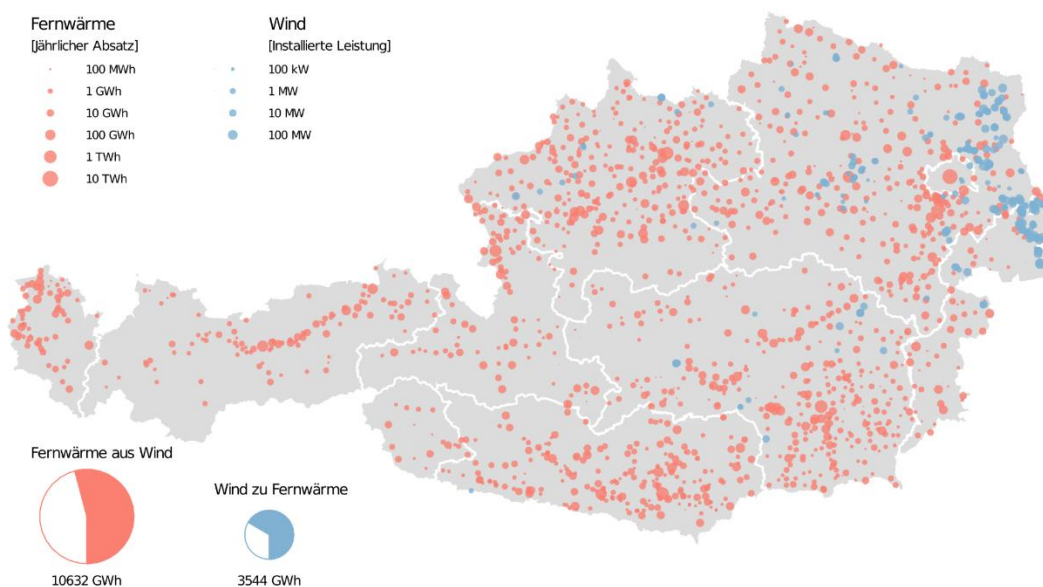


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

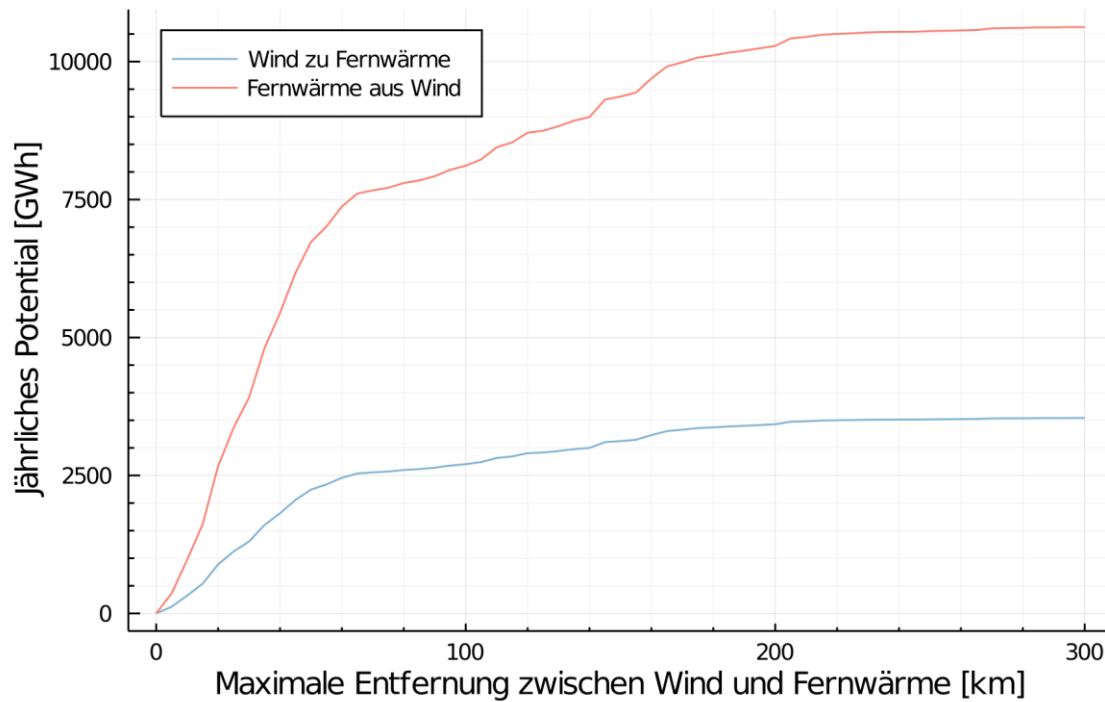


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

34. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

34.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

34.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

35. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

36. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

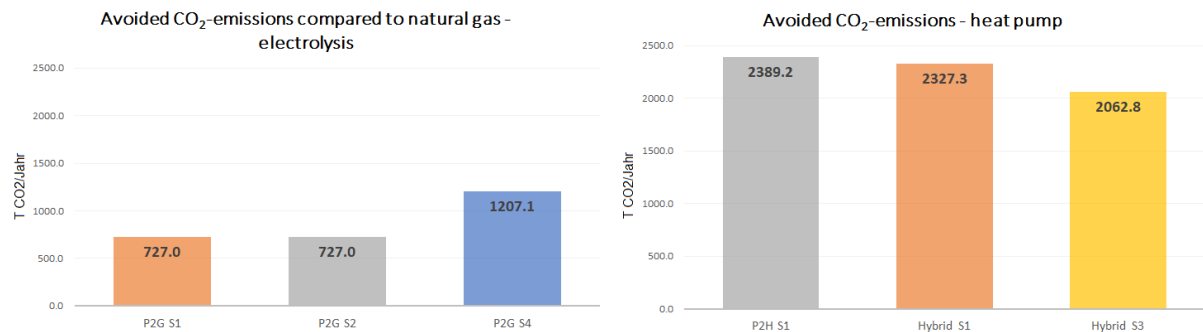


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

36.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

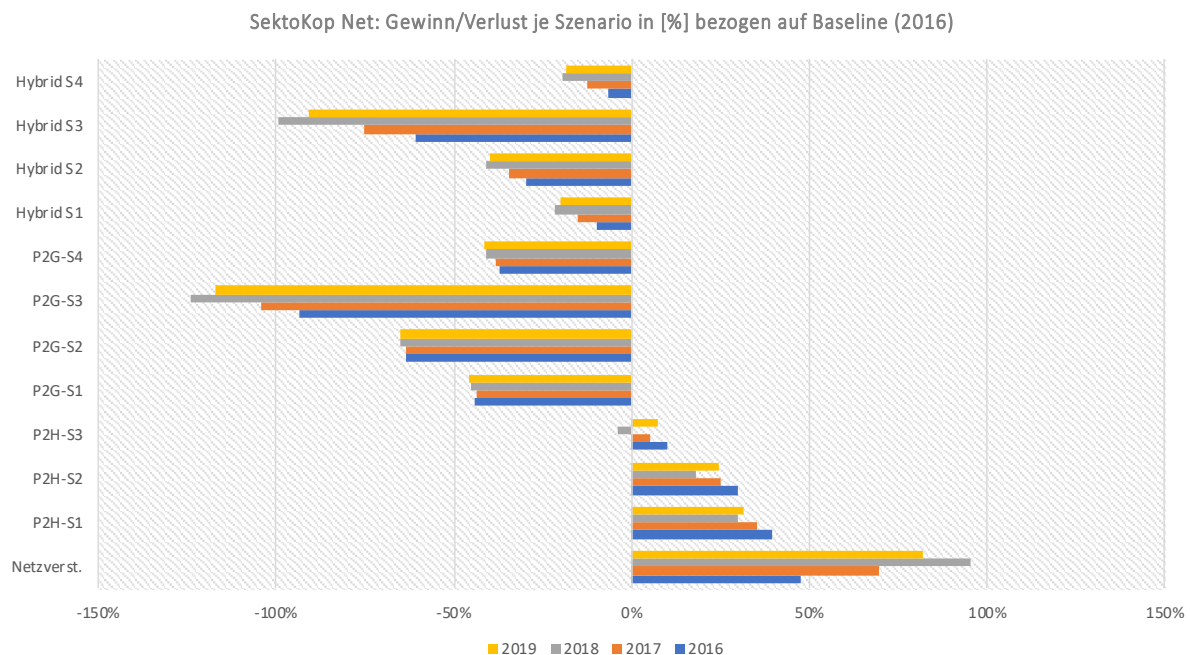


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

36.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

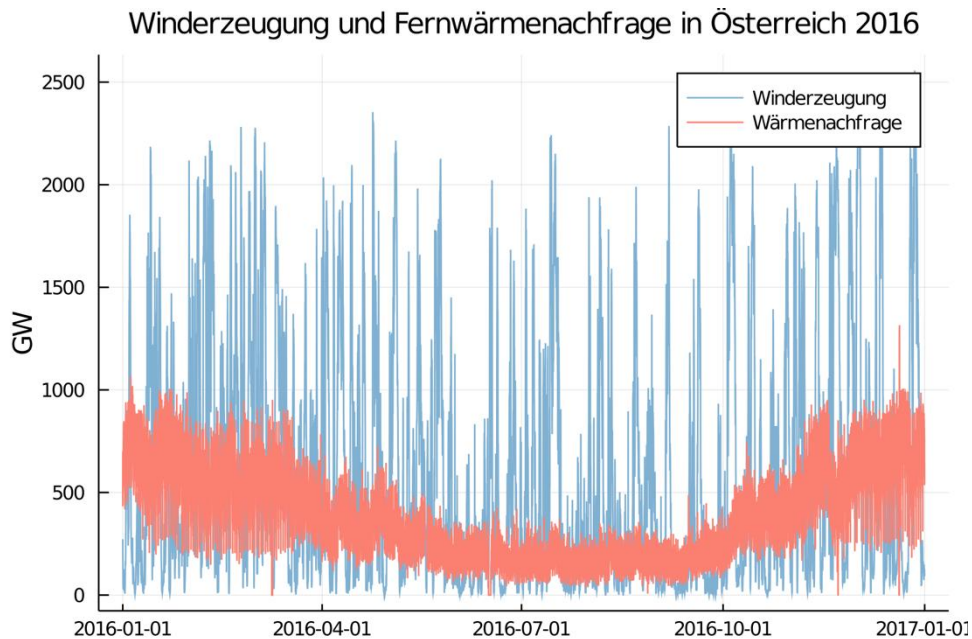


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

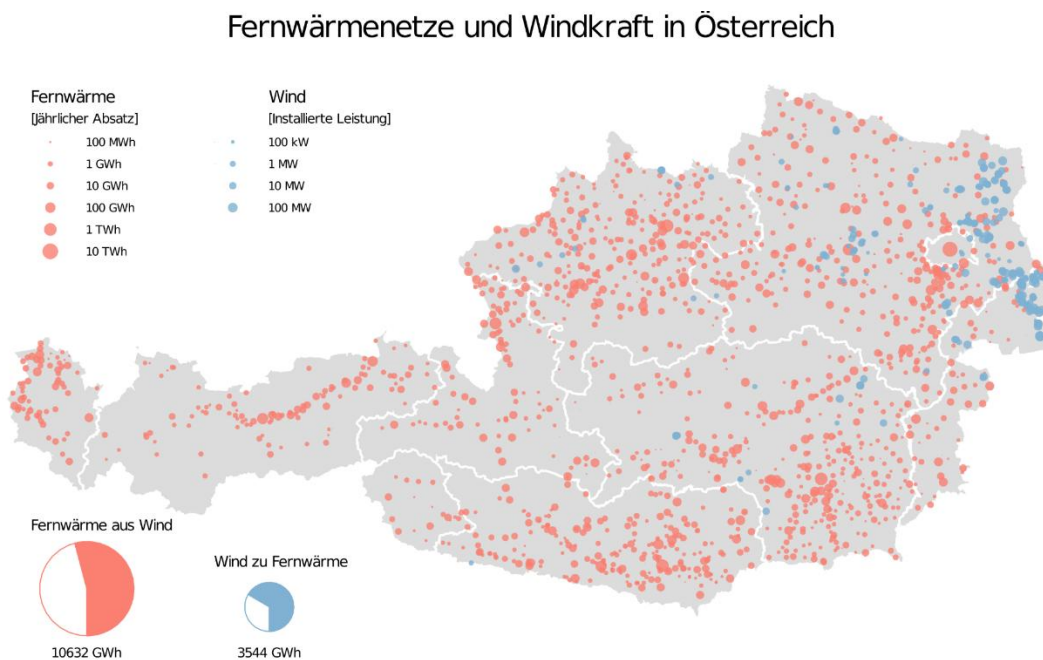


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

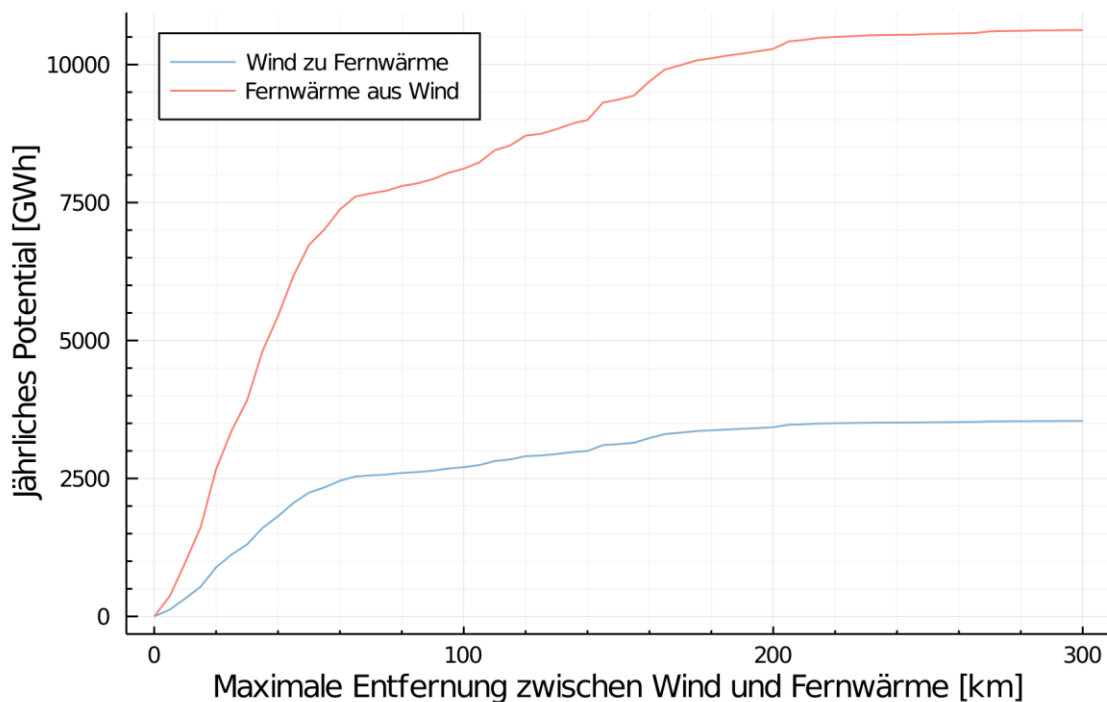


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmennachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

37. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

37.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

37.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

38. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

39. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

39.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

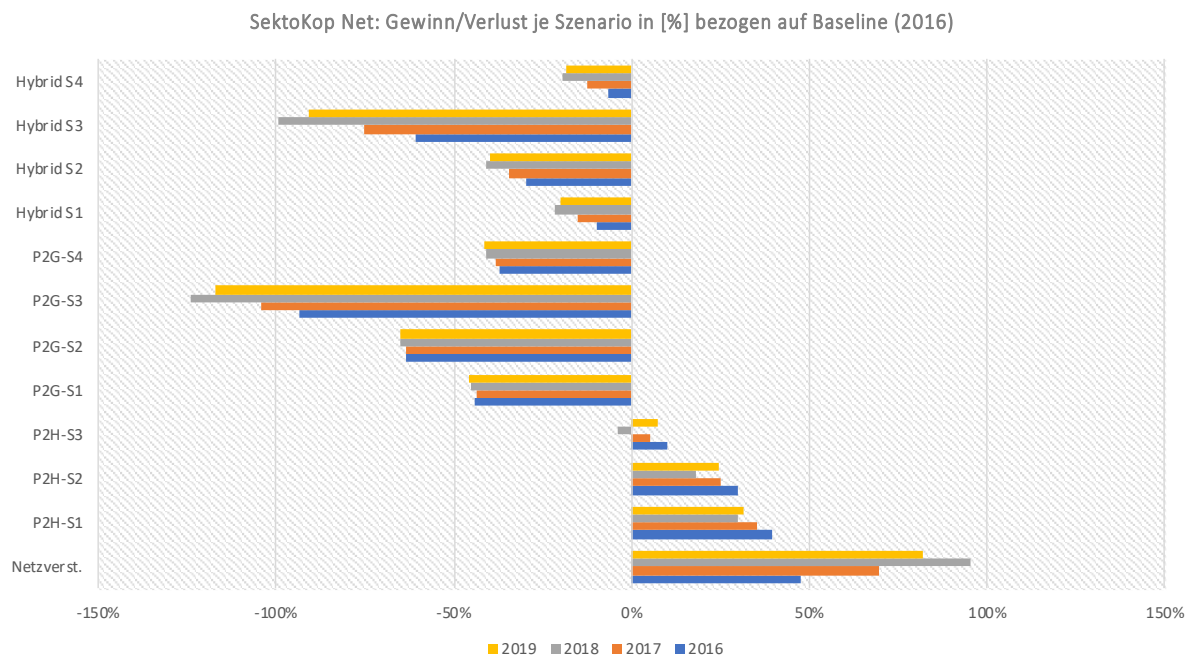


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

39.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

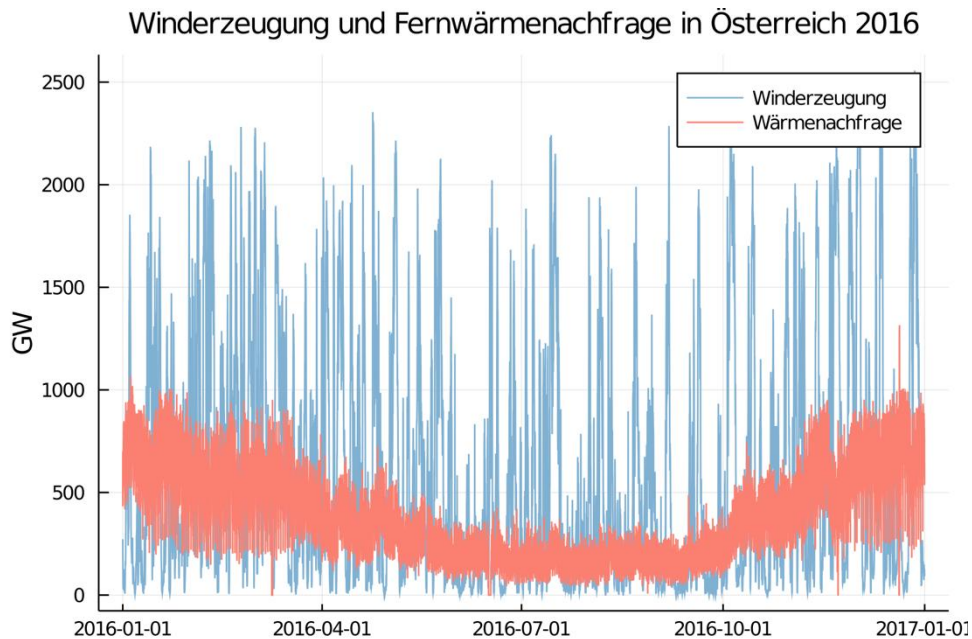


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

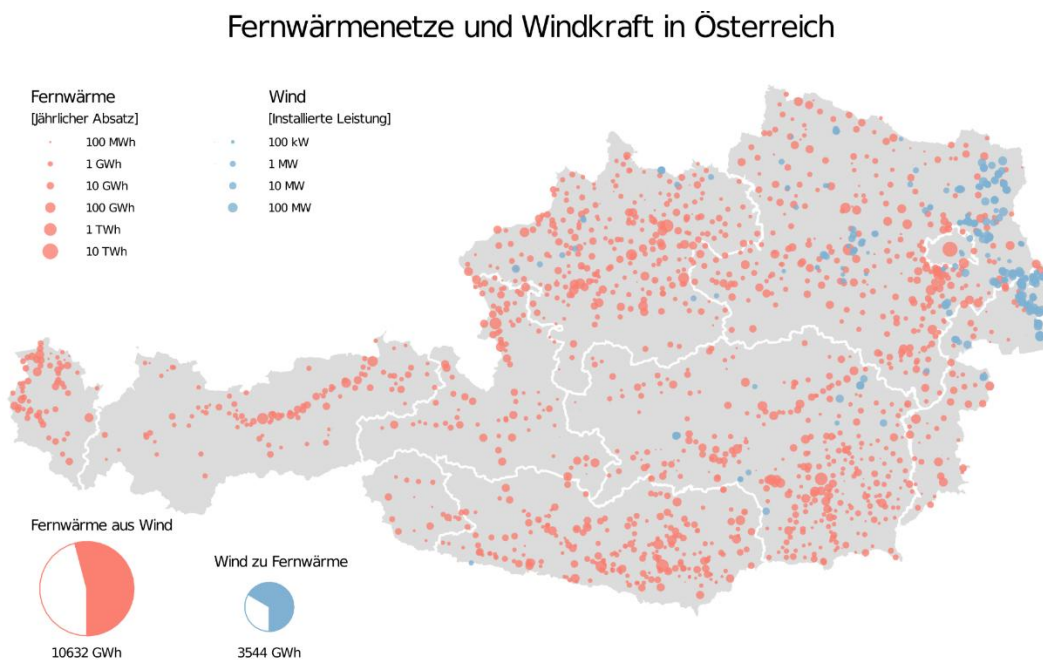


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

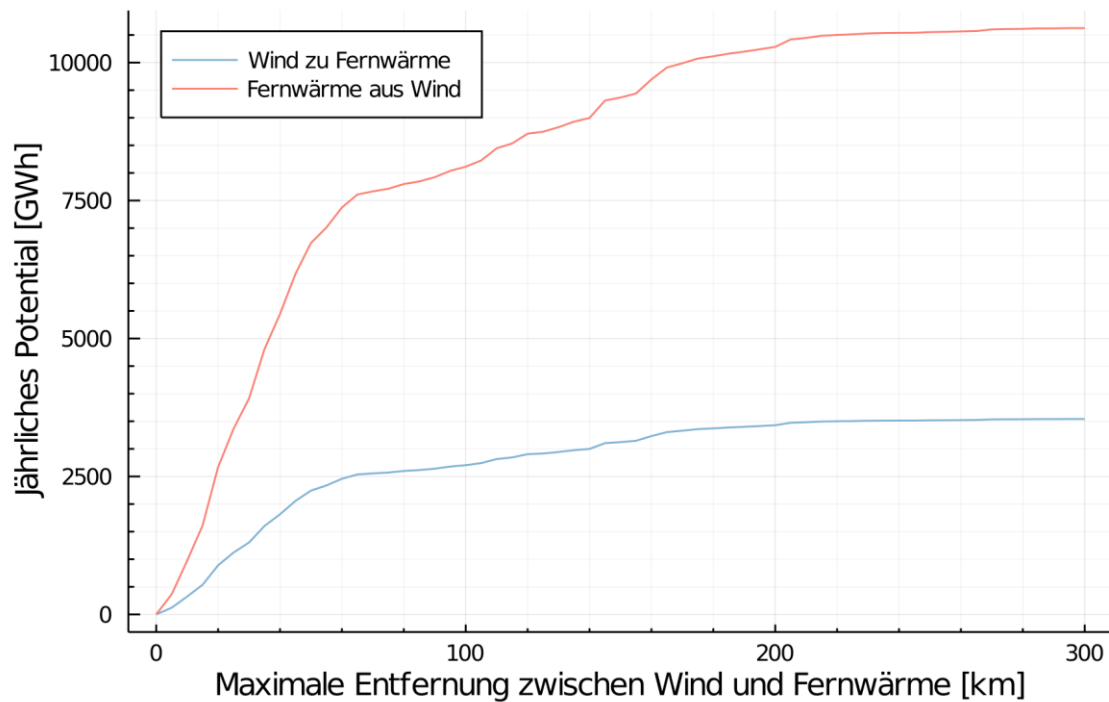


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

40. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

40.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

40.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

41. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

42. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

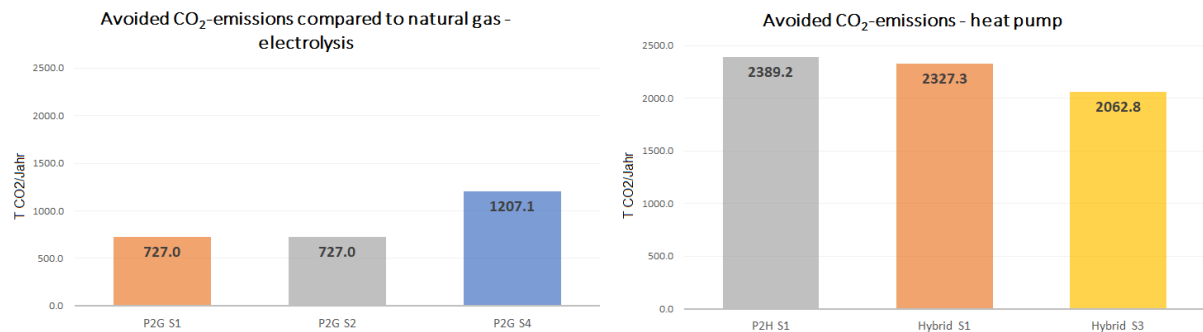


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

42.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

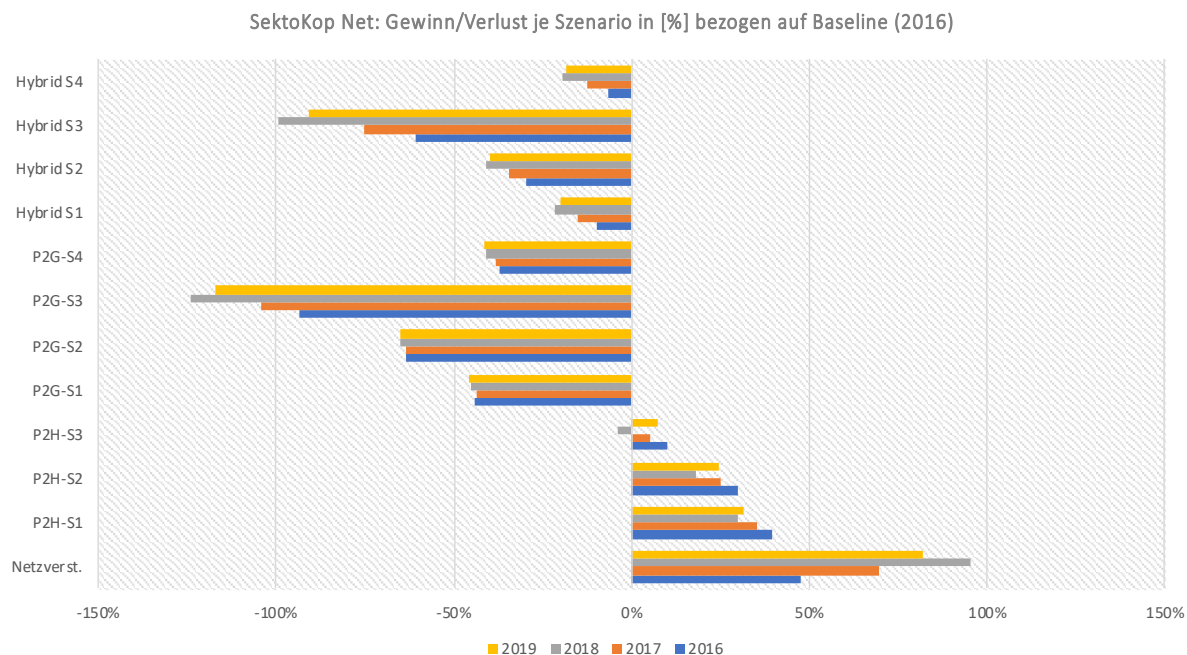


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

42.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

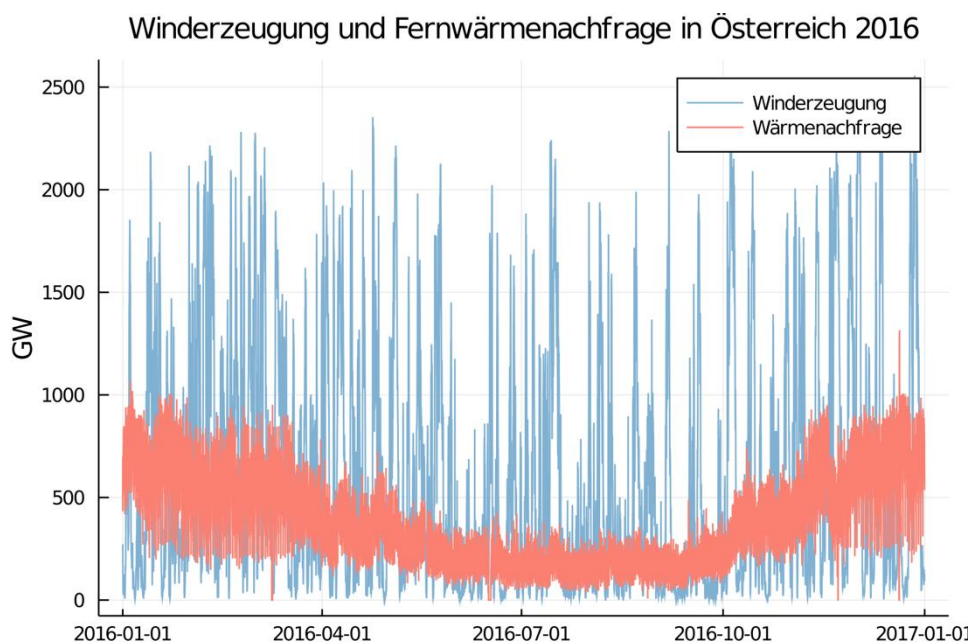


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

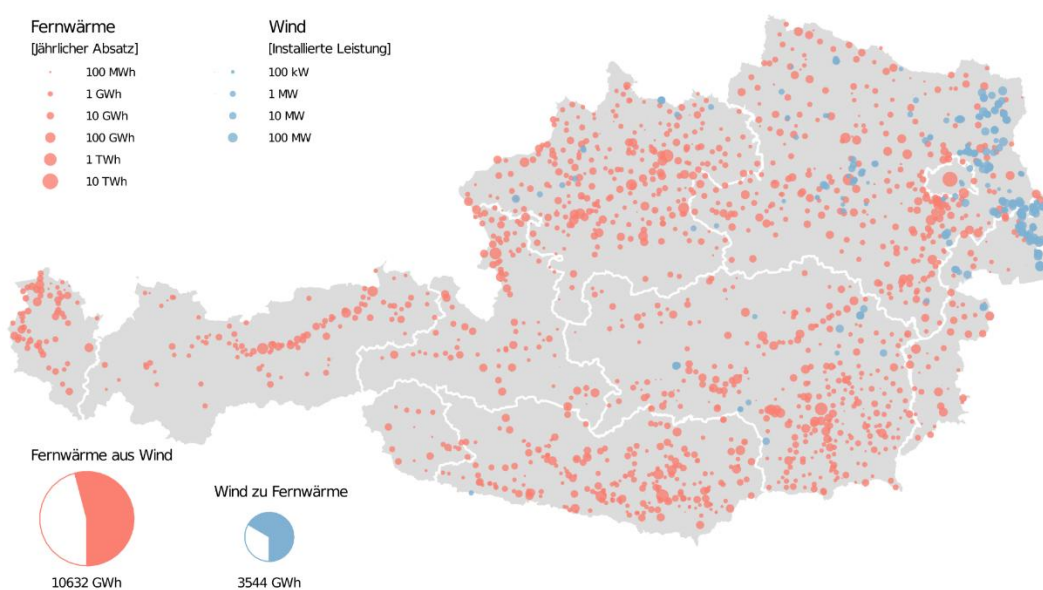


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

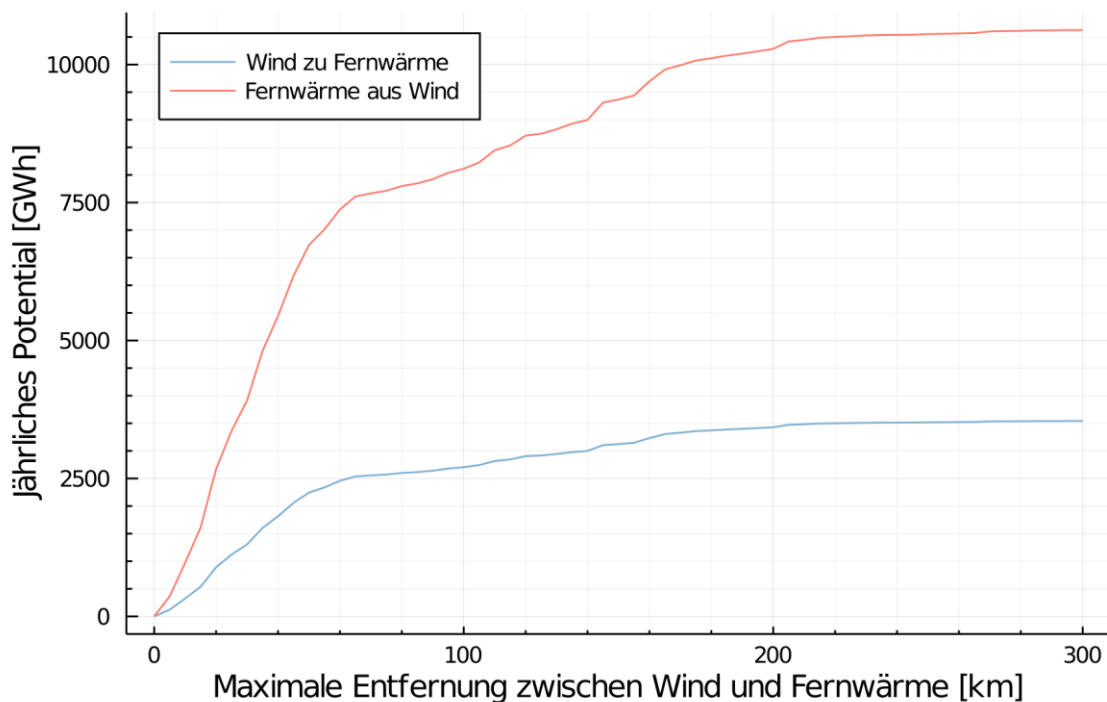


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

43. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

43.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

43.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

44. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

45. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

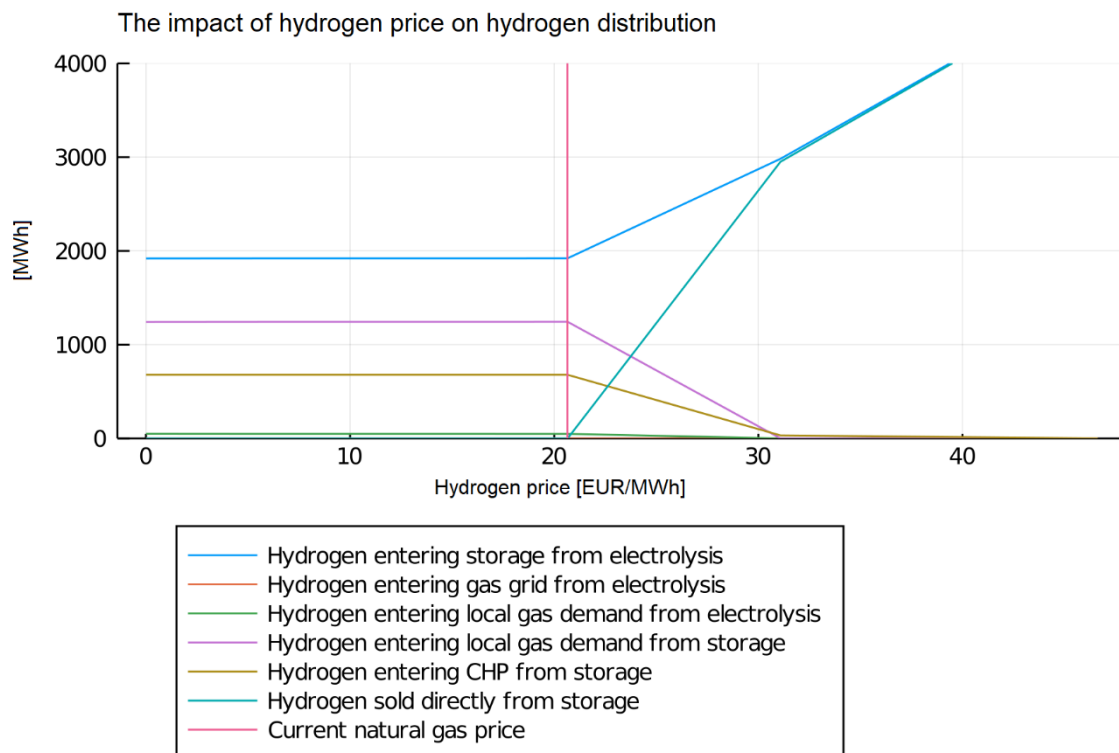


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

45.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

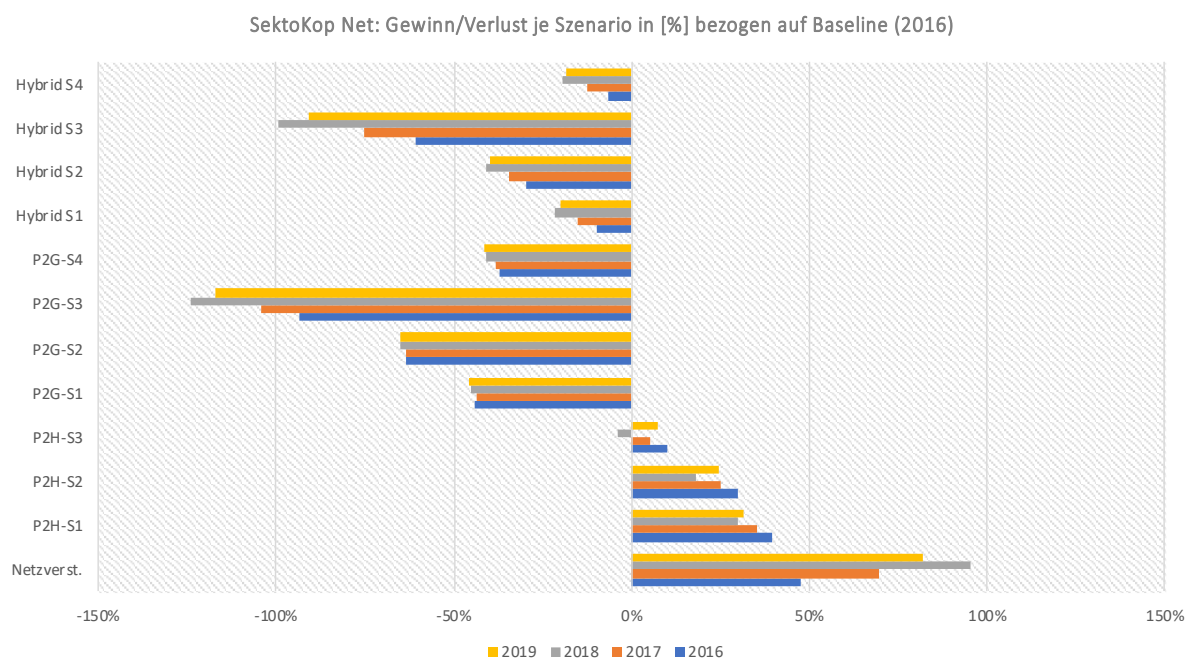


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

45.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

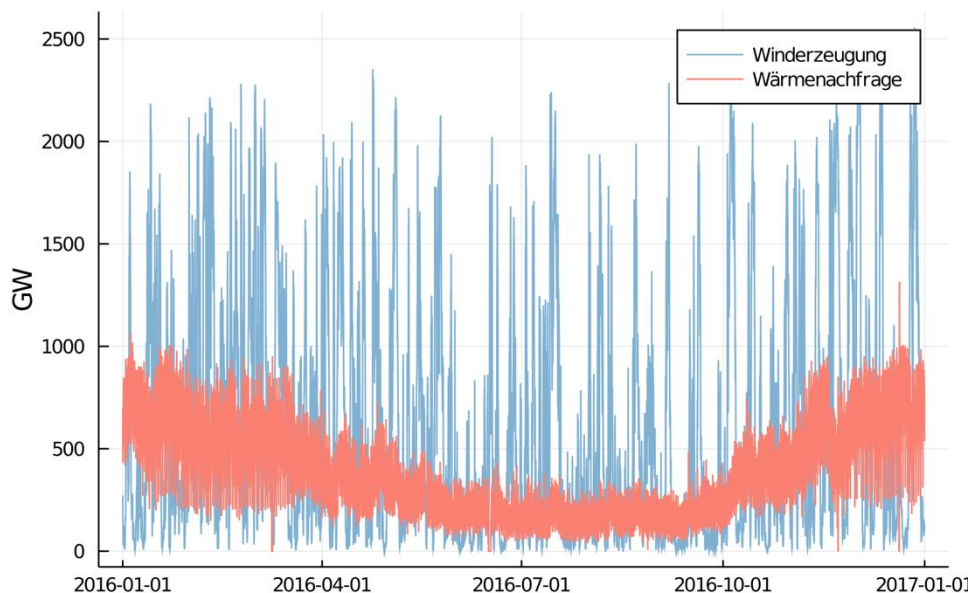


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

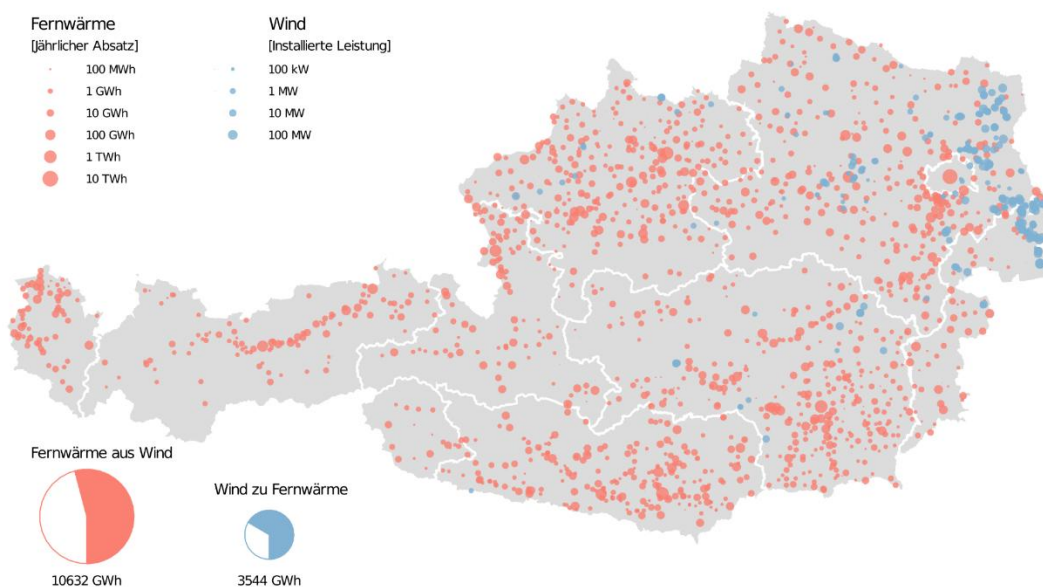


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

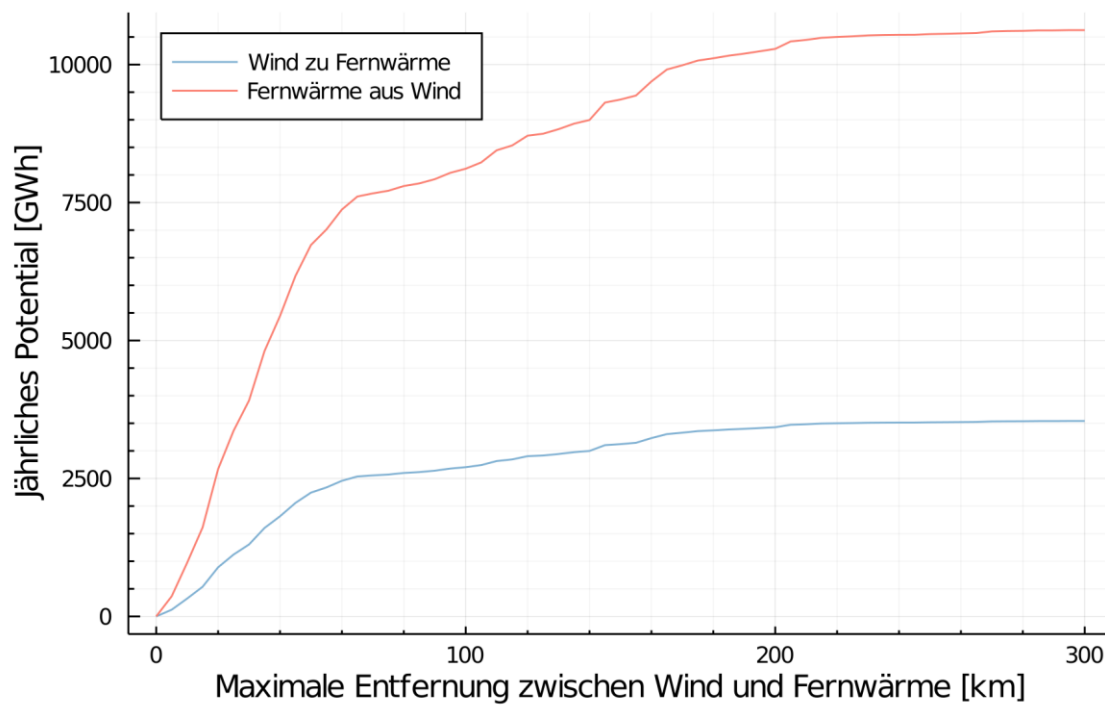


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

46. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

46.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

46.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

47. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

48. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

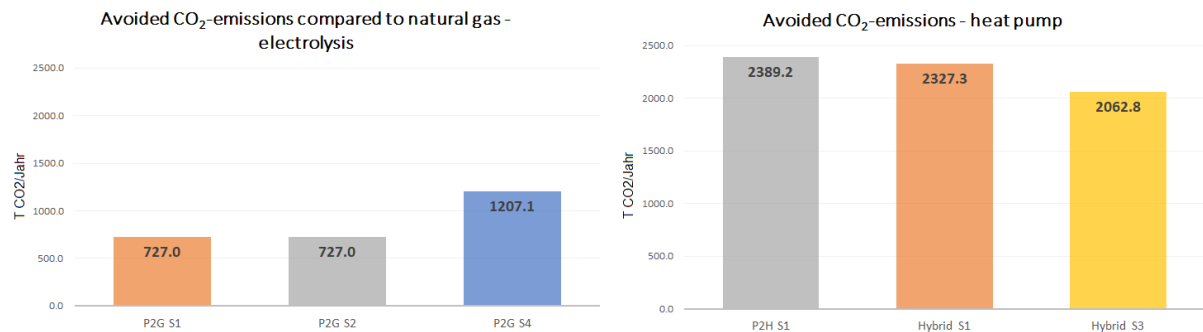


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

48.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

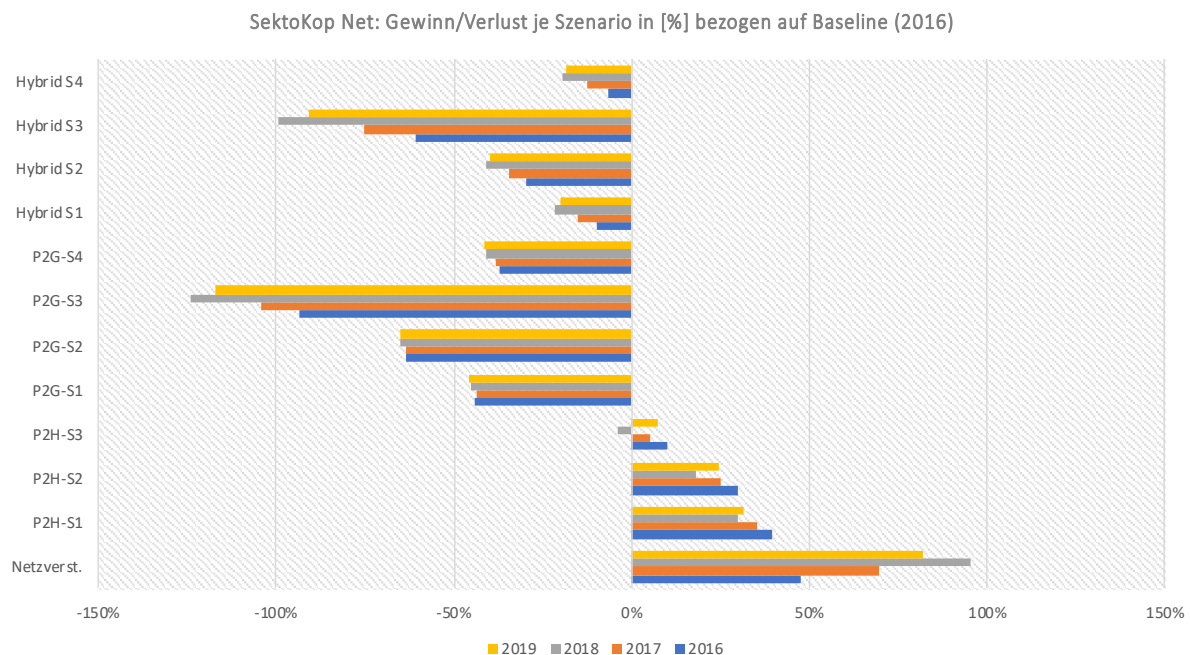


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

48.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

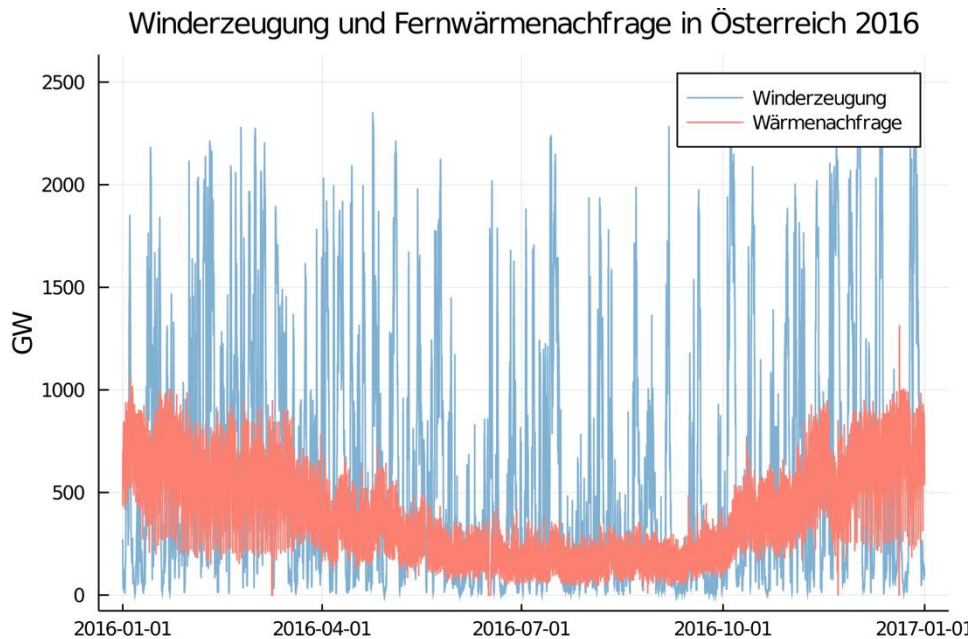


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

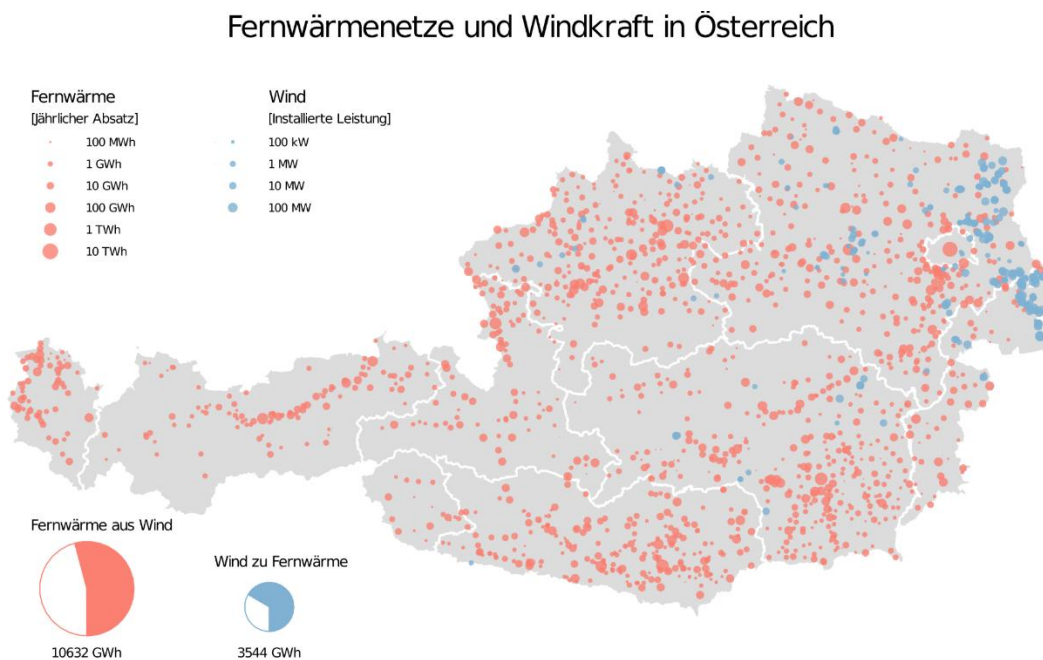


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

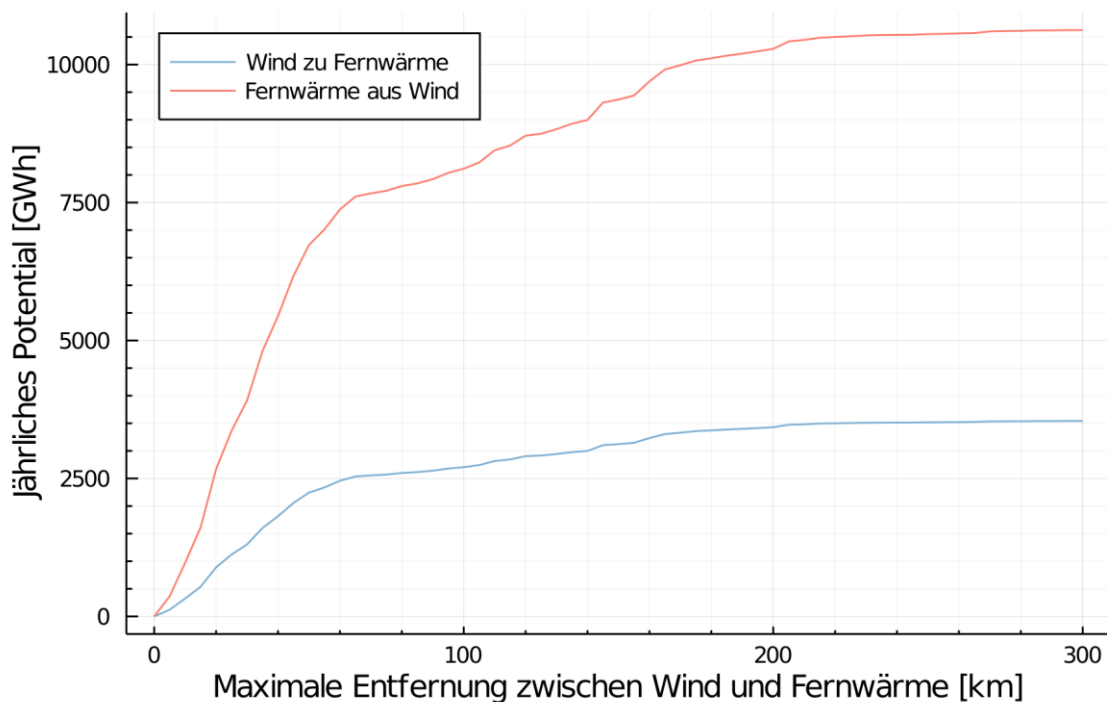


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

49. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

49.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

49.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

50. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

51. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

in Prozentwerten dargestellt.

Hybride Szenarien erwiesen sich (ohne Betrachtung der Investitionskosten) im Vergleich zu den P2H- und P2G-Szenarien als profitabler, da mehr Kopplungstechnologien zur Verfügung stehen und somit in hohem Maße Zugewinne in den Erlösen und Kostensenkungen erzielt werden können. So sind Szenarien mit einem höheren Grad an Flexibilität tendenziell profitabler, da der Lösungsraum größer ist, was bessere Optimierungsergebnisse ermöglicht.

Der Einsatz von Technologien, die Wärme erzeugen, wie z.B. die Wärmepumpe und der Gaskessel, wirkt sich positiv aus, da die Heizkosten deutlich sinken. Darüber hinaus trägt die bei den Elektrolyse- und Methanisierungsprozessen erzeugte Überschusswärme je nach Einsatz der Technologie in jedem Szenario in unterschiedlichem Maße zur Deckung des lokalen Wärmebedarfs bei. Im Hybrid-Szenario 3 wurde eine KWK-Anlage in Betracht gezogen, die zusätzlich eine Wärmepumpe, einen Wasserstoffspeicher und die Möglichkeit des Direktverkaufs von Wasserstoff umfasst. Aufgrund der hohen Wasserstoffverkaufspreise wurde die KWK-Anlage jedoch nicht genutzt.

Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden. Der Grad der erzielten Kostenreduktion hängt von der Menge des in jedem Szenario produzierten Gases sowie von der Art der Nutzung des Gases ab. In den Szenarien, in denen ein direkter Wasserstoffverkauf möglich ist, wird aufgrund des hohen Wasserstoffverkaufspreises keine Gaskostensenkung erreicht. Der gesamte produzierte Wasserstoff wird direkt aus dem Speicher verkauft, was bedeutet, dass der lokale Gasbedarf durch Gas aus dem Gasnetz gedeckt werden muss. Der Wasserstoffverkaufspreis kann daher in den untersuchten Szenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor angesehen werden.

Darüber hinaus weist das Netzausbauszenario im Vergleich zum Basisszenario eine signifikante Rentabilität auf, was darauf hindeutet, dass die Einnahmen aus dem Stromverkauf an den Strommarkt einen erheblichen Teil der Rentabilität eines Systems ausmachen. Obwohl das Netzausbauszenario unerwünschtes Abregeln eliminiert, sollte berücksichtigt werden, dass das Szenario weniger Vorteile bietet als die Kopplungsszenarien. Da die lokale Wärmenachfrage vollständig durch die von der Biomasse-Wärmequelle erzeugte Wärme gedeckt wird, sind die in diesem Szenario erzielten CO₂-Emissionsreduktionen geringer als in Szenarien, die "erneuerbare Wärme", d.h. Wärme nutzen, die aus im Windpark erzeugtem Strom gewonnen wird. Darüber hinaus werden in Bezug auf den Gasbedarf keine zusätzlichen Umweltvorteile erzielt, da kein Wasserstoff erzeugt wird und der lokale Gasbedarf vollständig durch das Gasnetz gedeckt wird.

Es ist anzumerken, dass die folgende Analyse ohne Berücksichtigung der Investitionskosten durchgeführt wurde, die für eine vollständige wirtschaftliche Analyse erforderlich wären. Die dynamische Investitionskostenanalyse wird im folgendem Kapitel 3.2 beschrieben.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Werte in Prozent	P2H			P2G				Hybrid				P2H mit systemdienli- chem Einsatz („Bilanz- treue“)	
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2
Optimierungs- zugewinn inkl. Wartungs- kosten	0,5	0,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,4	0,7	0,5	0,3	0,2
Optimierungs- zugewinn exkl. Wartungs- kosten	0,5	0,5	0,3	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,6	1,0	0,6	0,4	0,2
Einnahmen Wind- erzeugung	12,1	1,2	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	2,9	2,9	2,9	2,9	0,9	0,9
Wärmekosten	0,0	-31,6	-21,1	-1,8	-1,8	-5,9	-22,0	-34,3	-35,9	-37,8	-41,9	-20,2	-1,5
Gaskosten	0	0	0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-44,2	-25,4

Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

51.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

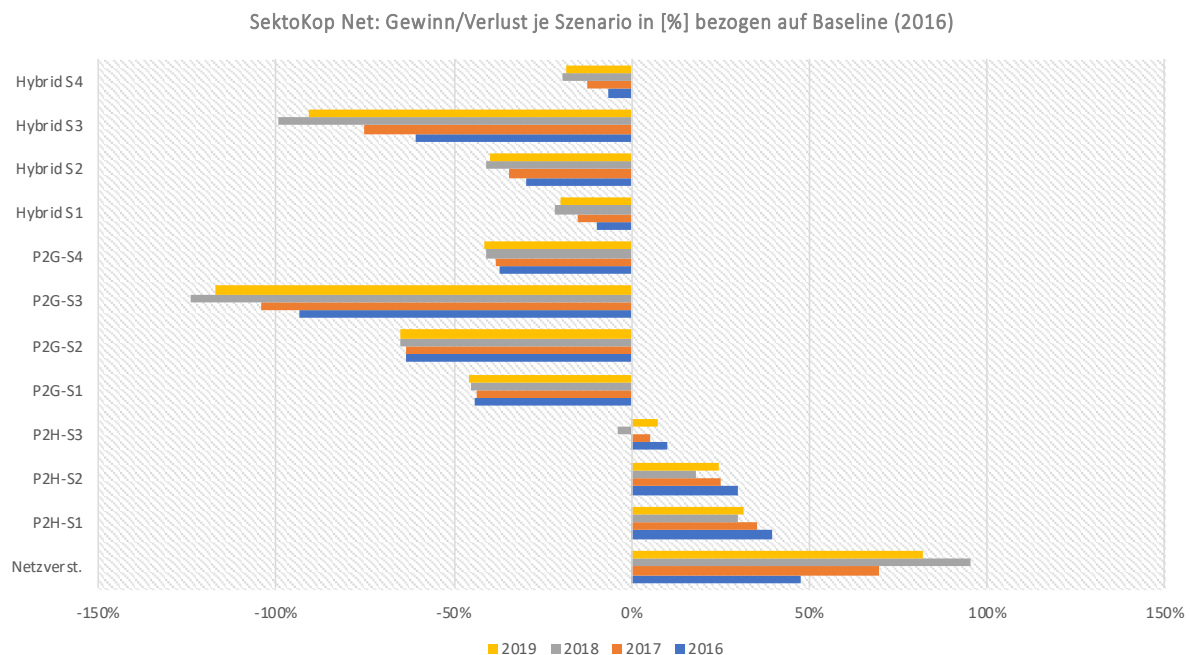


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

51.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

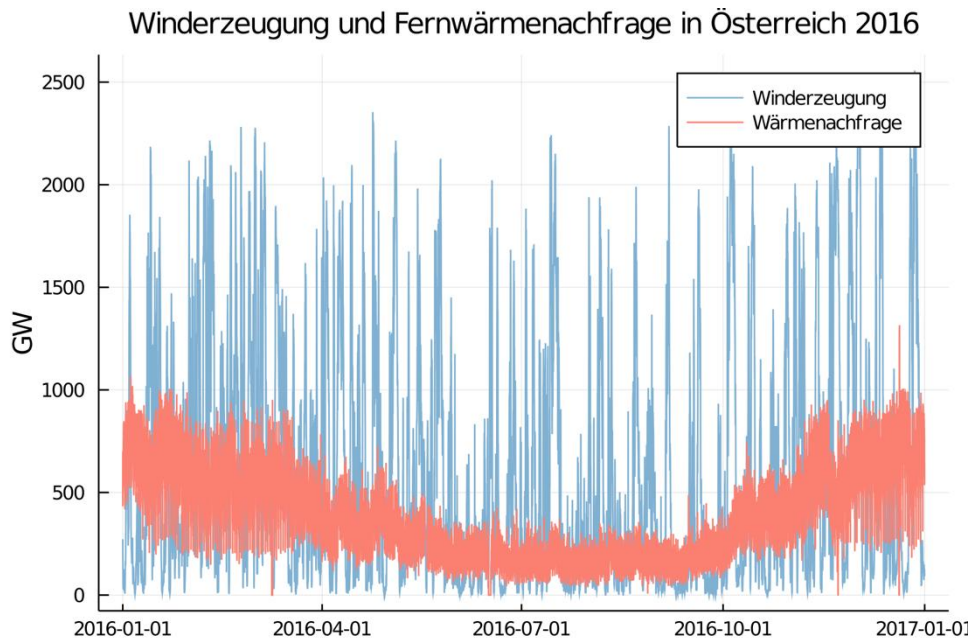


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

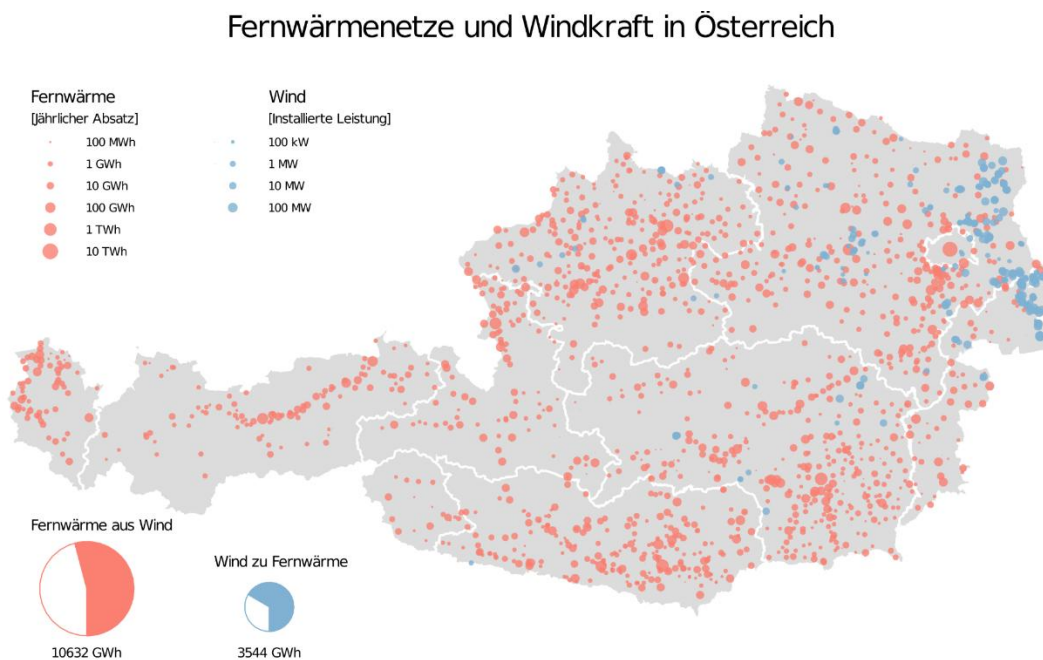


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

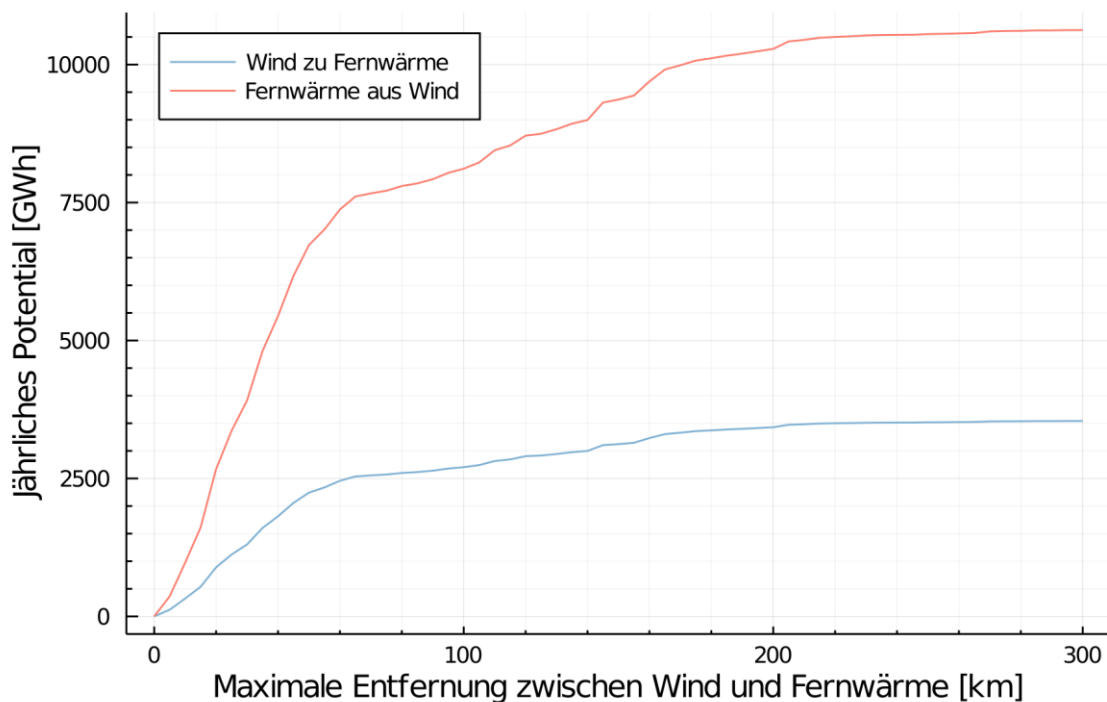


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

52. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

52.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

52.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

53. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

54. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

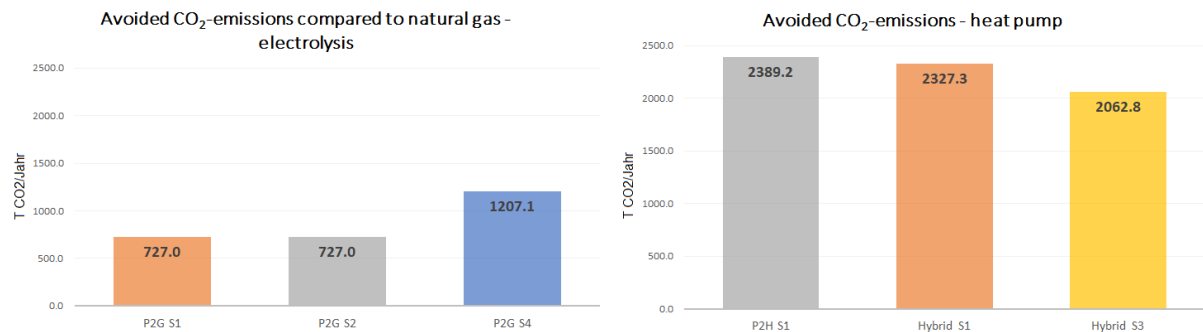


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

54.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

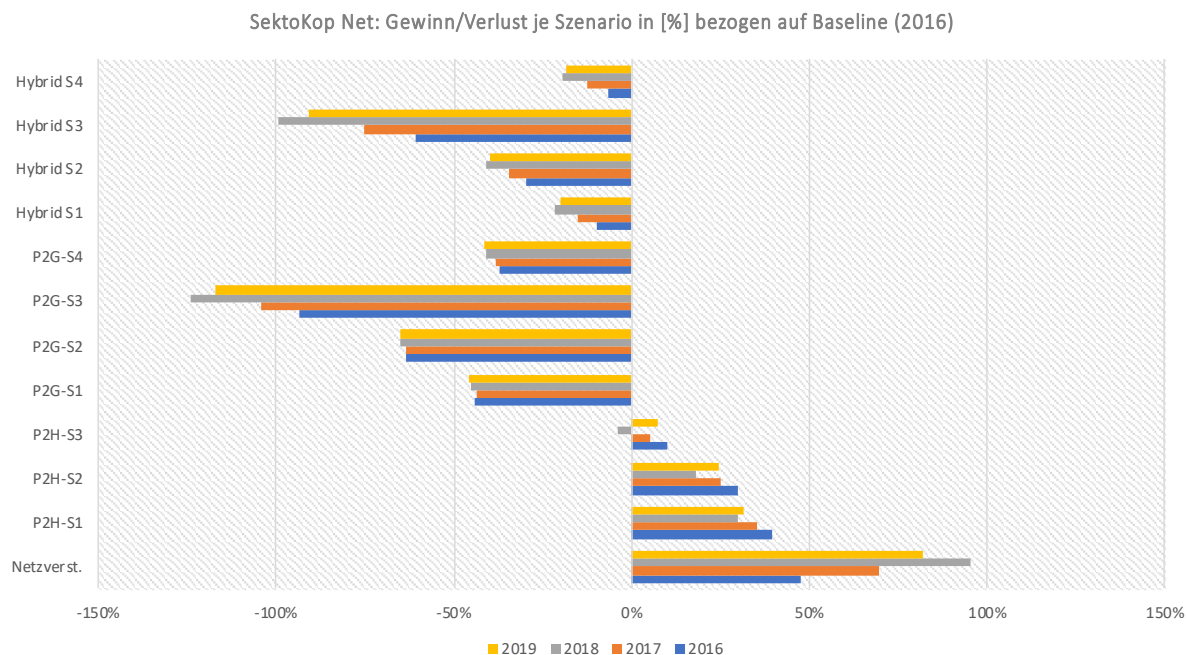


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

54.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

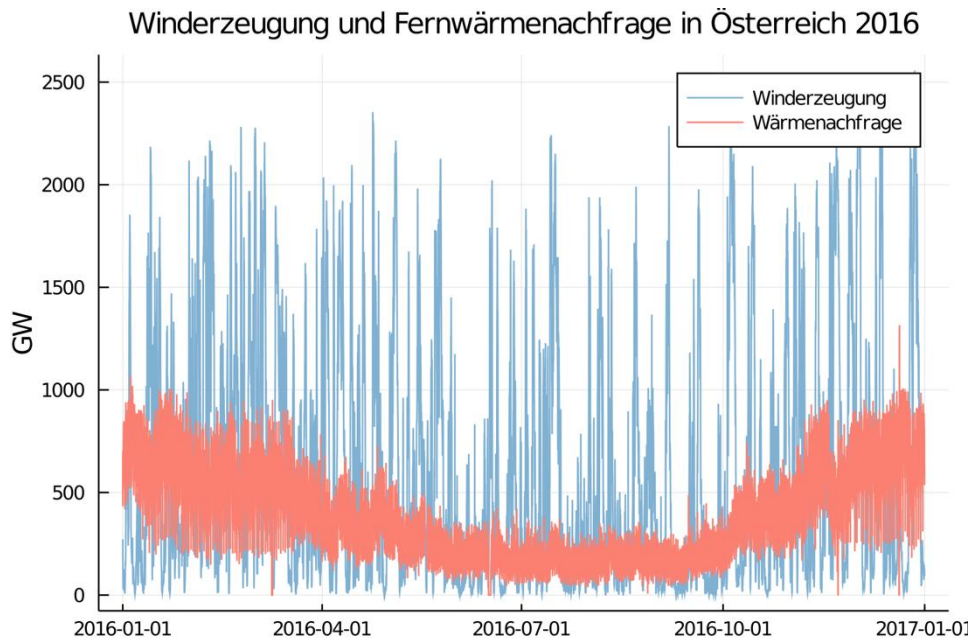


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

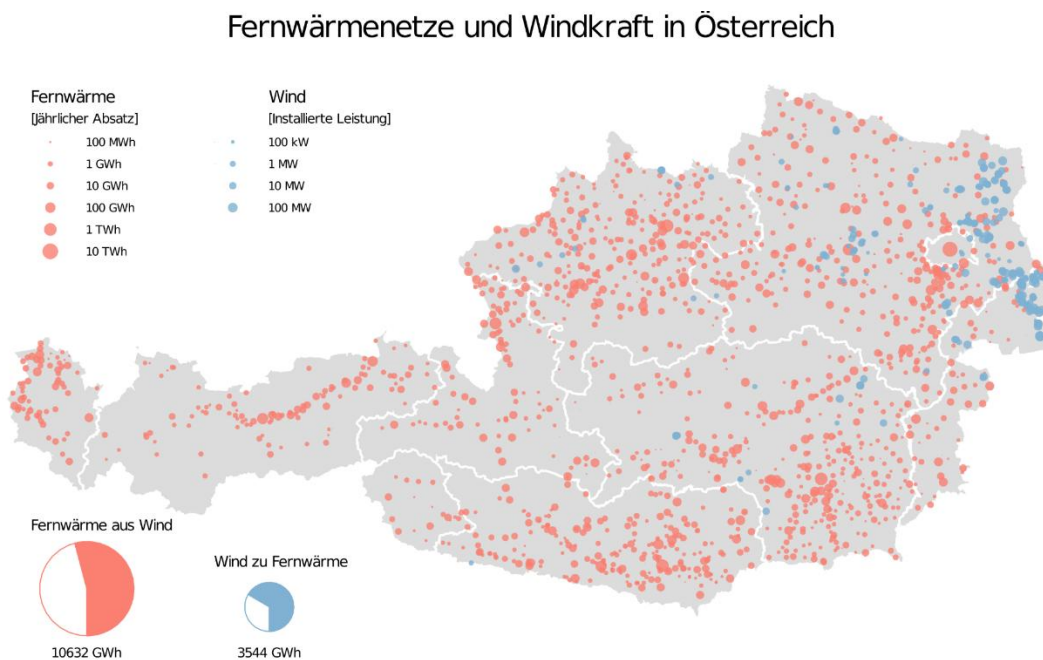


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

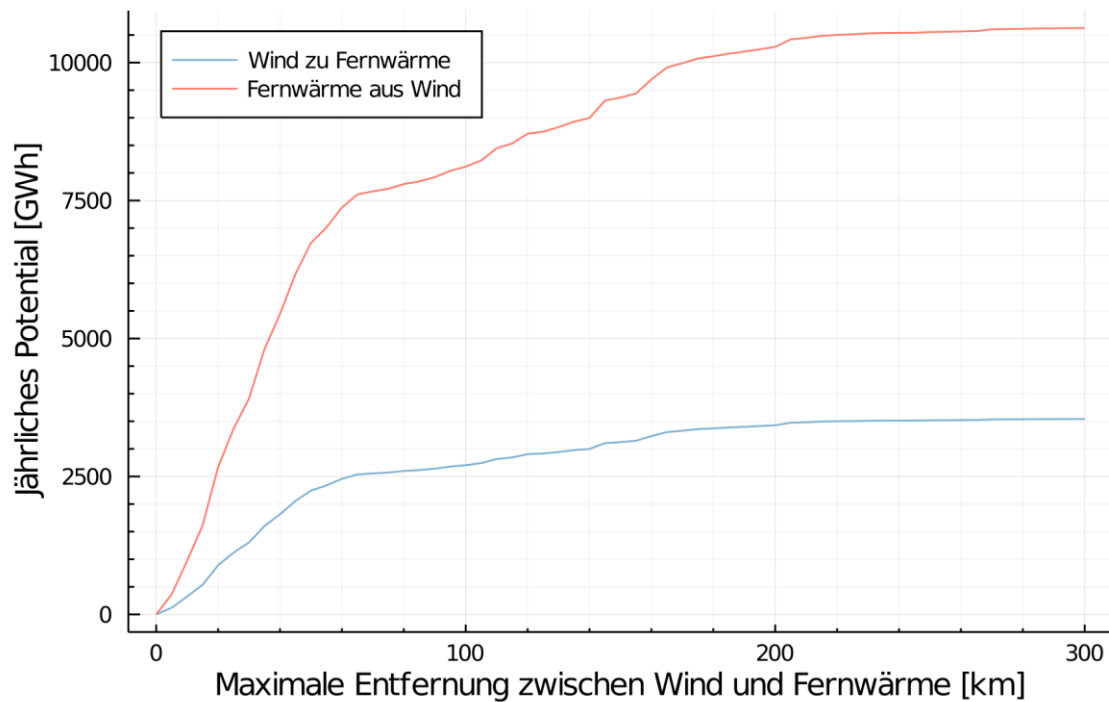


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

55. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

55.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

55.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

56. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

57. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

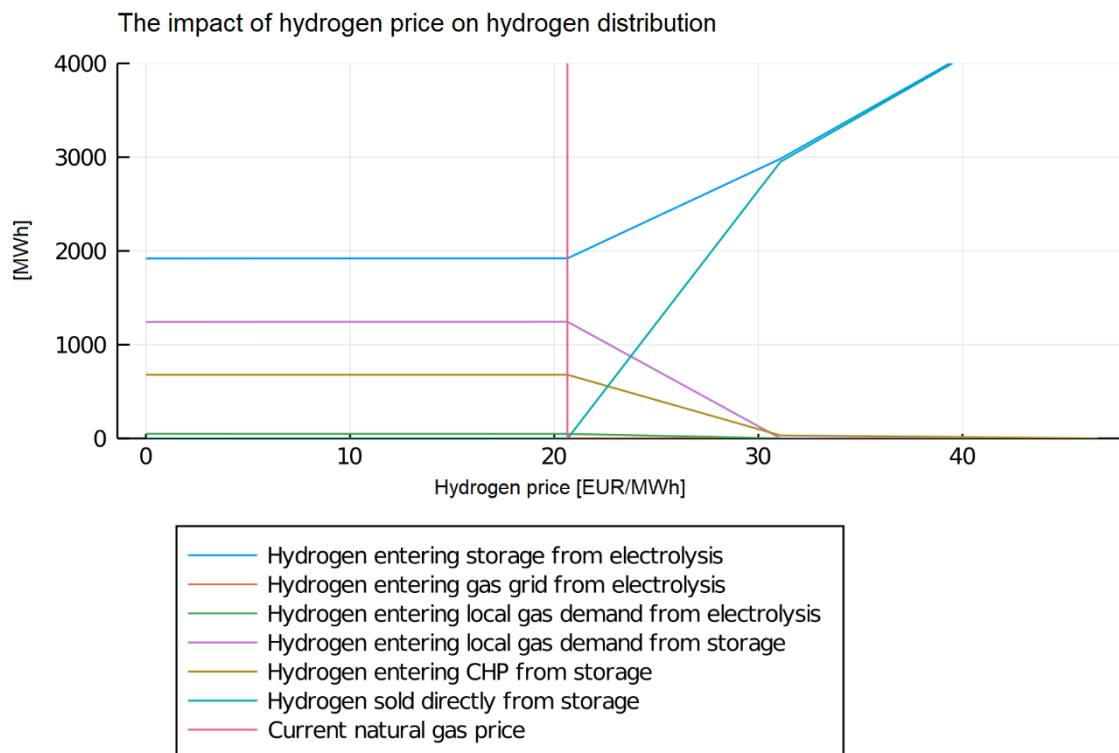


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

57.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

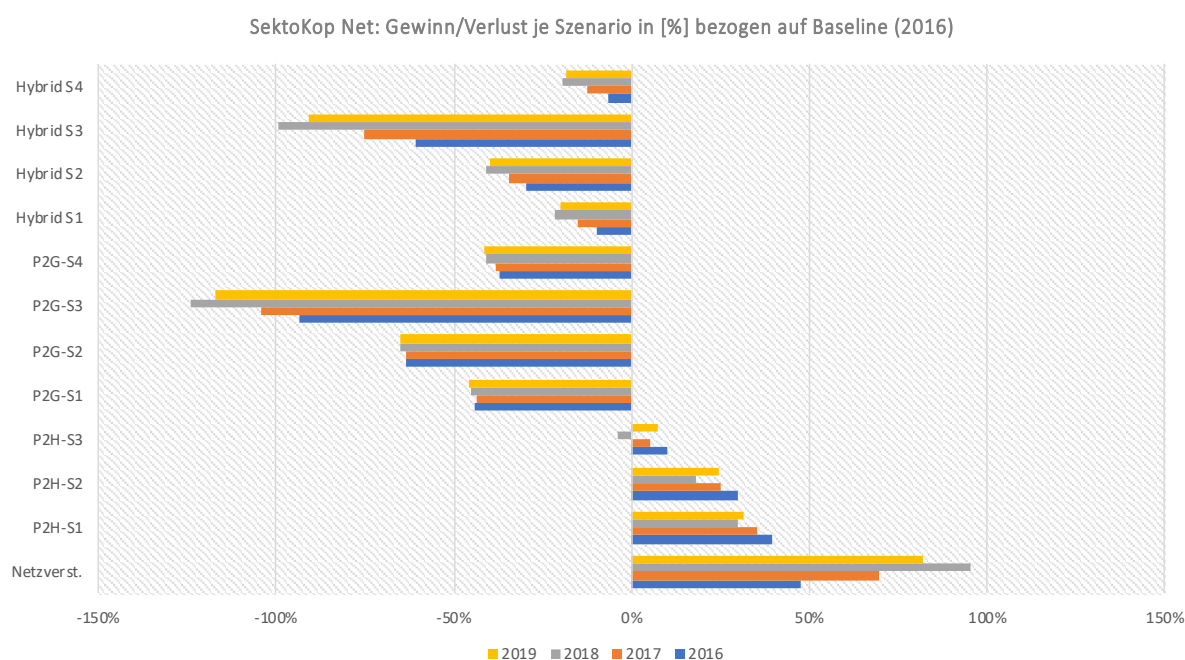


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

57.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

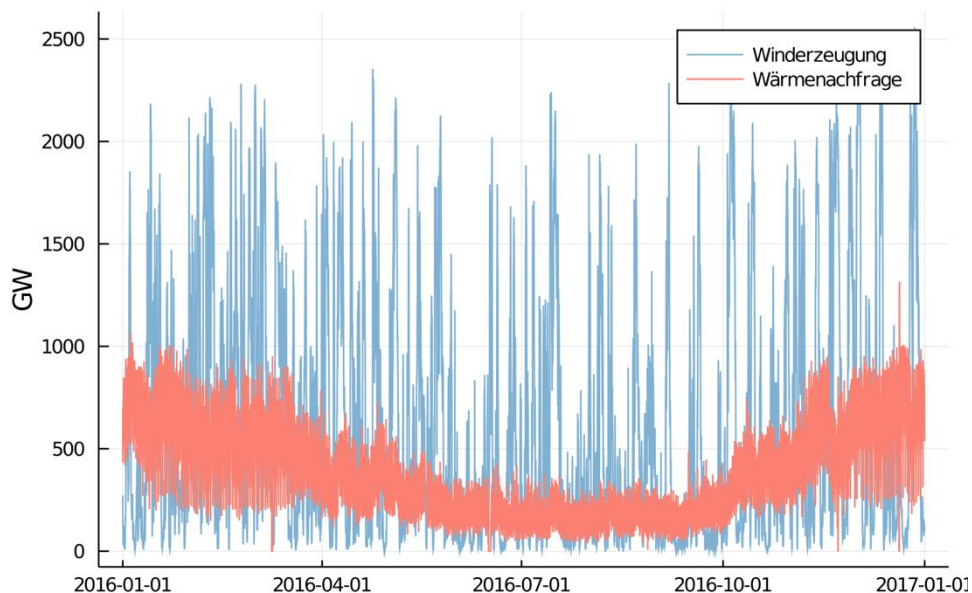


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

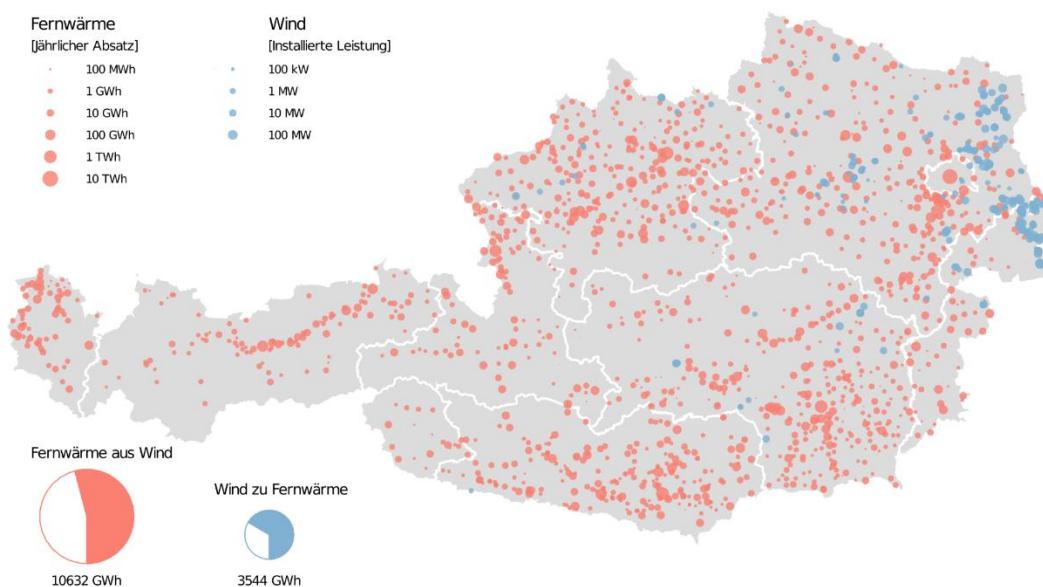


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

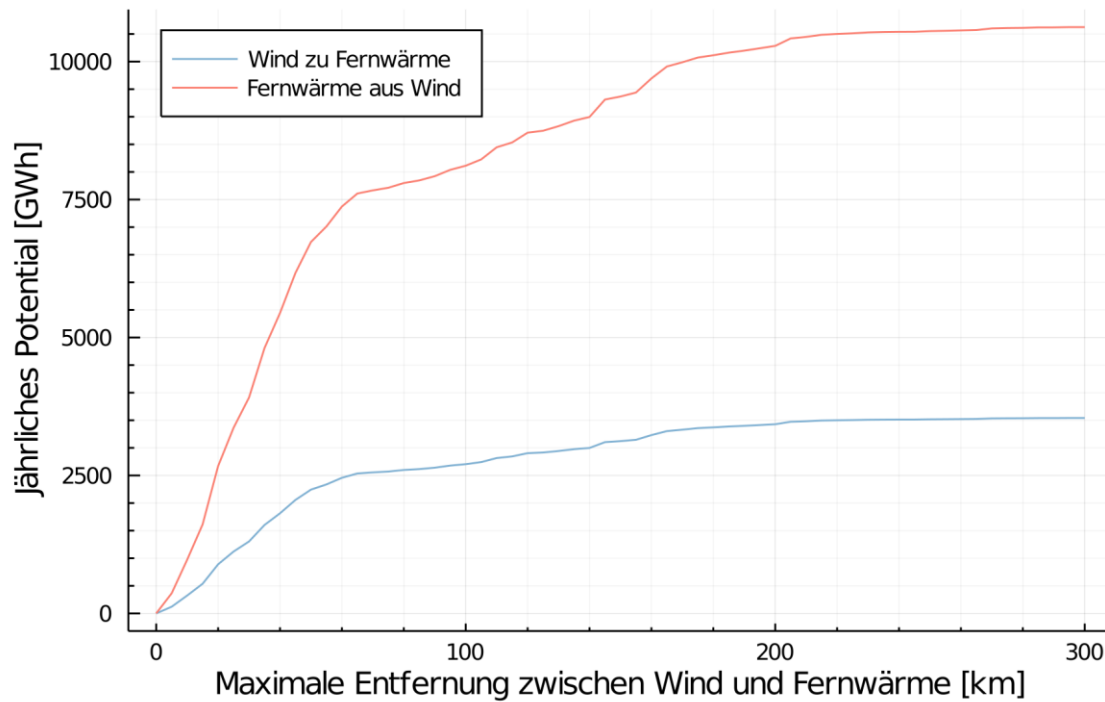


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

58. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

58.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

58.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

59. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

60. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

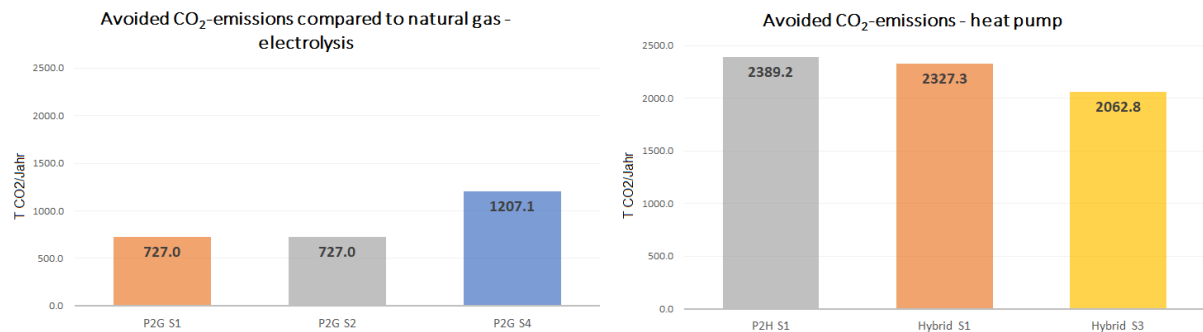


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

60.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

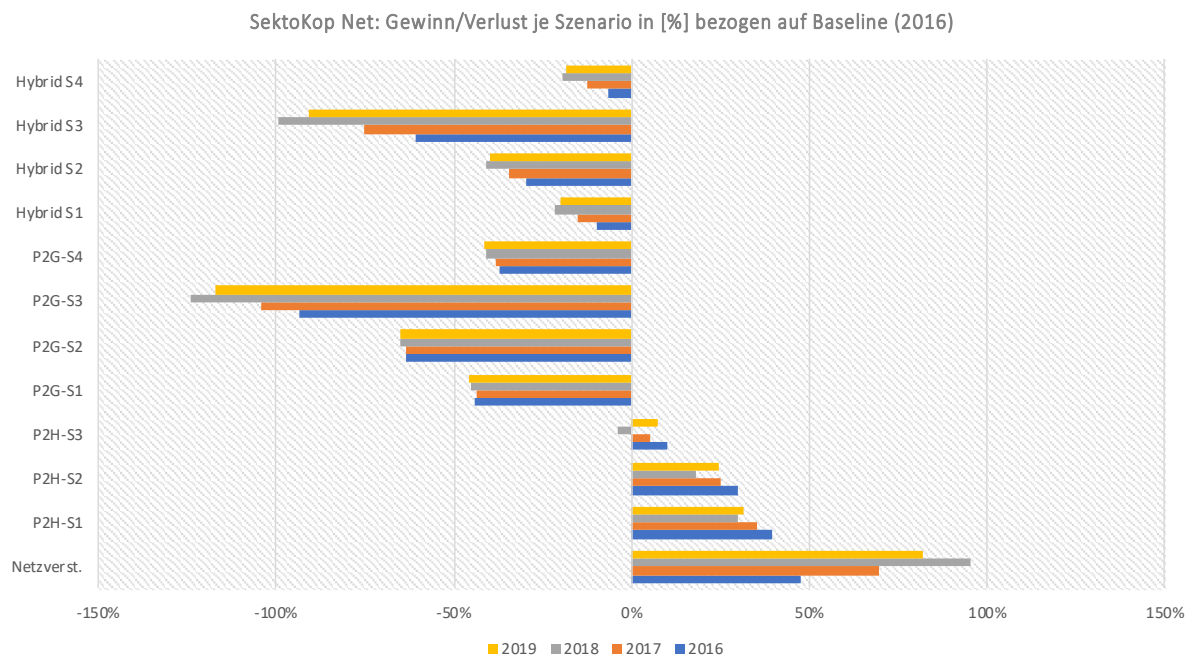


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

60.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

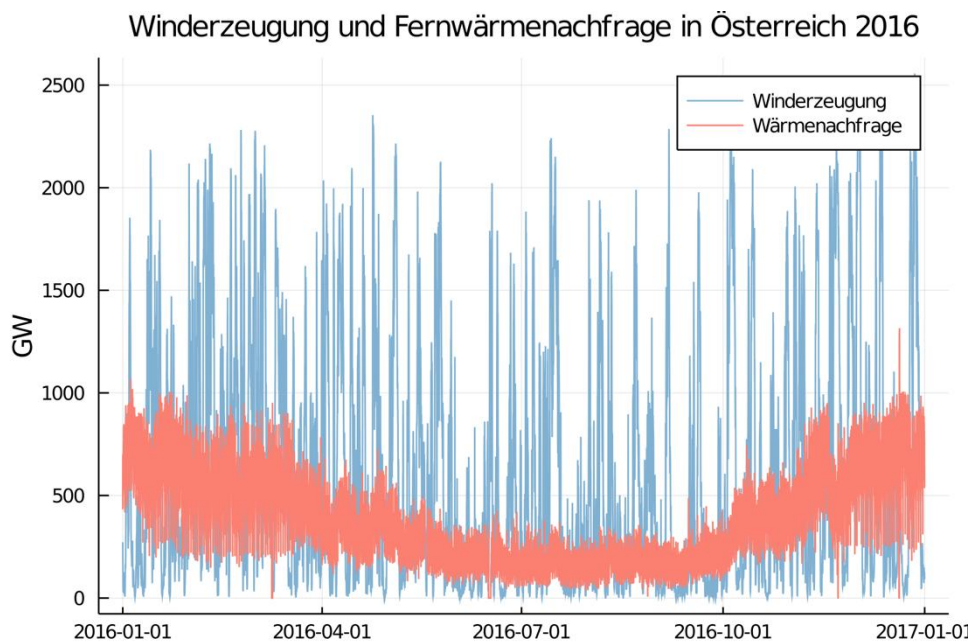


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

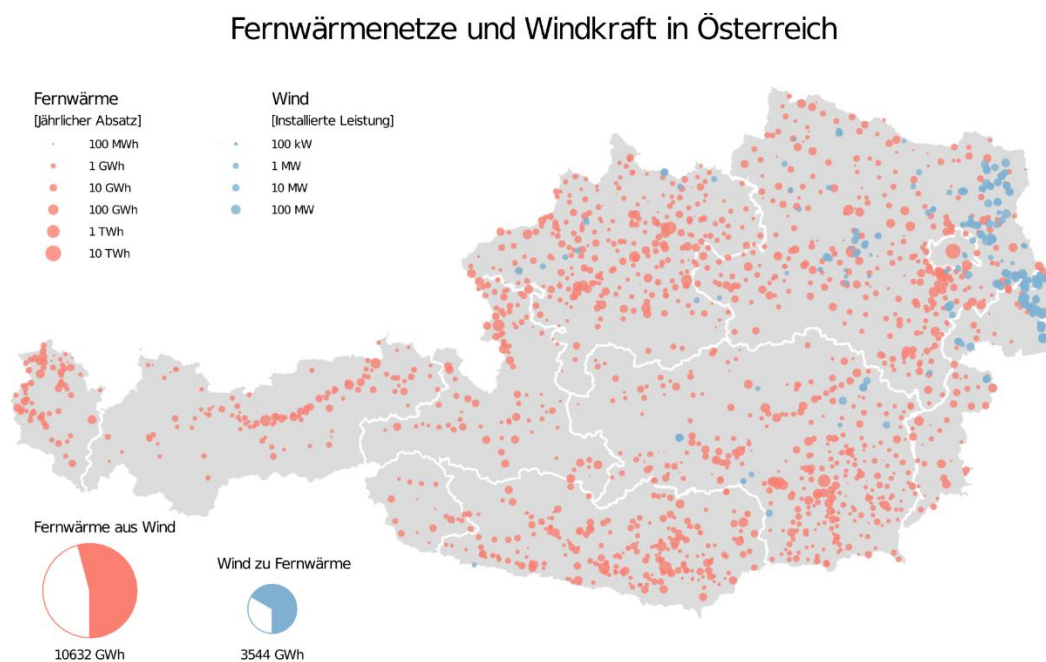


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

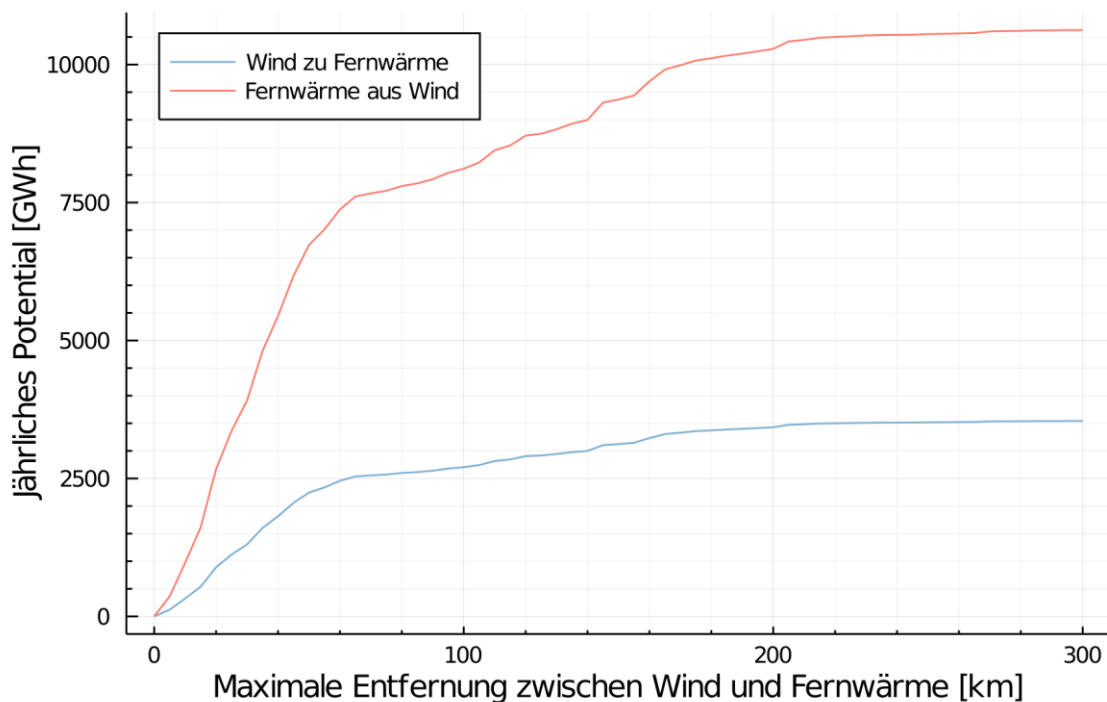


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

61. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

61.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

61.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

62. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

63. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

63.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

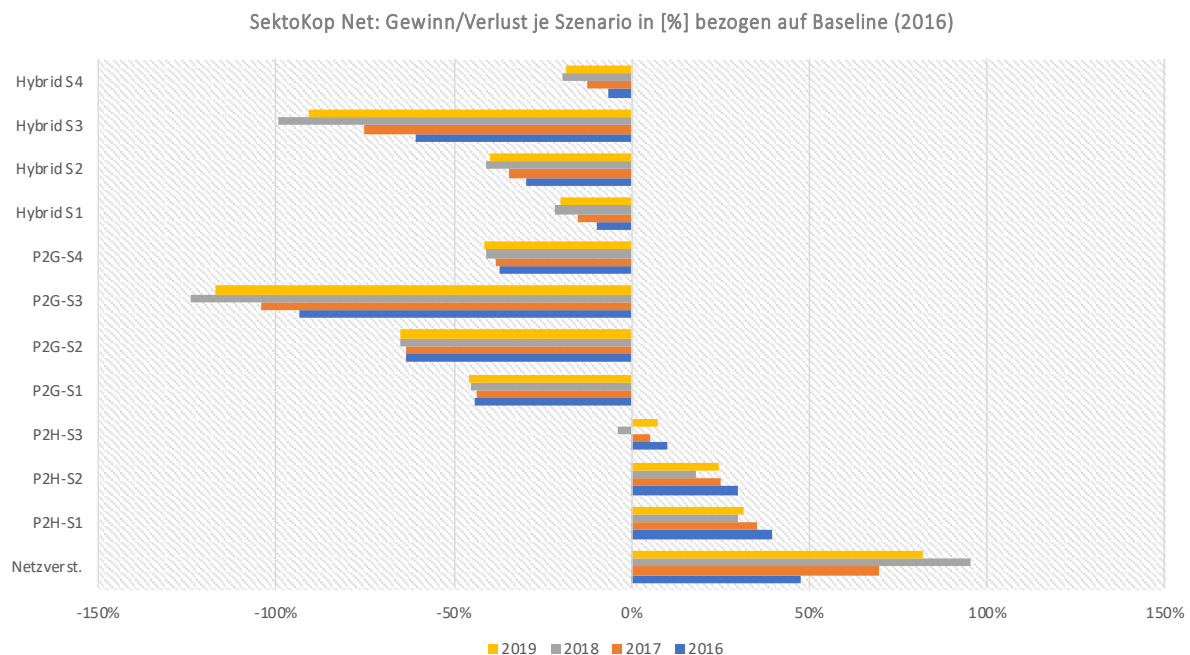


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

63.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

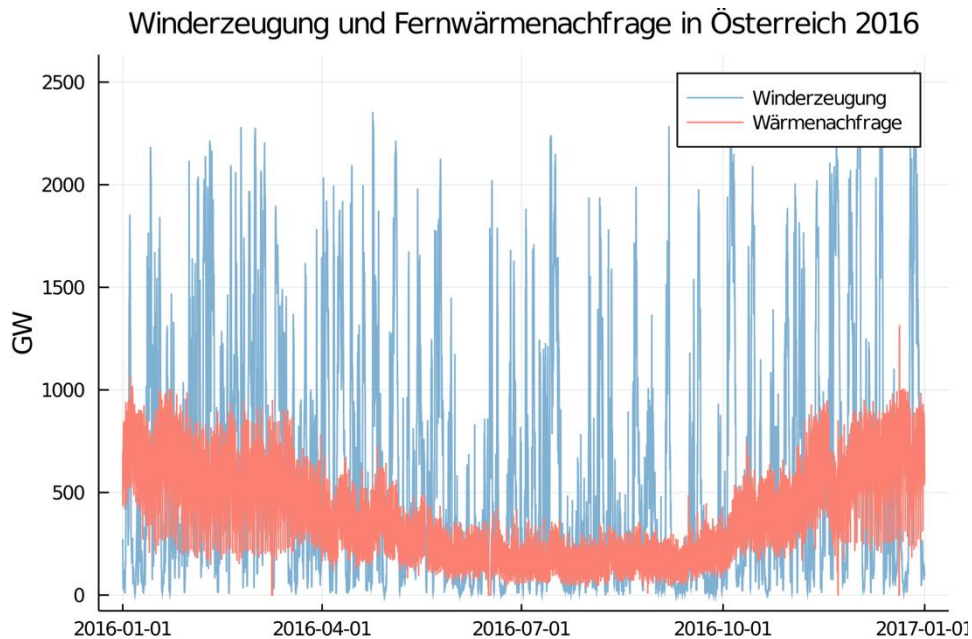


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

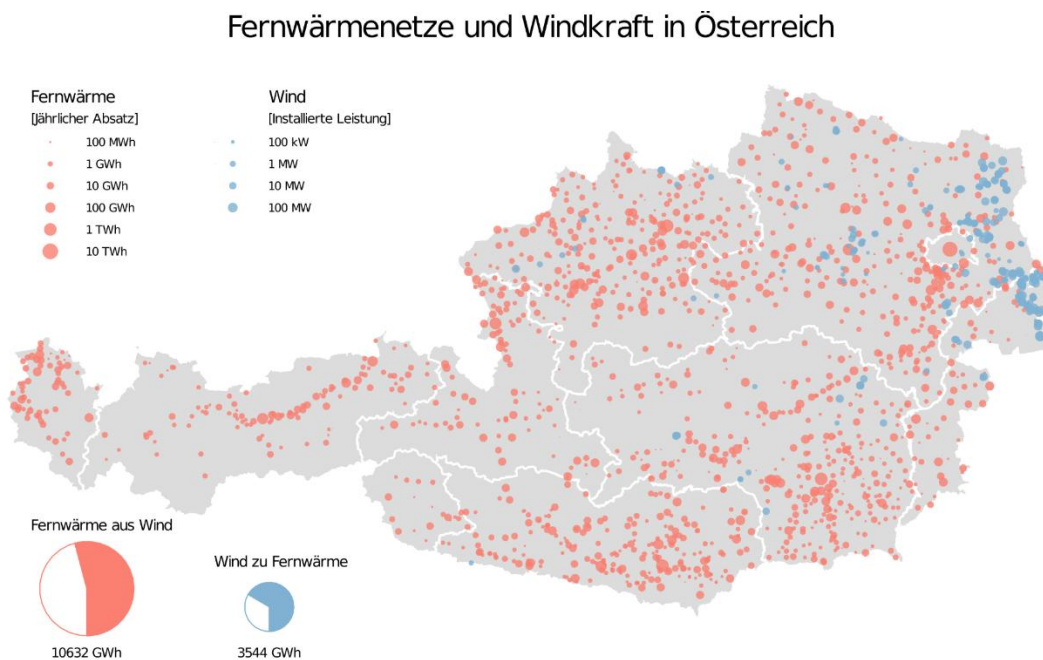


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

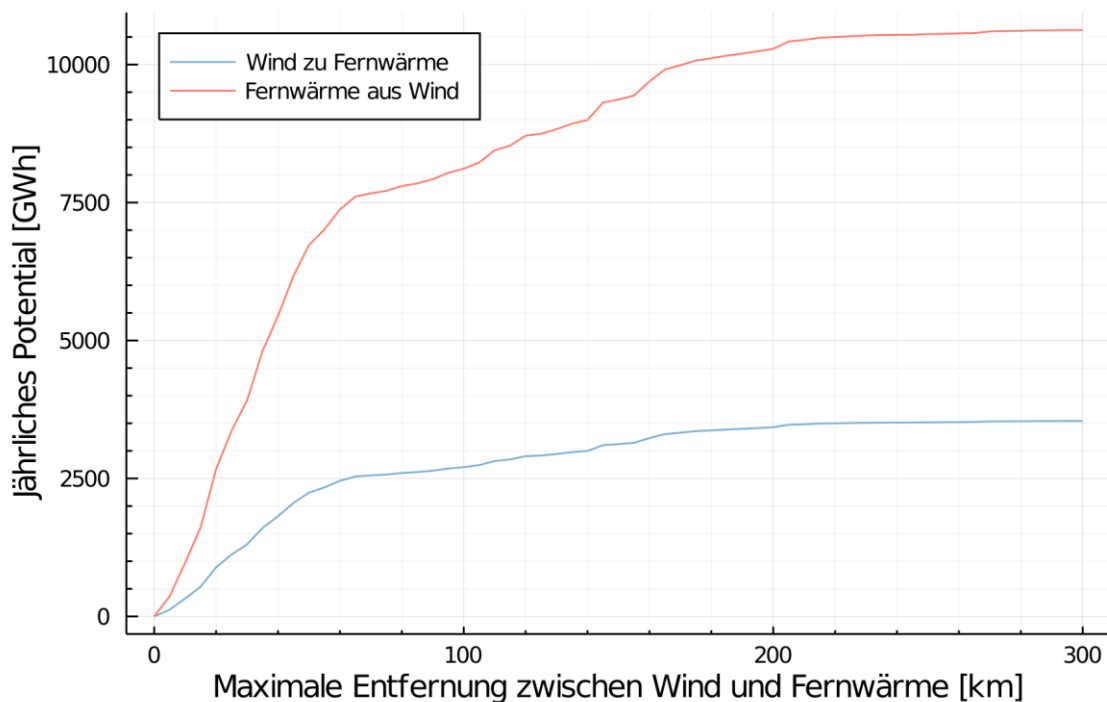


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

64. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

64.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

64.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

65. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

66. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

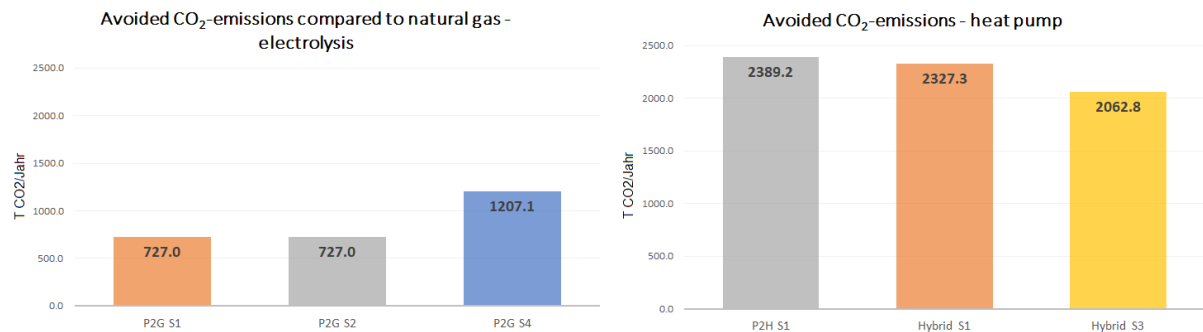


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

66.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

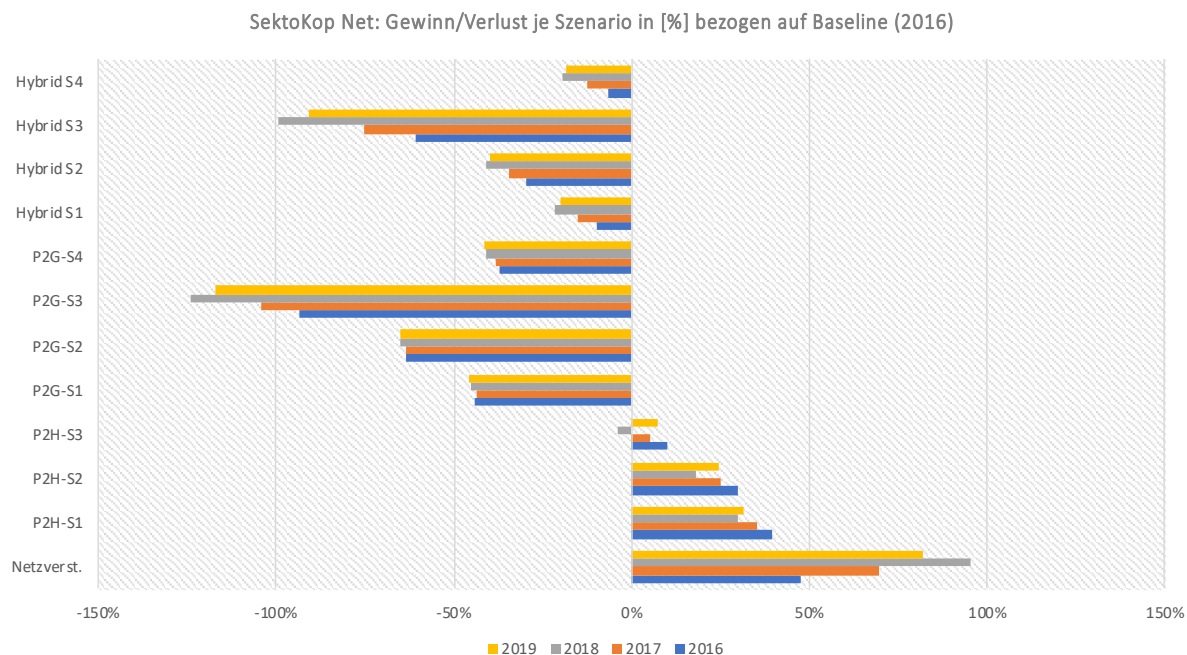


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

66.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

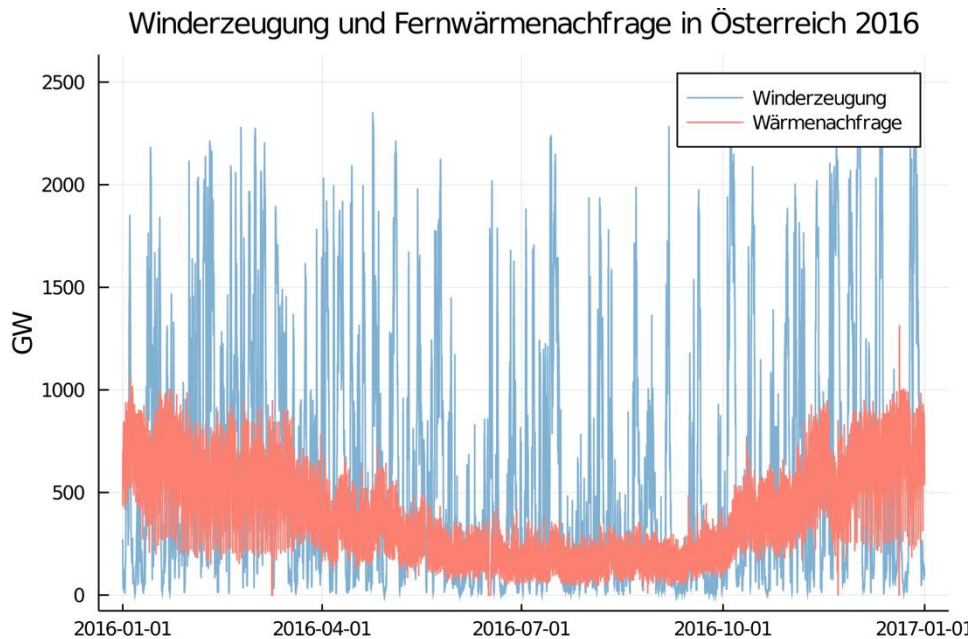


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

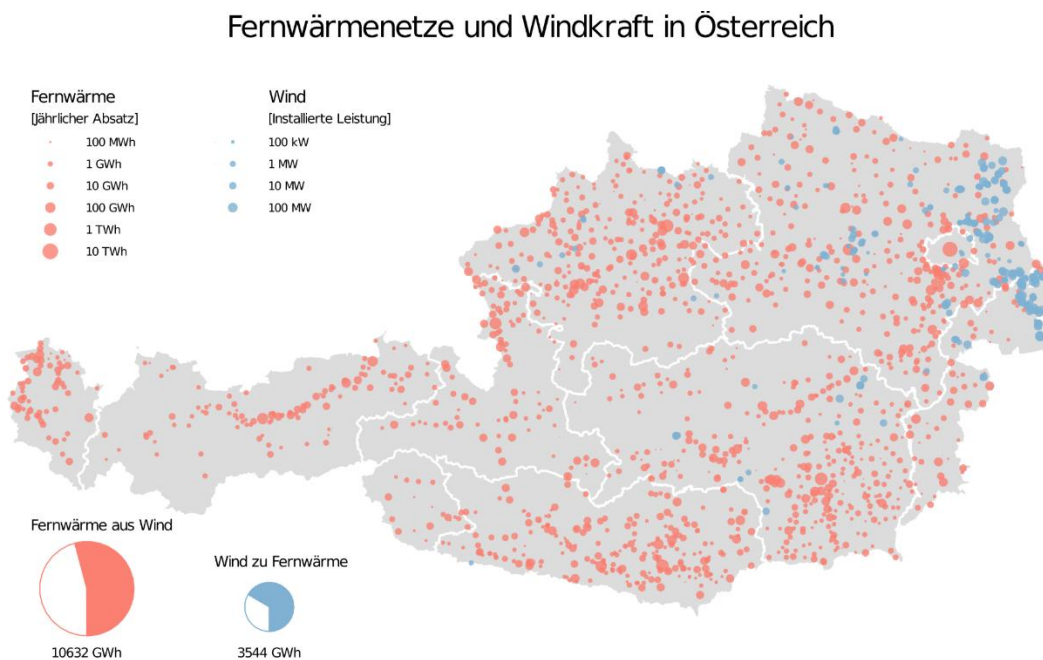


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

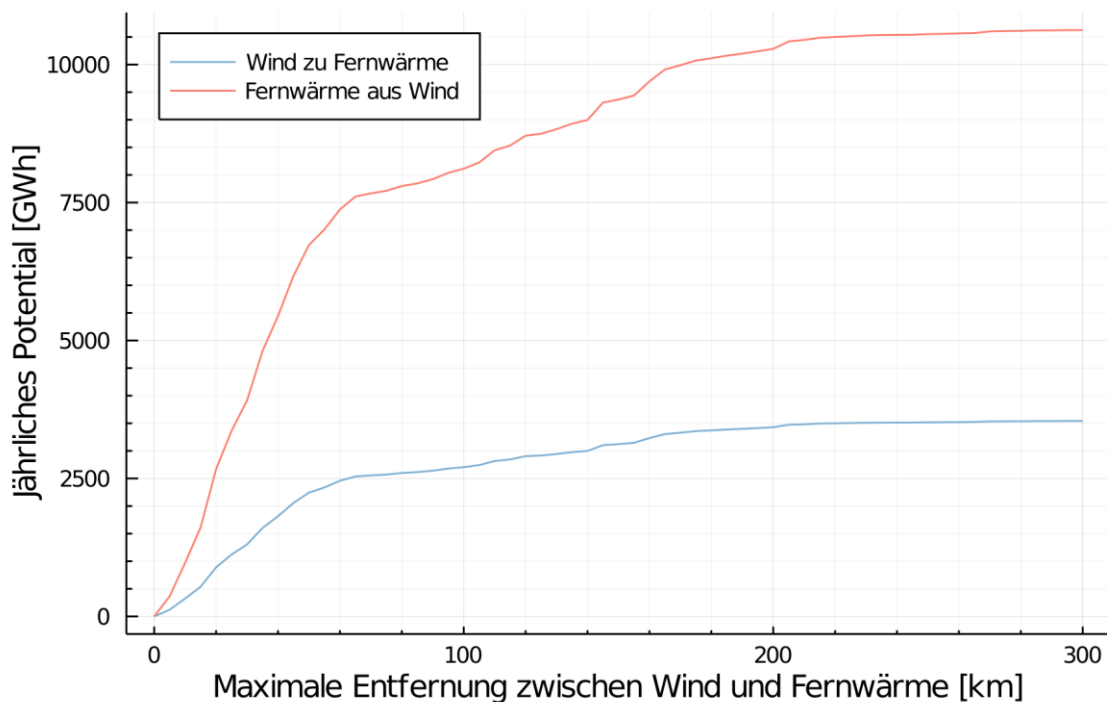


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

67. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

67.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

67.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

68. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

69. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

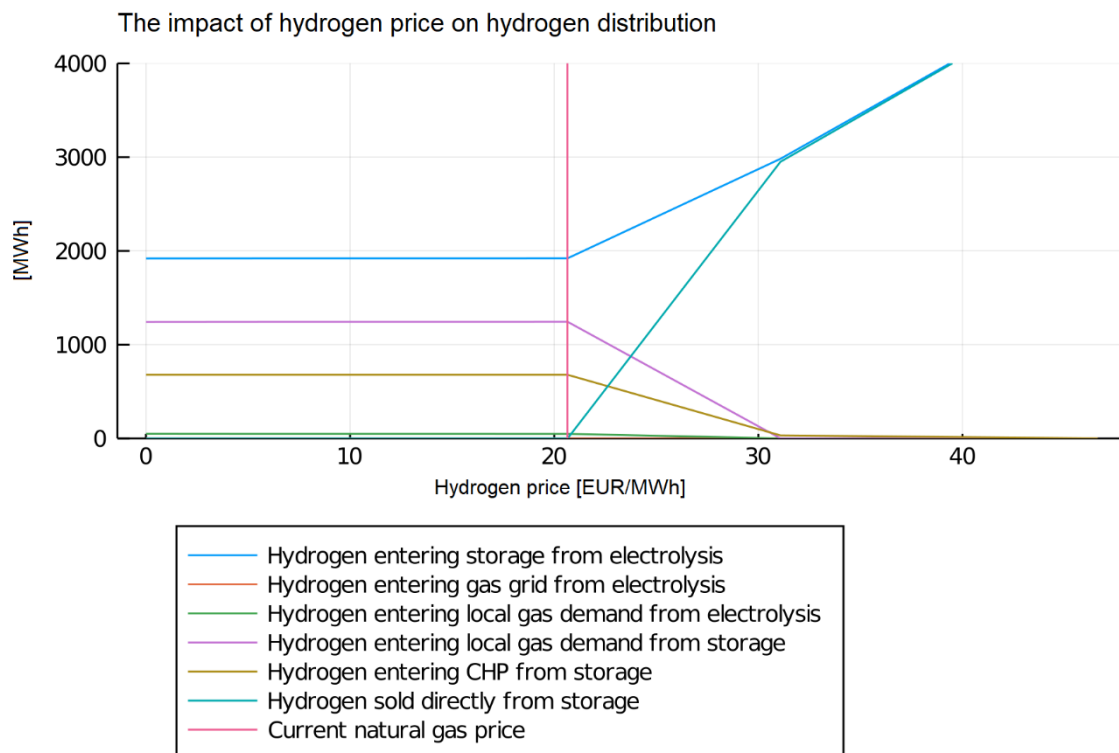


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

69.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

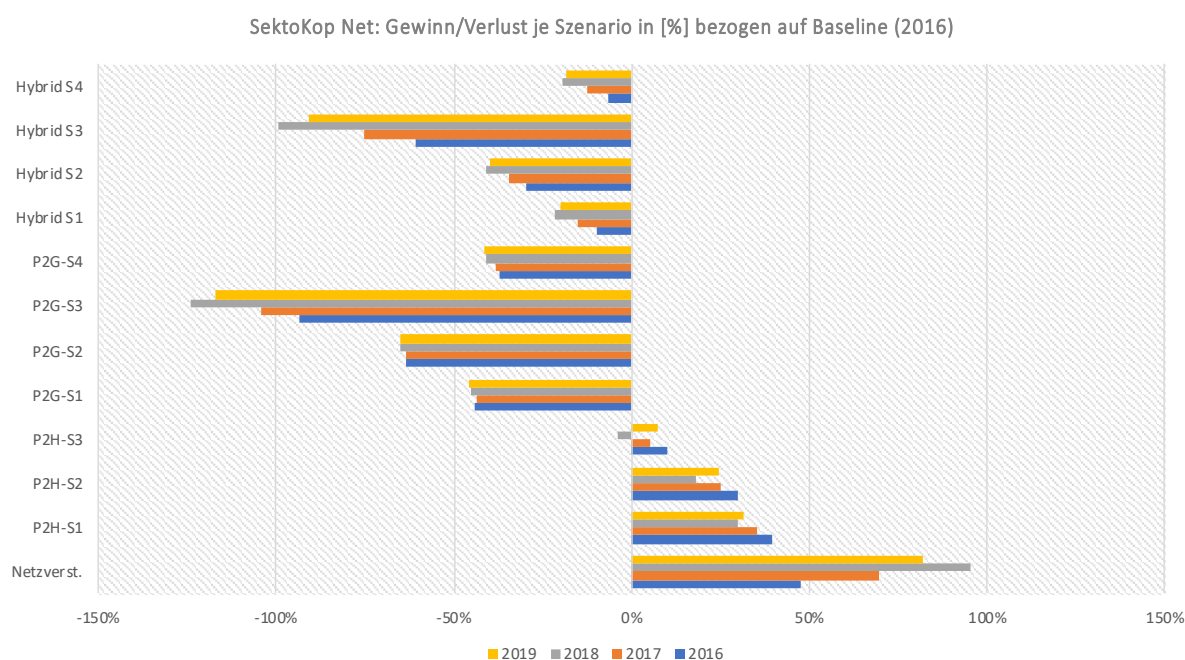


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

69.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

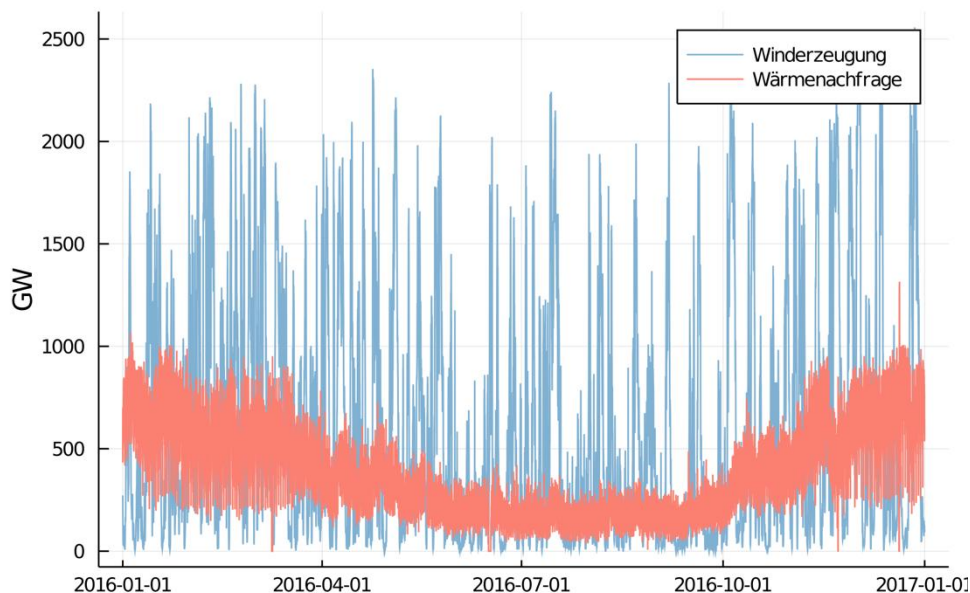


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

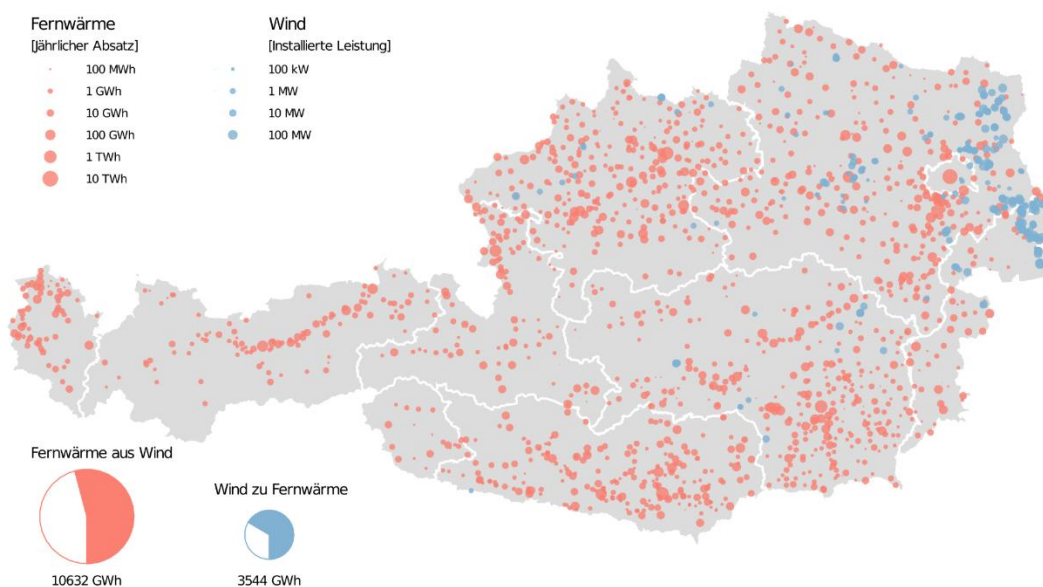


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

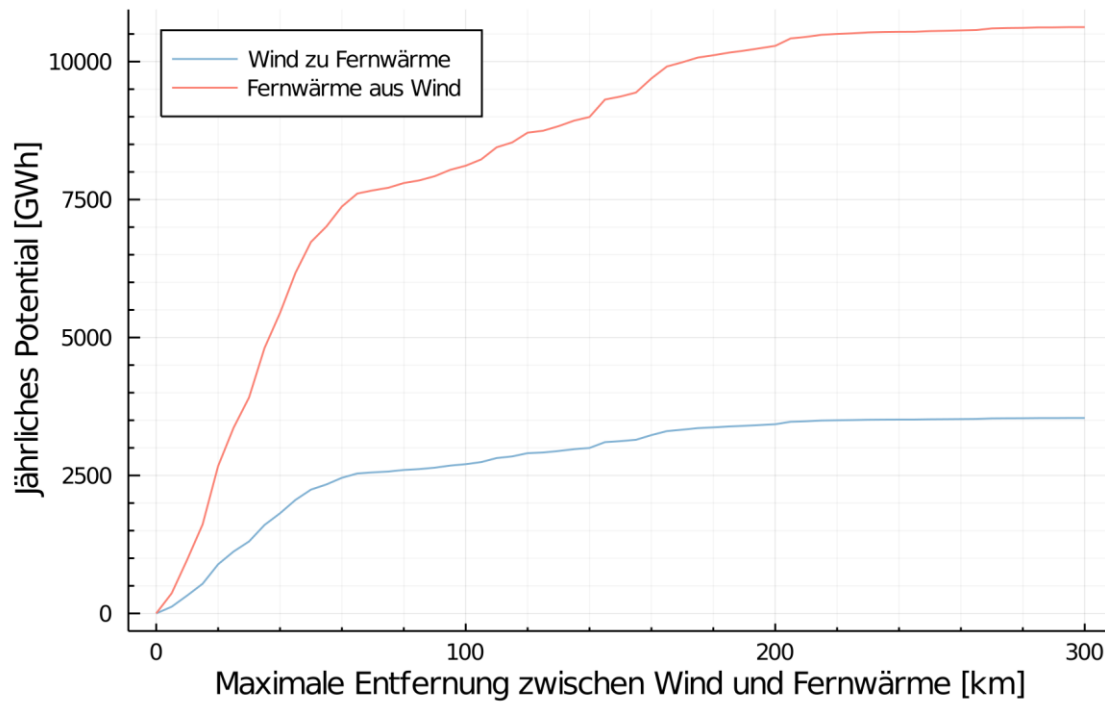


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

70. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

70.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

70.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

71. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

72. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

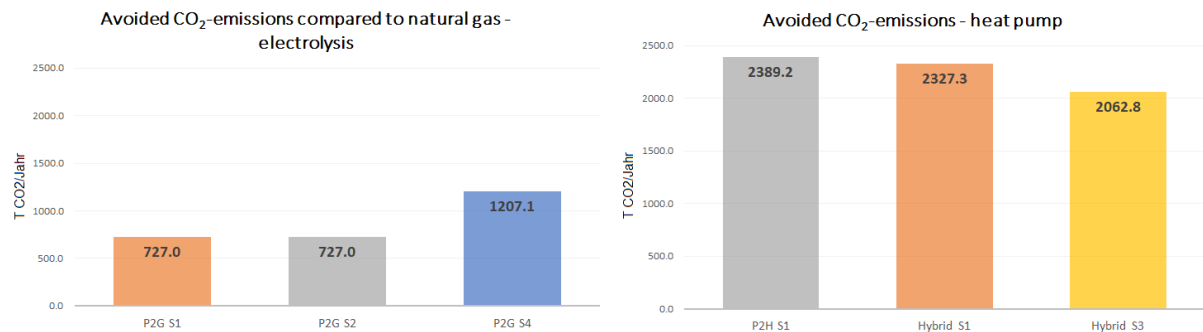


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

72.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

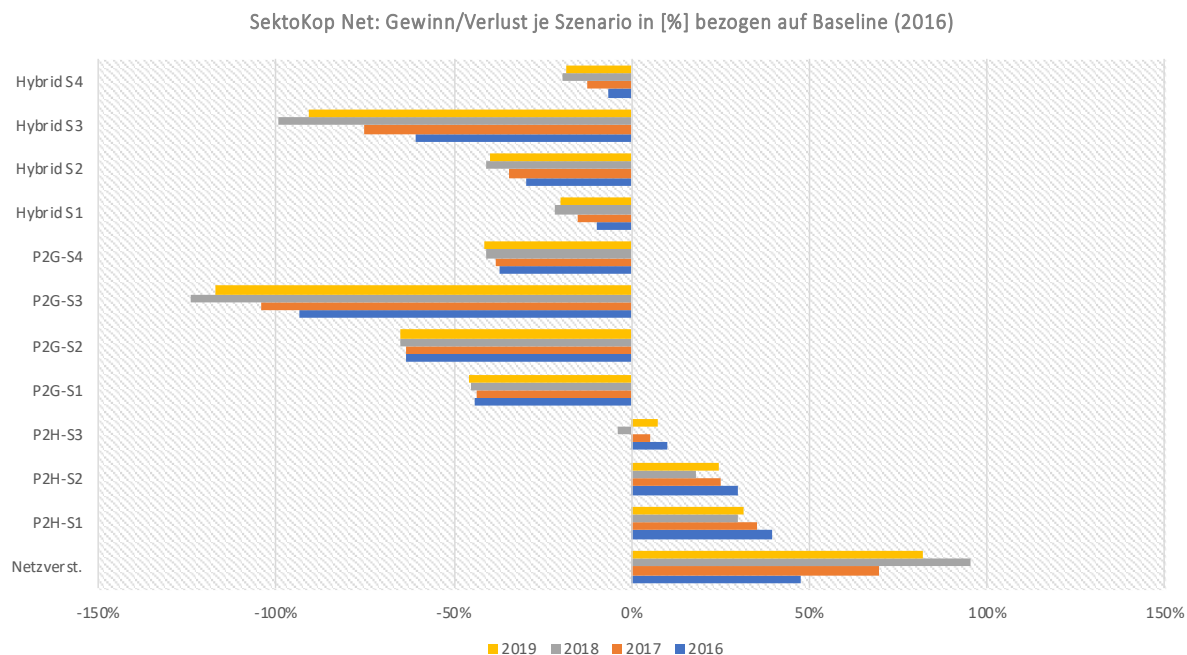


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

72.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

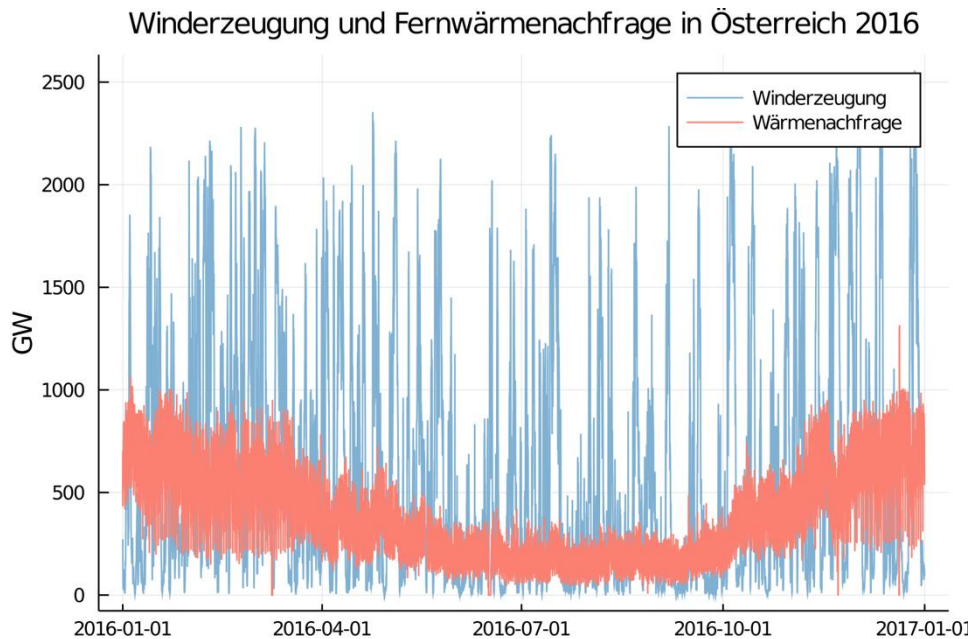


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

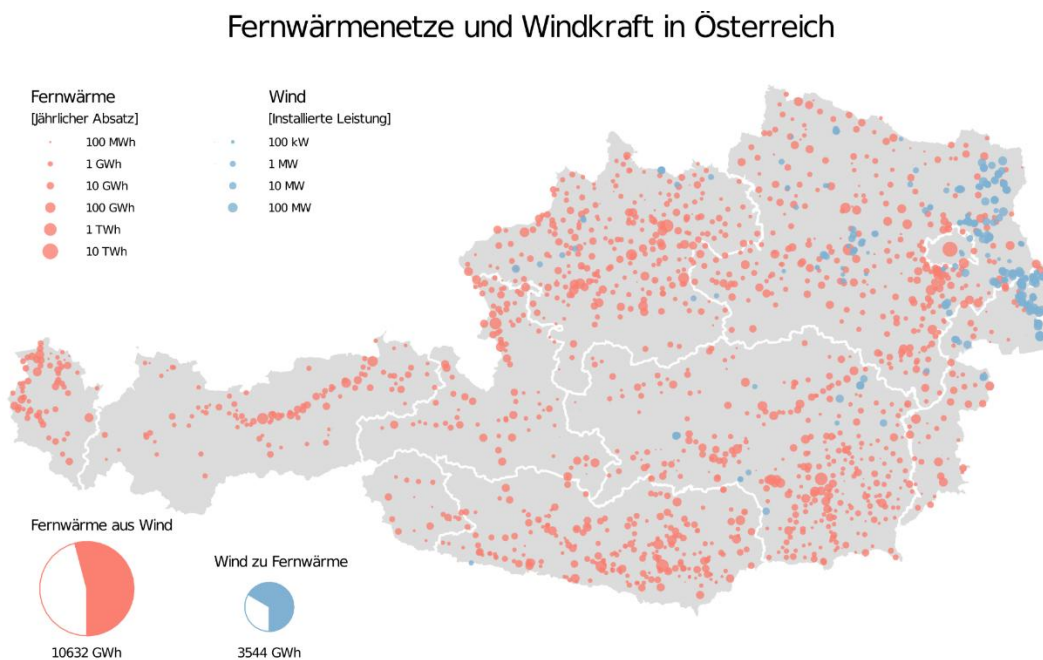


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

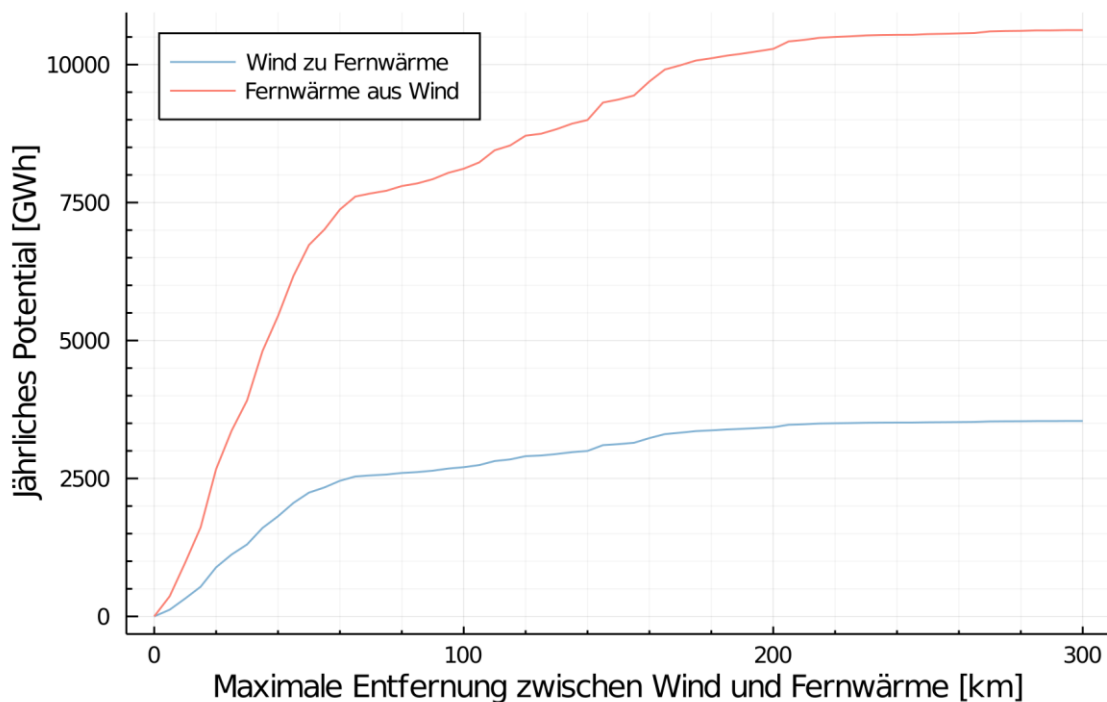


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

73. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

73.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

73.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

74. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

75. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

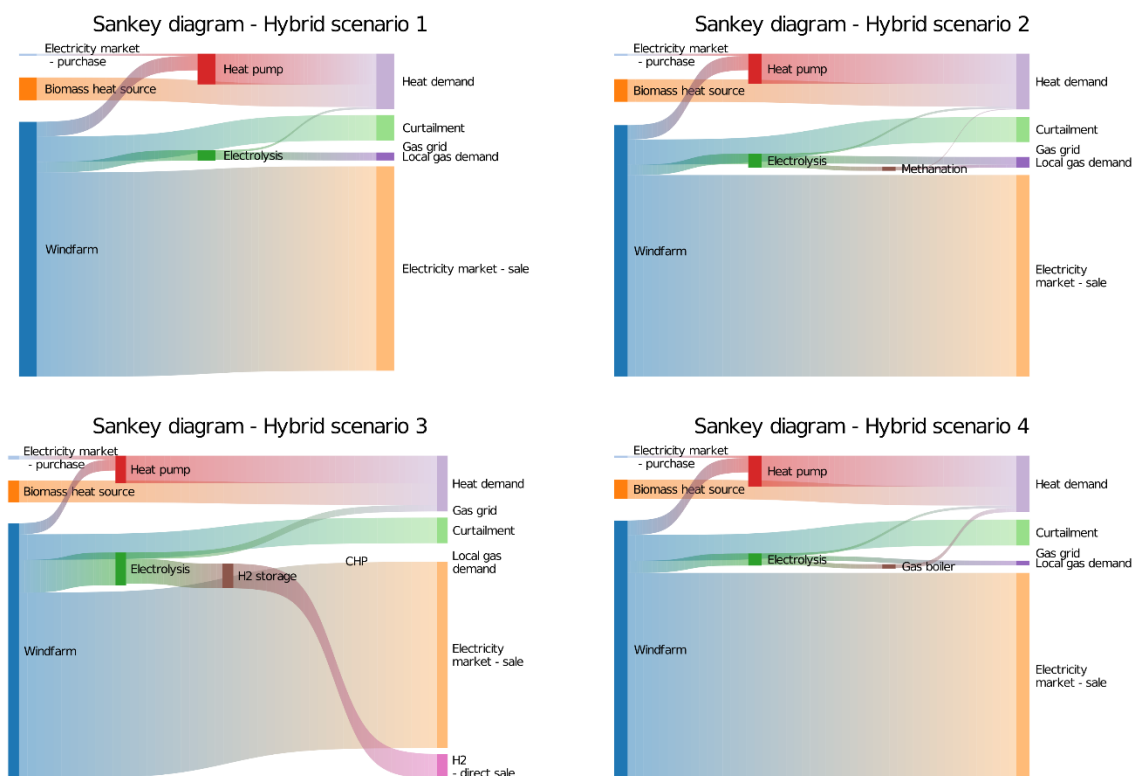


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

75.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

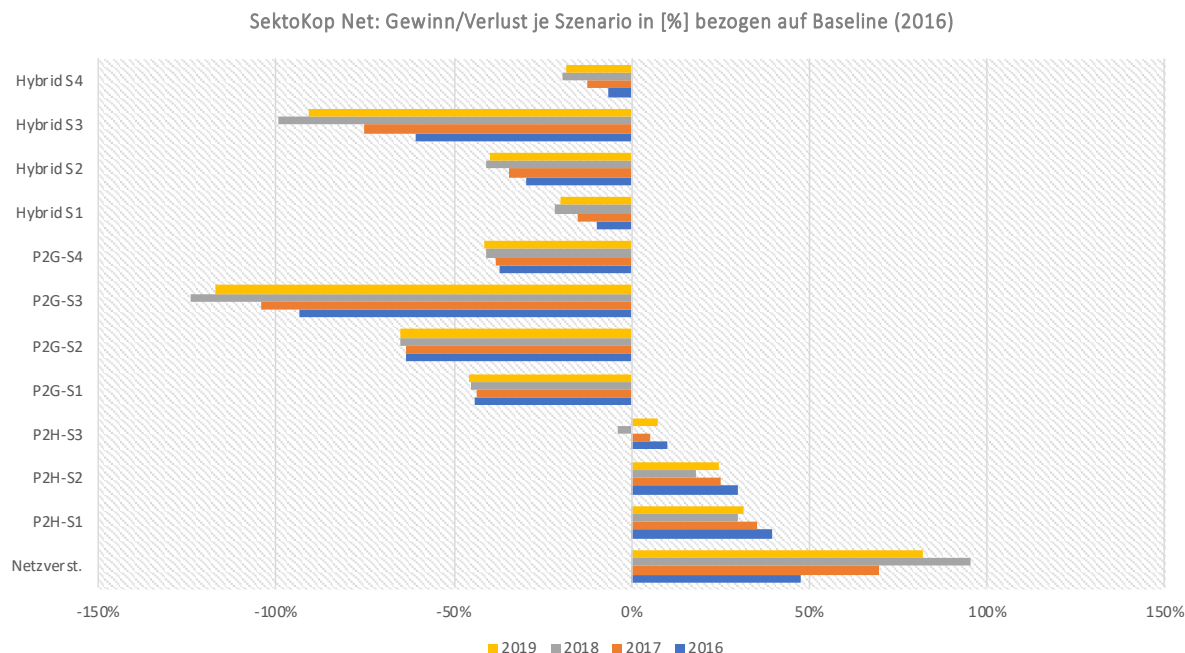


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

75.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

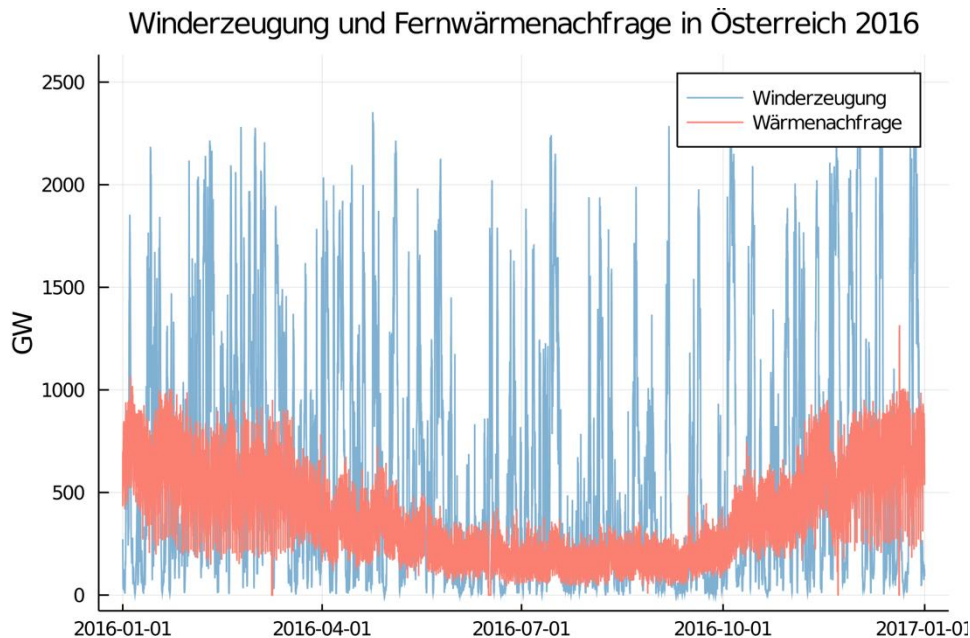


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

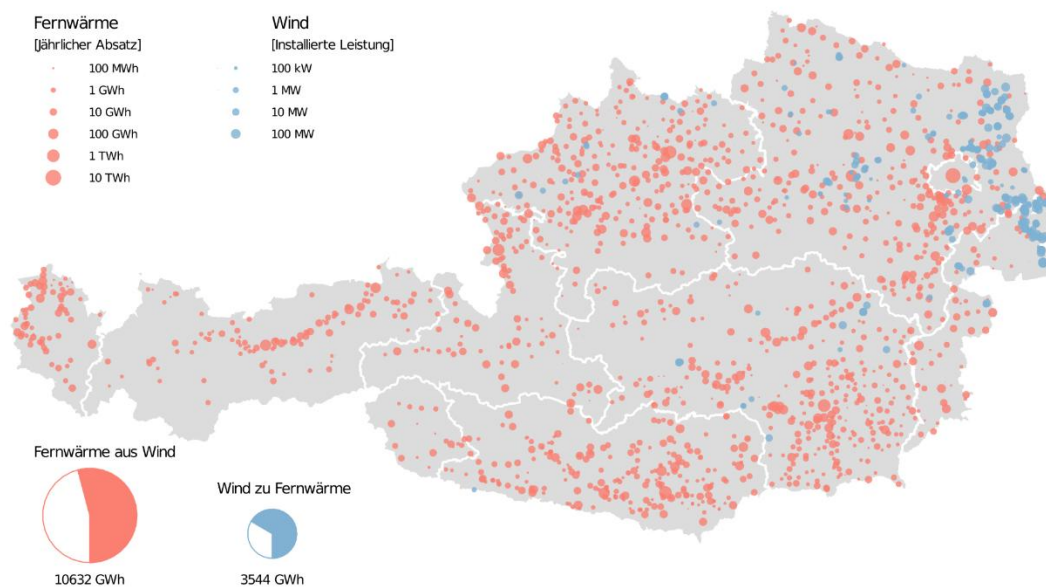


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

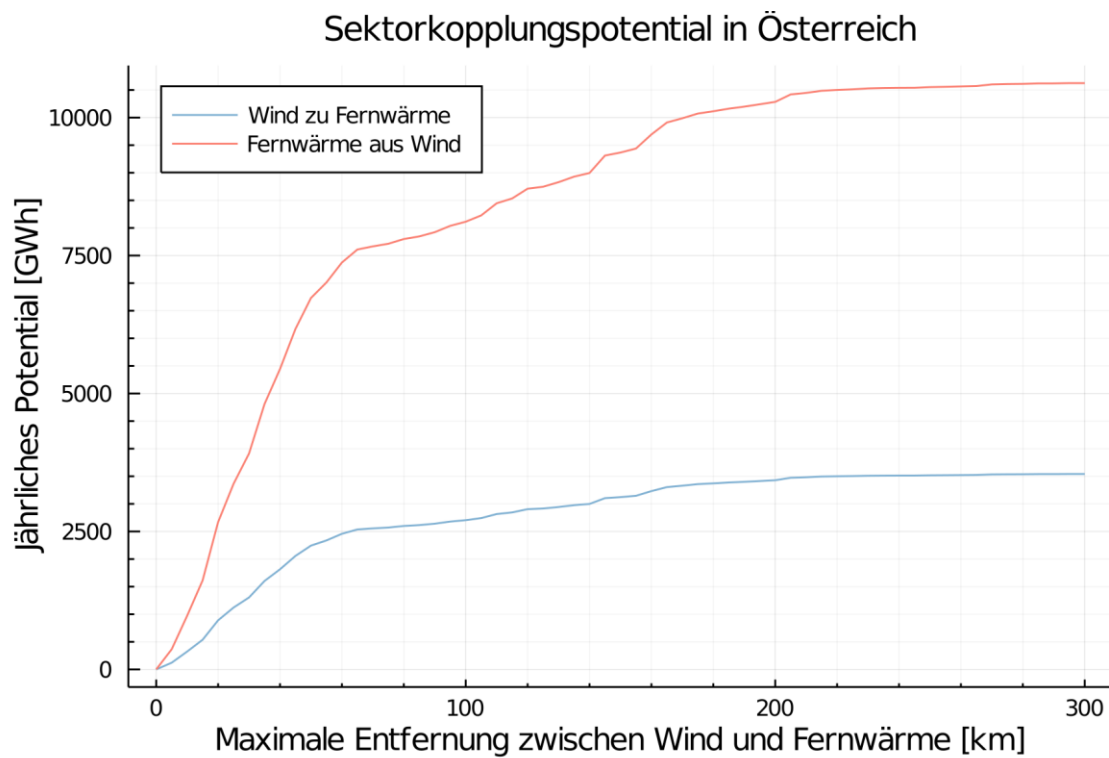


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

76. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

76.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

76.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

77. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

78. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

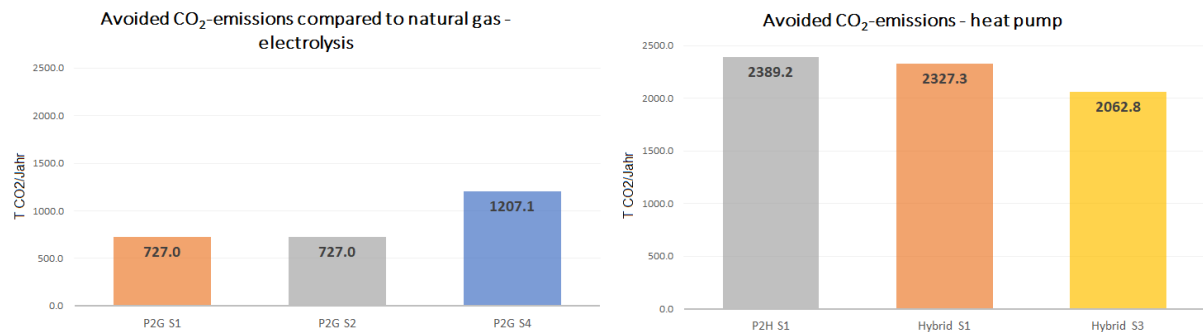


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

78.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

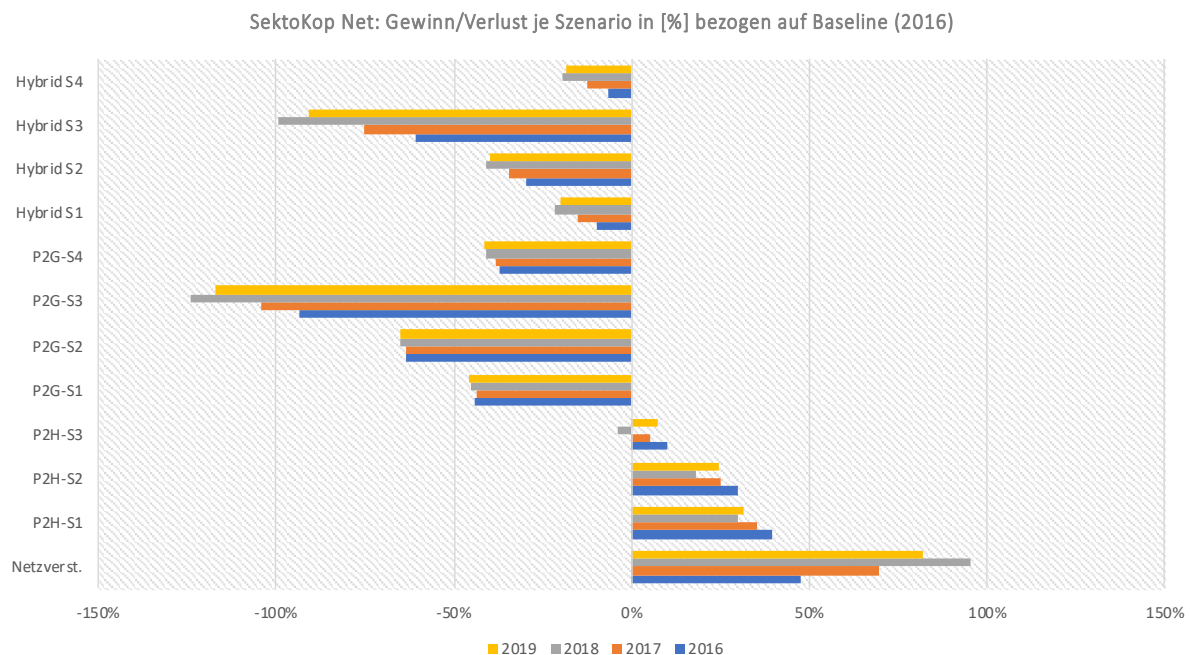


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

78.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

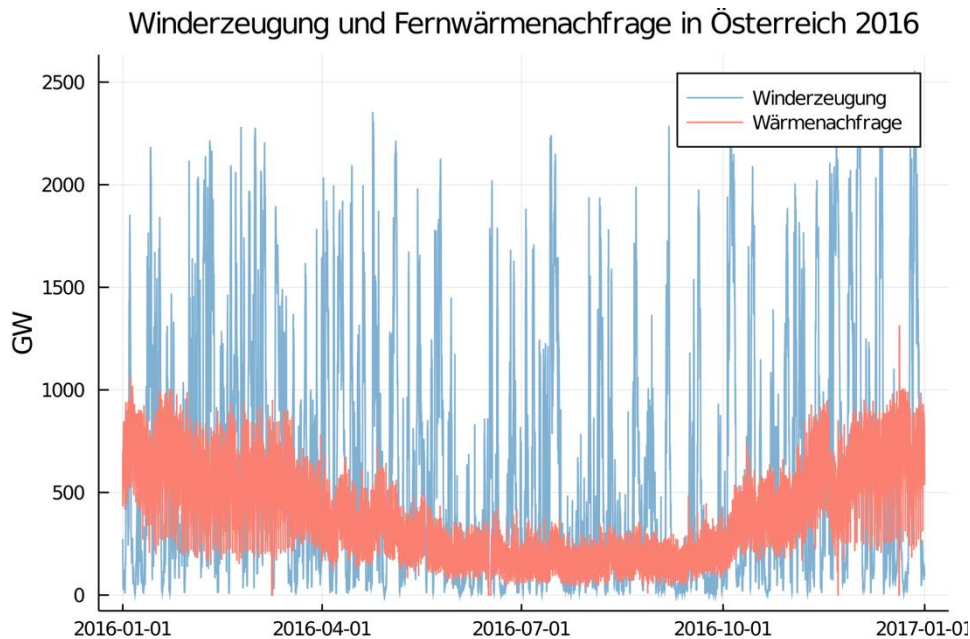


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

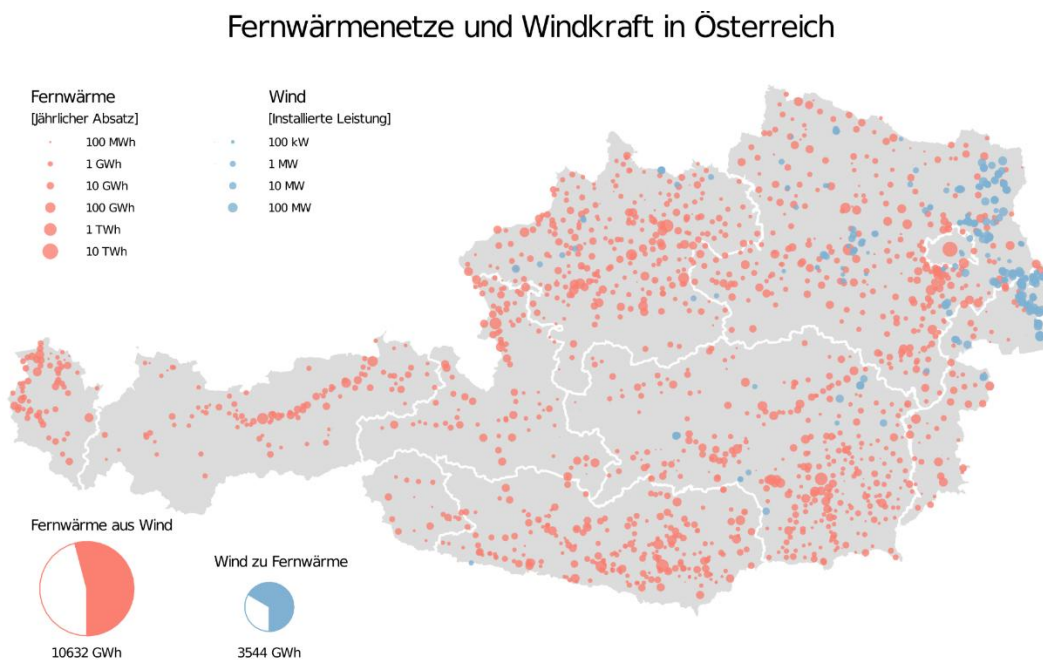


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

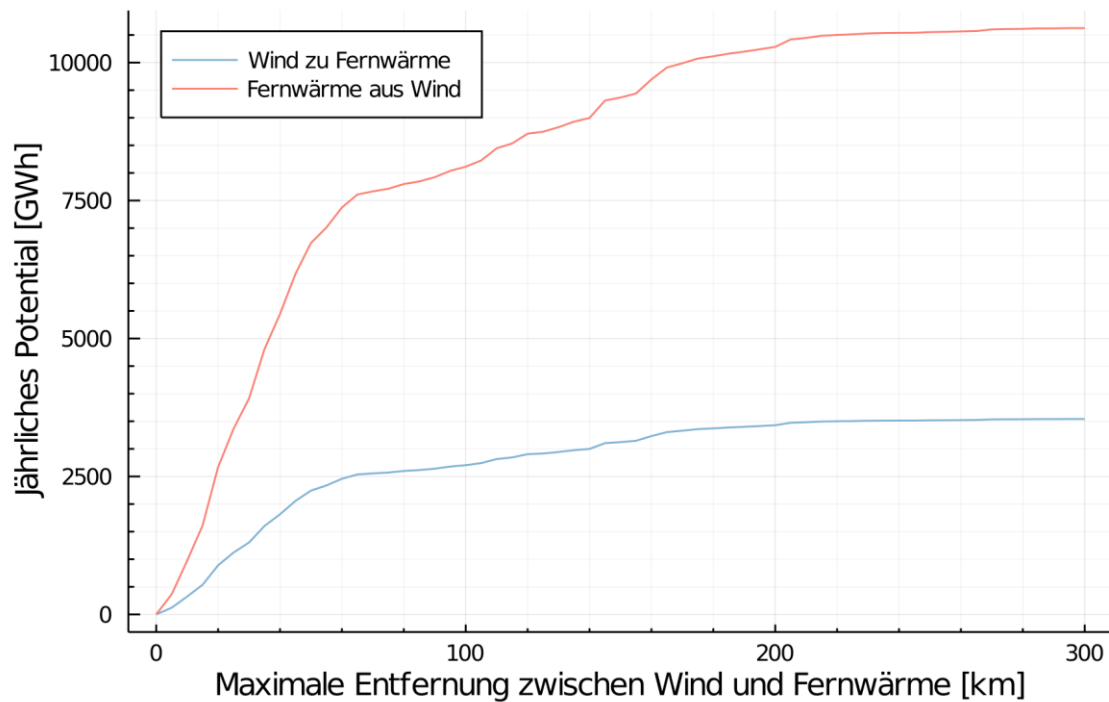


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

79. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

79.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

79.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

80. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

81. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

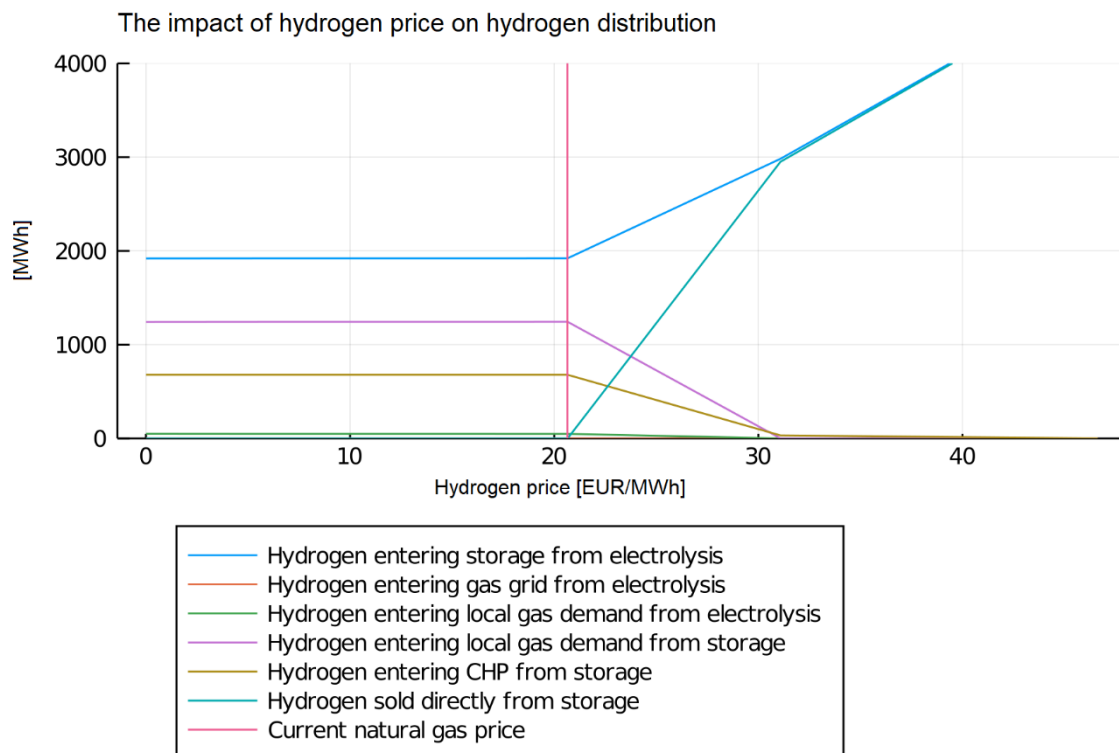


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

81.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

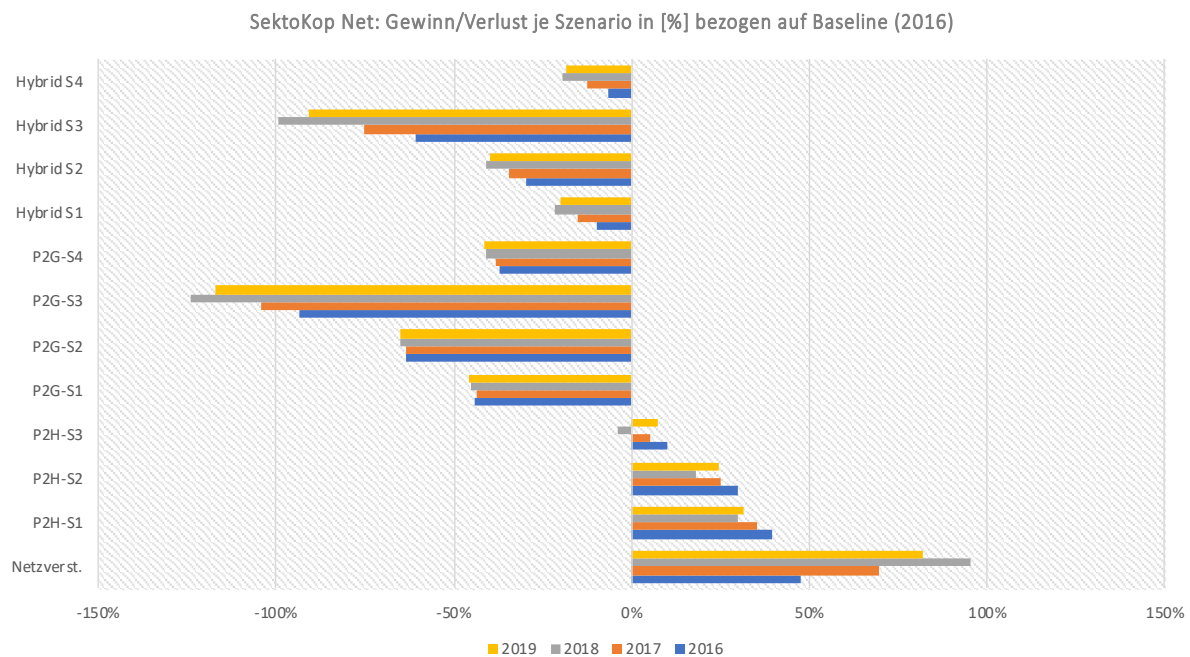


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

81.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

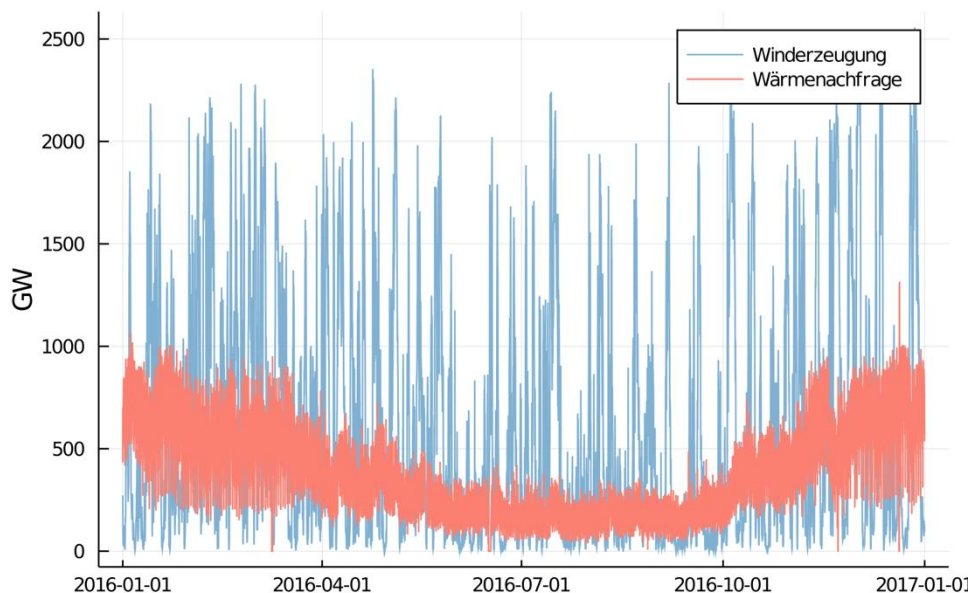


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

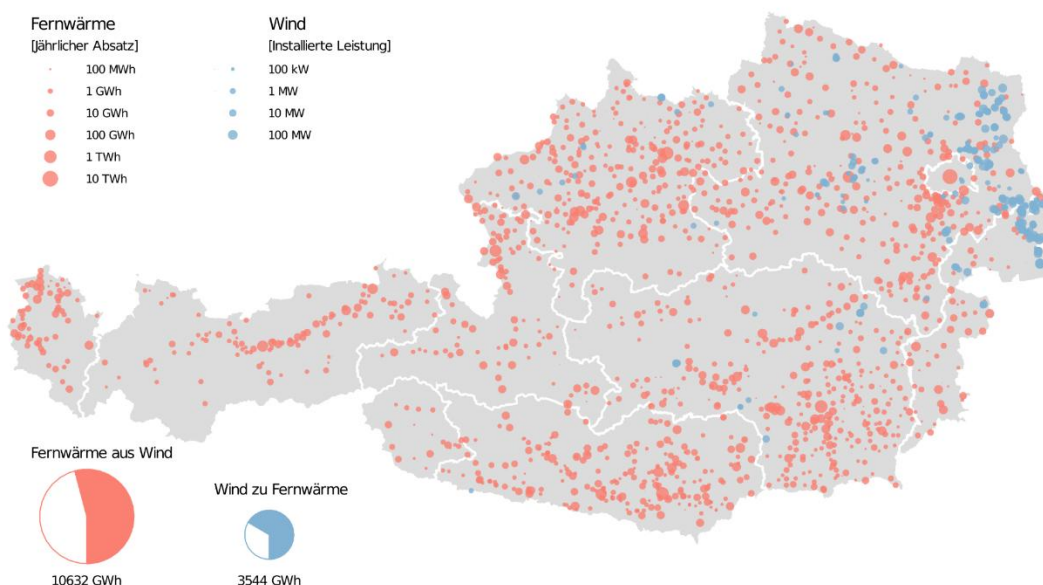


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

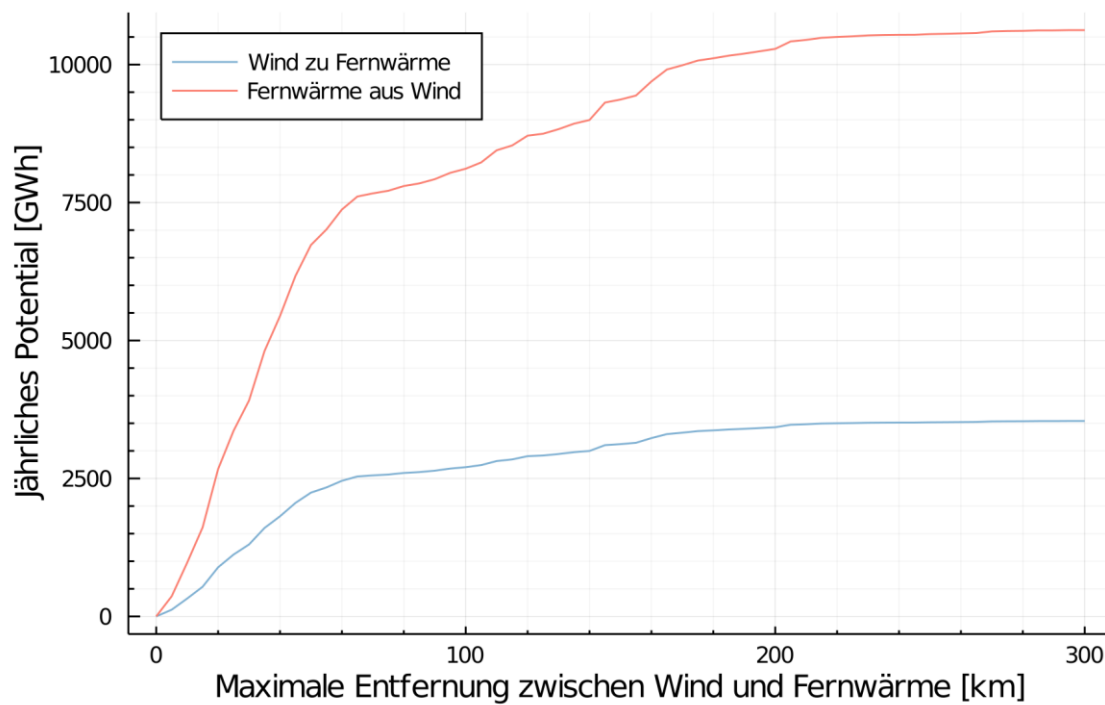


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

82. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

82.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

82.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

83. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

84. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

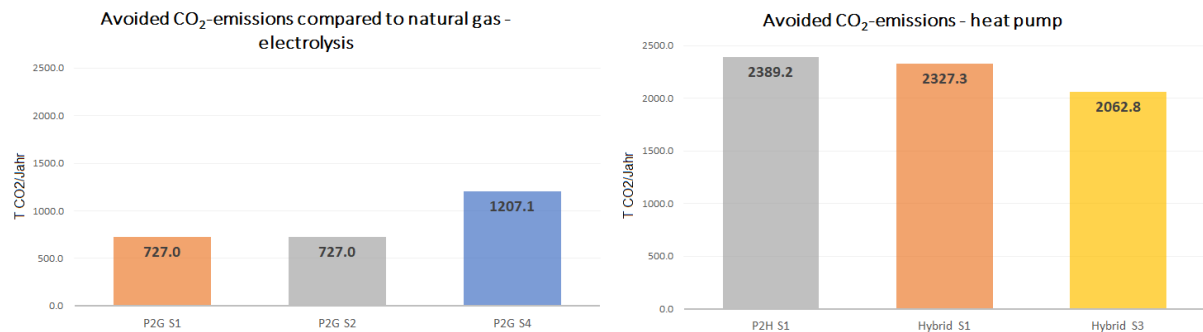


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

84.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

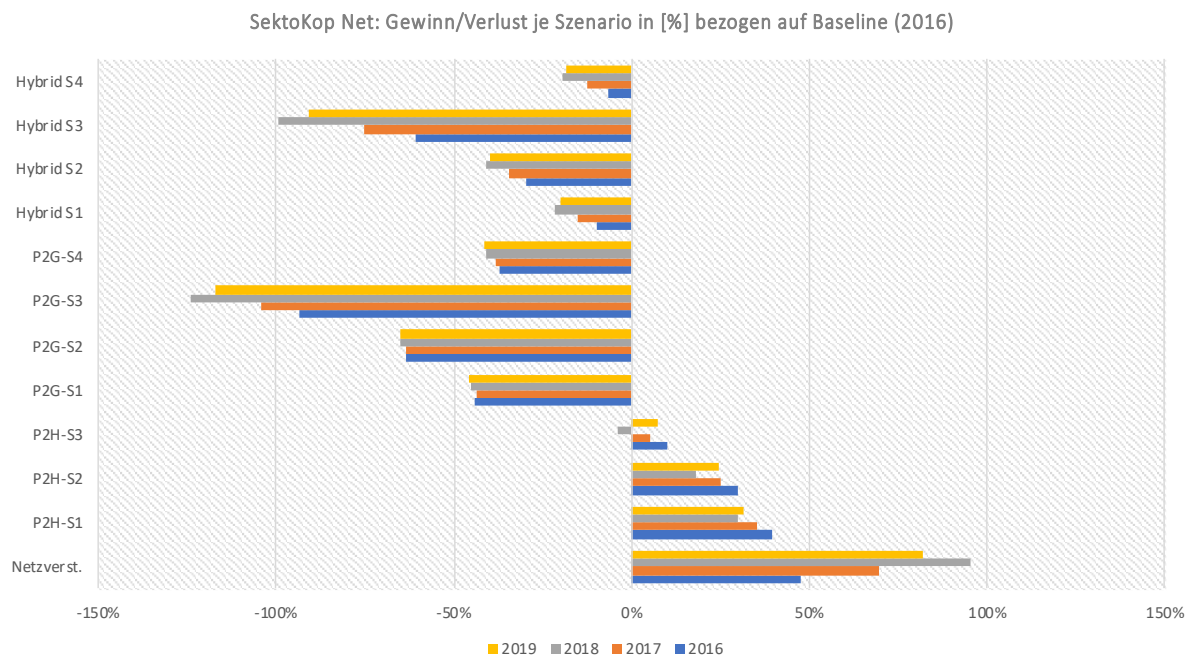


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

84.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

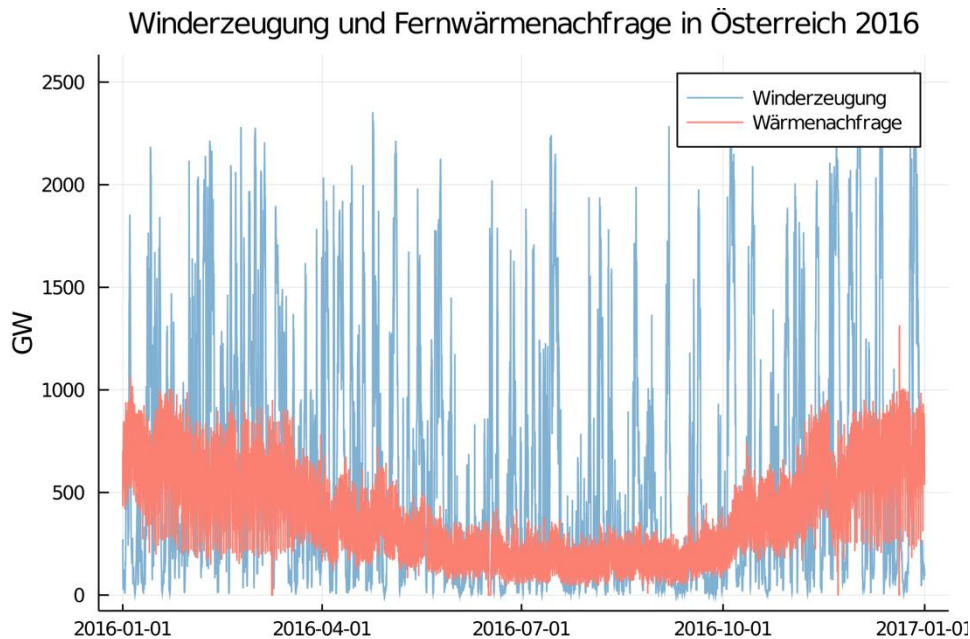


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

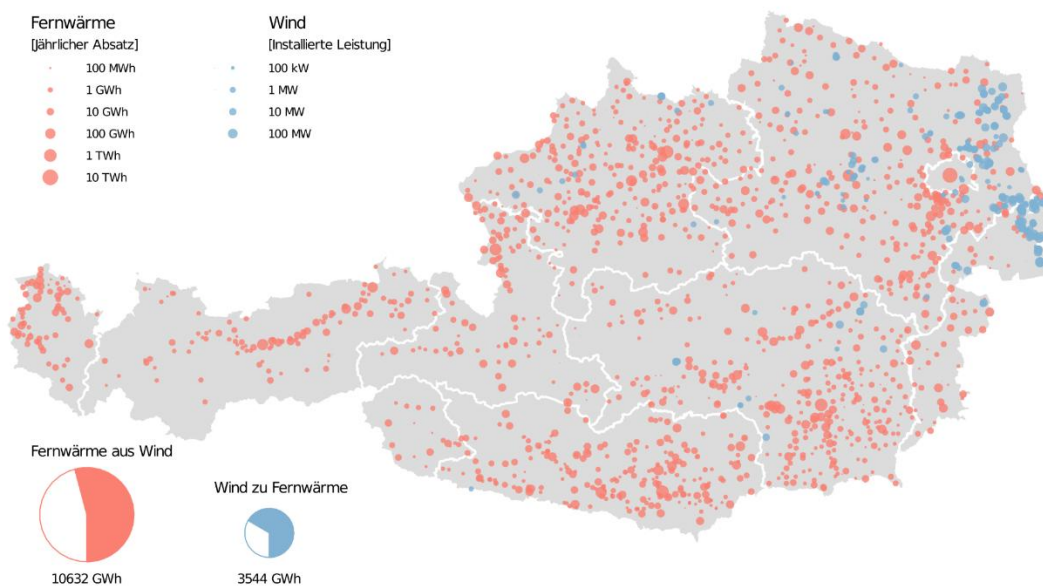


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

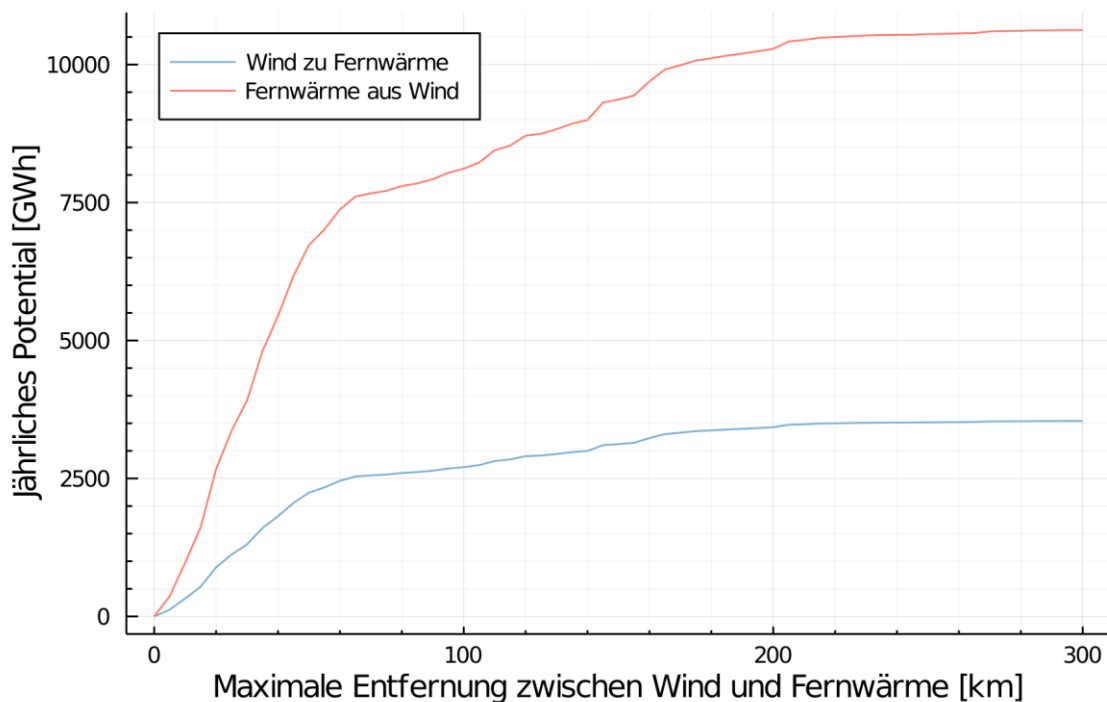


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

85. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

85.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

85.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

86. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

87. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

87.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

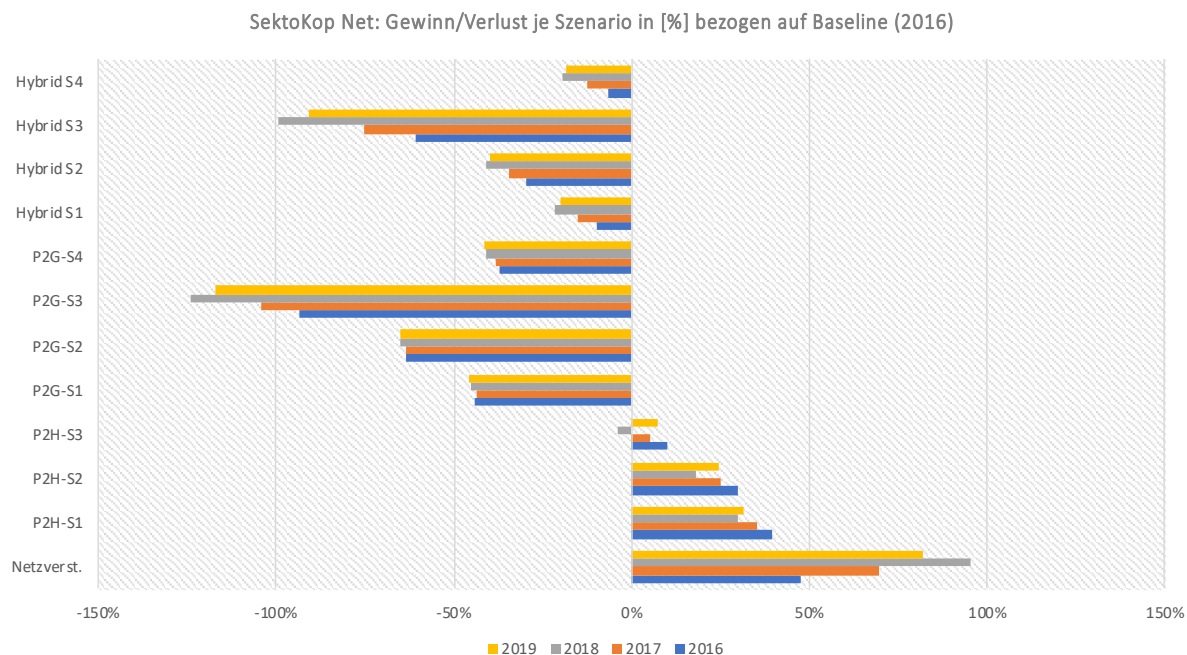


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

87.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

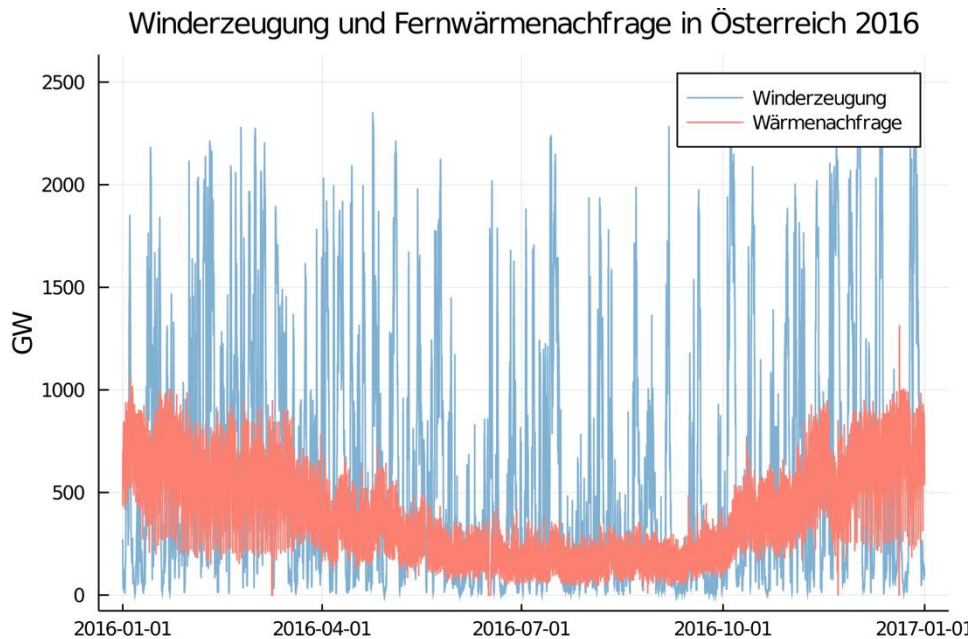


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

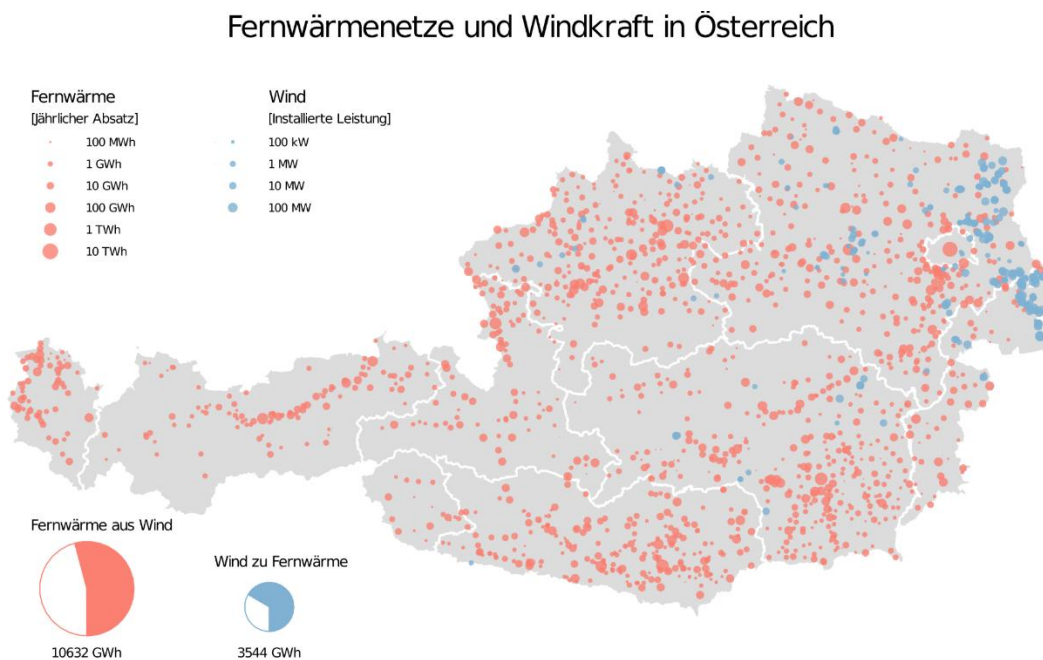


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

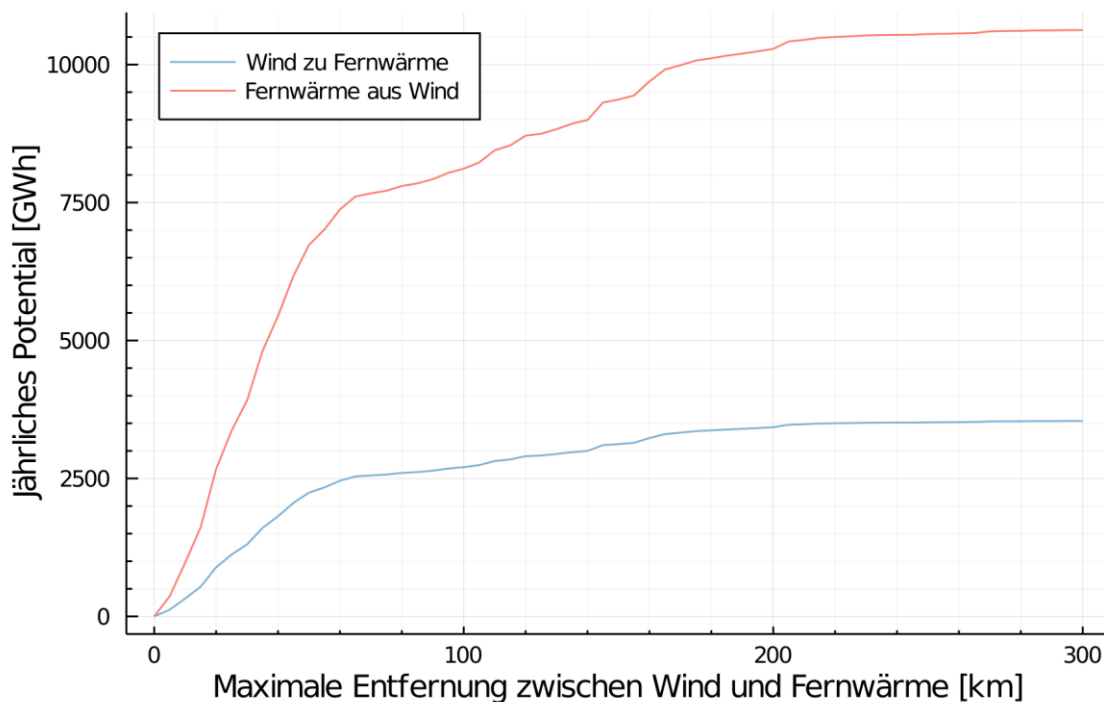


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

88. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

88.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

88.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

89. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

90. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

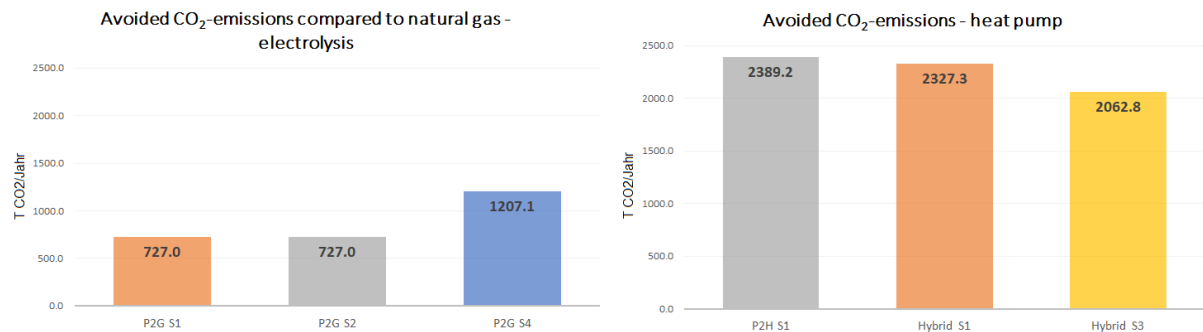


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

90.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

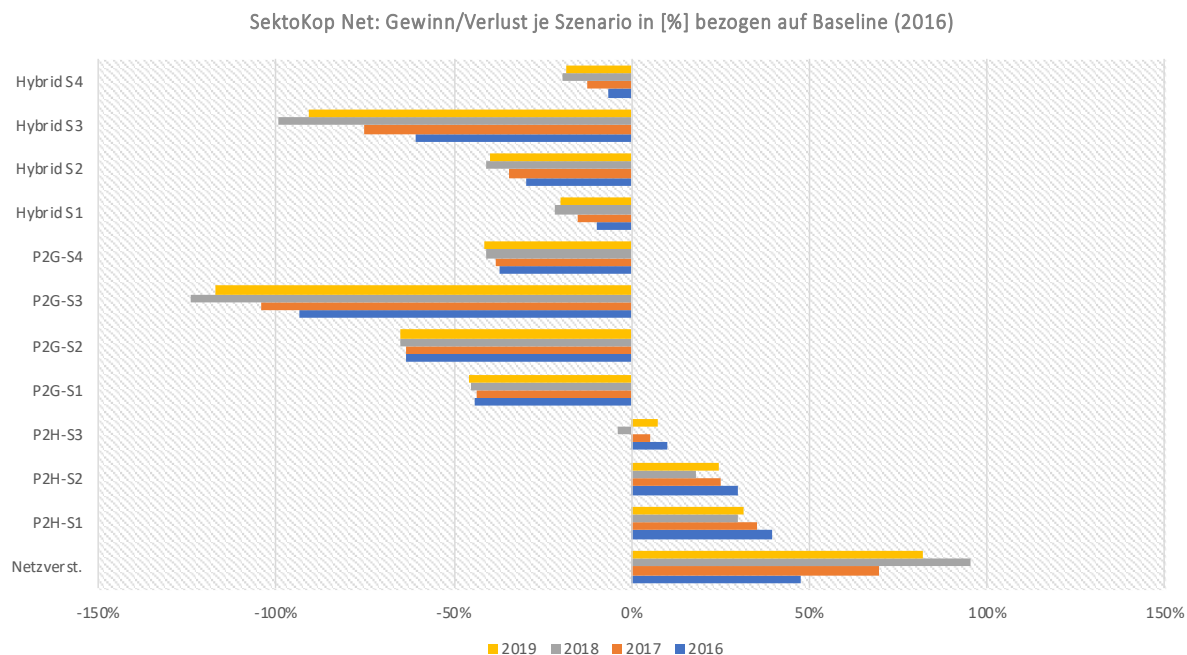


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

90.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

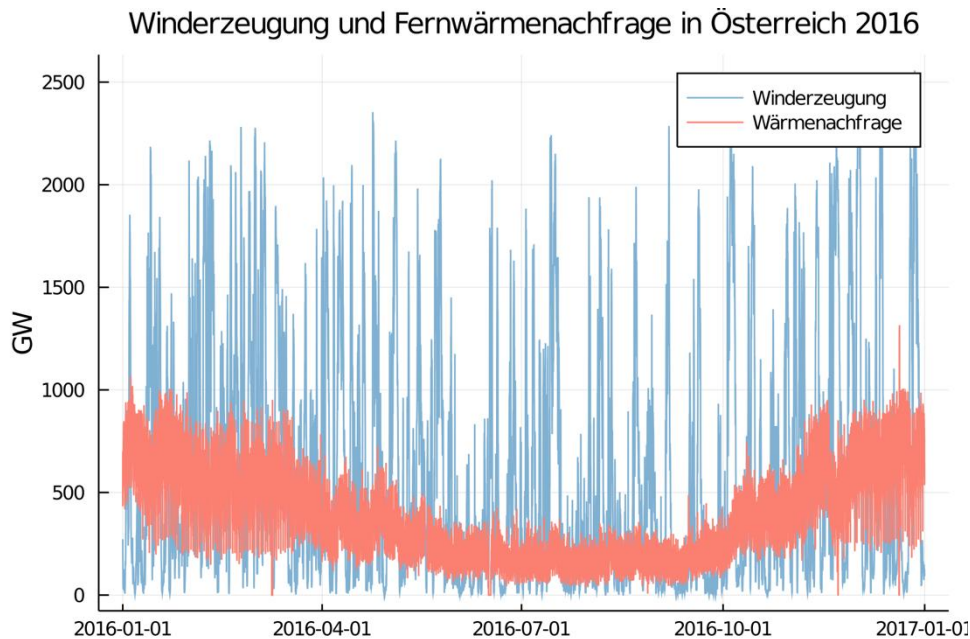


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

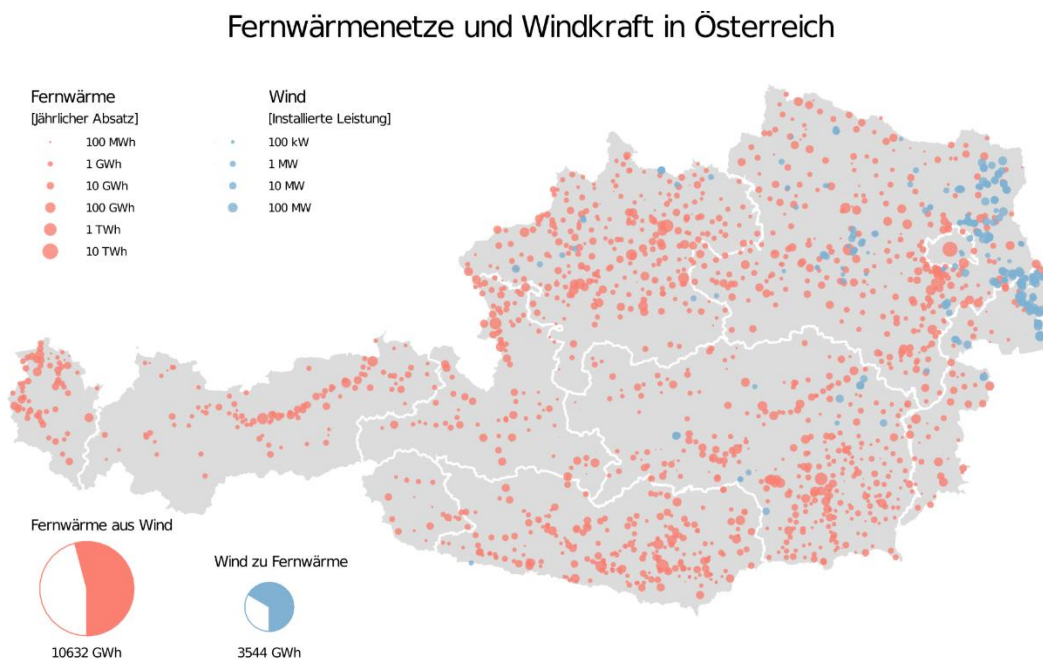


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

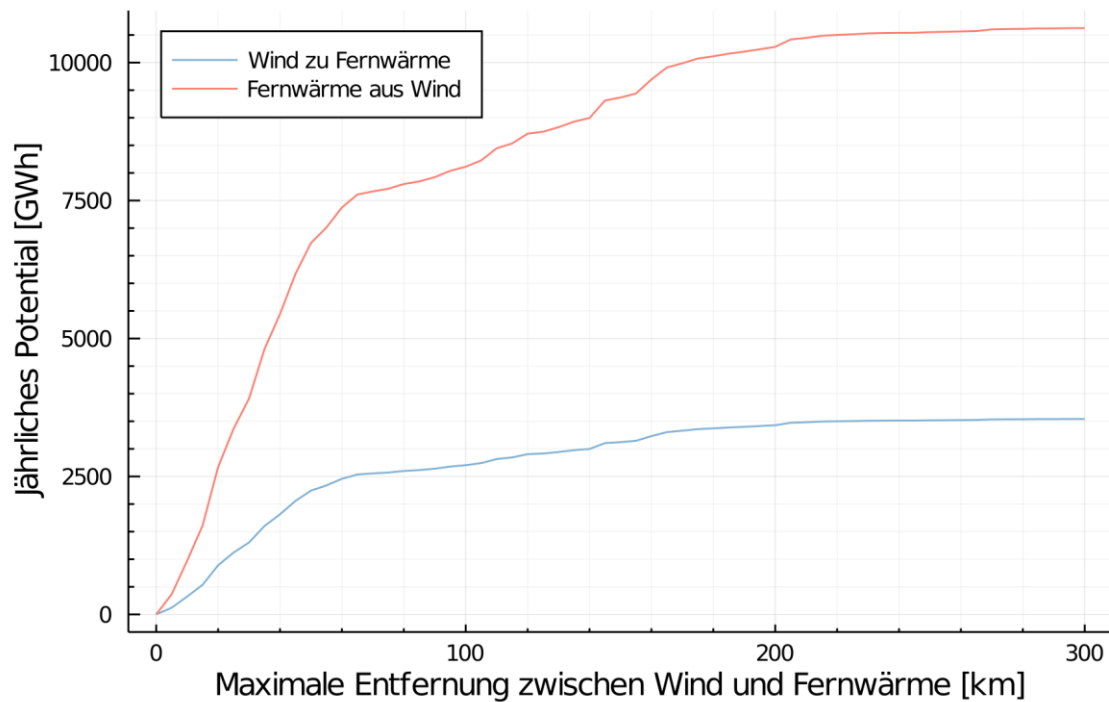


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

91. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

91.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

91.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

92. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

93. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

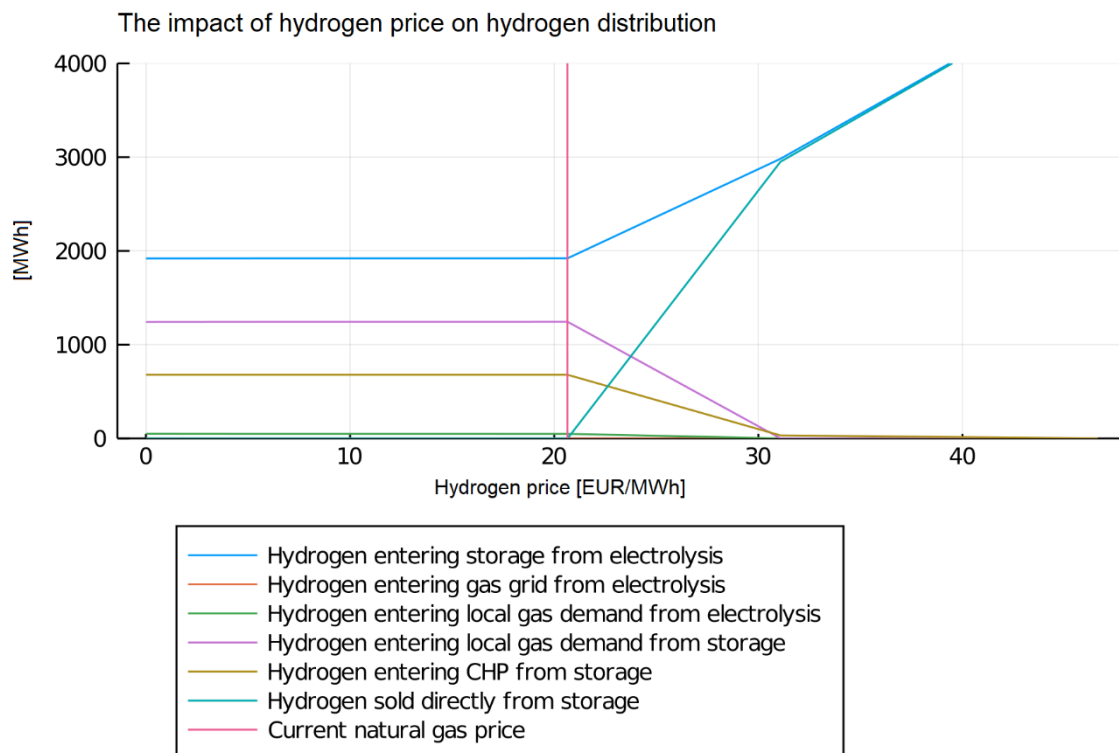


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

93.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

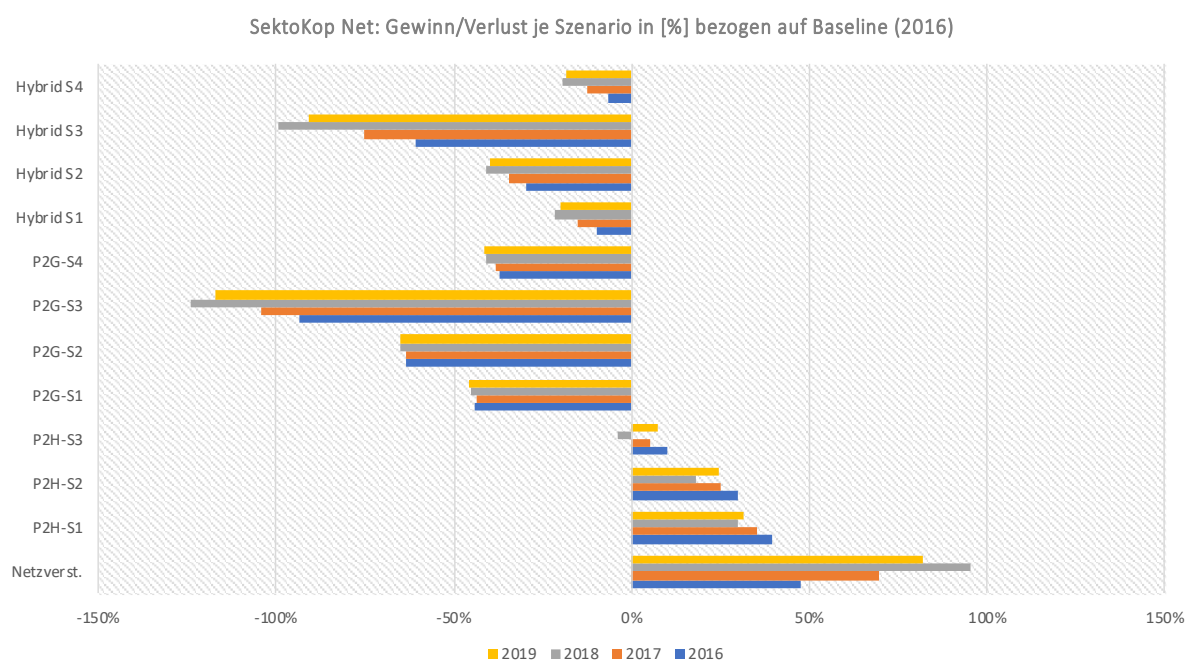


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

93.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

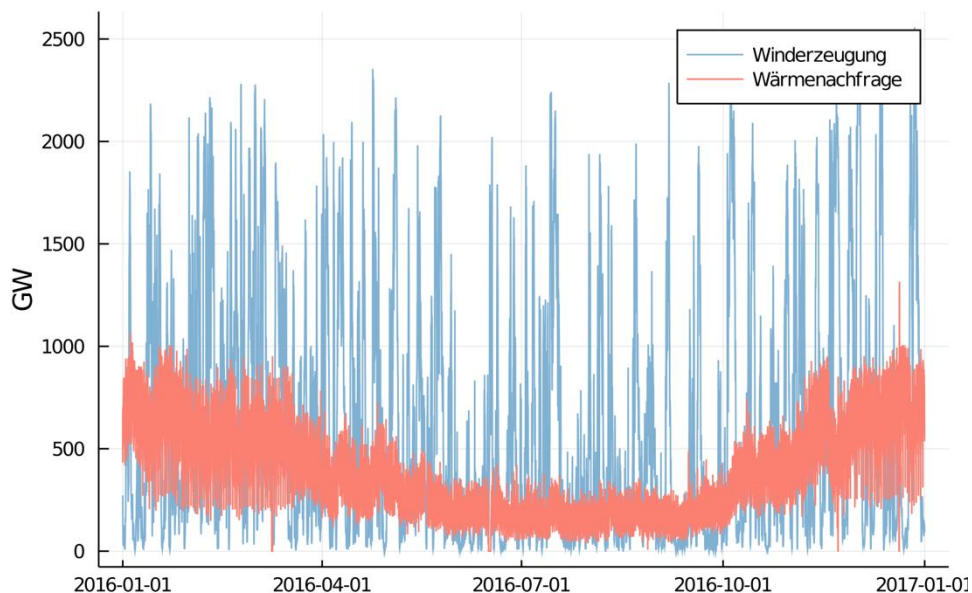


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

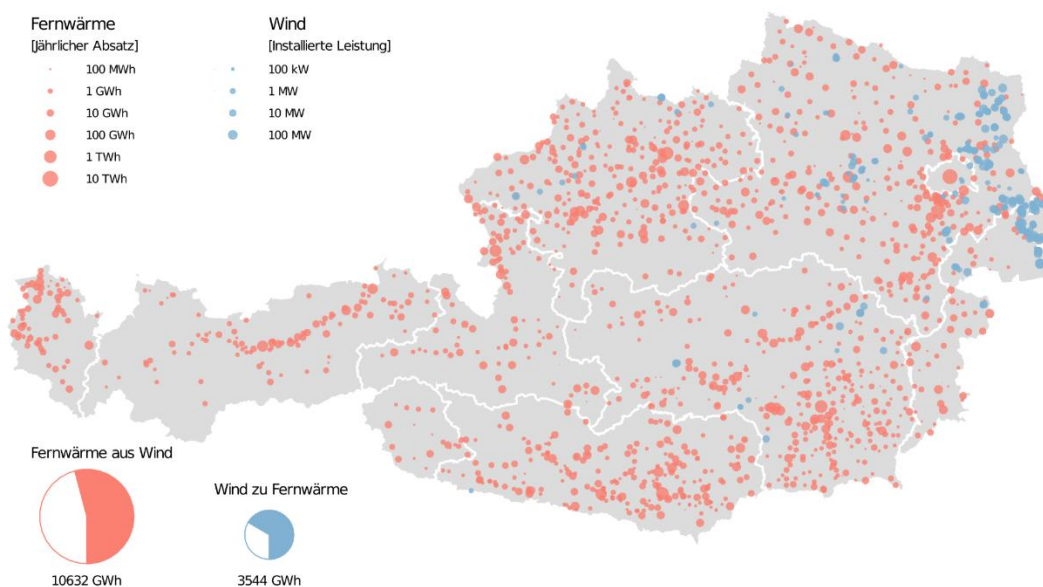


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

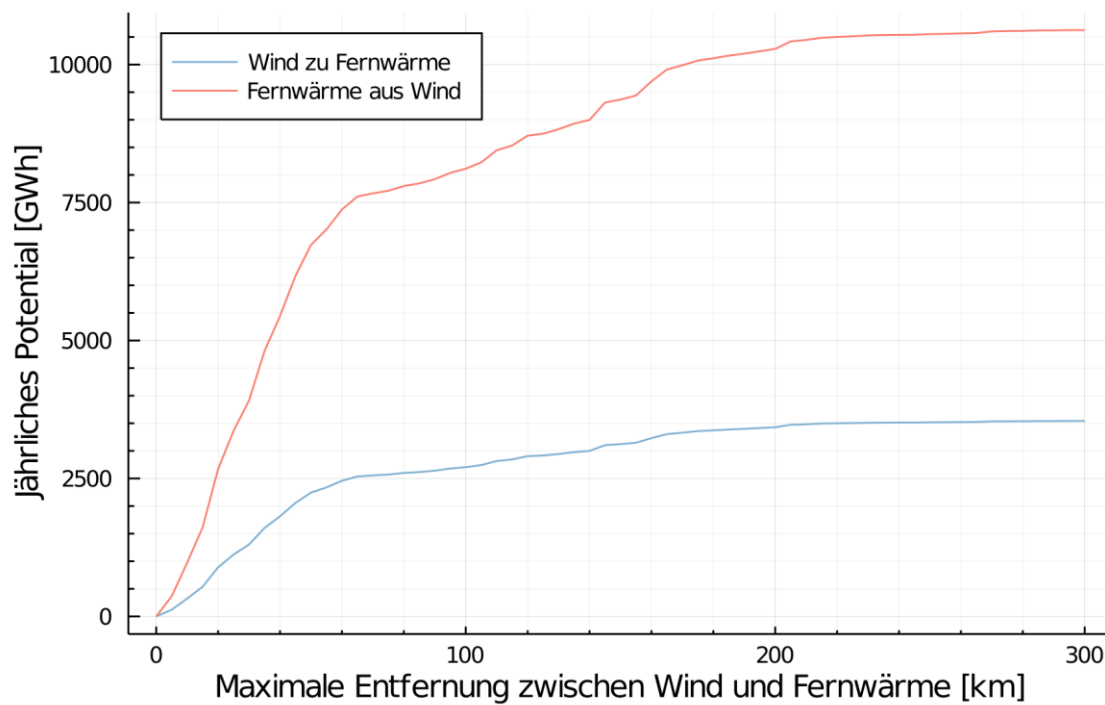


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

94. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

94.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

94.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

95. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

96. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

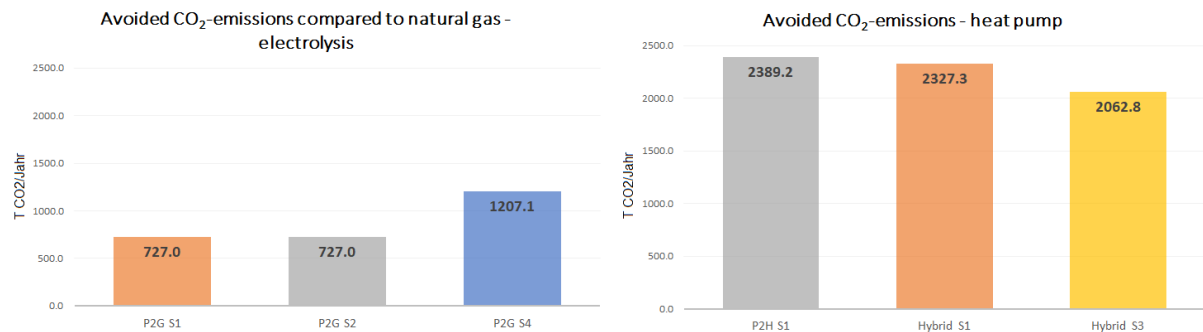


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

96.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

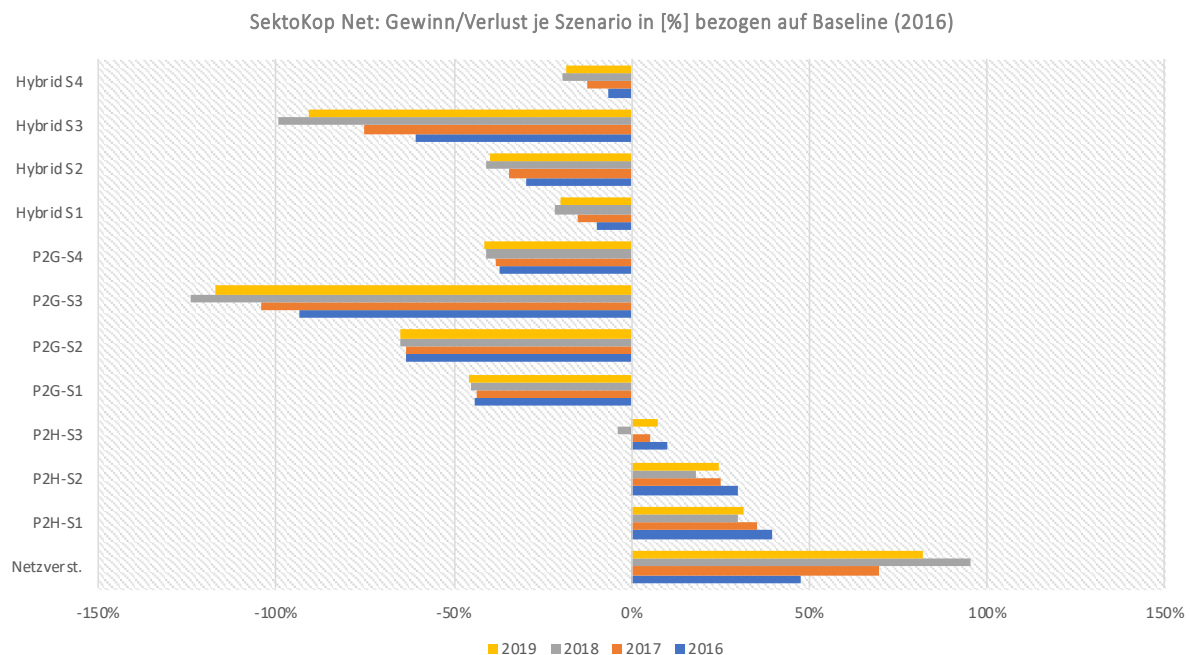


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

96.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

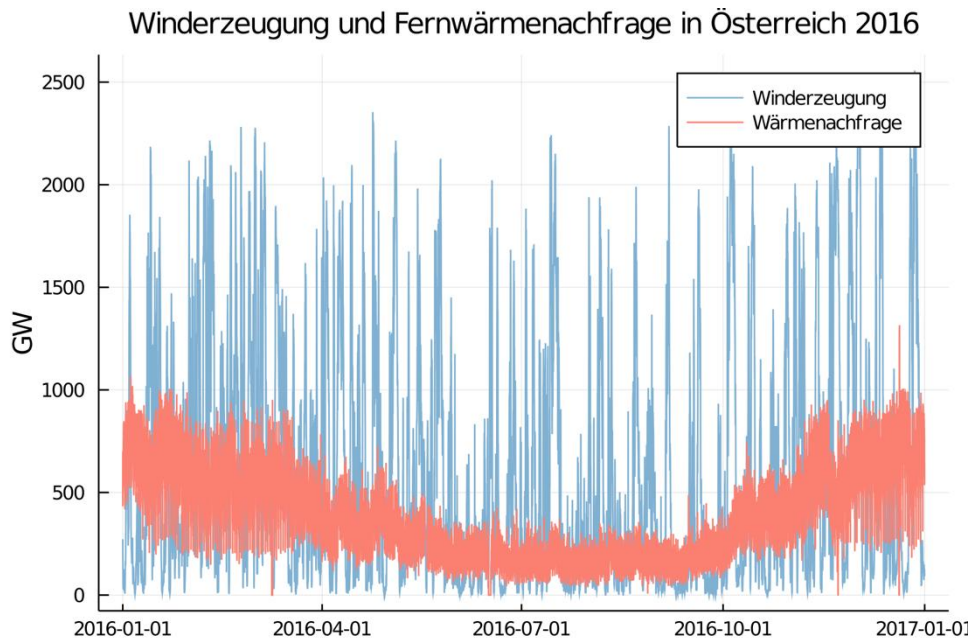


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

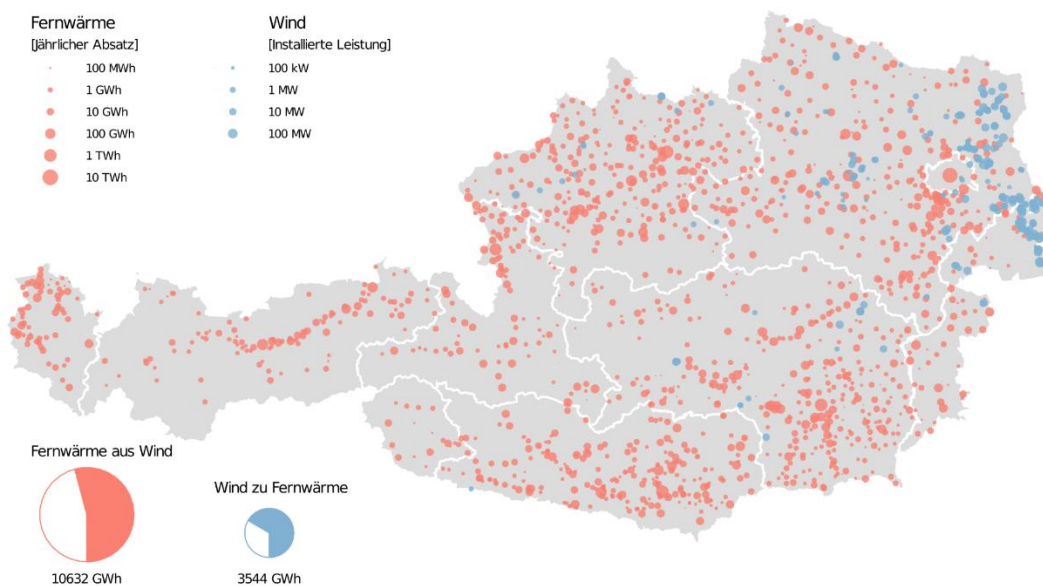


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

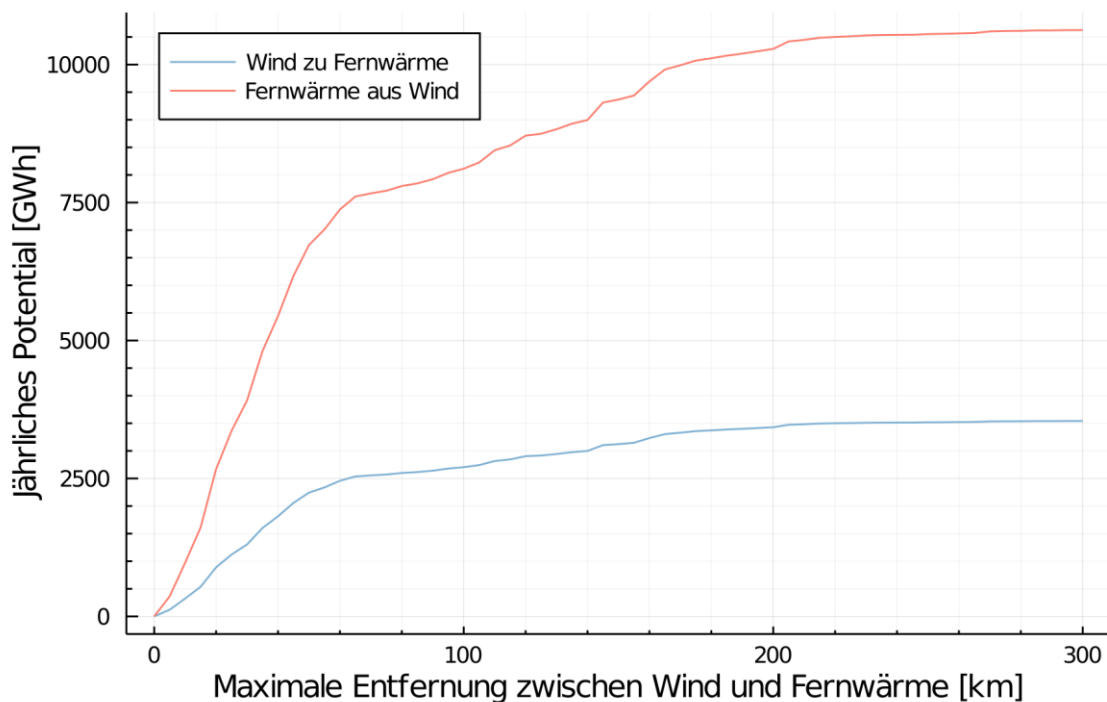


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

97. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

97.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

97.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

98. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

99. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

aufgeführt.

	P2H			P2G				Hybrid			
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Netzausbau	x										
Direktleitung zwischen Windpark und Wärmepumpe	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x
Wärmepumpe		x	x					x	x	x	x
Elektrolyseur				x	x	x	x	x	x	x	x
Methanisierungsprozess					x				x		
Wasserstoff-Speichereinheit						x				x	
KWK-Anlage						x				x	
Direkter Wasserstoffverkauf						x				x	
Gaskessel							x				x

Tabelle 1: Überblick über die verwendete Technologie in jedem Szenario

Darüber hinaus wurde ein Basisszenario entwickelt und zum Vergleich herangezogen, das aus einem lokalen Wärmebedarf, der durch Wärme aus einer Biomasse-Wärmequelle gedeckt wird, einem lokalen Gasbedarf, der mit Gas aus dem Gasnetz versorgt wird, und einem Windpark, der Strom an den Strommarkt verkaufen kann, besteht.

Zusätzlich wurde eine systemische Analyse darüber durchgeführt, wie das System auf das Auftreten von Ungleichgewicht reagieren würde. Es wurde ein Szenario mit einer einzelnen Wärmepumpe bewertet, wobei verschiedene Leistungsanteile der Wärmepumpenkapazität für die Reaktion auf die Regelenergie reserviert wurden (25% reservierte Kapazität in Szenario 1, 50% reservierte Kapazität in Szenario 2).

Quantifizierbare Ergebnisse

Die monetären Vorteile der in den untersuchten Szenarien verwendeten Sektorkopplungstechnologien im Vergleich zum Basisszenario sind in Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

99.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

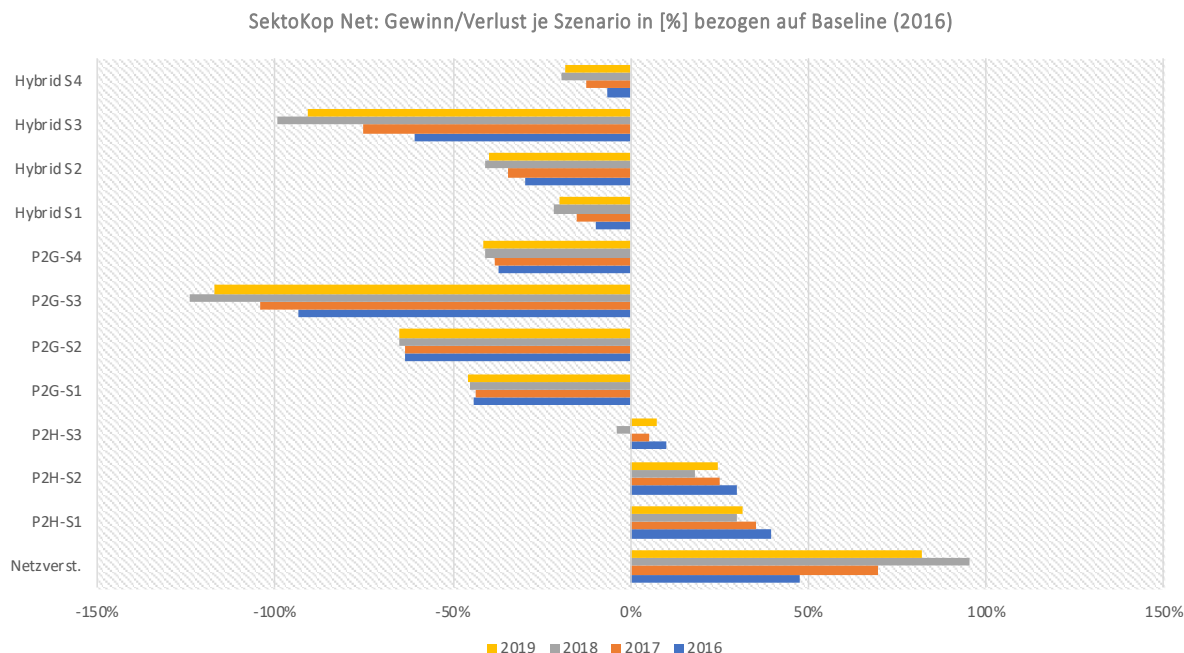


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

99.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

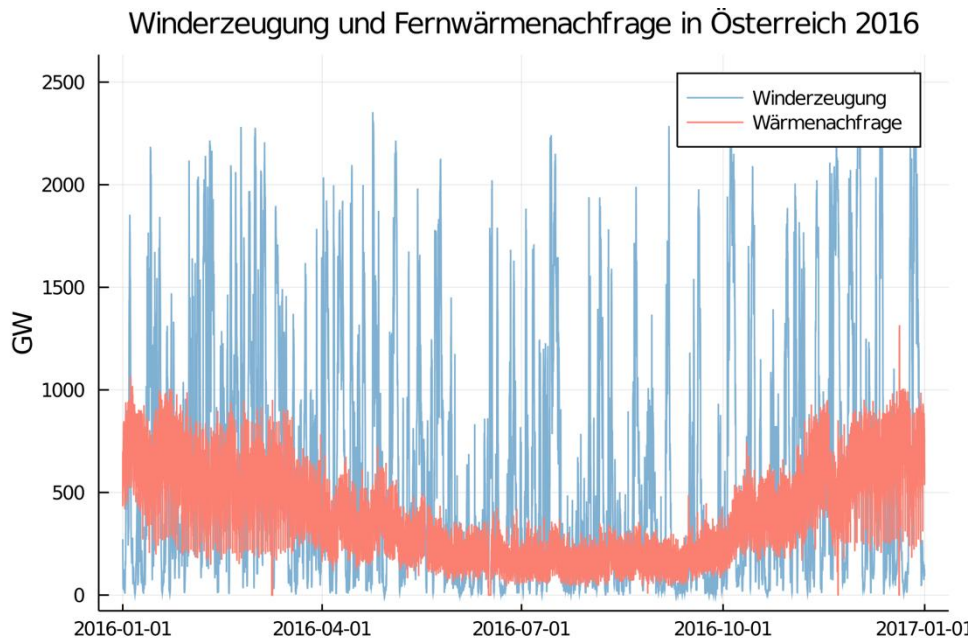


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

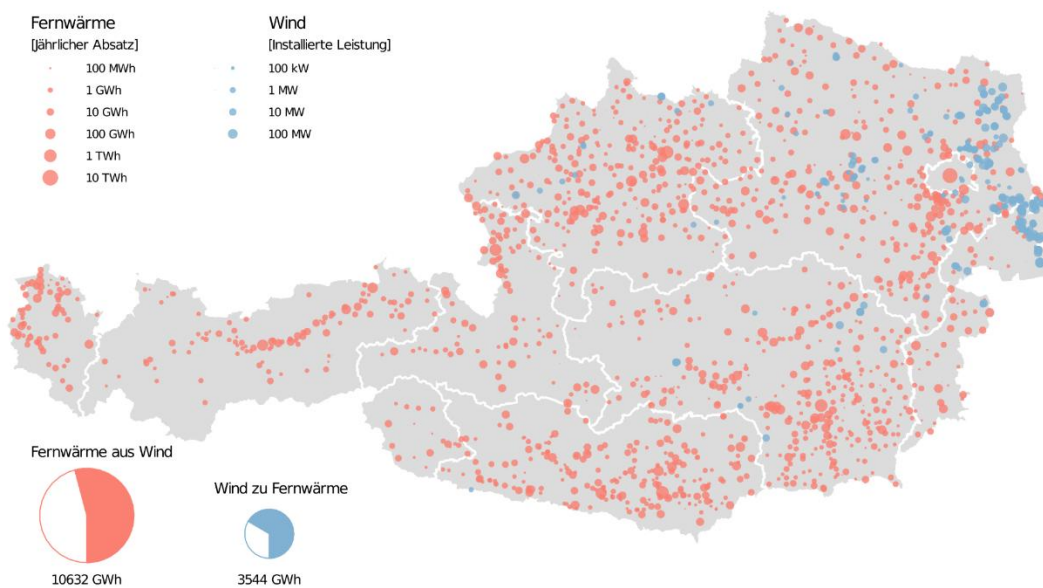


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

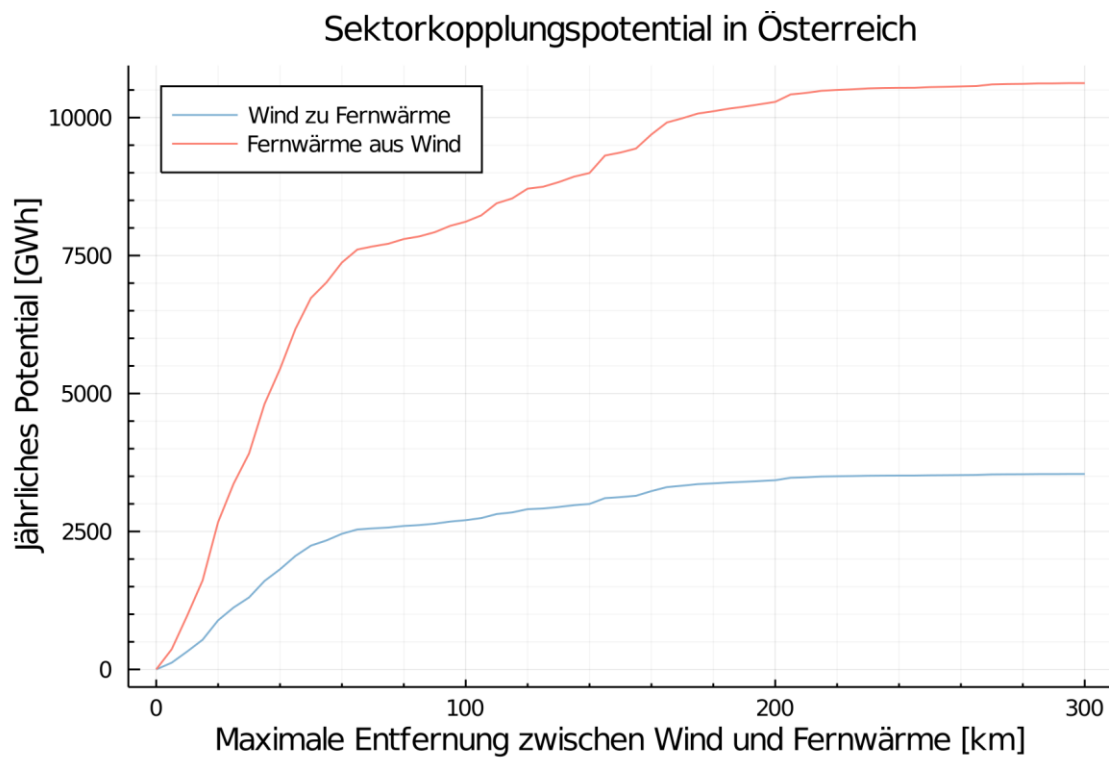


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

100. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

100.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

100.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

101. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

102. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

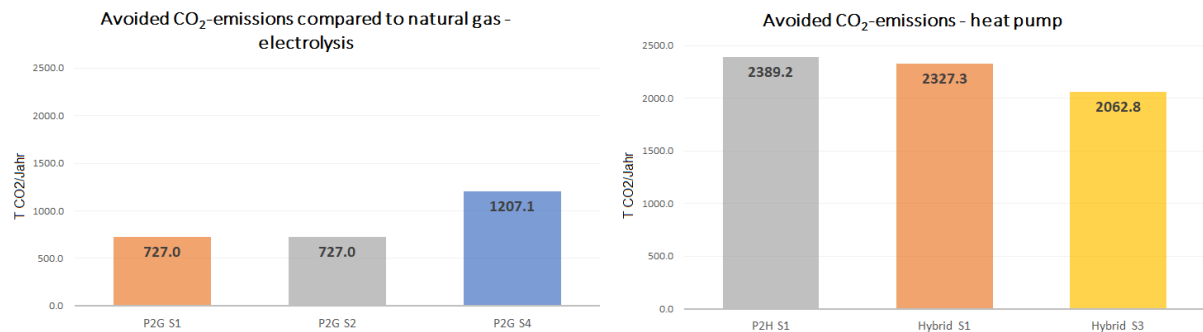


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

102.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

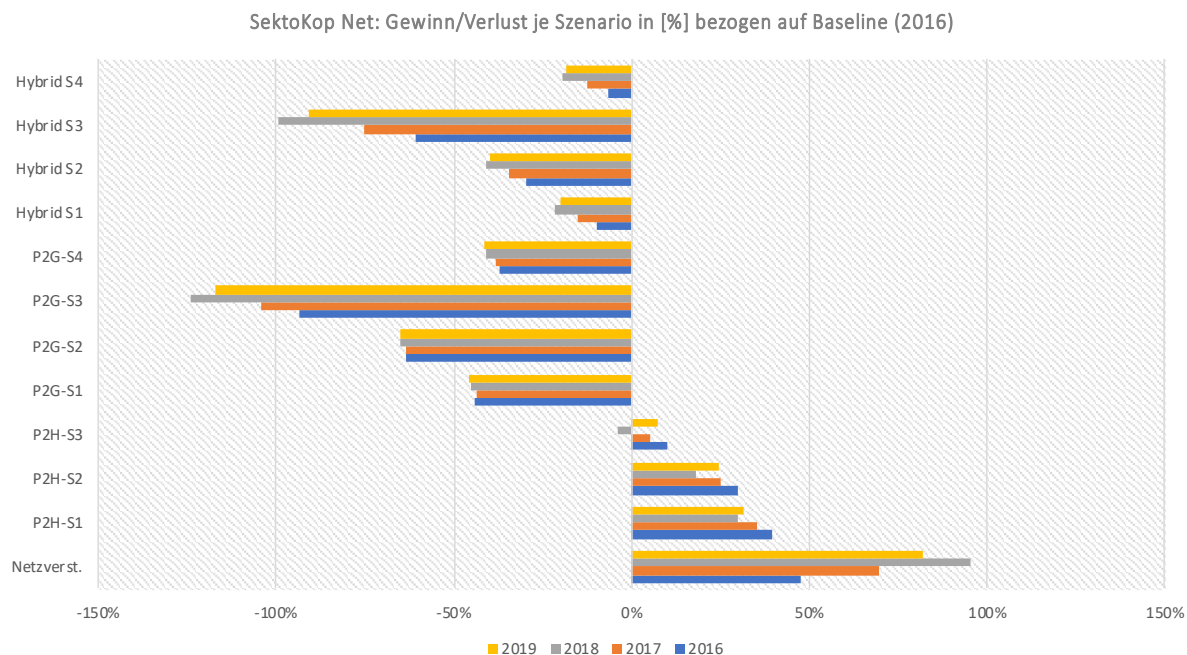


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

102.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

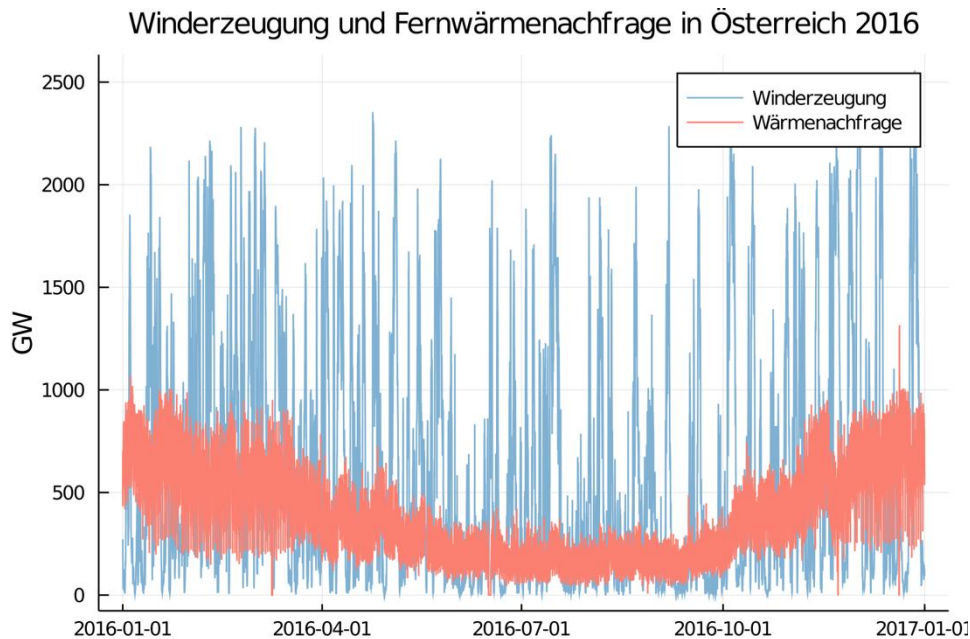


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

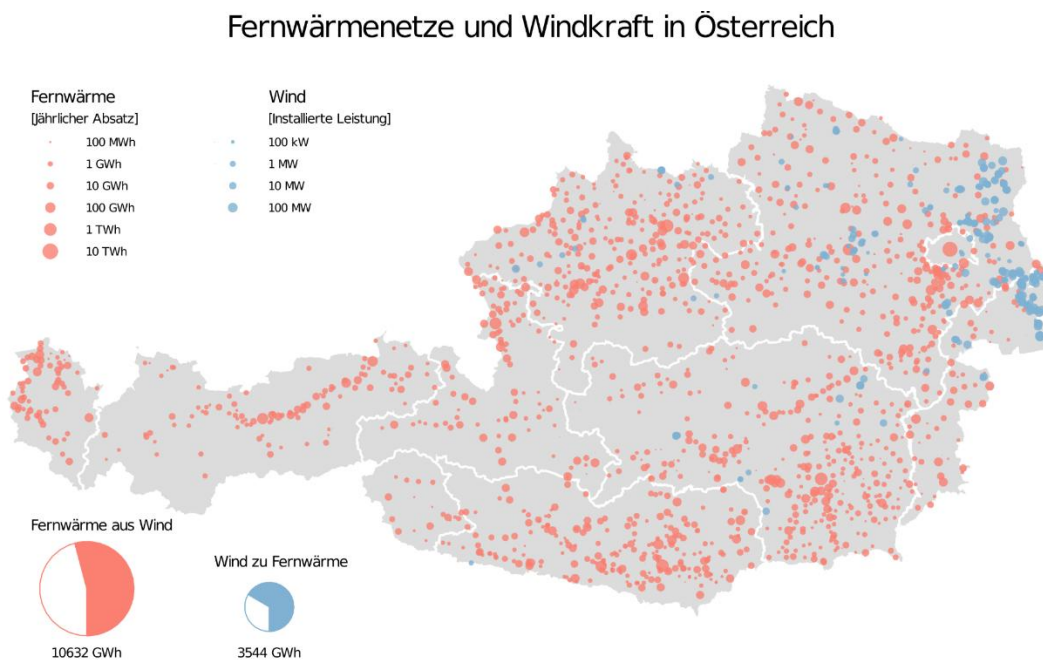


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

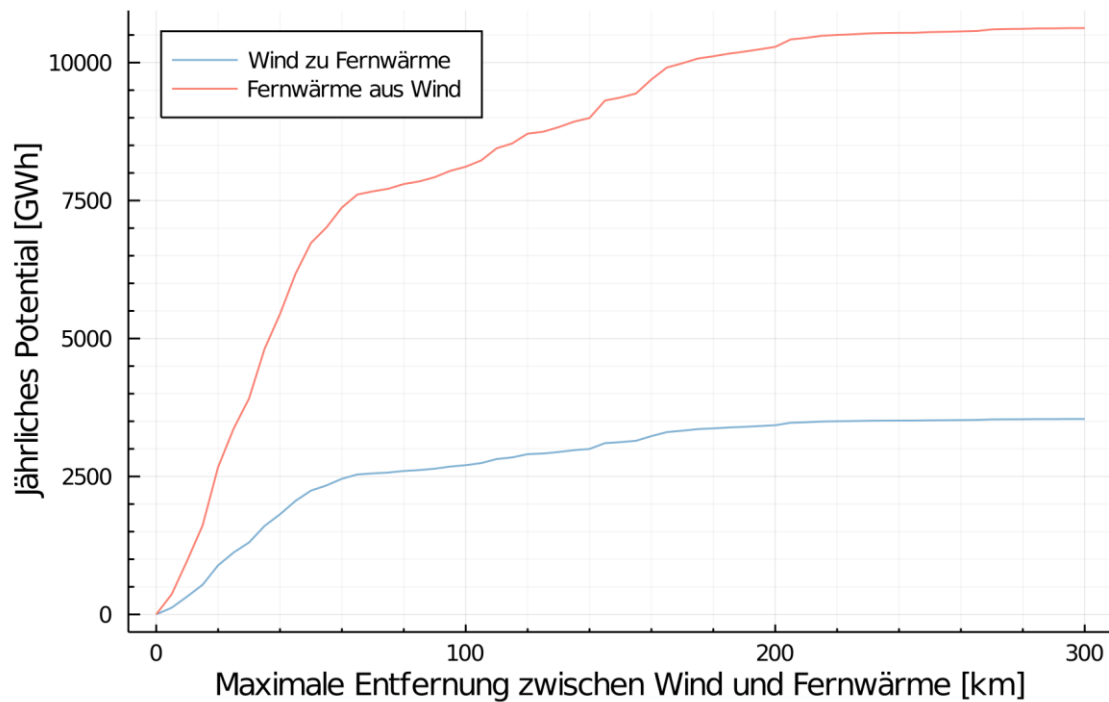


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

103. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

103.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

103.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

104. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

105. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

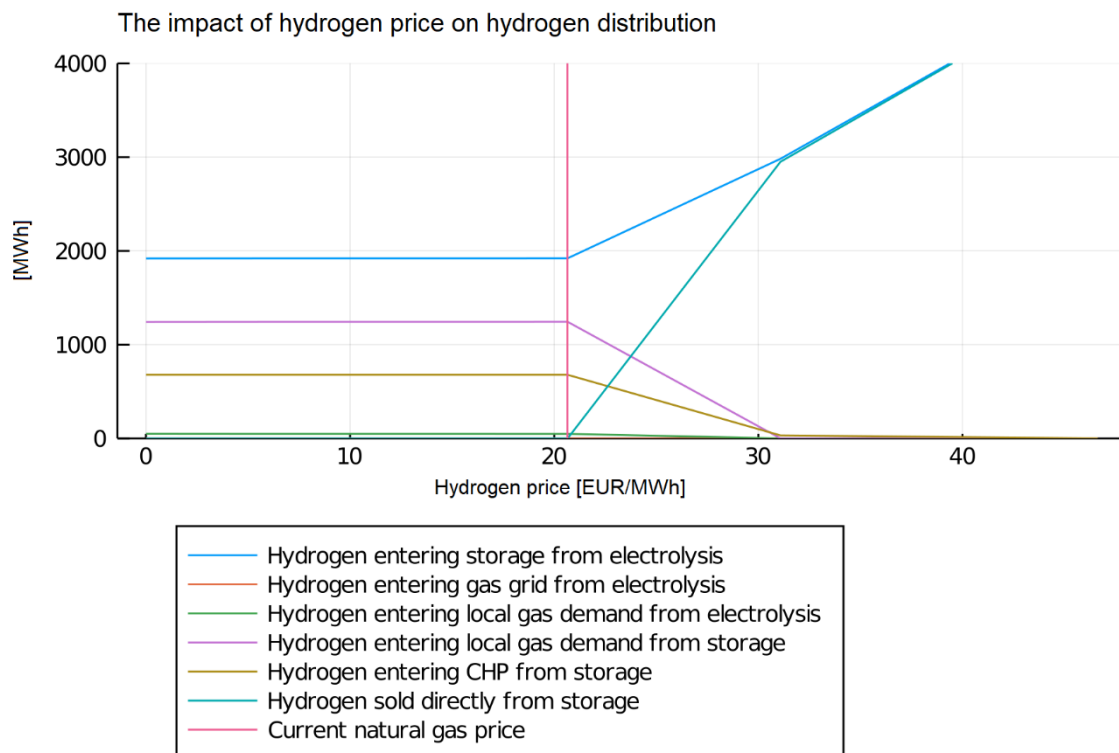


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

105.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

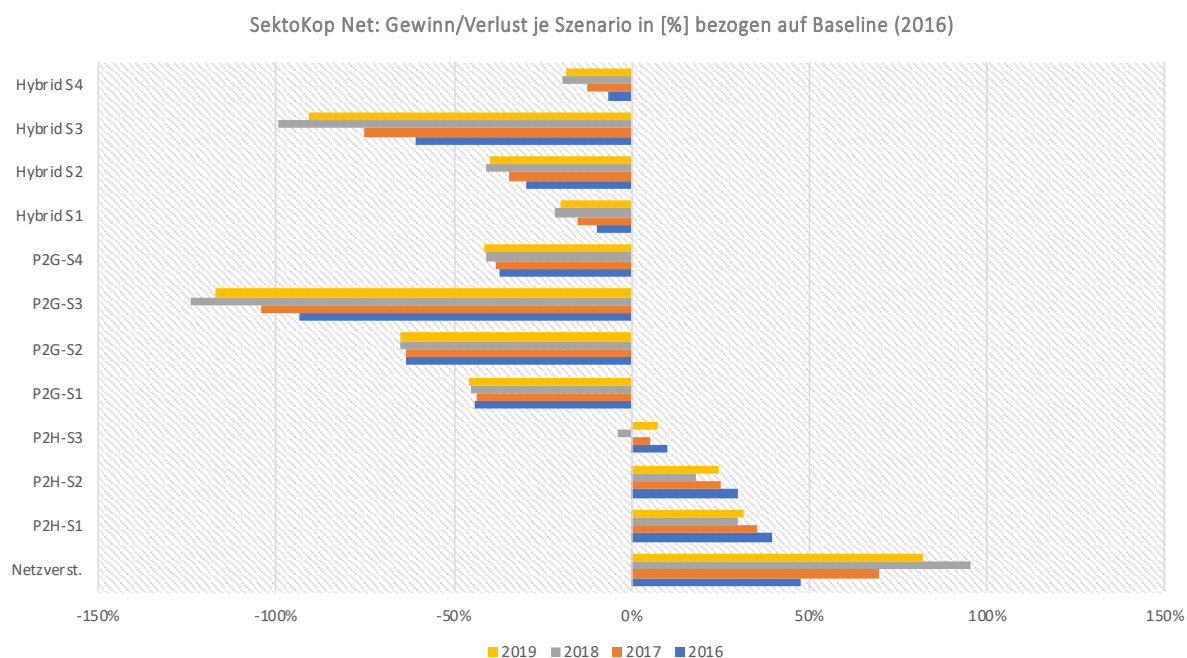


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

105.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

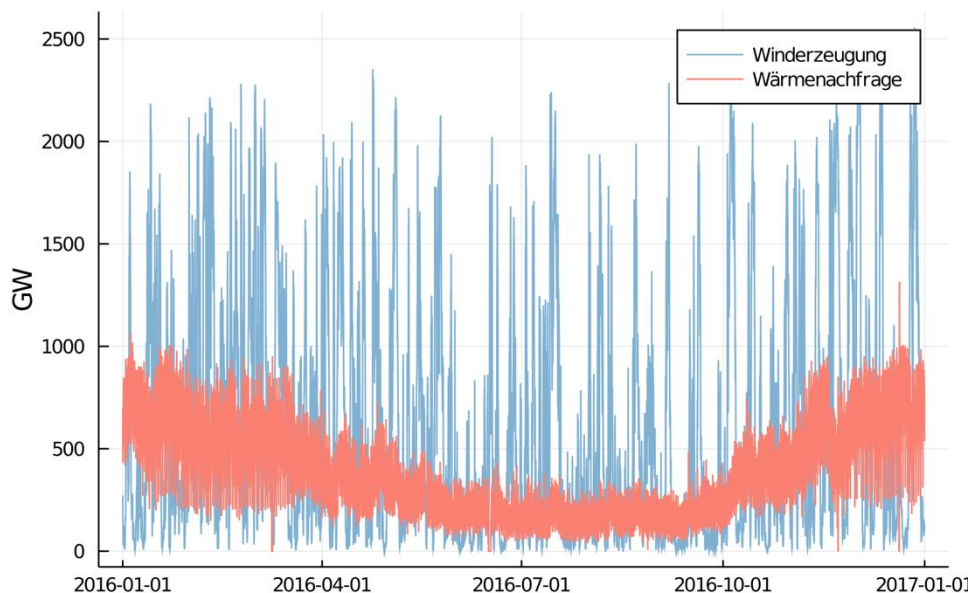


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

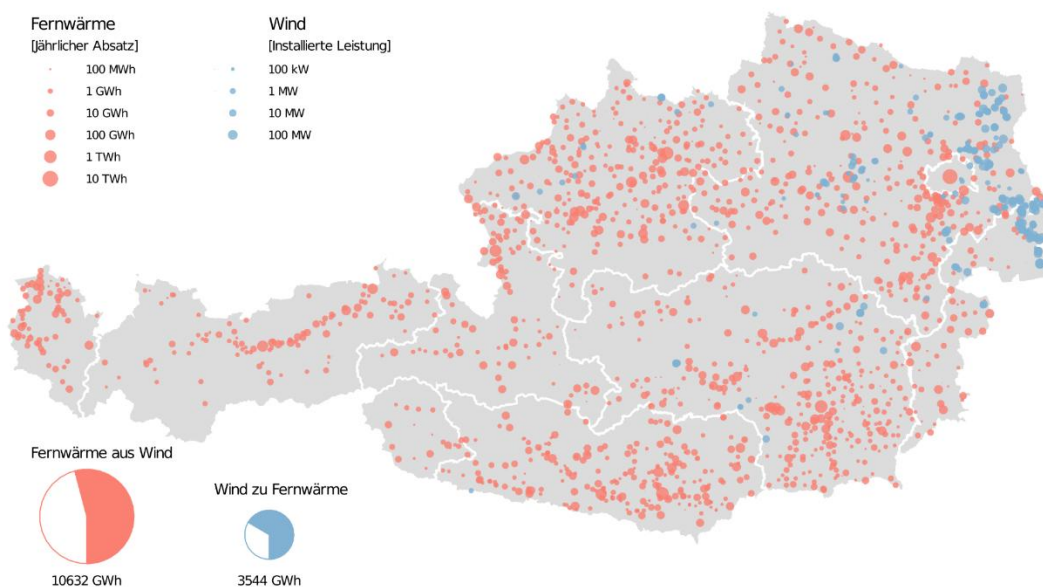


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

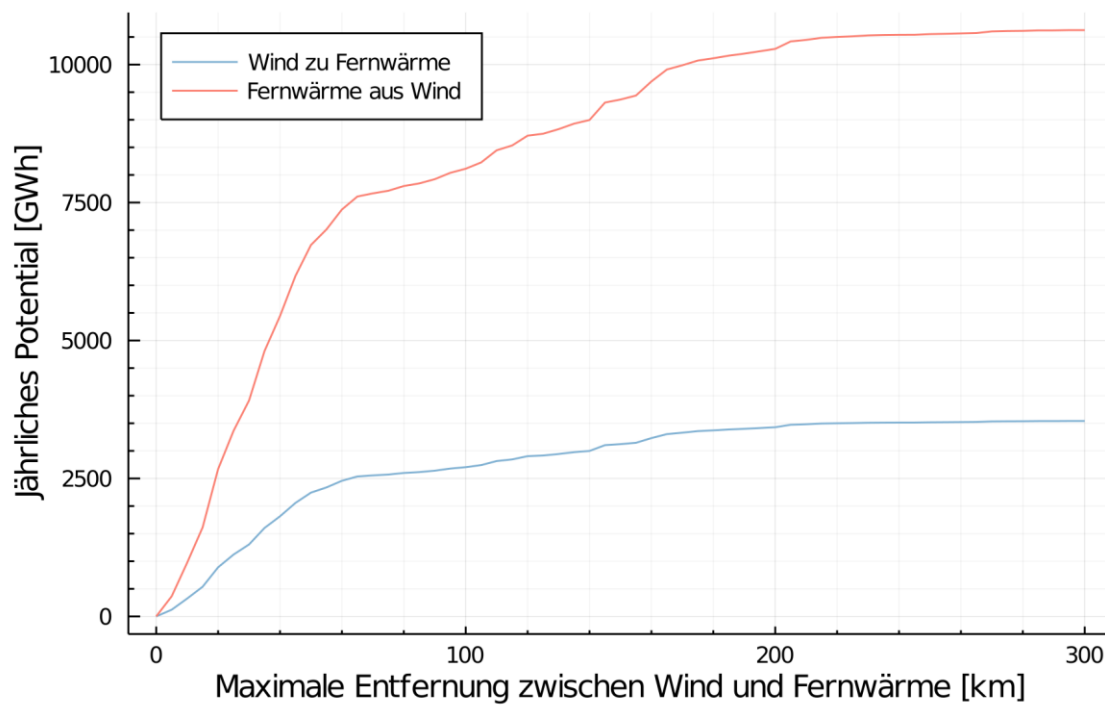


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

106. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

106.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

106.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

107. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

108. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

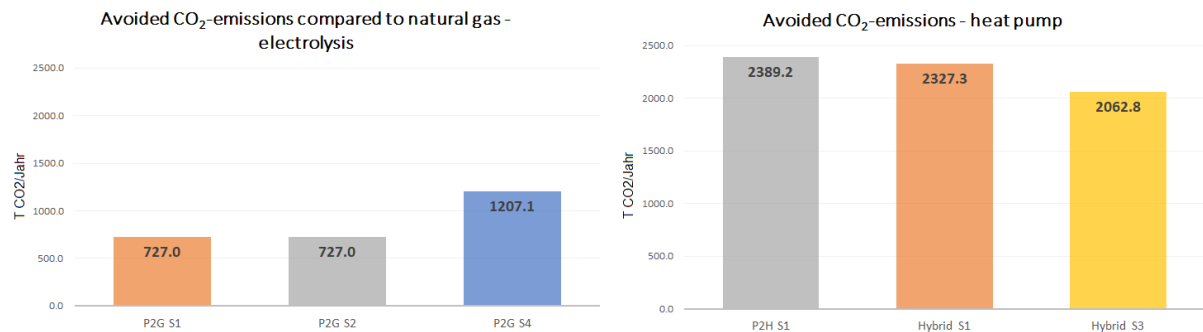


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

108.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

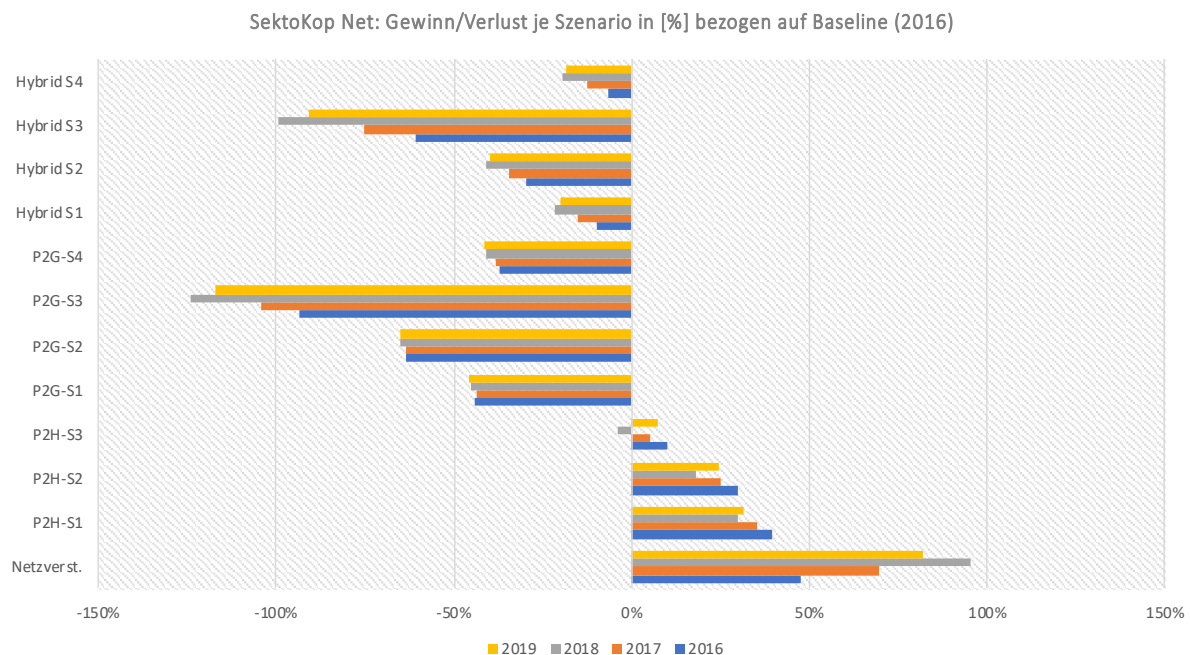


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

108.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

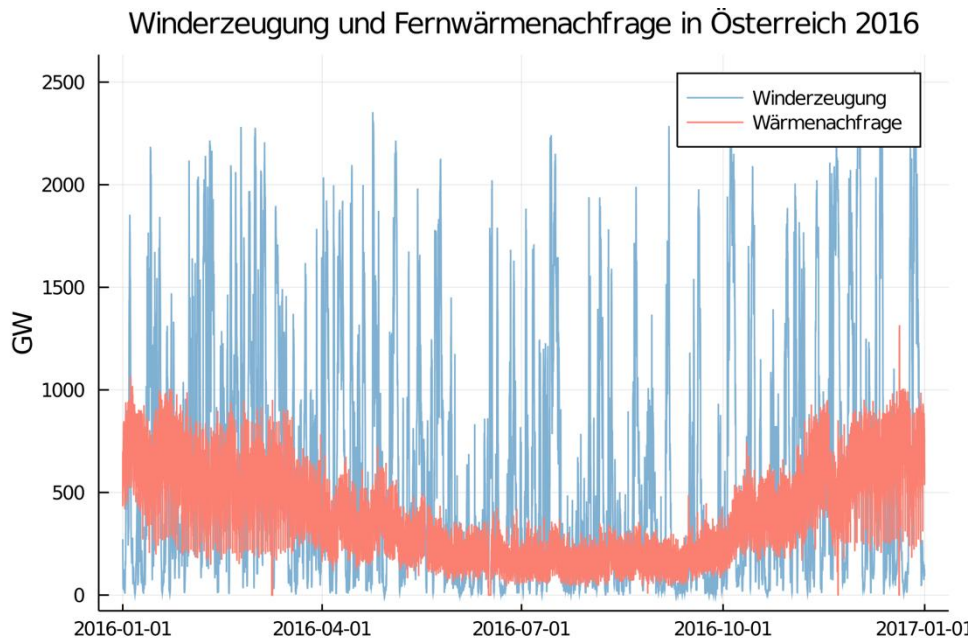


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

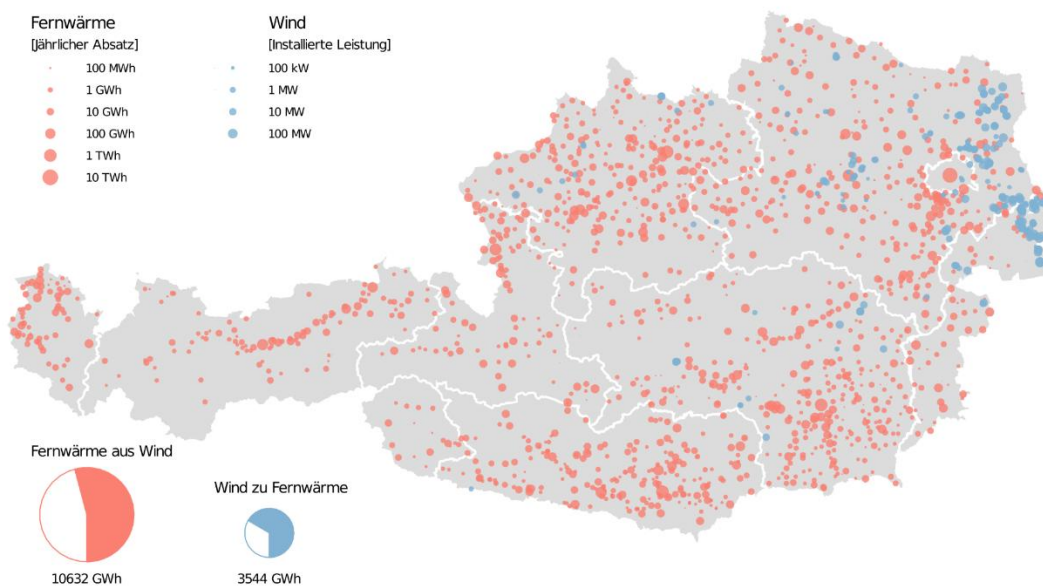


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

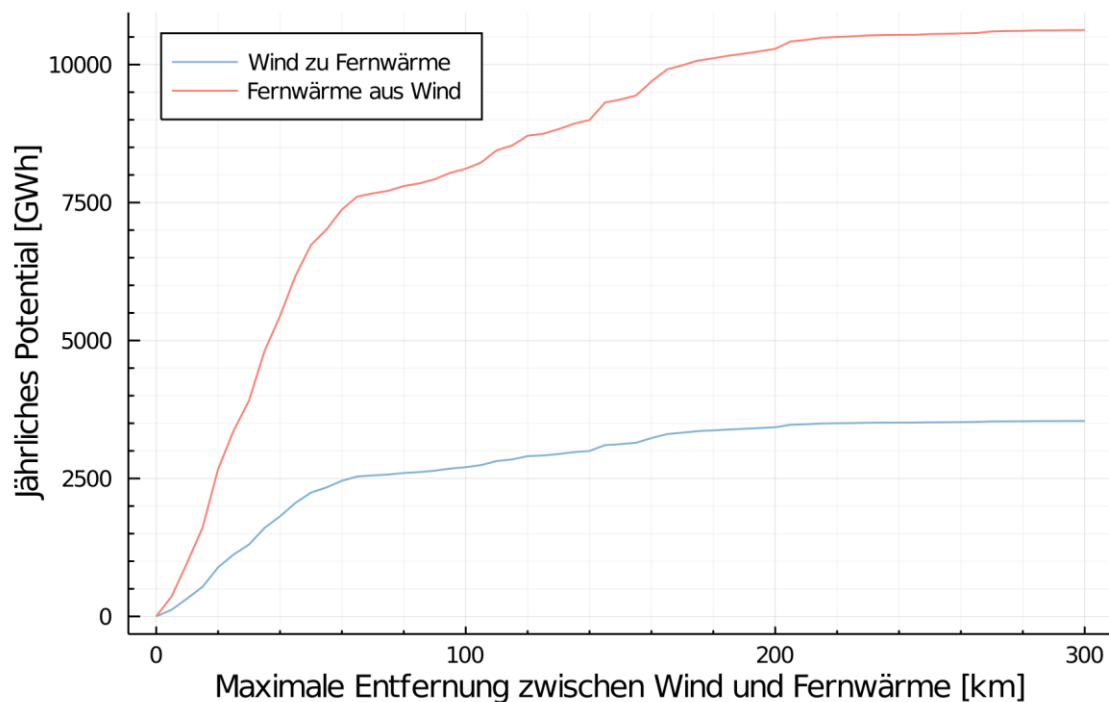


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

109. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

109.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

109.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

110. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

111. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

111.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

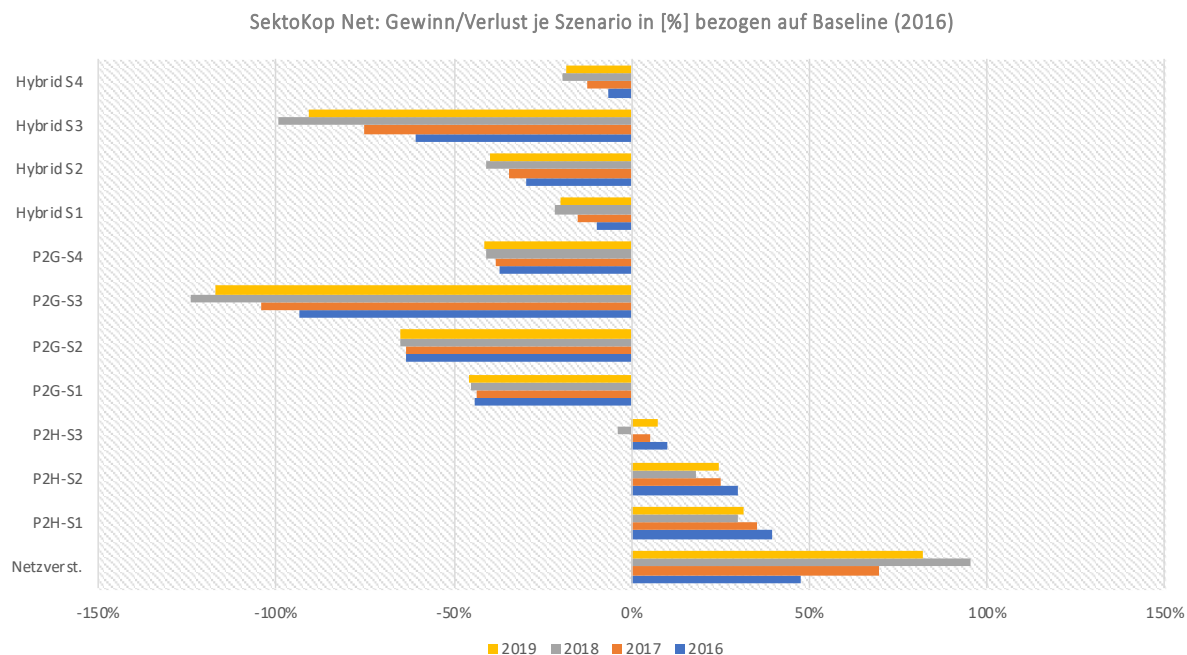


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

111.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

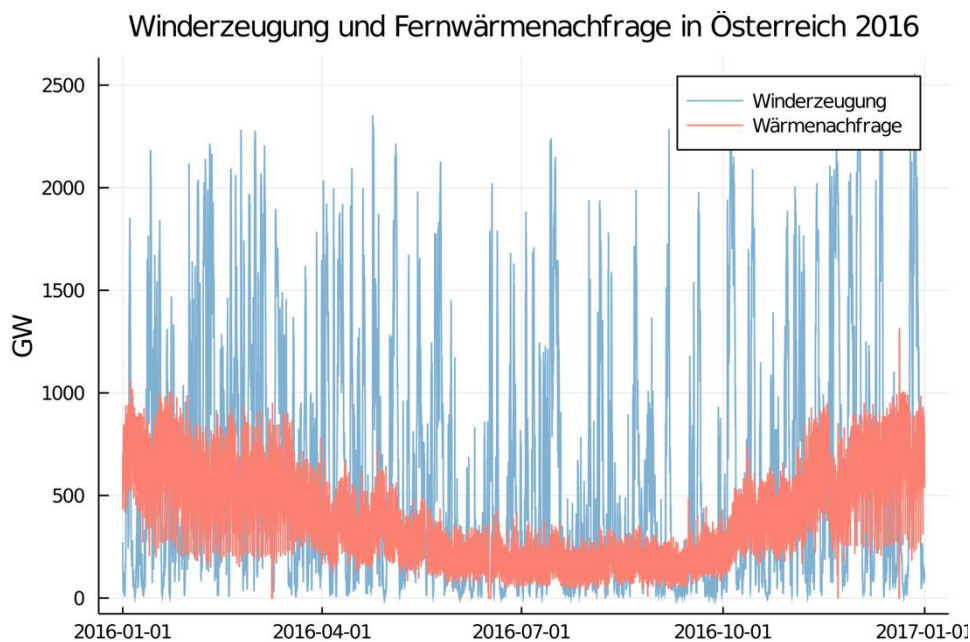


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

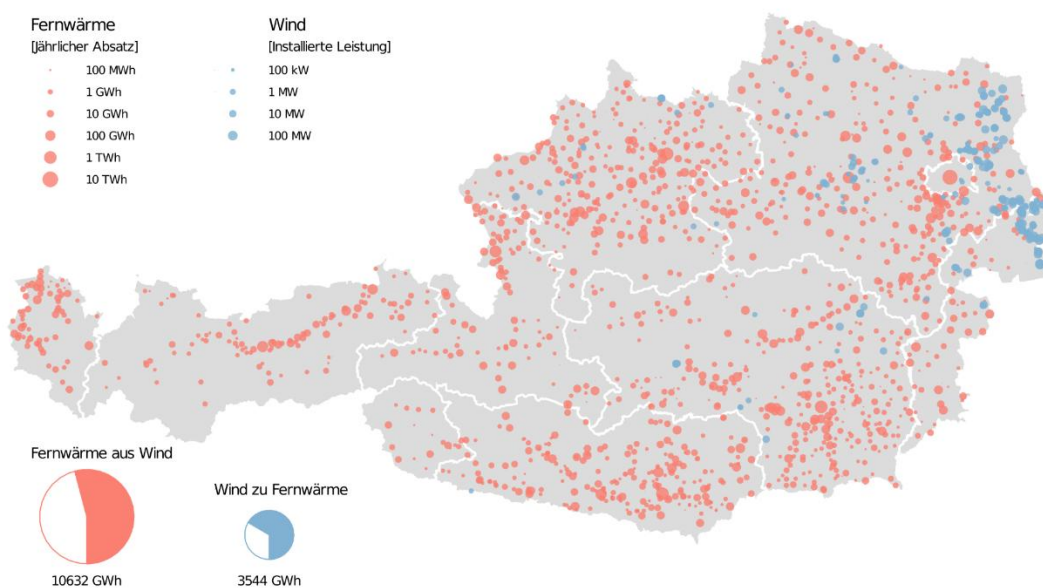


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

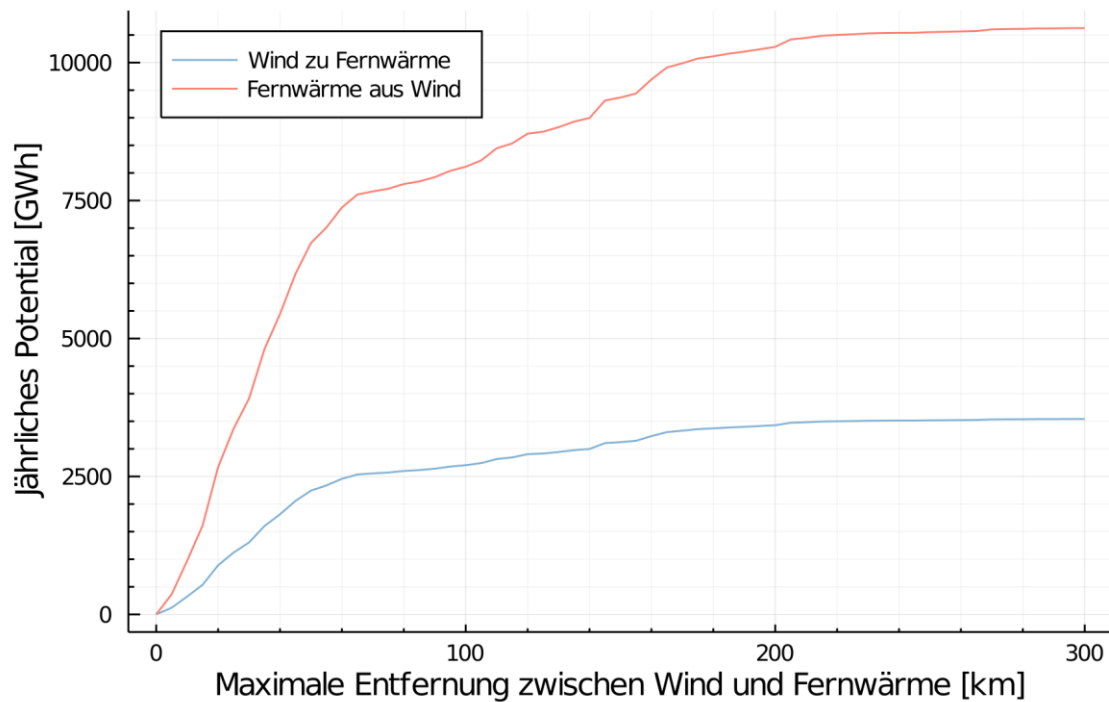


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

112. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

112.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

112.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

113. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

114. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

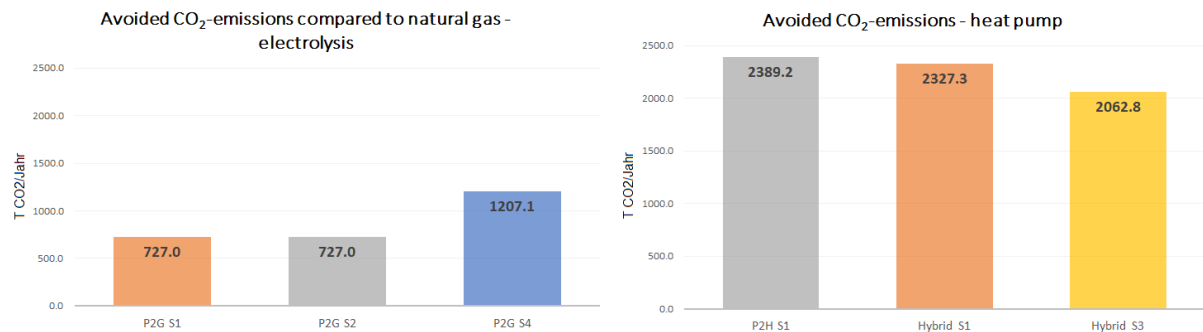


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

114.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

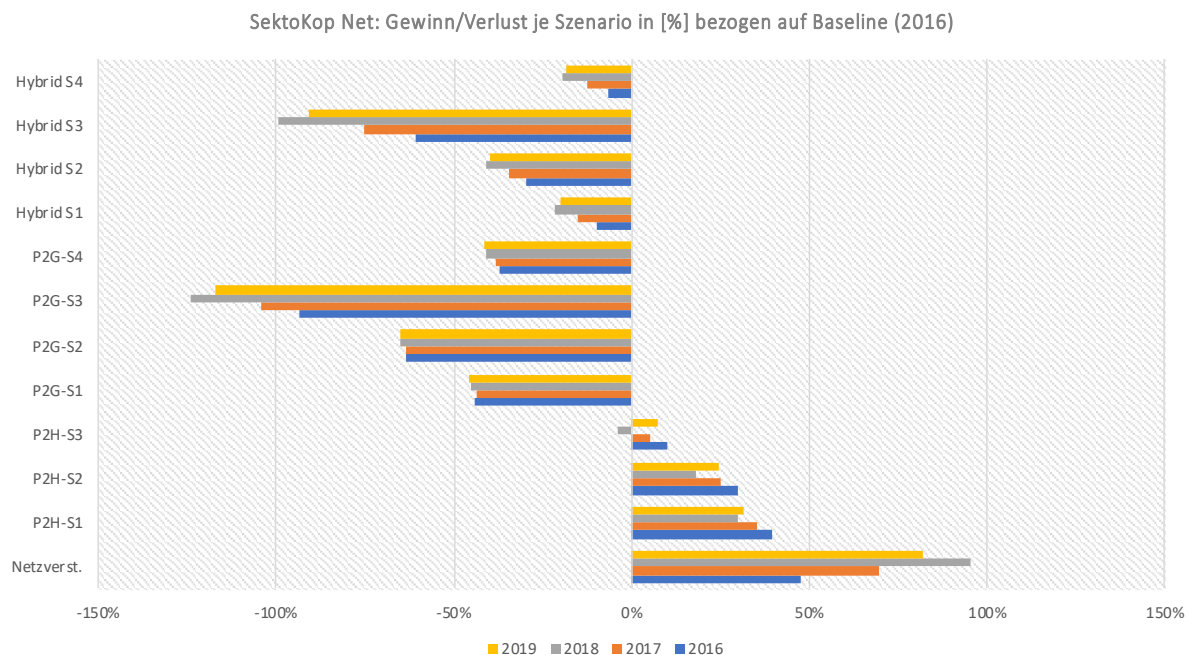


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

114.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

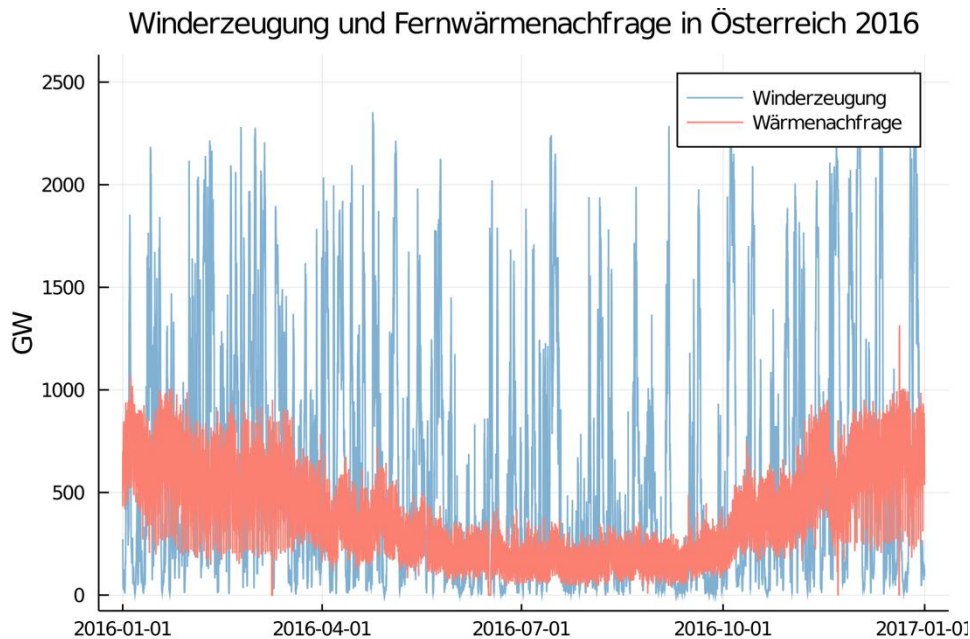


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

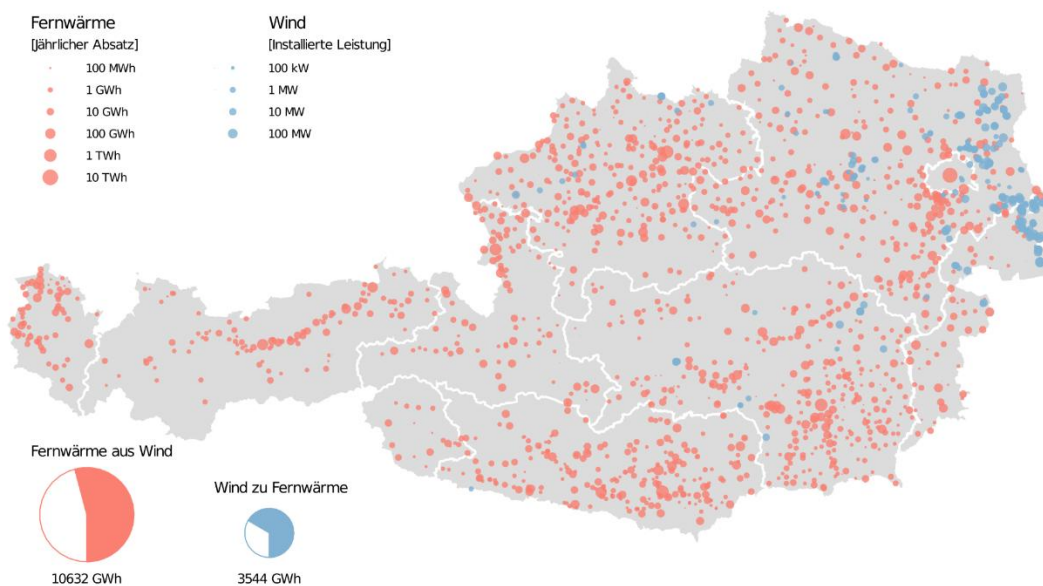


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

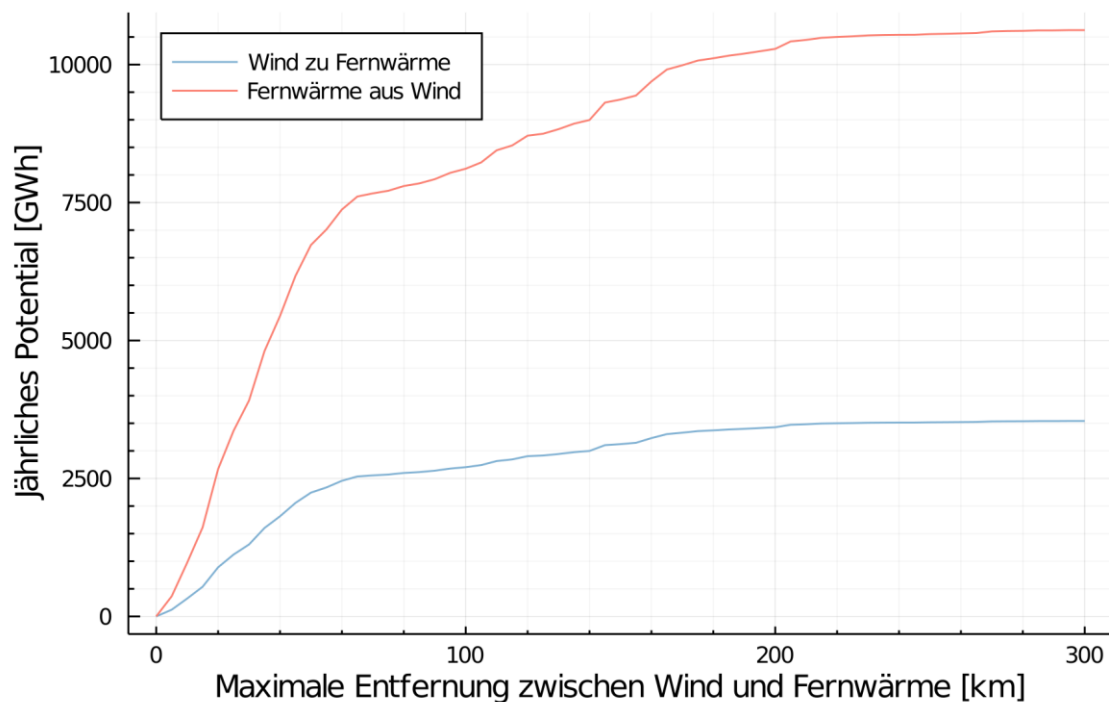


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

115. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

115.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

115.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

116. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

117. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

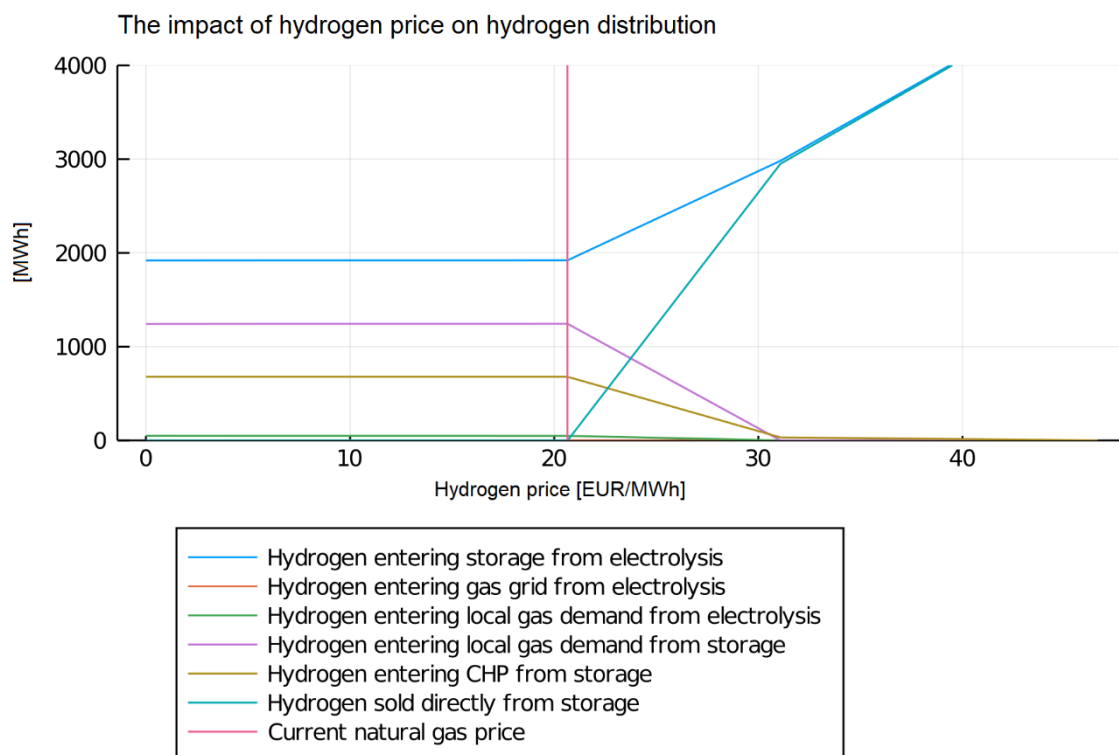


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

117.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

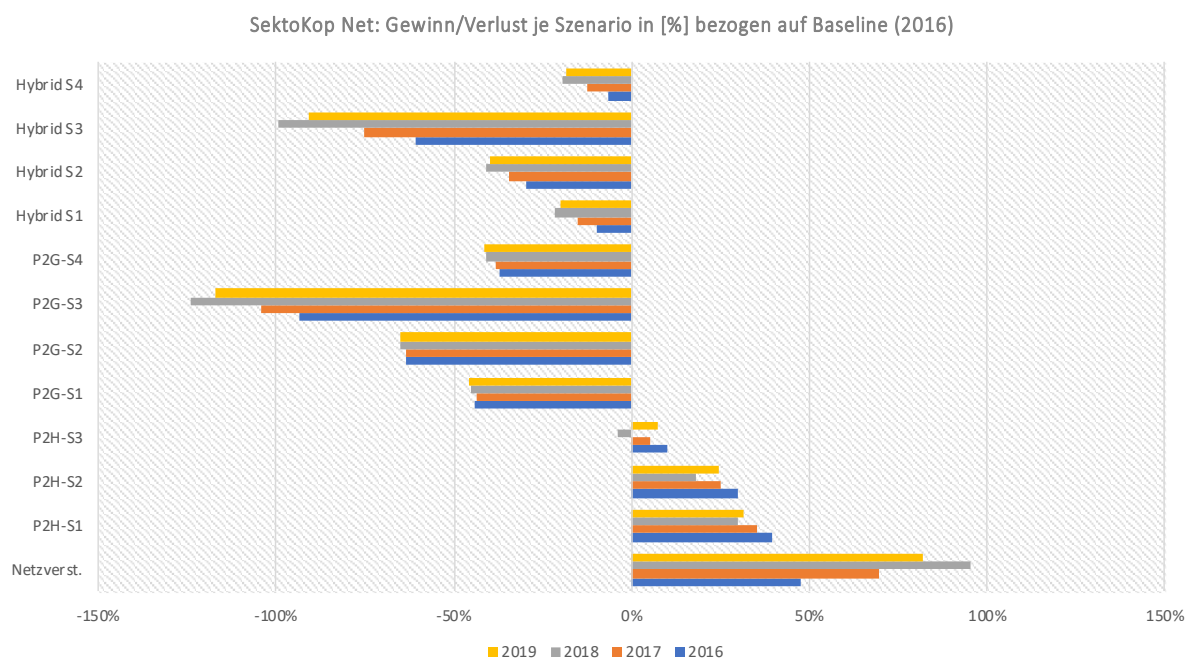


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

117.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

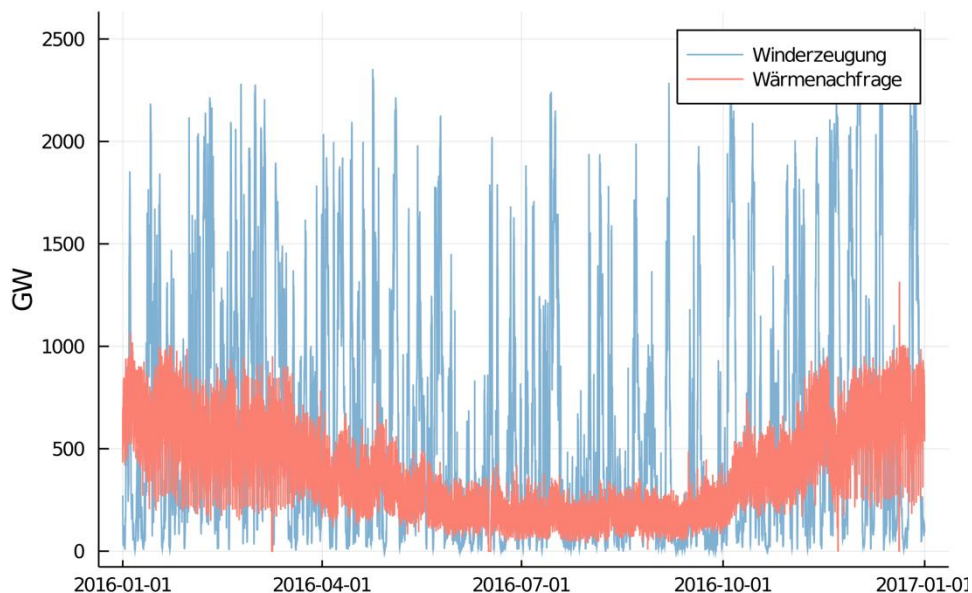


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

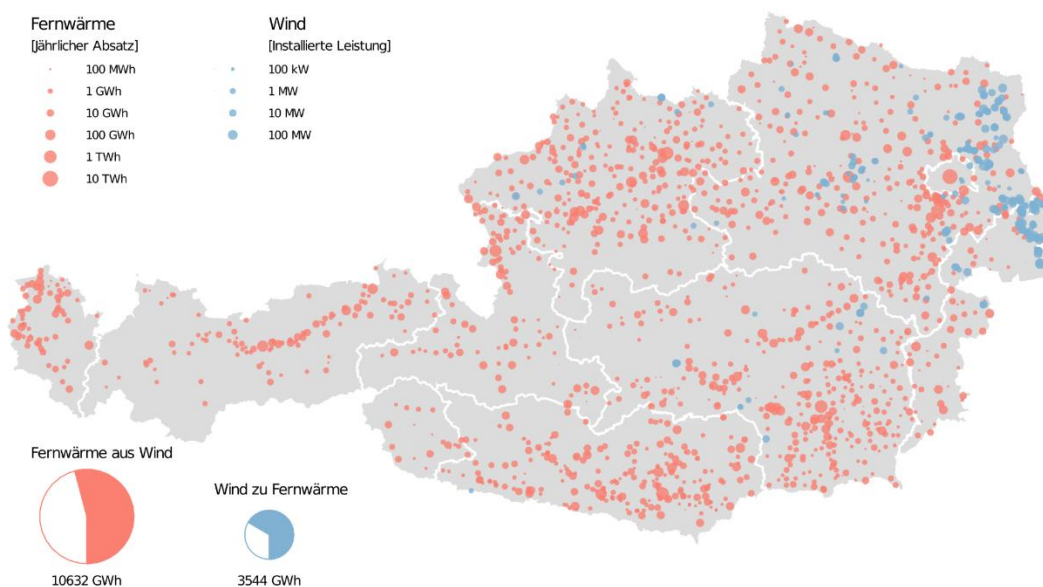


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

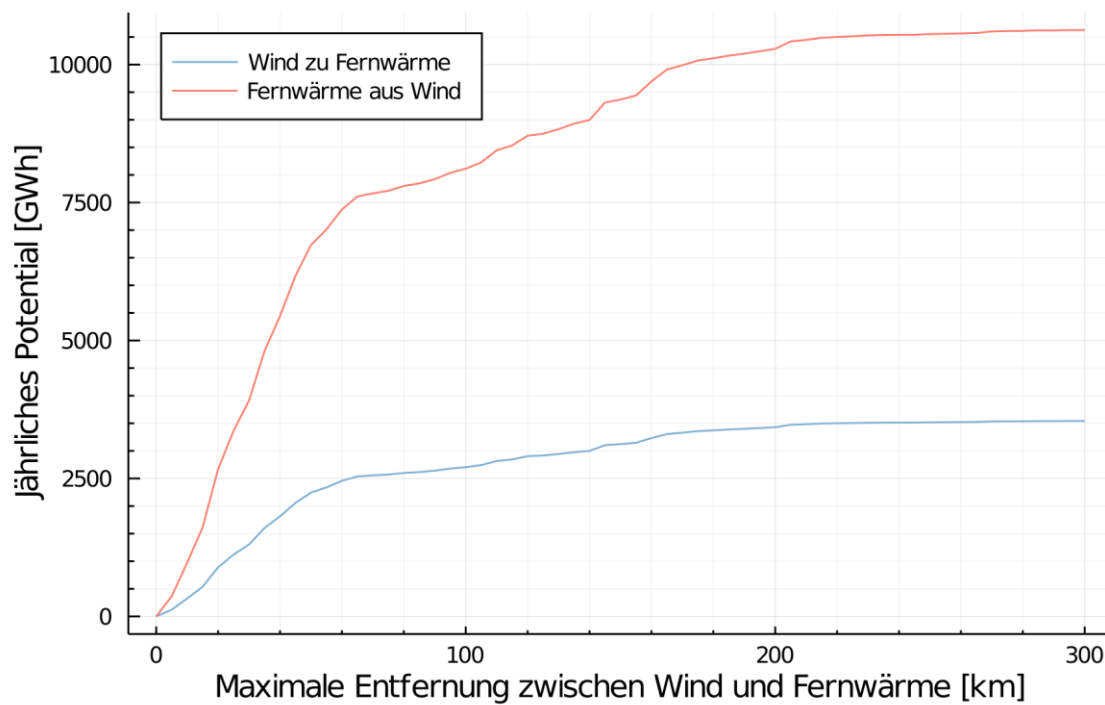


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

118. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

118.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

118.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

119. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

120. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

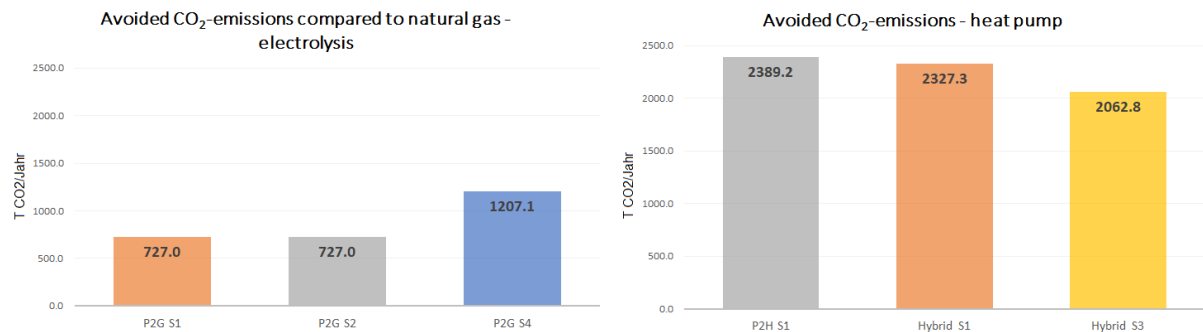


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

120.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

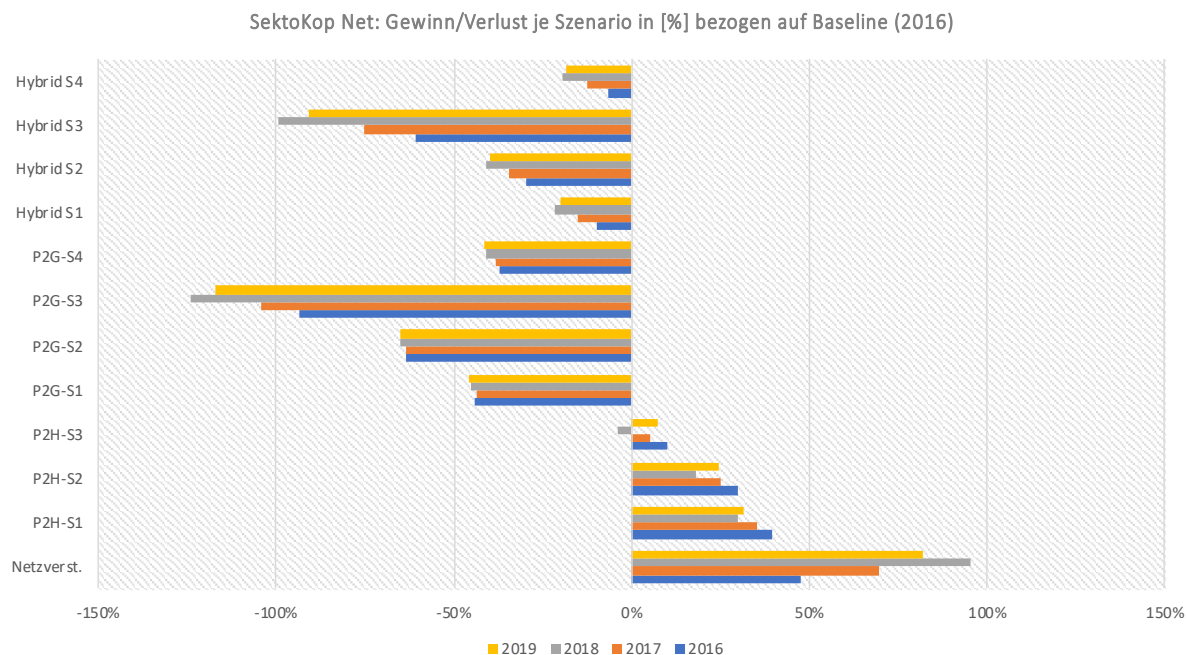


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

120.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

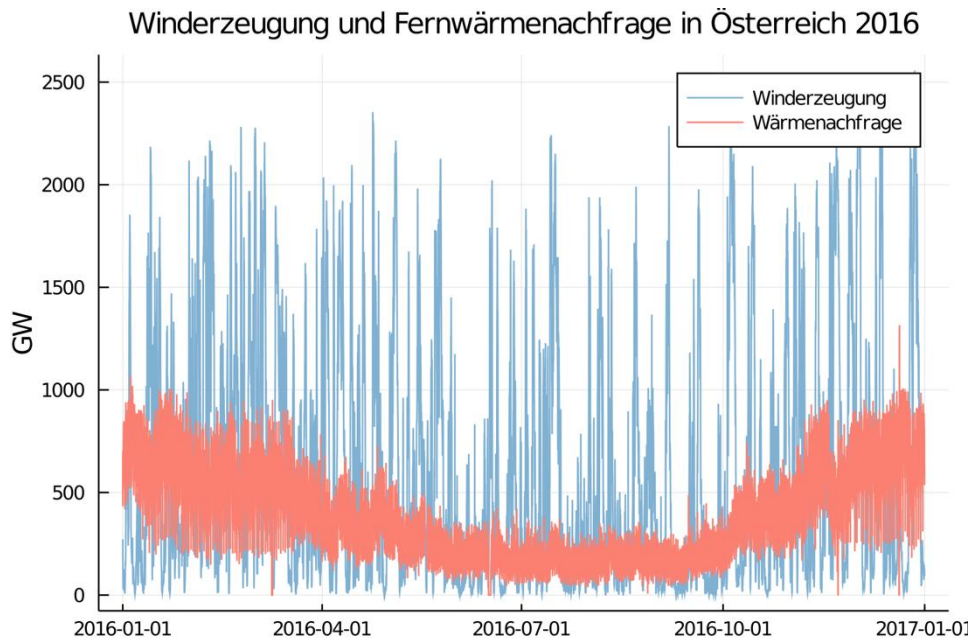


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

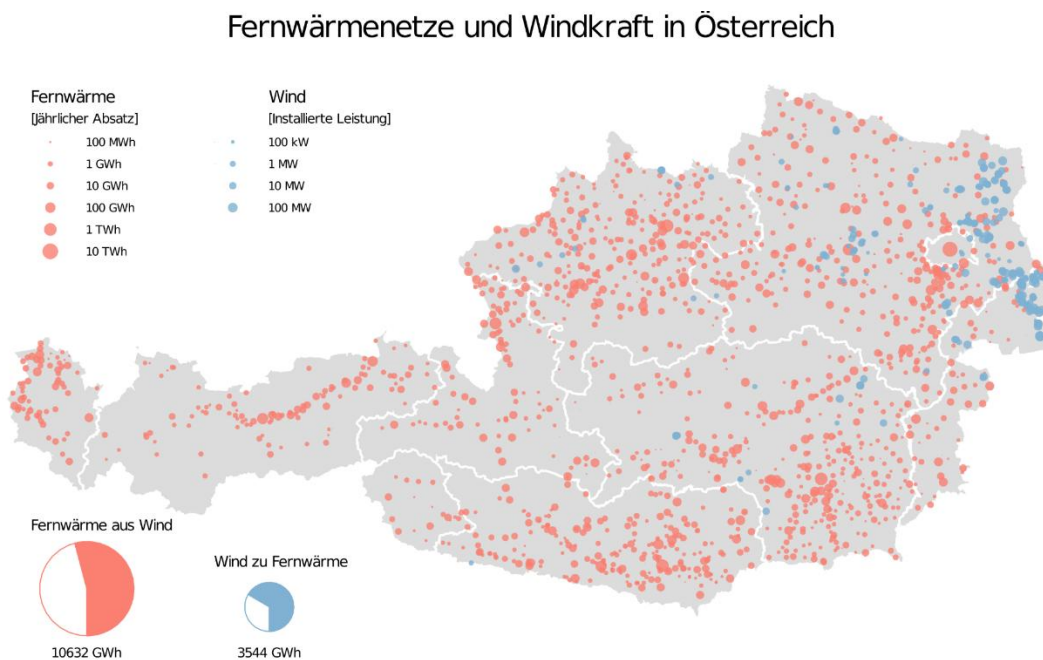


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

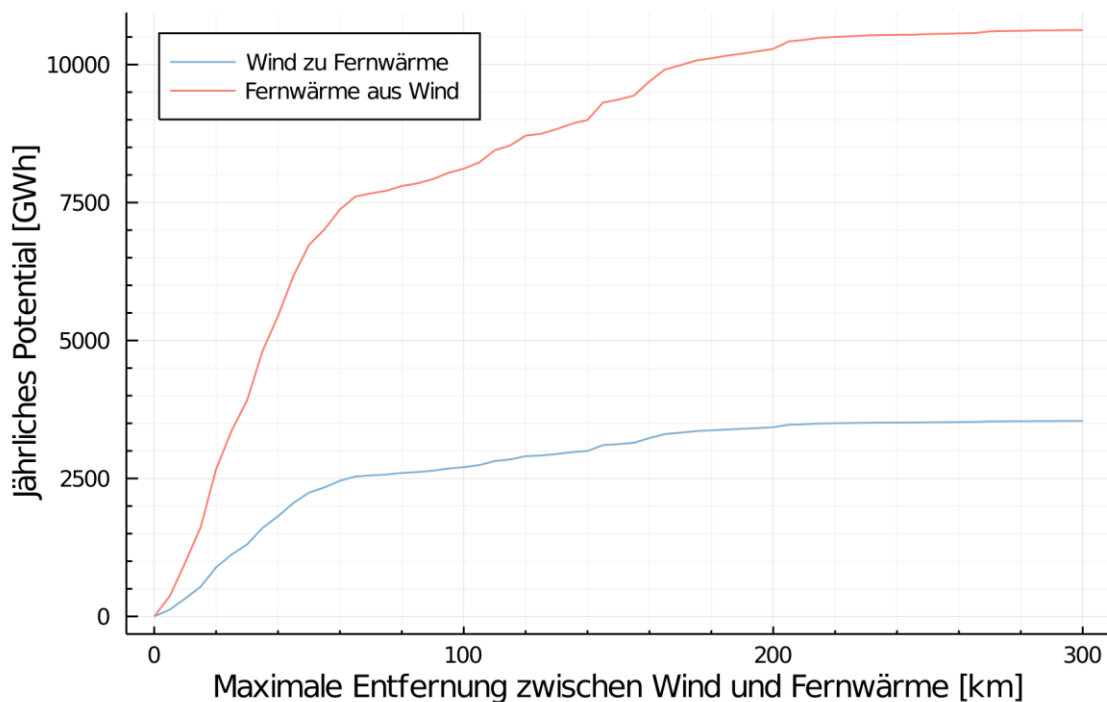


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

121. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

121.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

121.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

122. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

123. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

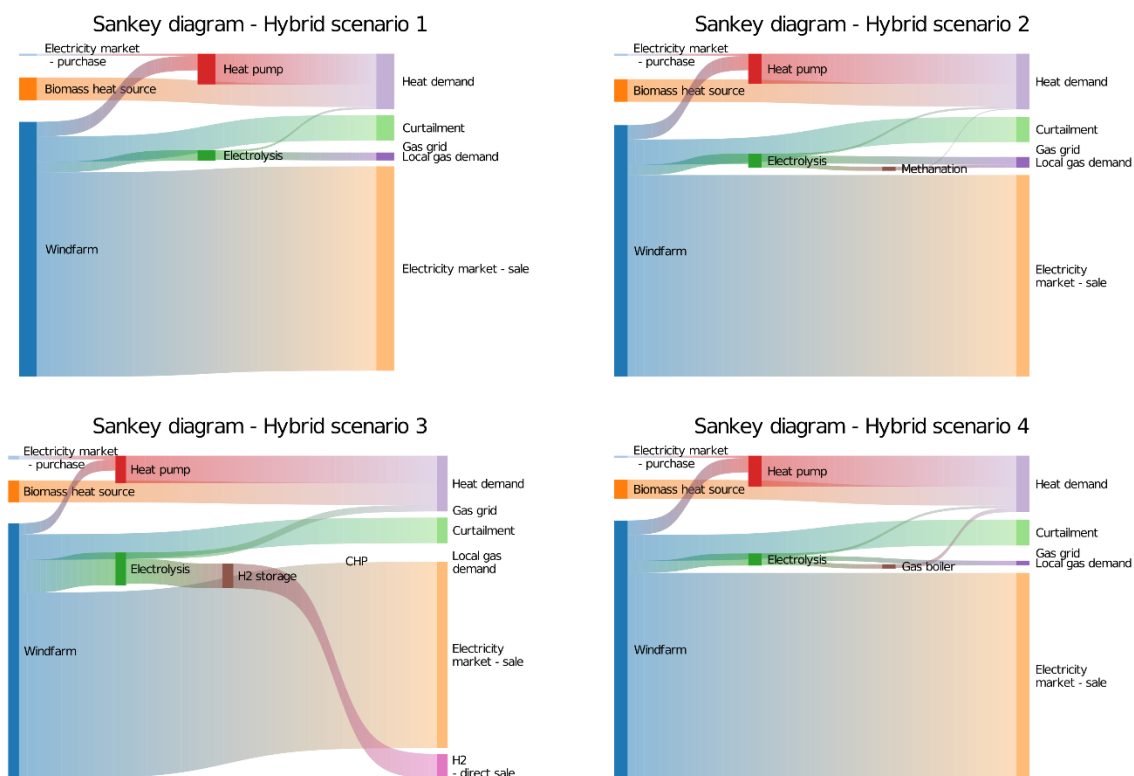


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

123.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

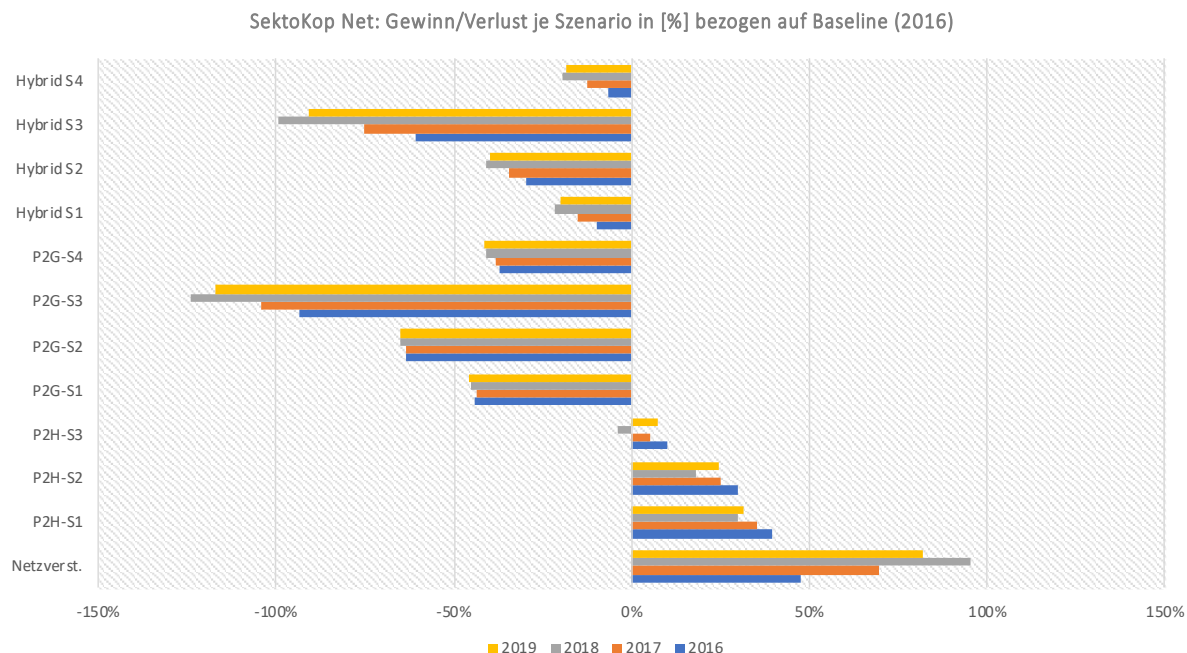


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

123.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

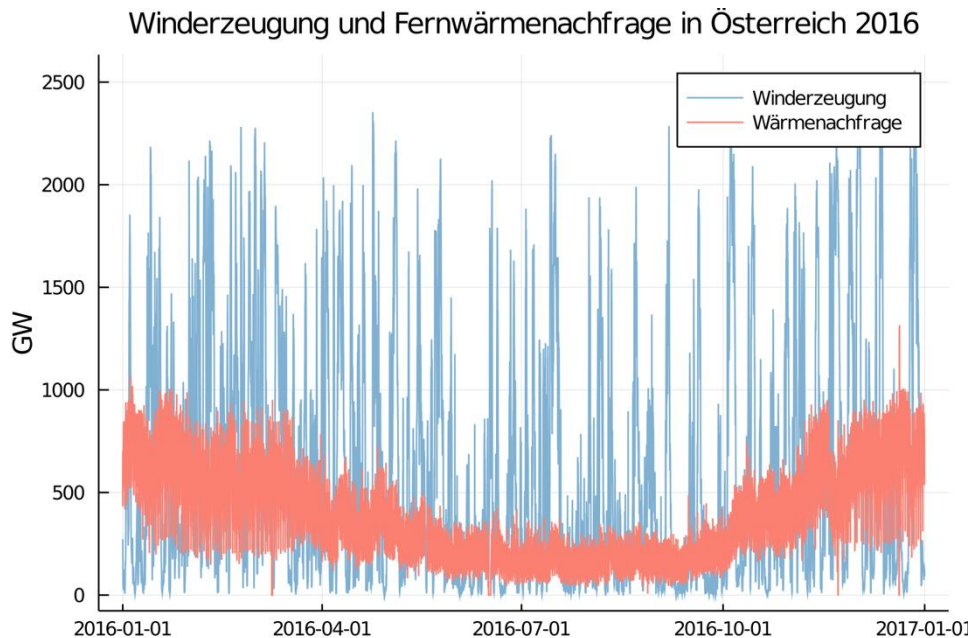


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

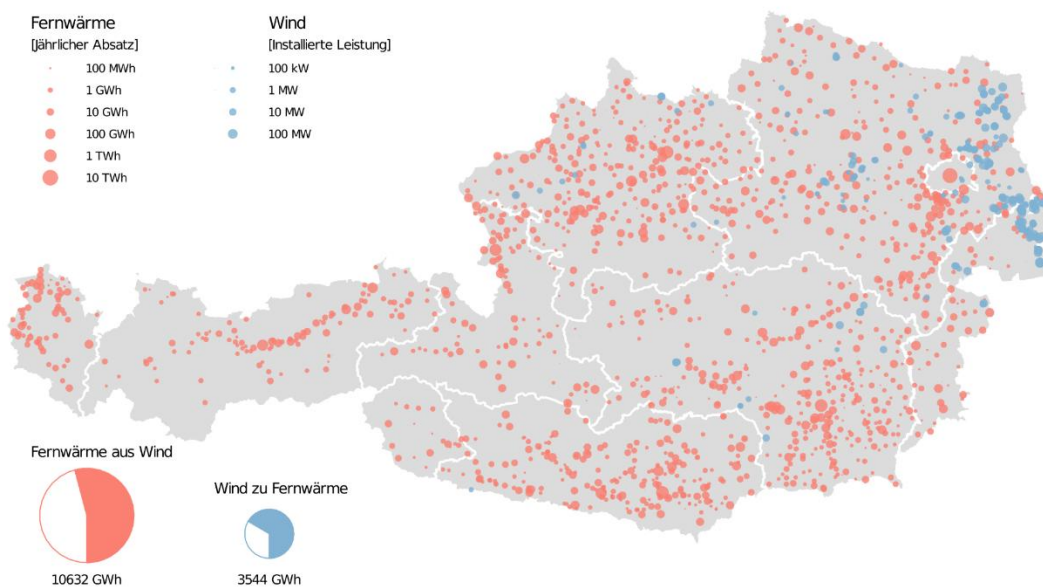


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

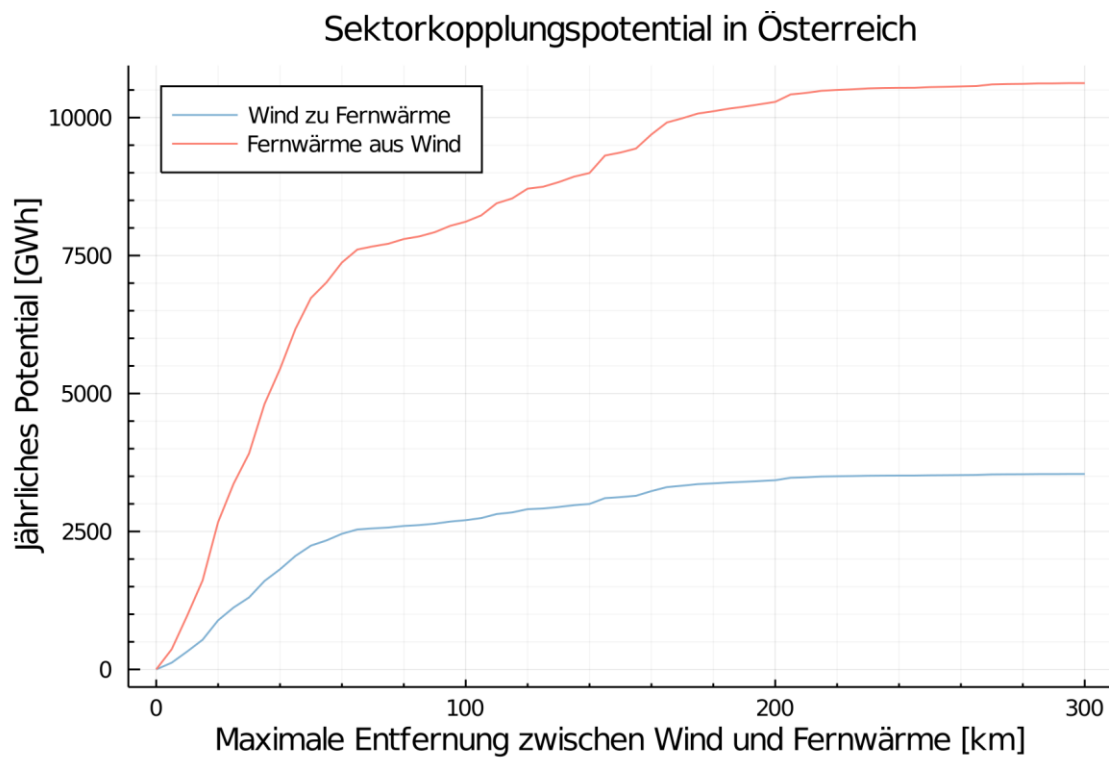


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

124. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

124.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

124.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

125. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

126. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

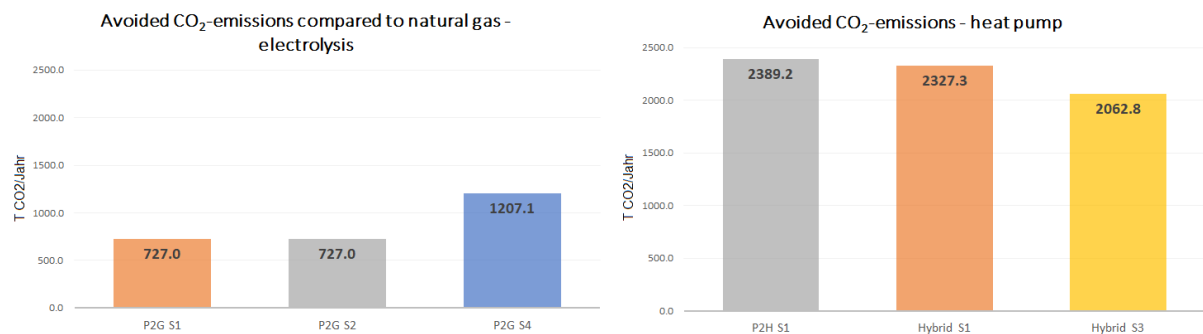


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

126.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

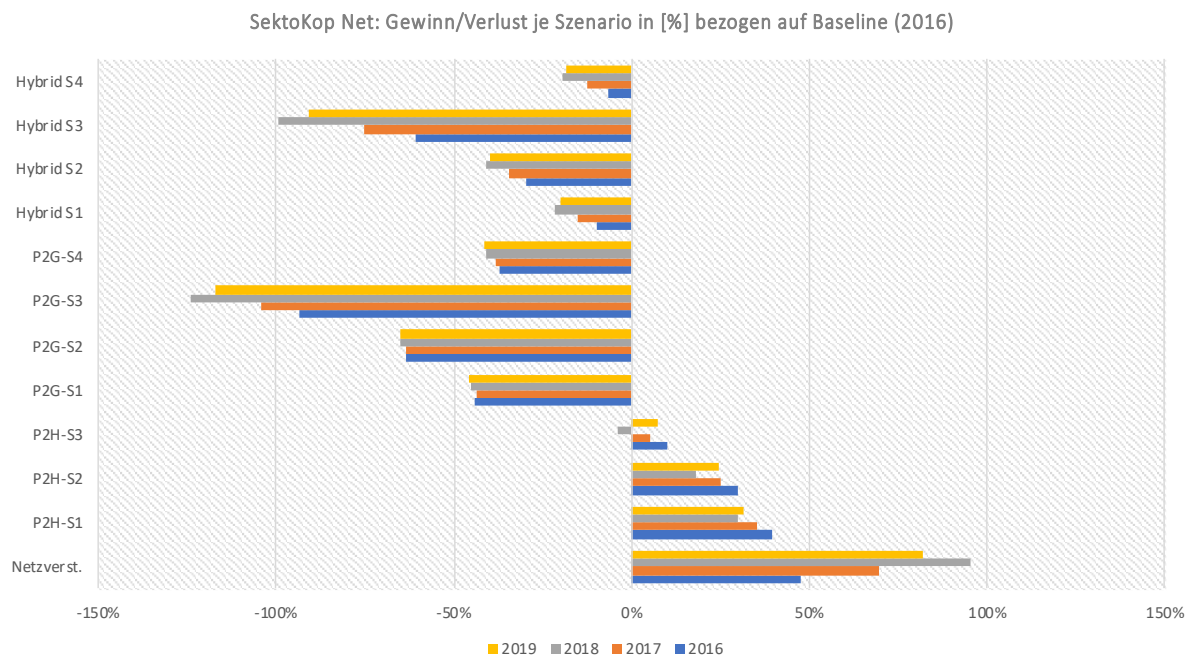


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

126.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

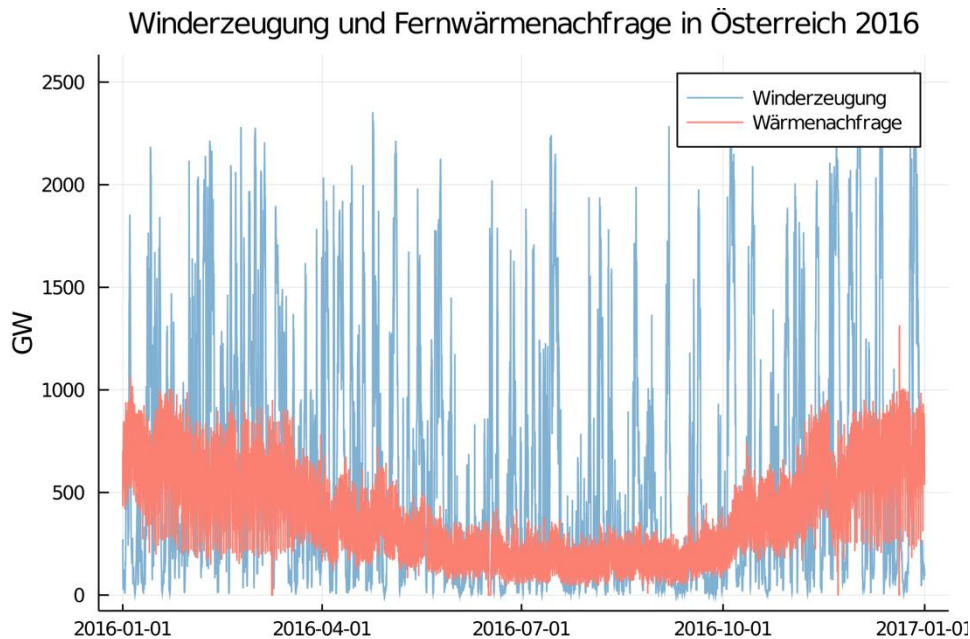


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

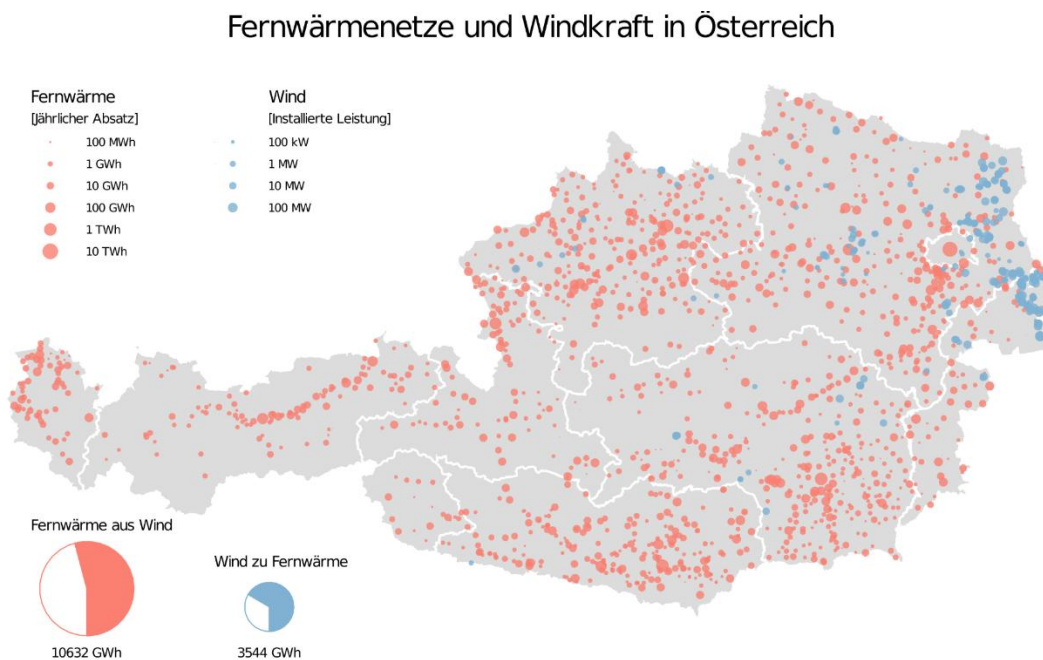


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

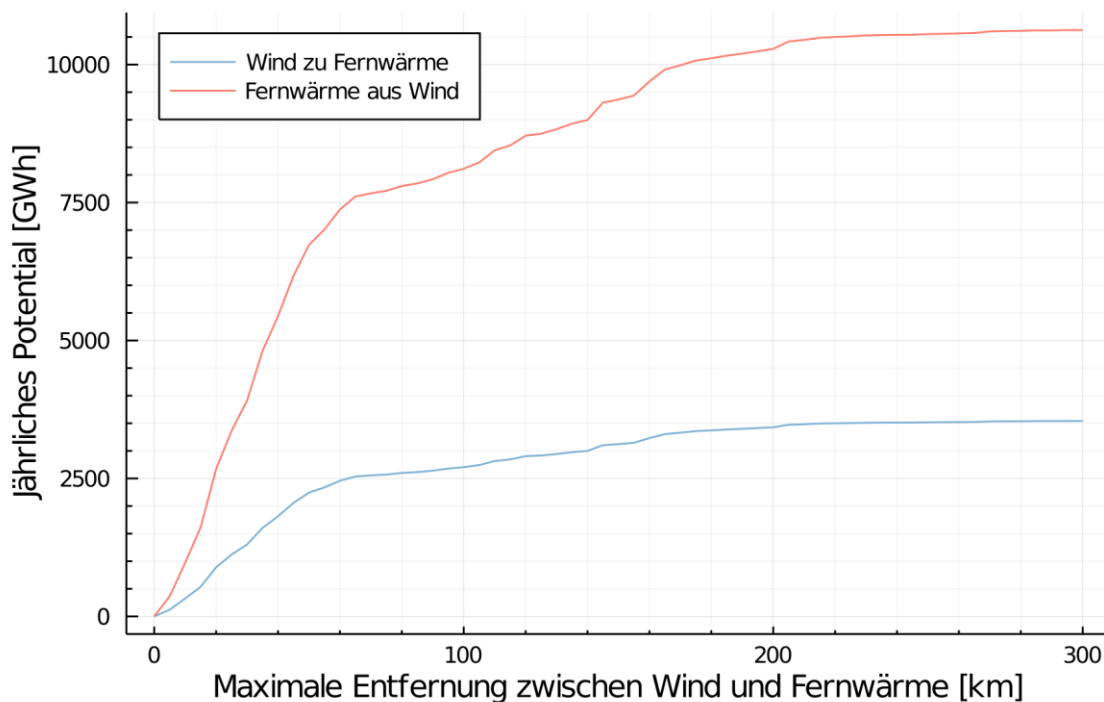


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

127. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

127.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

127.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

128. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

129. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

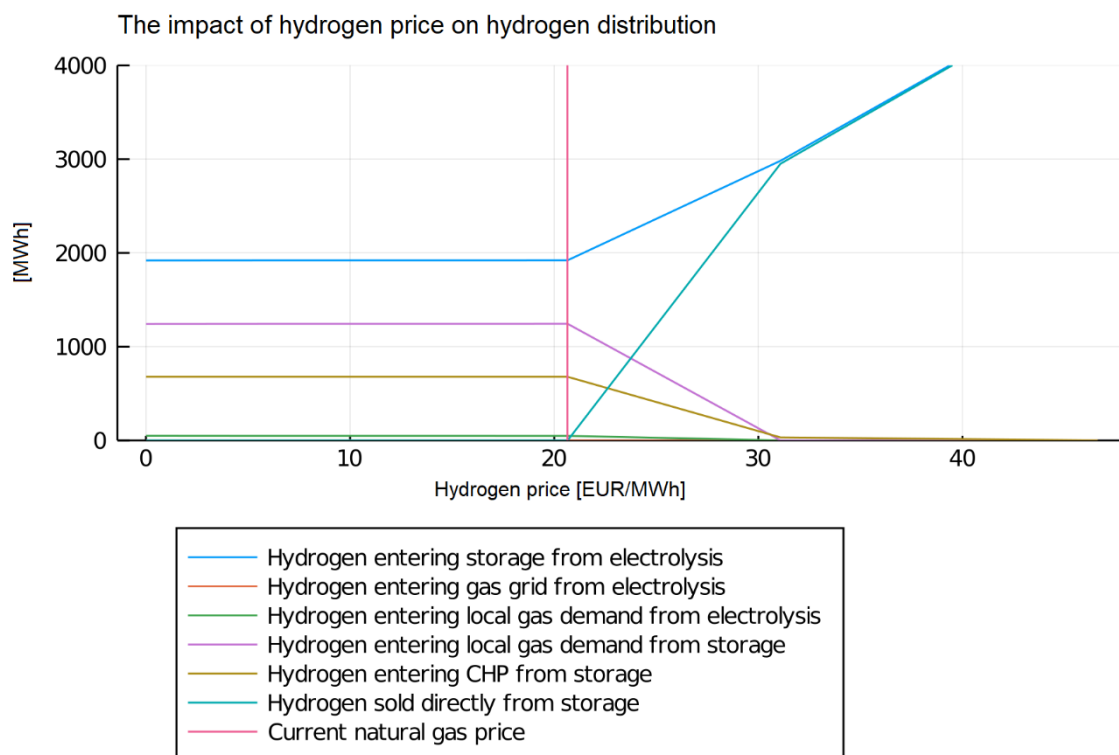


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

129.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

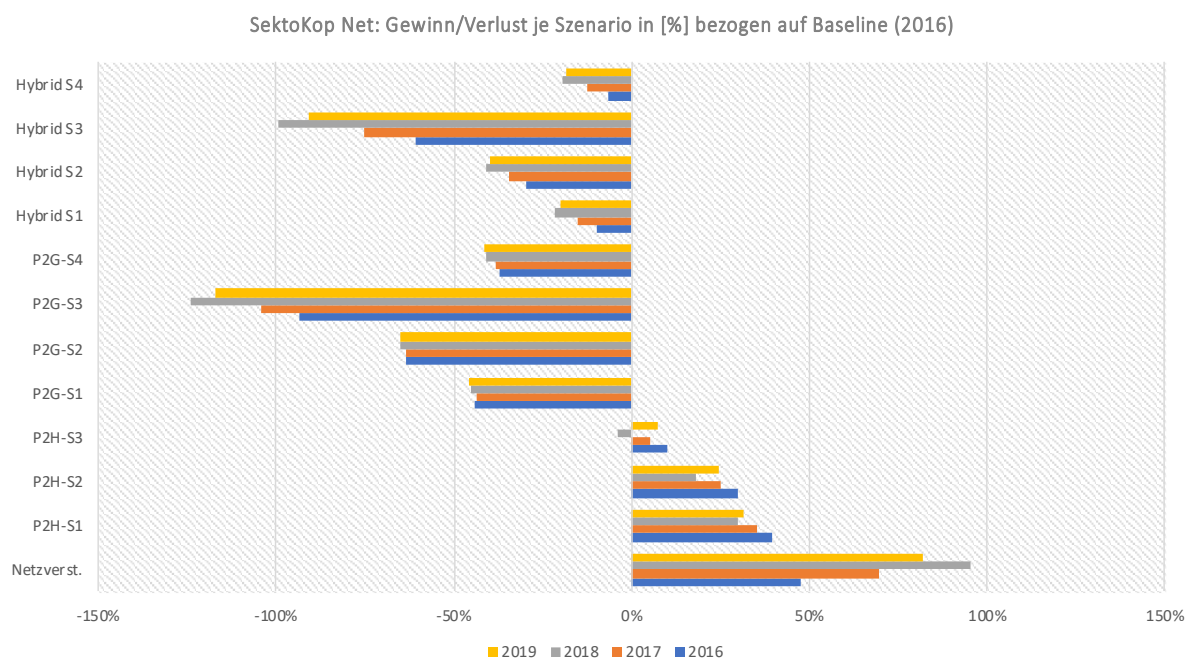


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

129.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

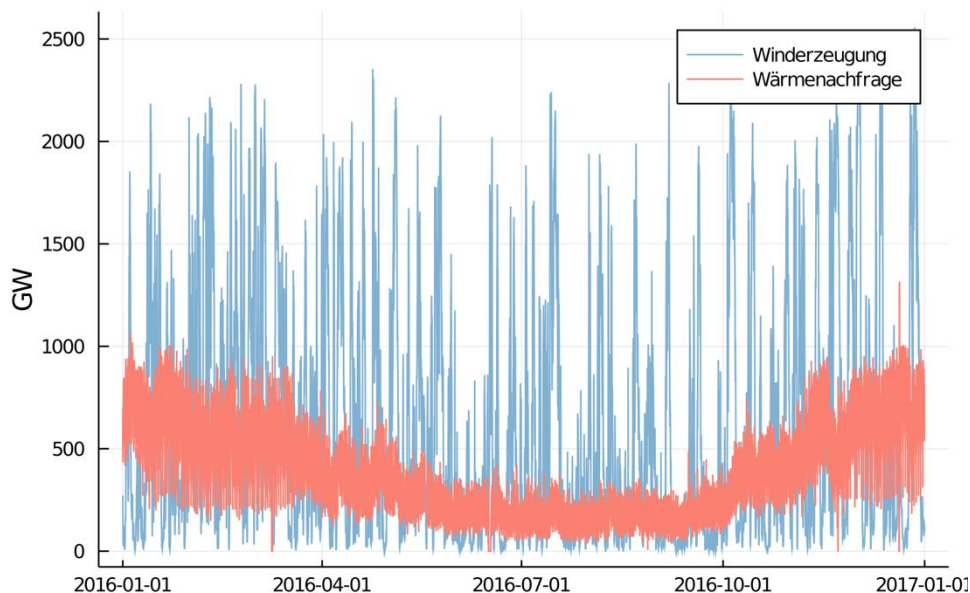


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

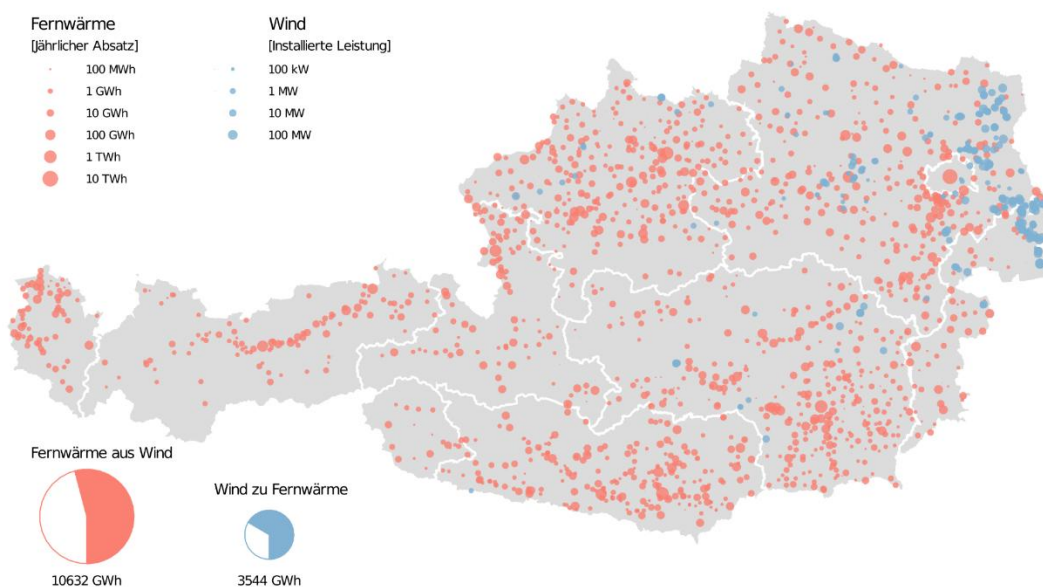


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

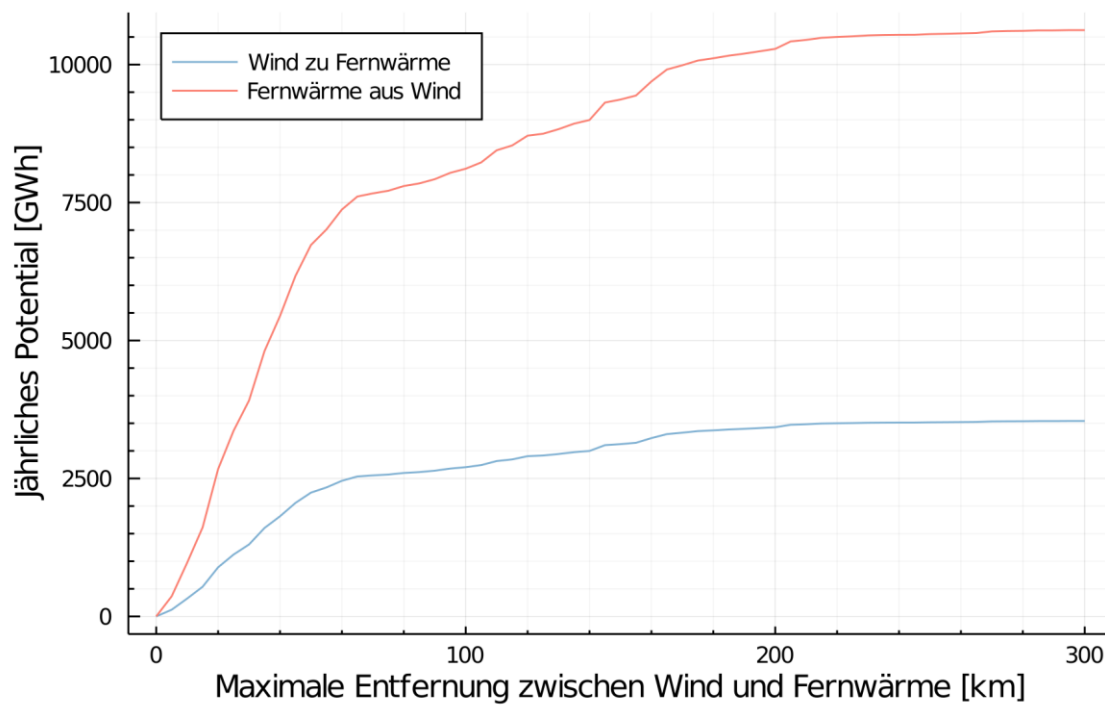


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

130. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

130.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

130.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

131. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

132. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

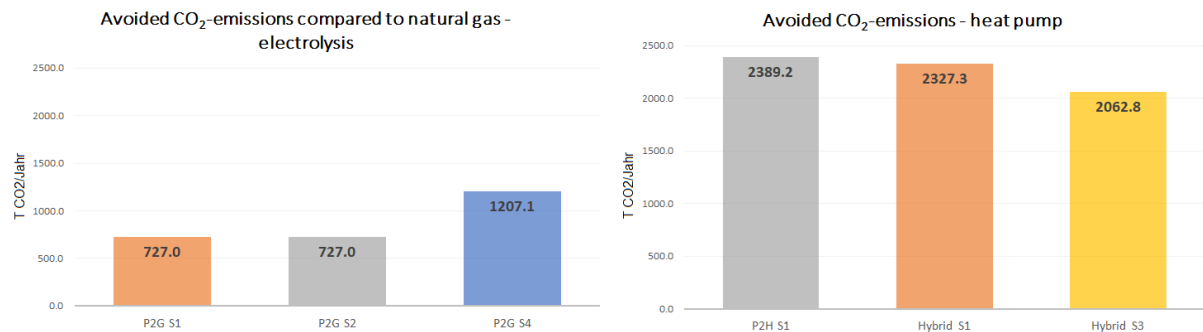


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

132.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

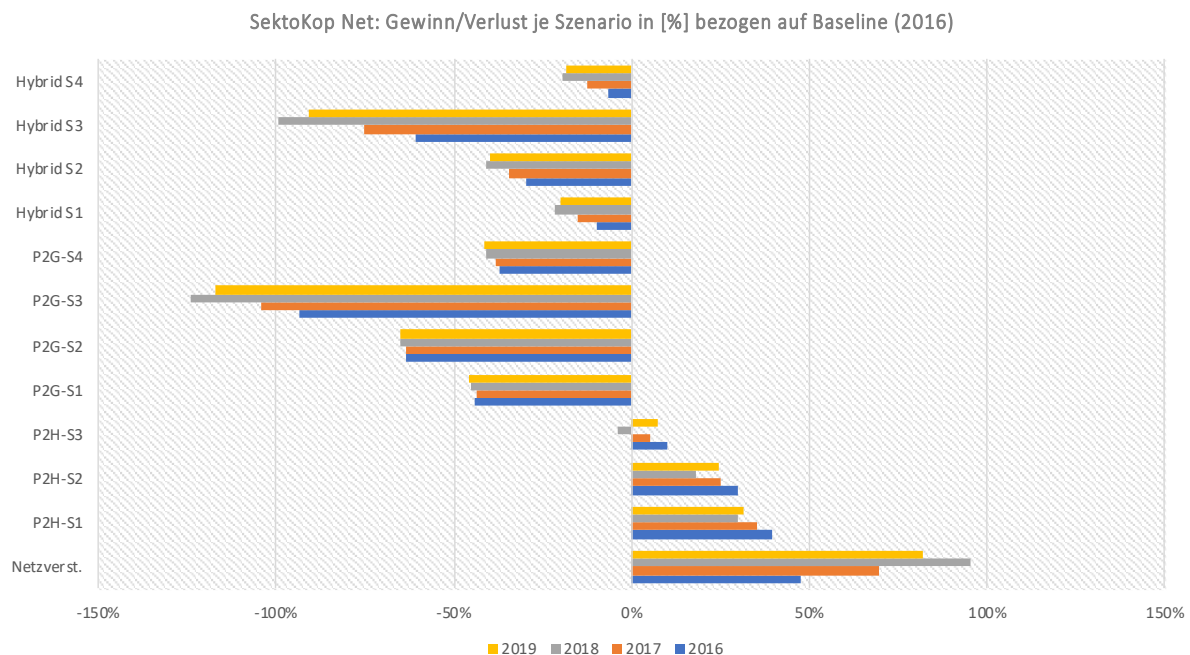


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

132.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

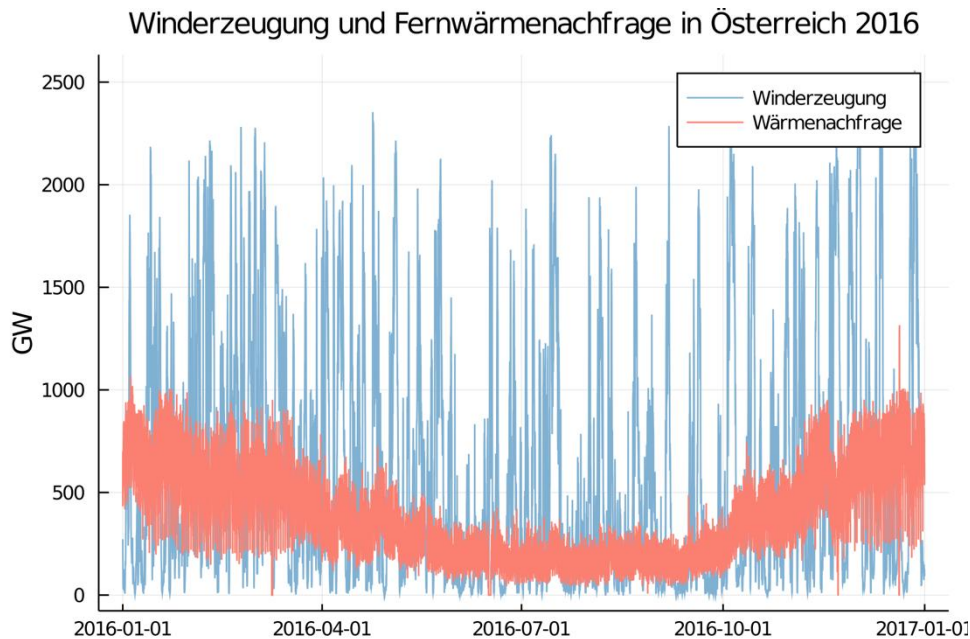


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

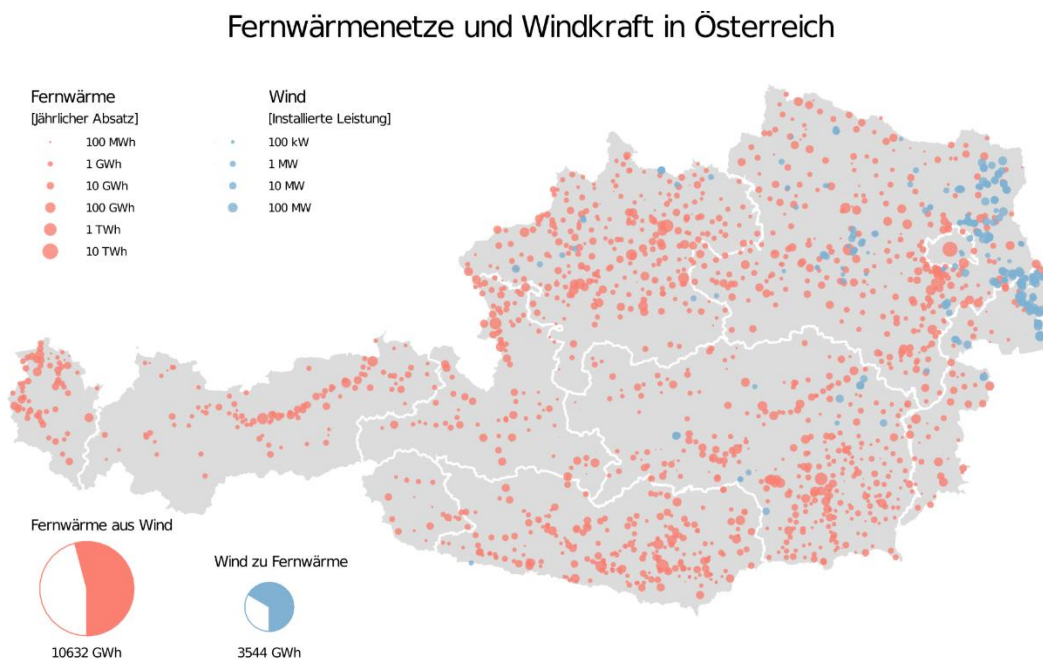


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

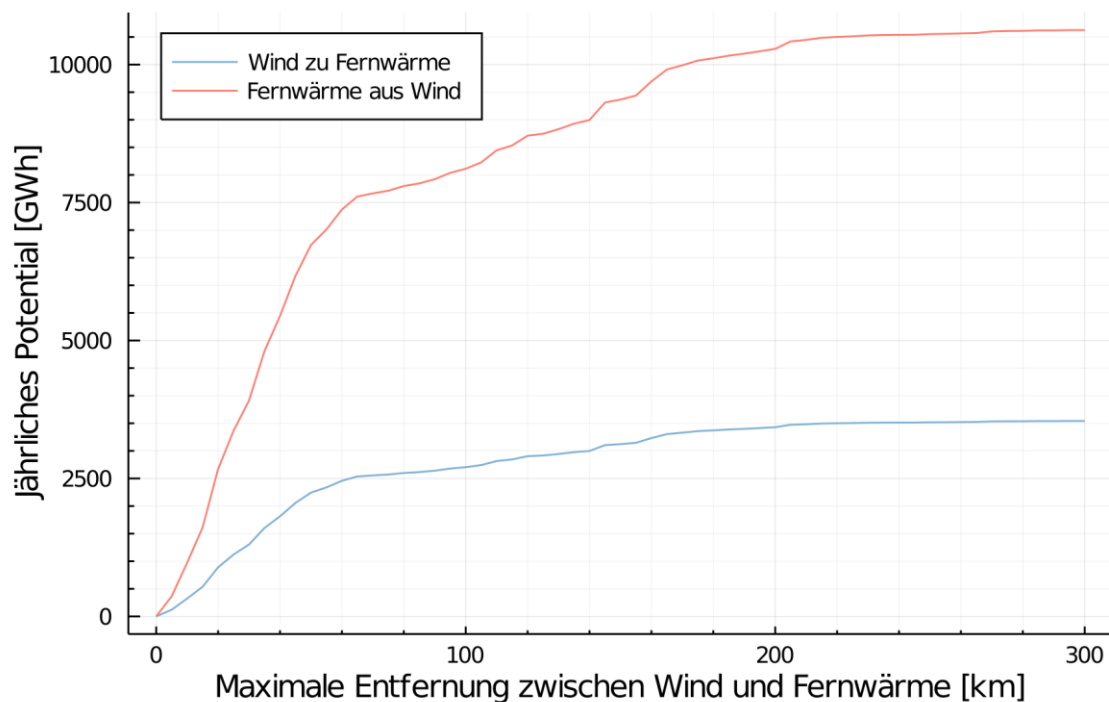


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

133. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

133.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

133.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

134. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

135. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

135.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

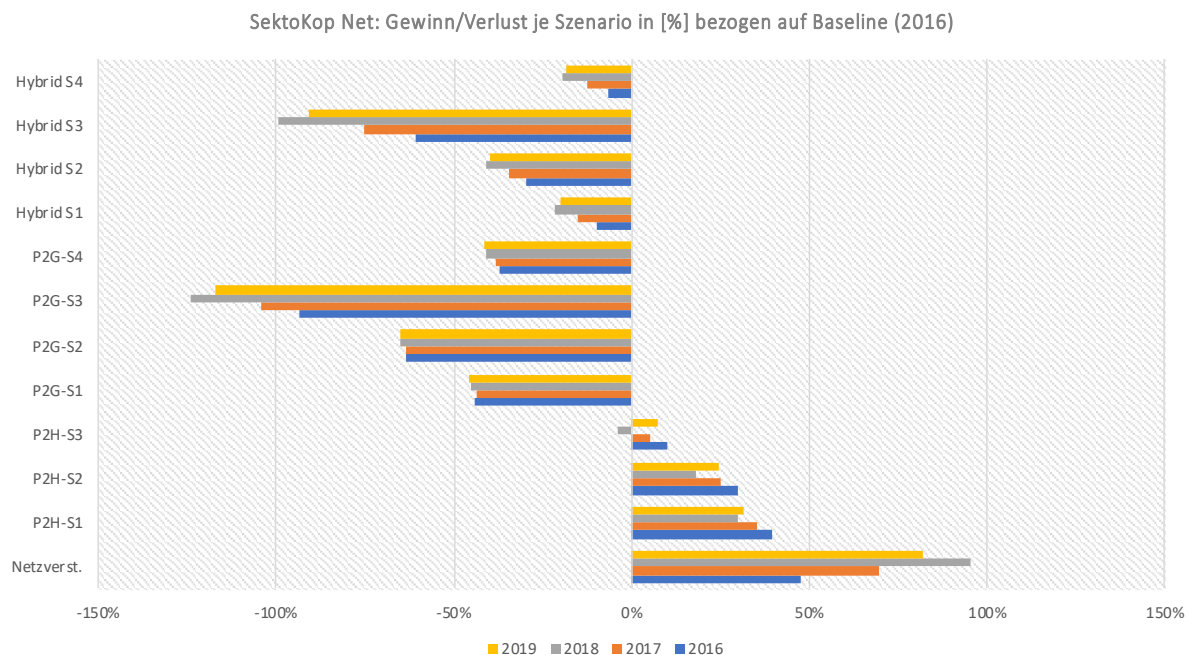


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

135.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

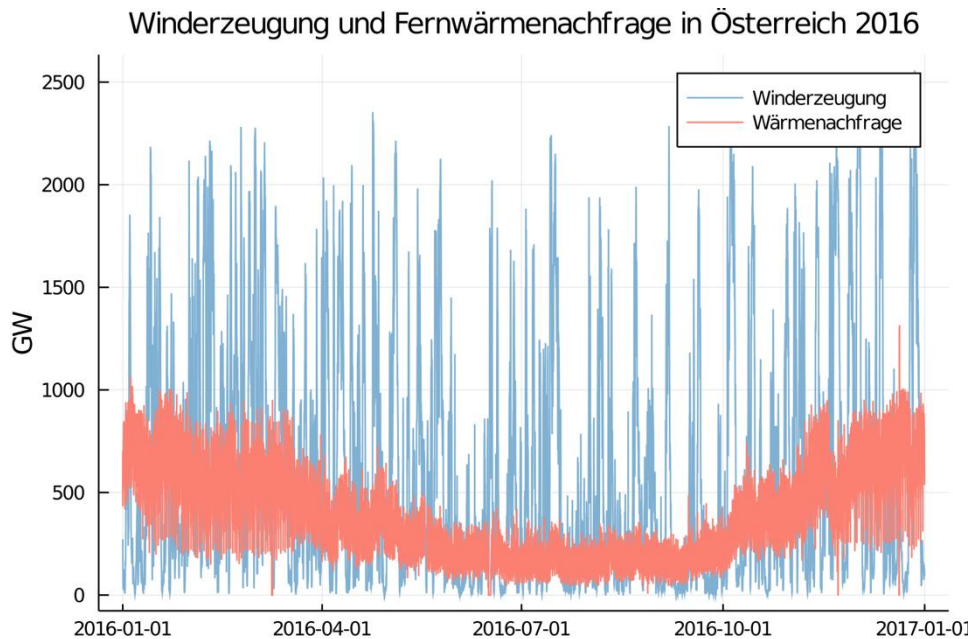


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

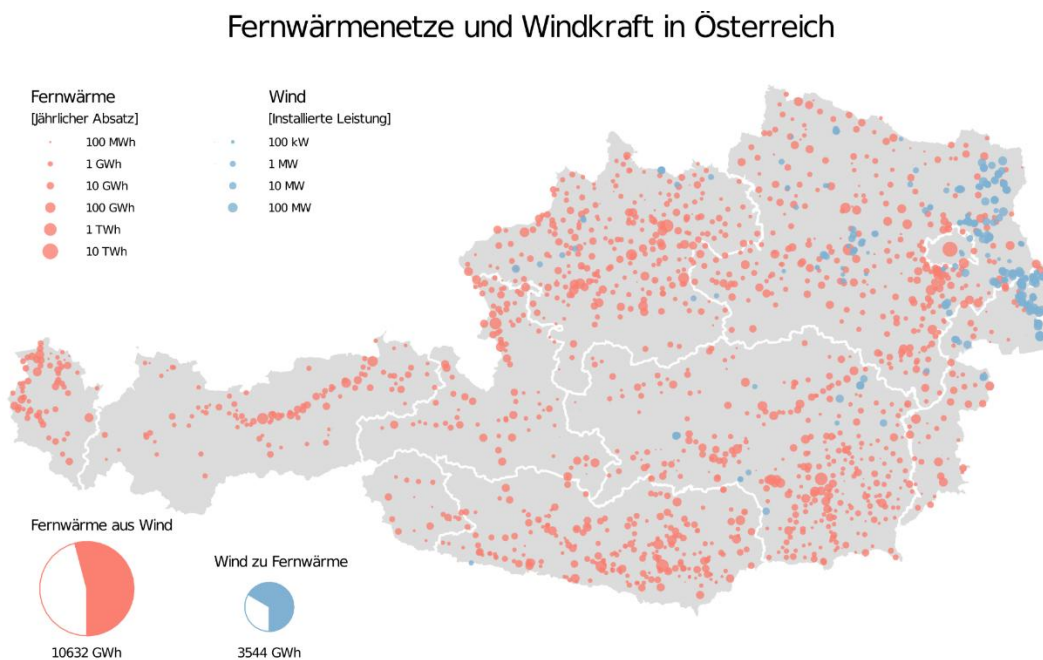


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

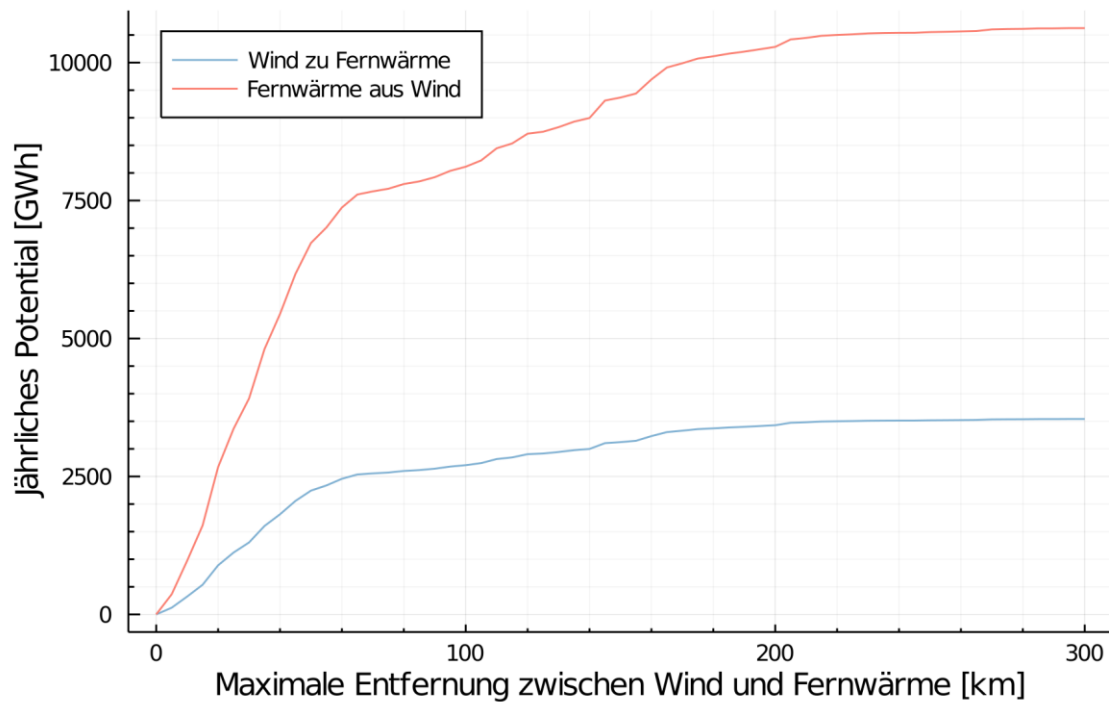


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

136. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

136.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

136.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

137. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

138. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

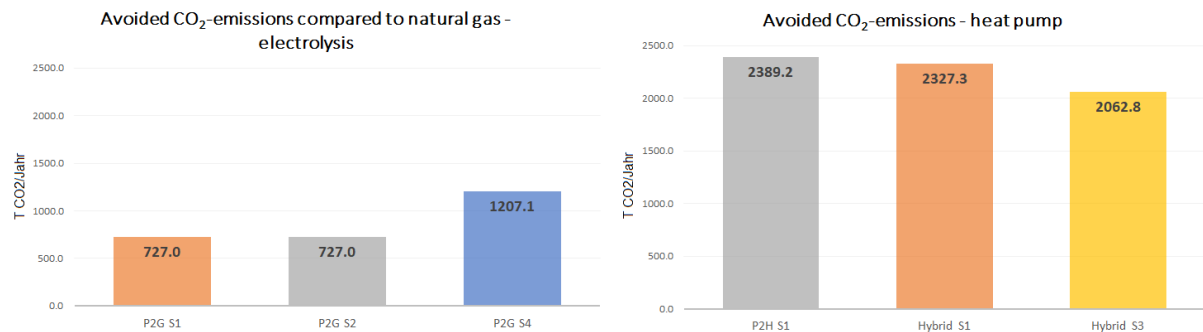


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

138.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

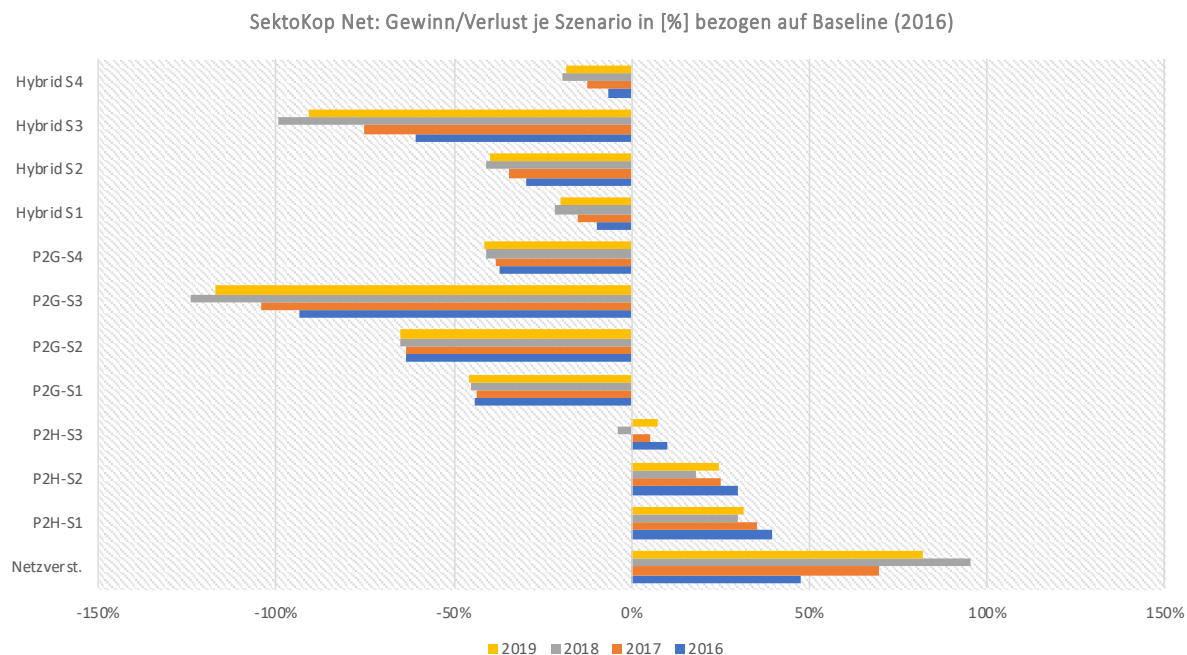


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

138.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

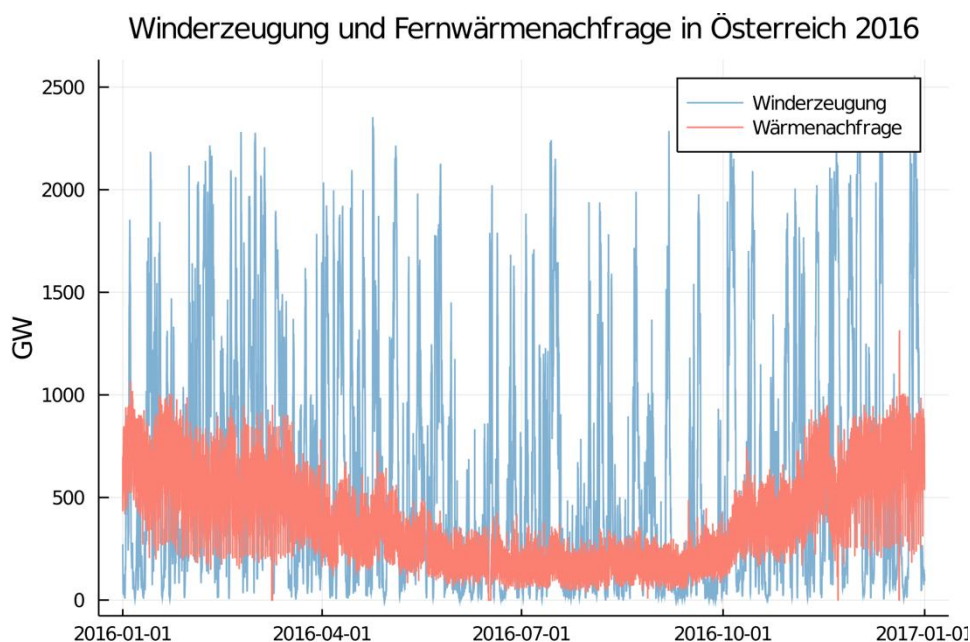


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

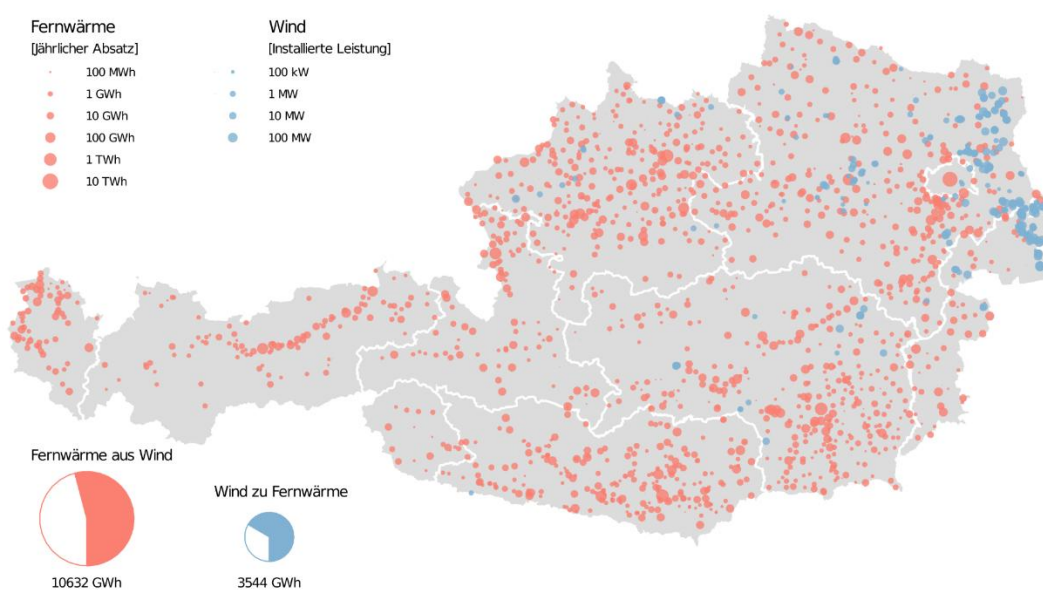


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

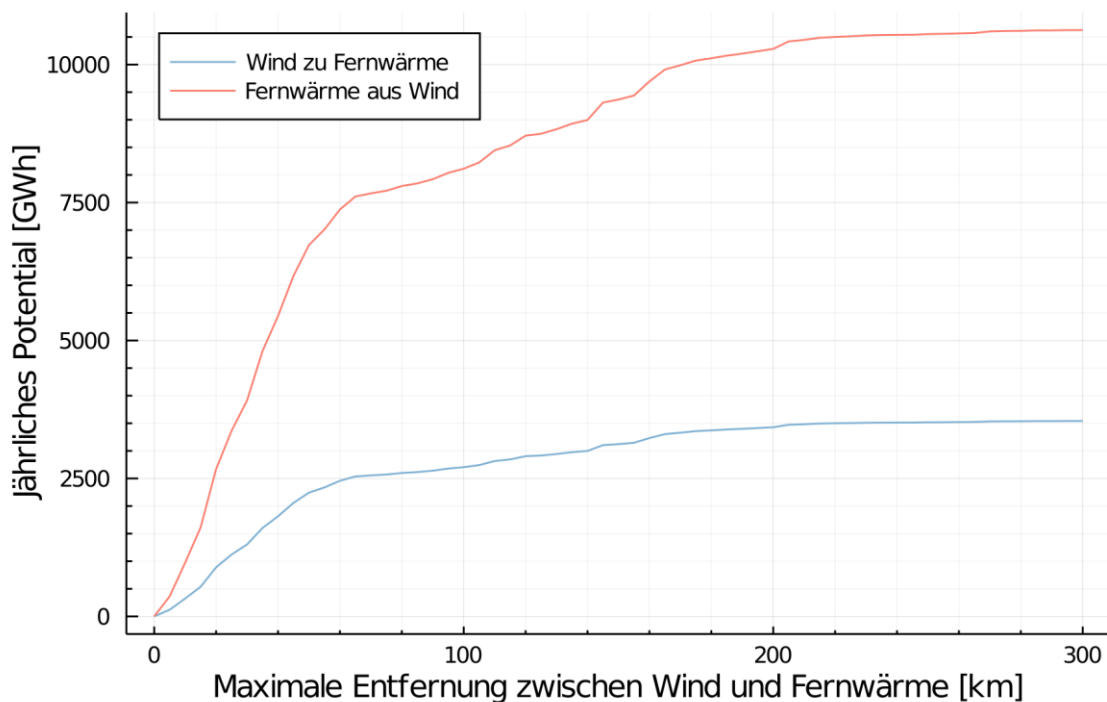


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

139. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

139.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

139.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

140. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

141. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

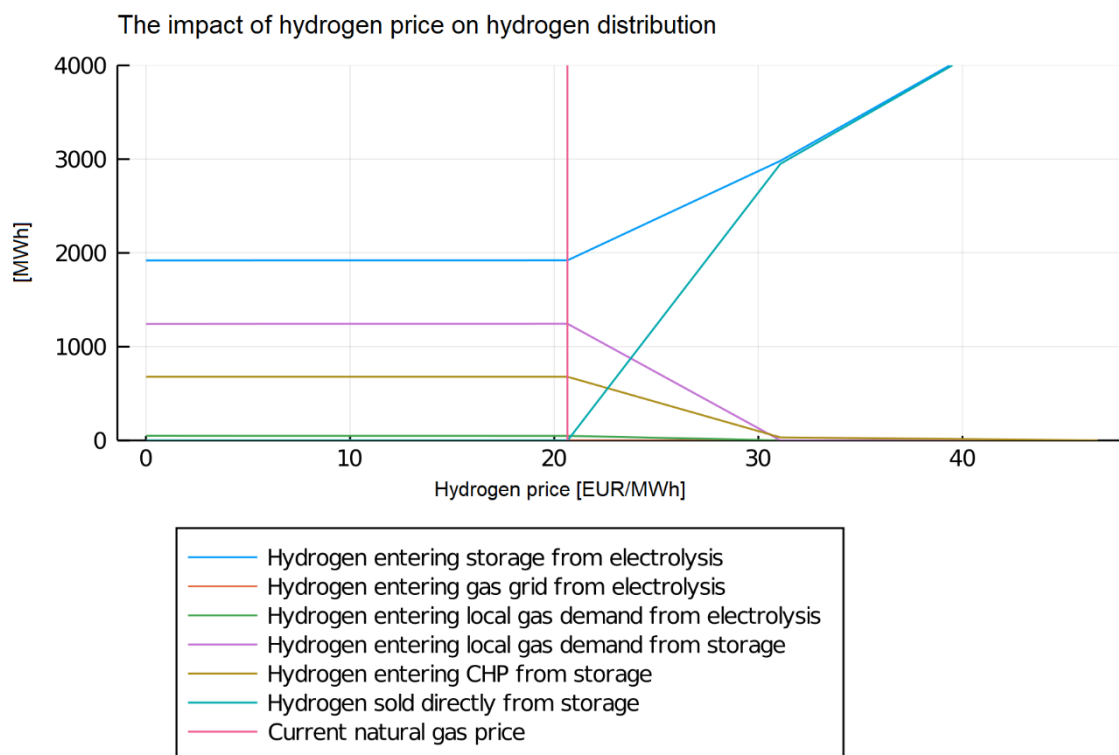


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

141.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

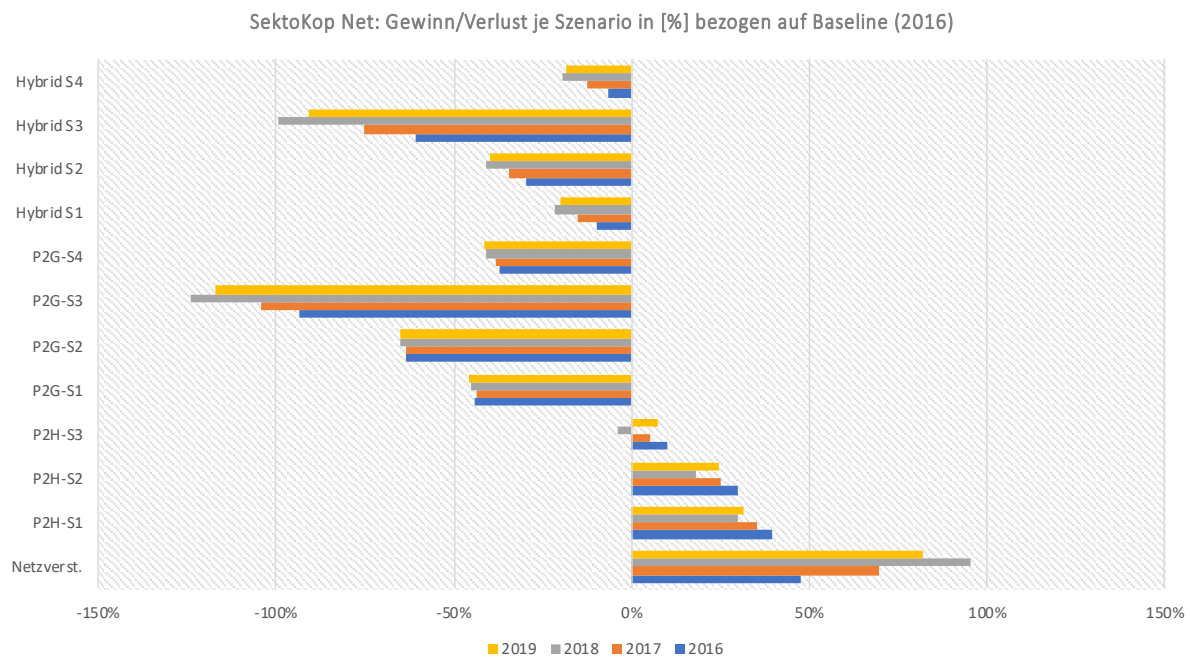


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

141.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

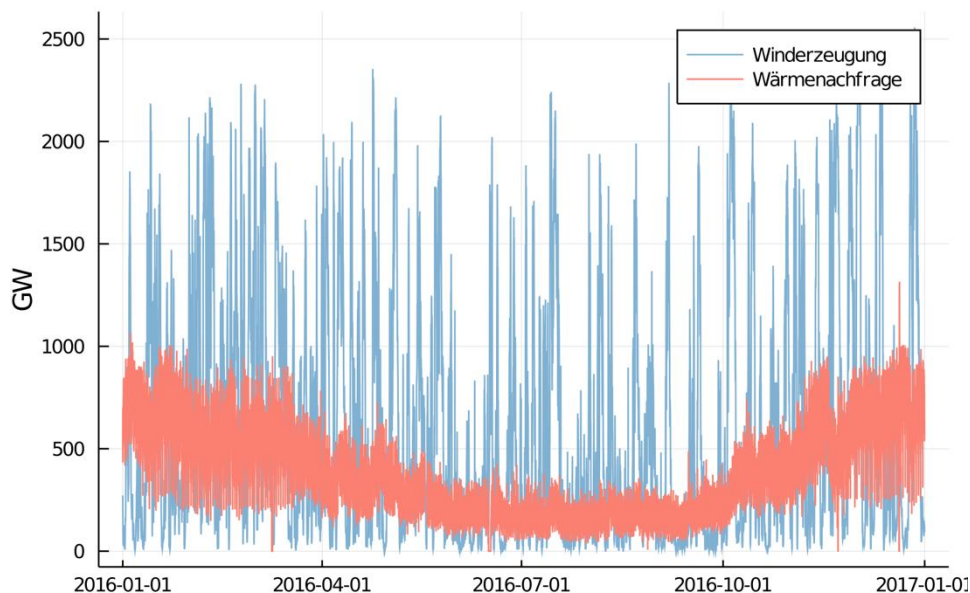


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

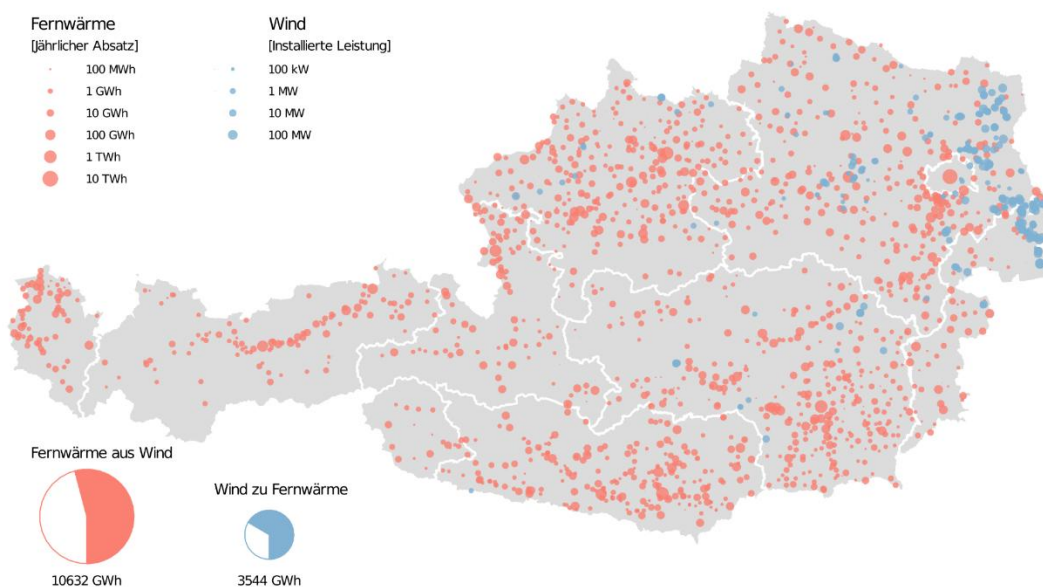


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

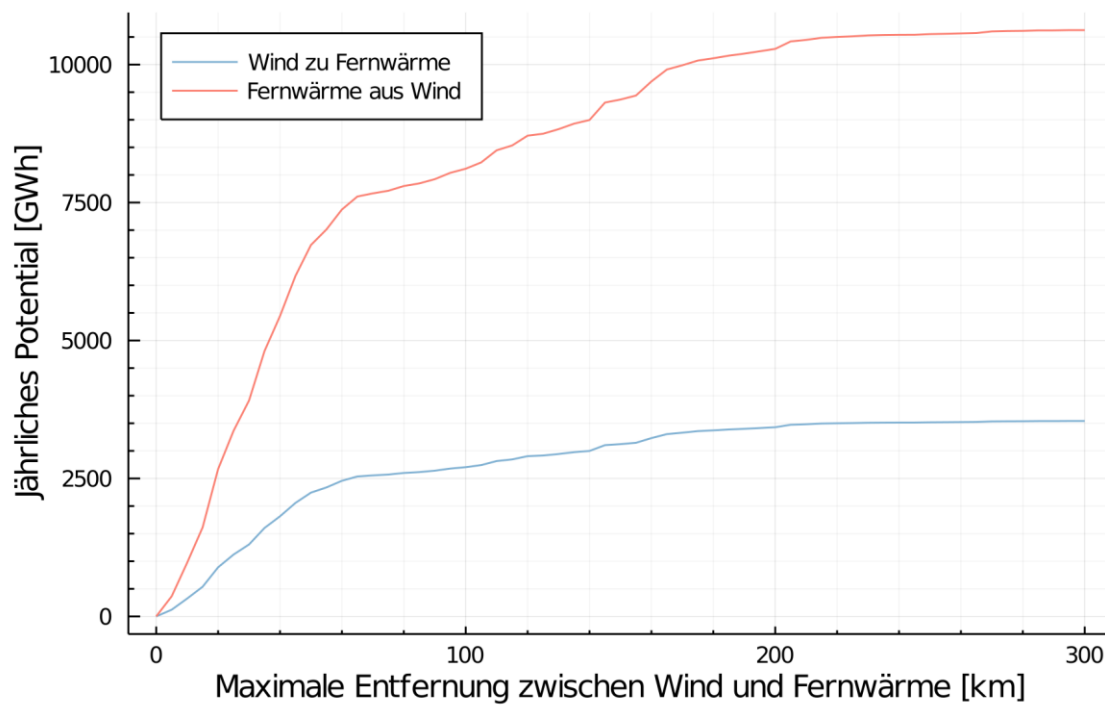


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

142. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

142.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

142.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

143. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

144. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

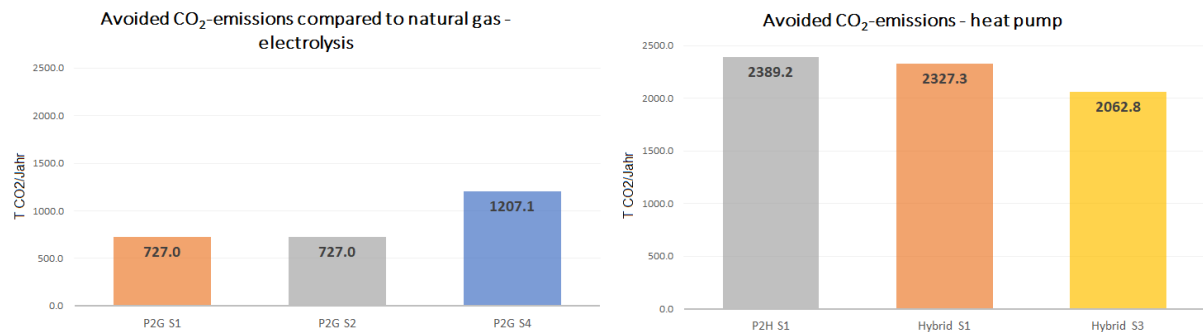


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

144.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

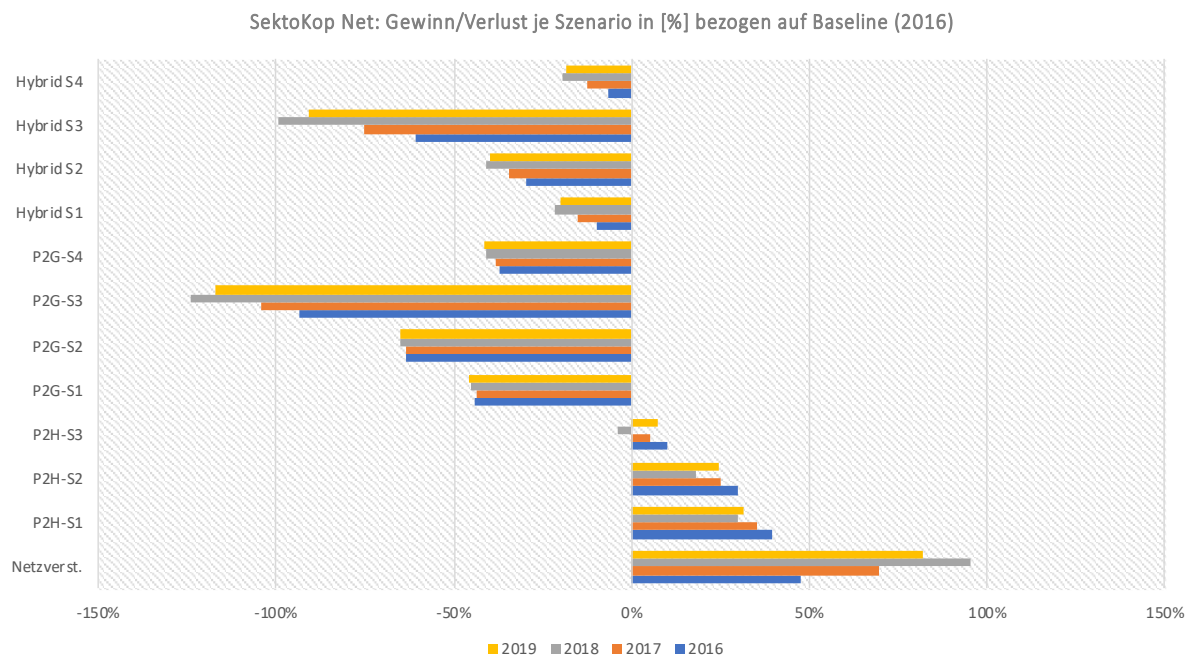


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

144.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

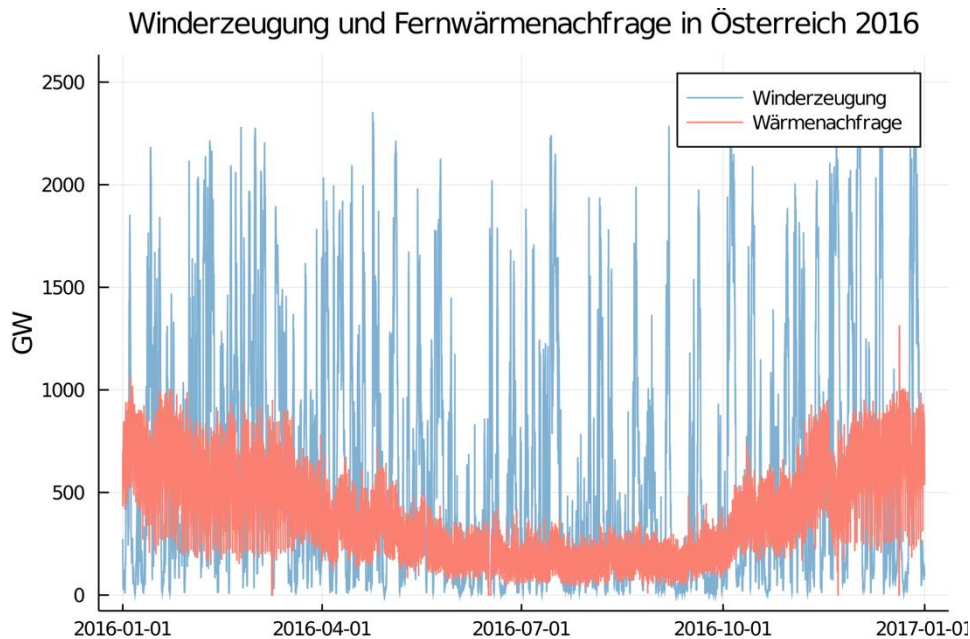


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

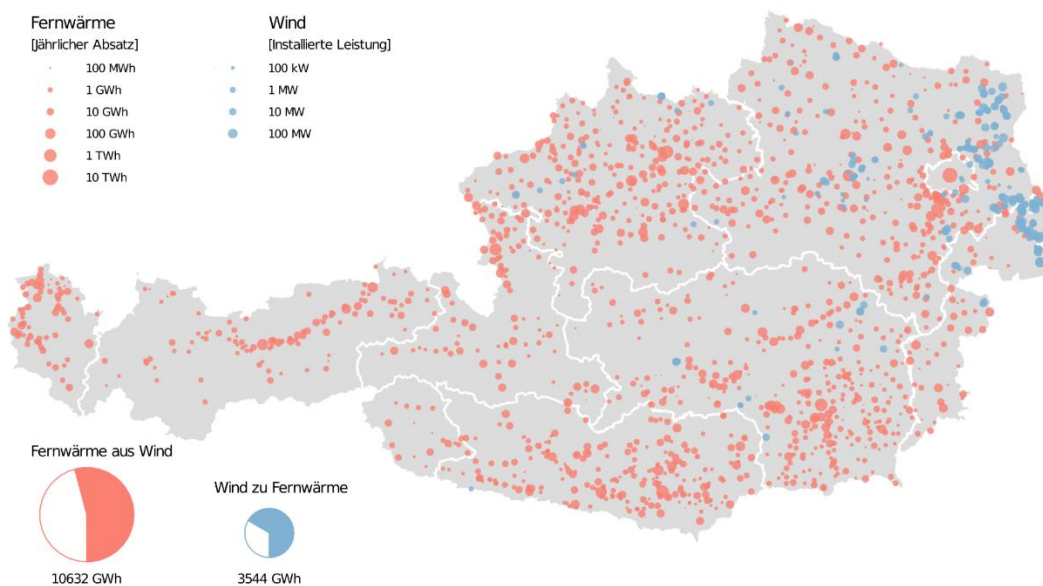


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

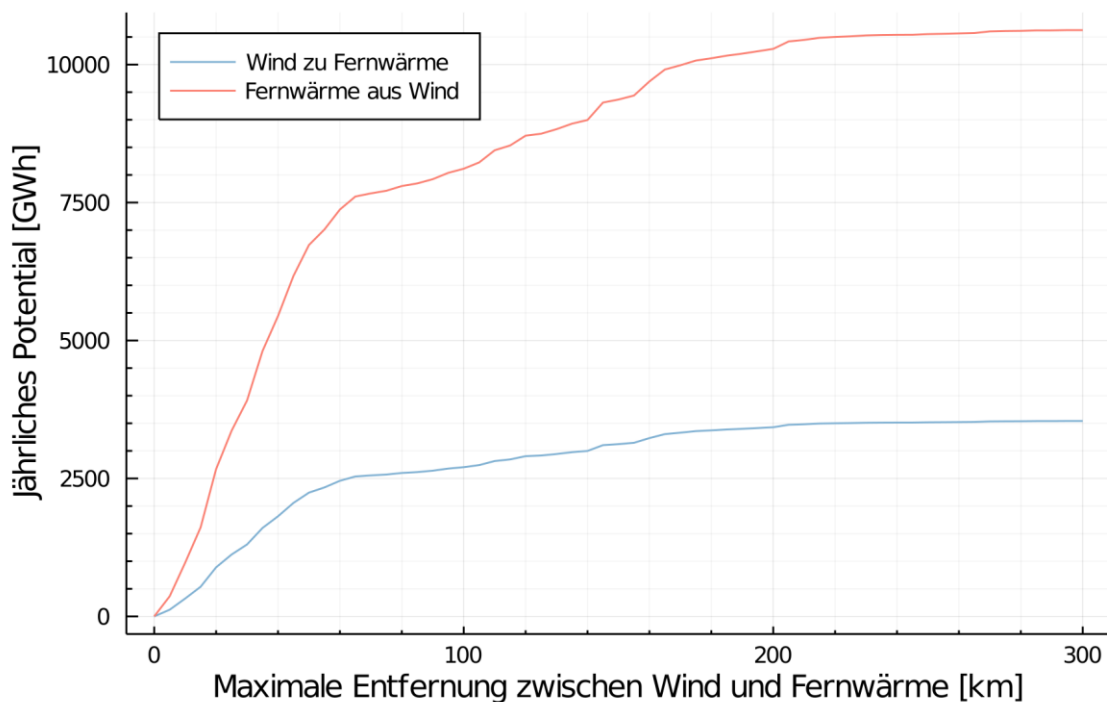


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

145. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

145.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

145.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

146. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

147. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

in Prozentwerten dargestellt.

Hybride Szenarien erwiesen sich (ohne Betrachtung der Investitionskosten) im Vergleich zu den P2H- und P2G-Szenarien als profitabler, da mehr Kopplungstechnologien zur Verfügung stehen und somit in hohem Maße Zugewinne in den Erlösen und Kostensenkungen erzielt werden können. So sind Szenarien mit einem höheren Grad an Flexibilität tendenziell profitabler, da der Lösungsraum größer ist, was bessere Optimierungsergebnisse ermöglicht.

Der Einsatz von Technologien, die Wärme erzeugen, wie z.B. die Wärmepumpe und der Gaskessel, wirkt sich positiv aus, da die Heizkosten deutlich sinken. Darüber hinaus trägt die bei den Elektrolyse- und Methanisierungsprozessen erzeugte Überschusswärme je nach Einsatz der Technologie in jedem Szenario in unterschiedlichem Maße zur Deckung des lokalen Wärmebedarfs bei. Im Hybrid-Szenario 3 wurde eine KWK-Anlage in Betracht gezogen, die zusätzlich eine Wärmepumpe, einen Wasserstoffspeicher und die Möglichkeit des Direktverkaufs von Wasserstoff umfasst. Aufgrund der hohen Wasserstoffverkaufspreise wurde die KWK-Anlage jedoch nicht genutzt.

Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden. Der Grad der erzielten Kostenreduktion hängt von der Menge des in jedem Szenario produzierten Gases sowie von der Art der Nutzung des Gases ab. In den Szenarien, in denen ein direkter Wasserstoffverkauf möglich ist, wird aufgrund des hohen Wasserstoffverkaufspreises keine Gaskostensenkung erreicht. Der gesamte produzierte Wasserstoff wird direkt aus dem Speicher verkauft, was bedeutet, dass der lokale Gasbedarf durch Gas aus dem Gasnetz gedeckt werden muss. Der Wasserstoffverkaufspreis kann daher in den untersuchten Szenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor angesehen werden.

Darüber hinaus weist das Netzausbauszenario im Vergleich zum Basisszenario eine signifikante Rentabilität auf, was darauf hindeutet, dass die Einnahmen aus dem Stromverkauf an den Strommarkt einen erheblichen Teil der Rentabilität eines Systems ausmachen. Obwohl das Netzausbauszenario unerwünschtes Abregeln eliminiert, sollte berücksichtigt werden, dass das Szenario weniger Vorteile bietet als die Kopplungsszenarien. Da die lokale Wärmenachfrage vollständig durch die von der Biomasse-Wärmequelle erzeugte Wärme gedeckt wird, sind die in diesem Szenario erzielten CO₂-Emissionsreduktionen geringer als in Szenarien, die "erneuerbare Wärme", d.h. Wärme nutzen, die aus im Windpark erzeugtem Strom gewonnen wird. Darüber hinaus werden in Bezug auf den Gasbedarf keine zusätzlichen Umweltvorteile erzielt, da kein Wasserstoff erzeugt wird und der lokale Gasbedarf vollständig durch das Gasnetz gedeckt wird.

Es ist anzumerken, dass die folgende Analyse ohne Berücksichtigung der Investitionskosten durchgeführt wurde, die für eine vollständige wirtschaftliche Analyse erforderlich wären. Die dynamische Investitionskostenanalyse wird im folgendem Kapitel 3.2 beschrieben.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Werte in Prozent	P2H			P2G				Hybrid				P2H mit systemdienli- chem Einsatz („Bilanz- treue“)	
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2
Optimierungs- zugewinn inkl. Wartungs- kosten	0,5	0,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,4	0,7	0,5	0,3	0,2
Optimierungs- zugewinn exkl. Wartungs- kosten	0,5	0,5	0,3	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,6	1,0	0,6	0,4	0,2
Einnahmen Wind- erzeugung	12,1	1,2	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	2,9	2,9	2,9	2,9	0,9	0,9
Wärmekosten	0,0	-31,6	-21,1	-1,8	-1,8	-5,9	-22,0	-34,3	-35,9	-37,8	-41,9	-20,2	-1,5
Gaskosten	0	0	0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-44,2	-25,4

Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

147.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

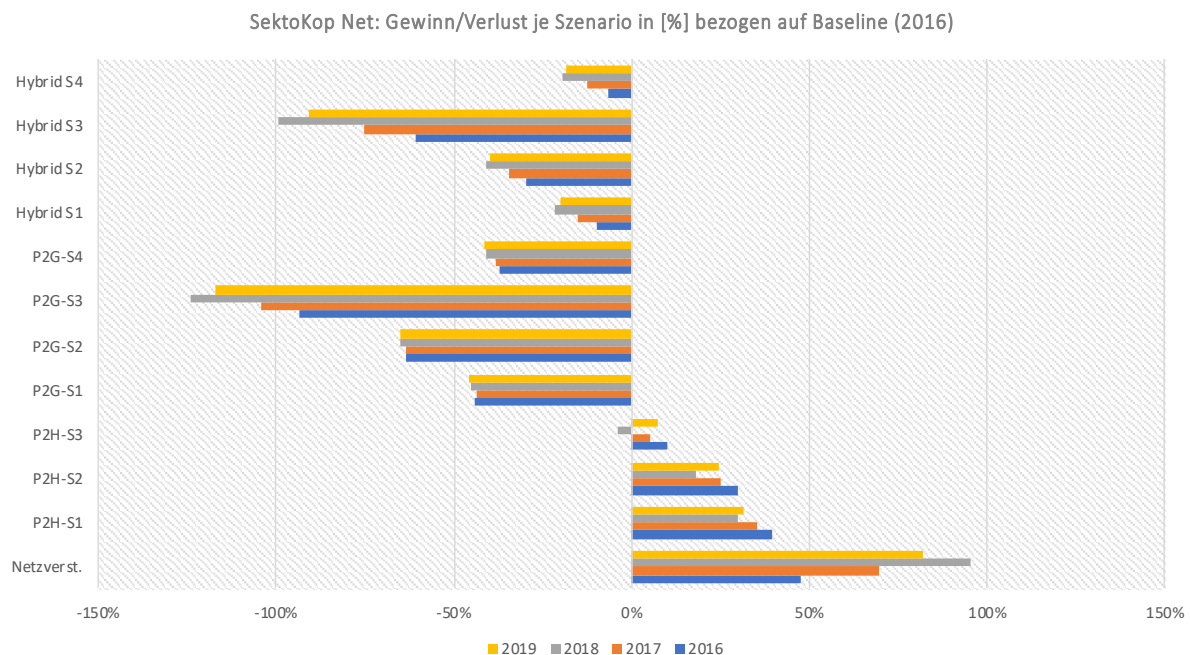


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

147.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

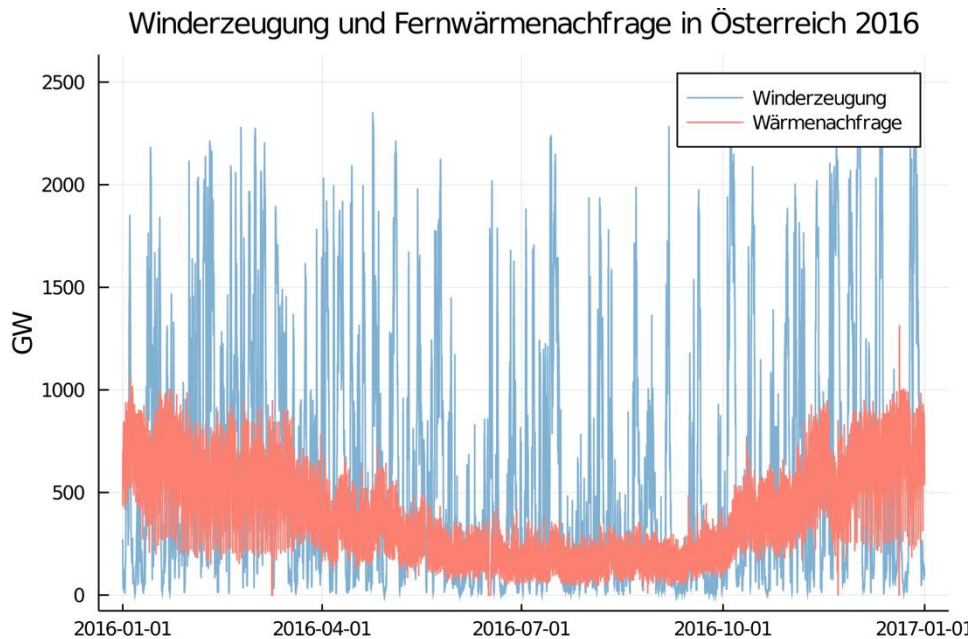


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

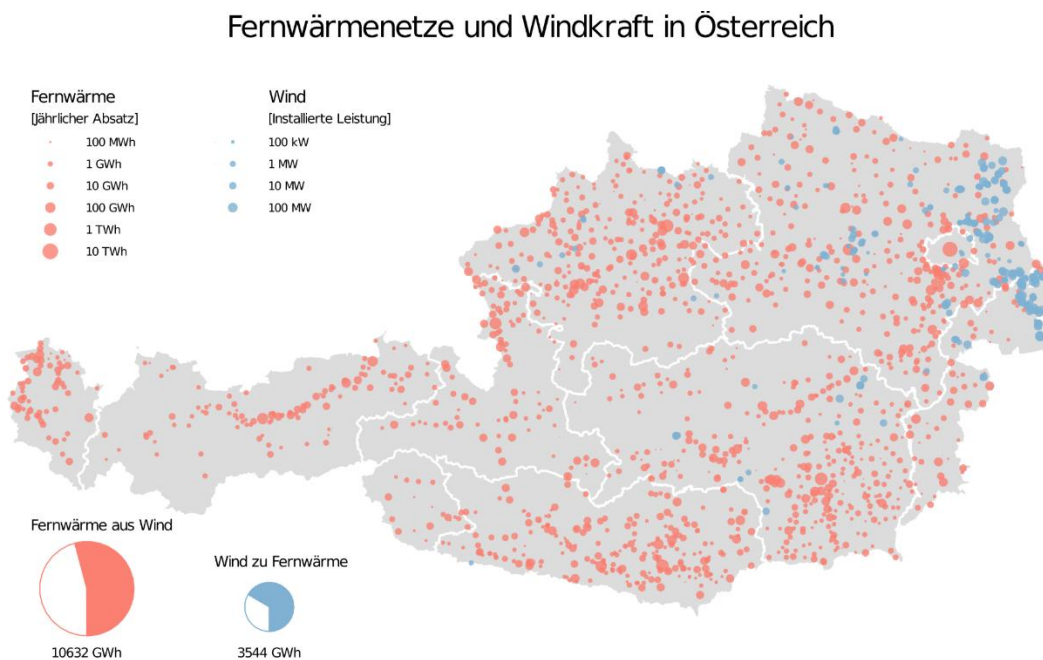


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

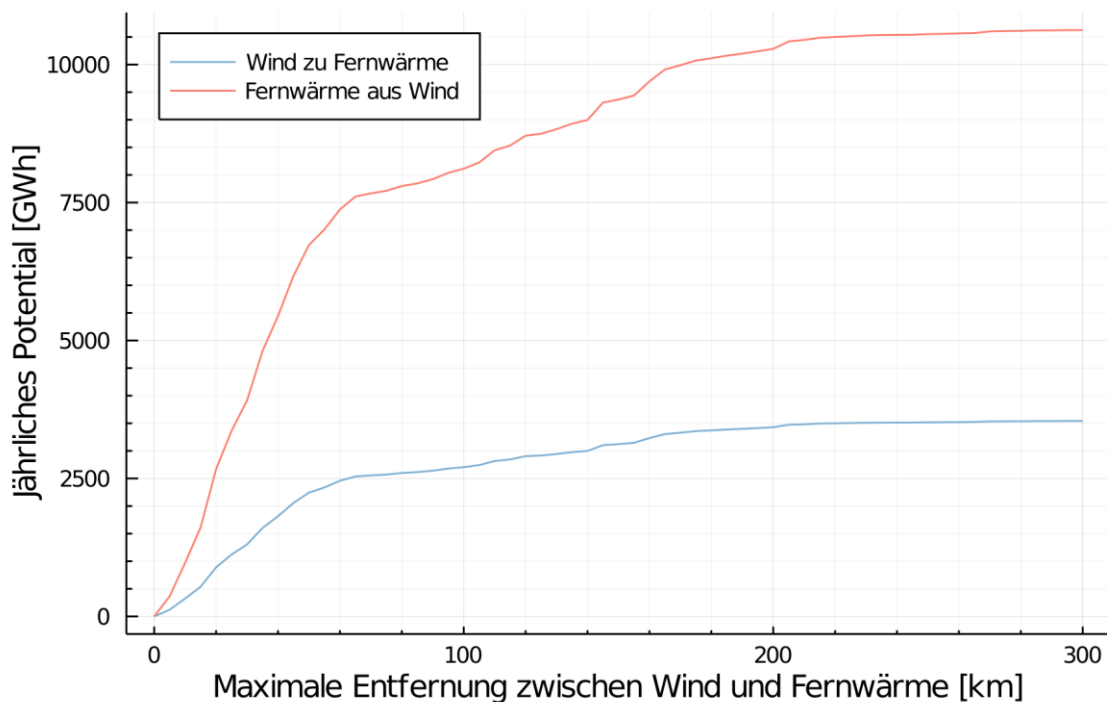


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

148. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

148.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

148.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

149. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

150. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

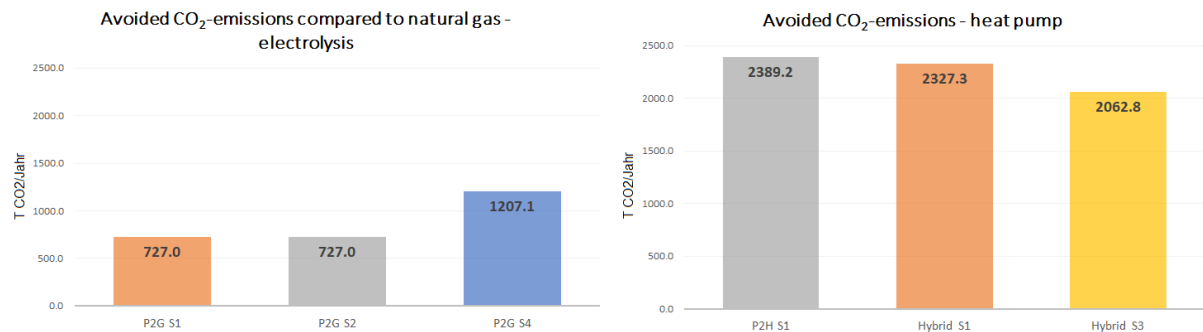


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

150.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

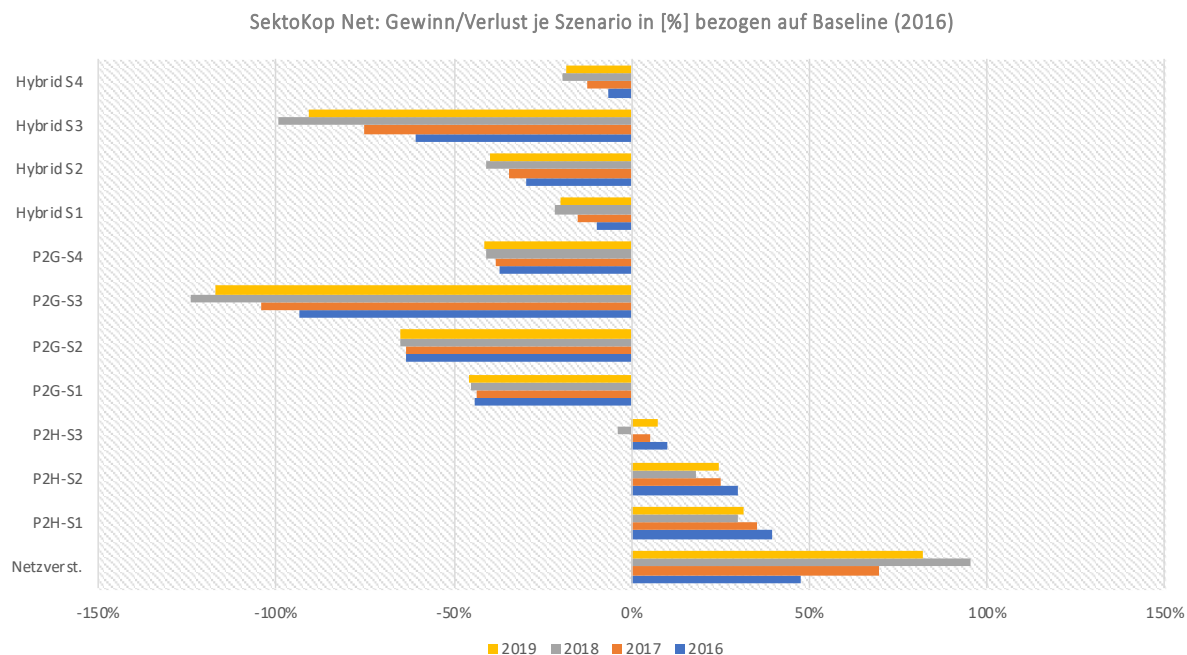


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

150.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

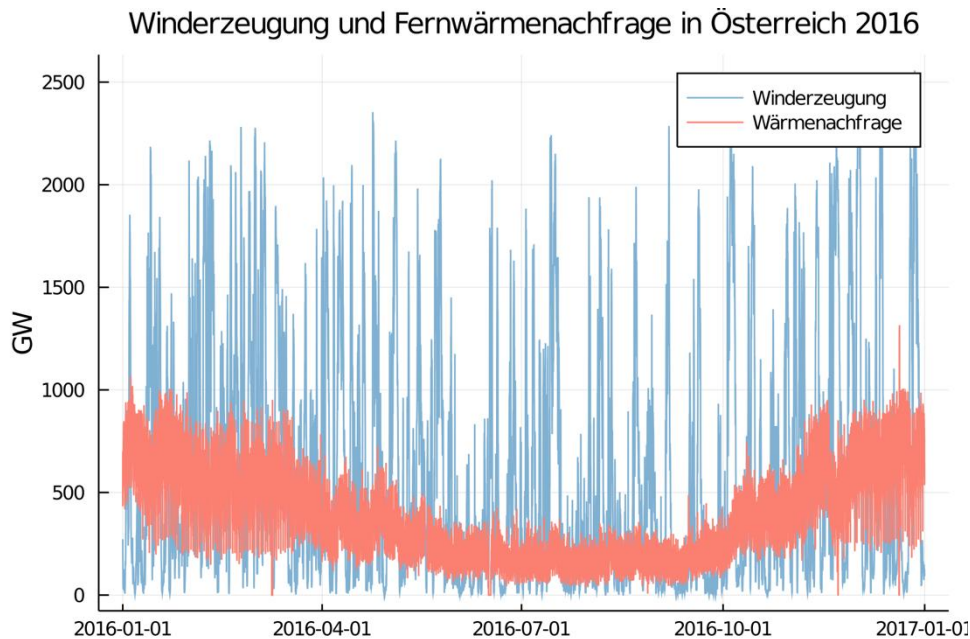


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

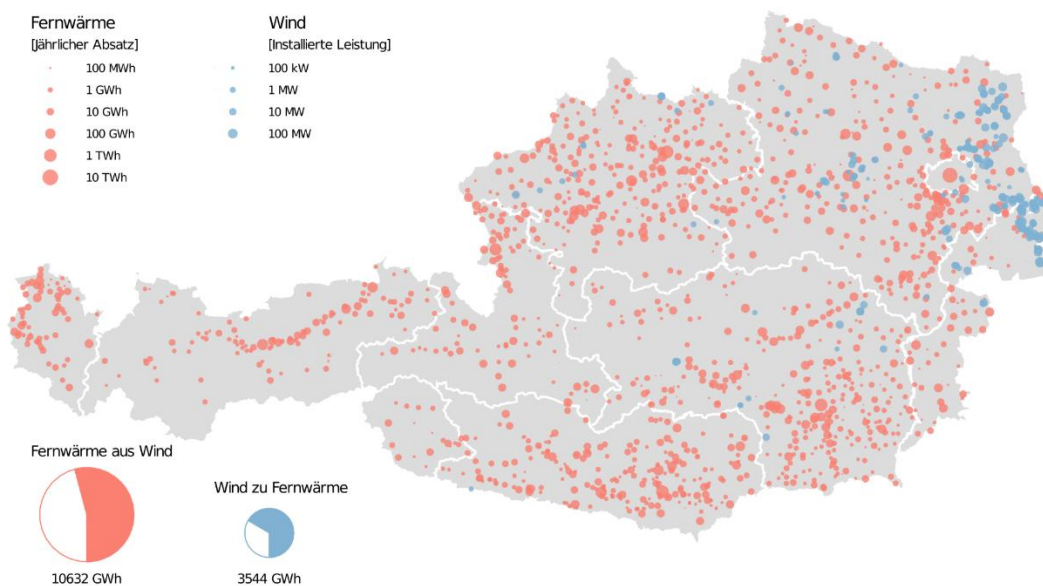


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

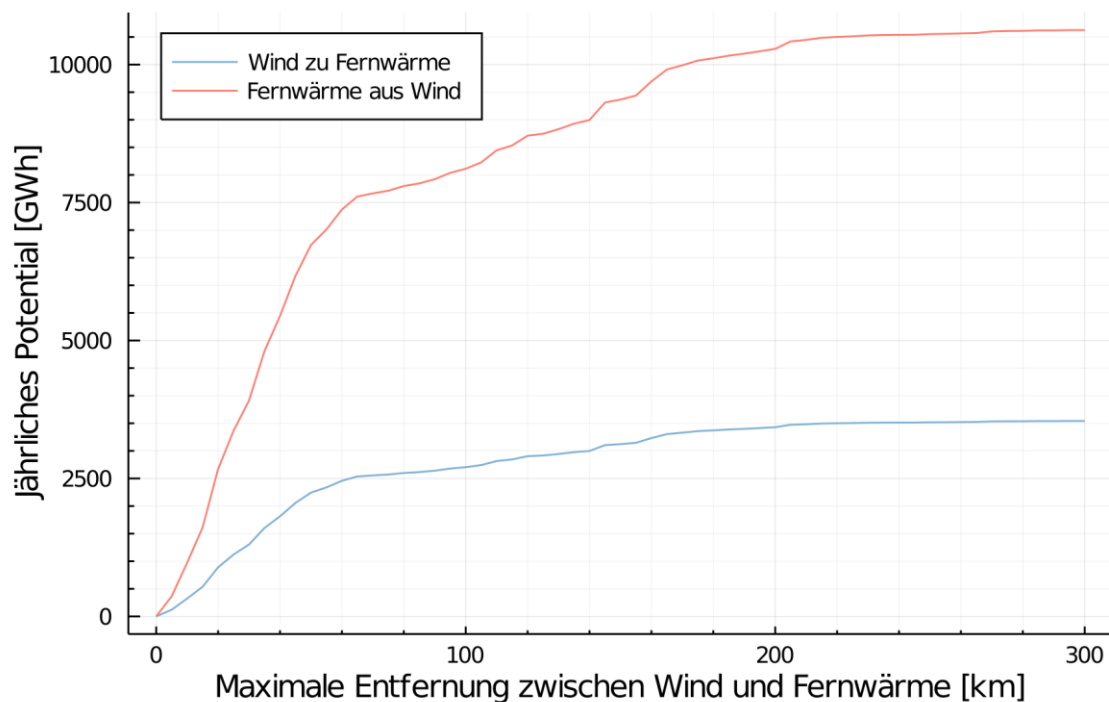


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

151. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

151.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

151.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

152. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

153. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

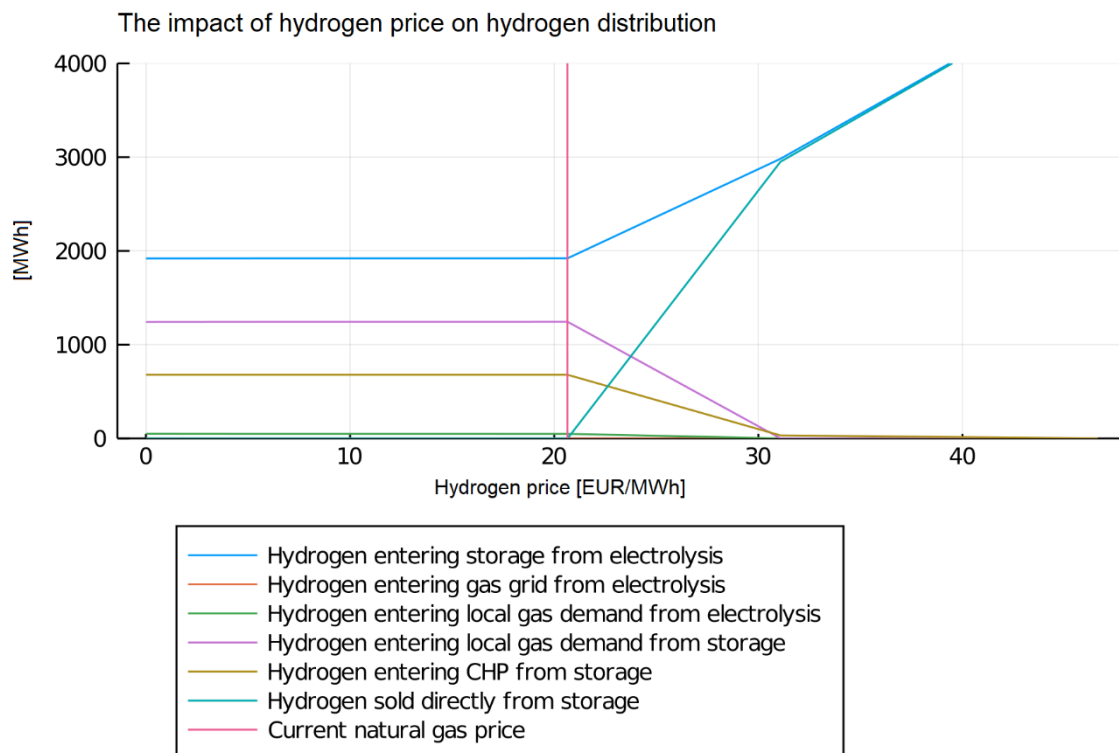


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

153.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

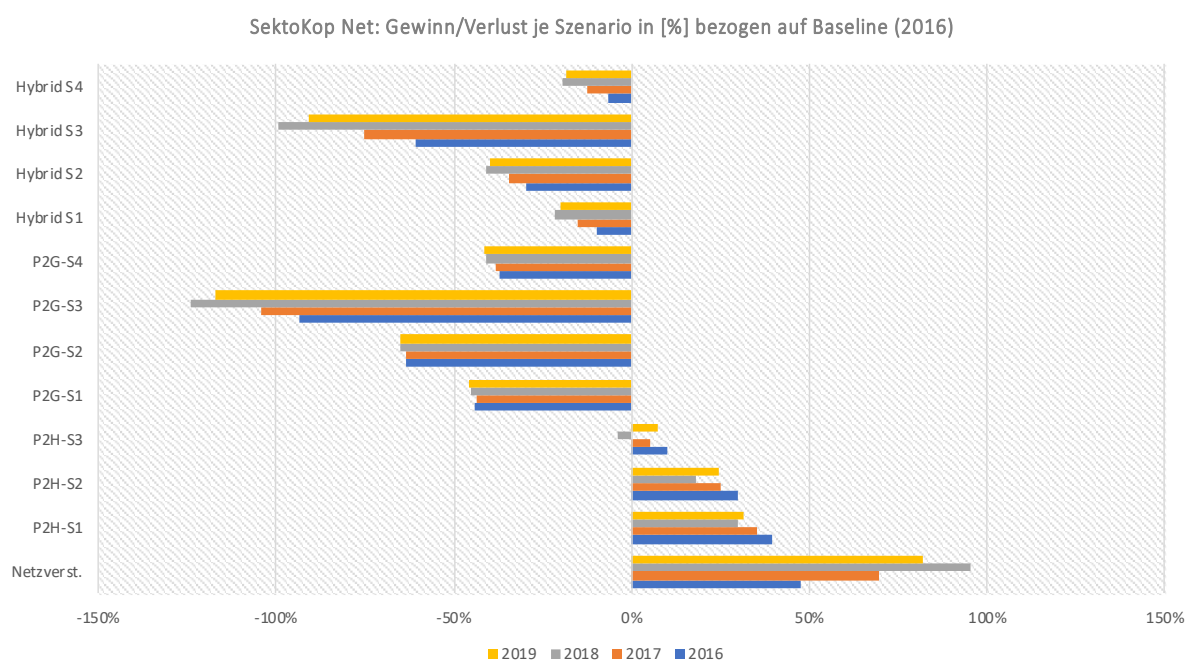


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

153.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

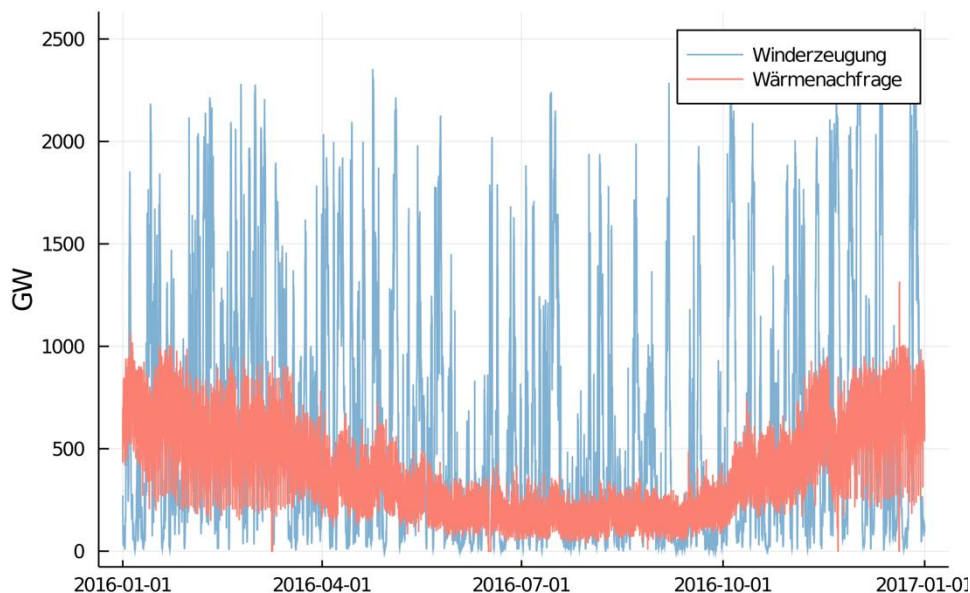


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

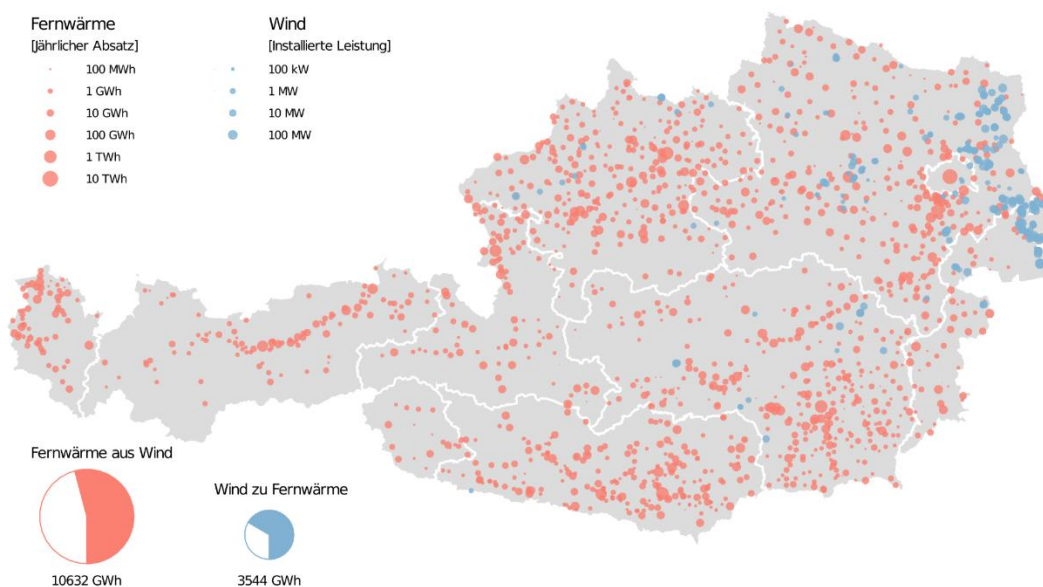


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

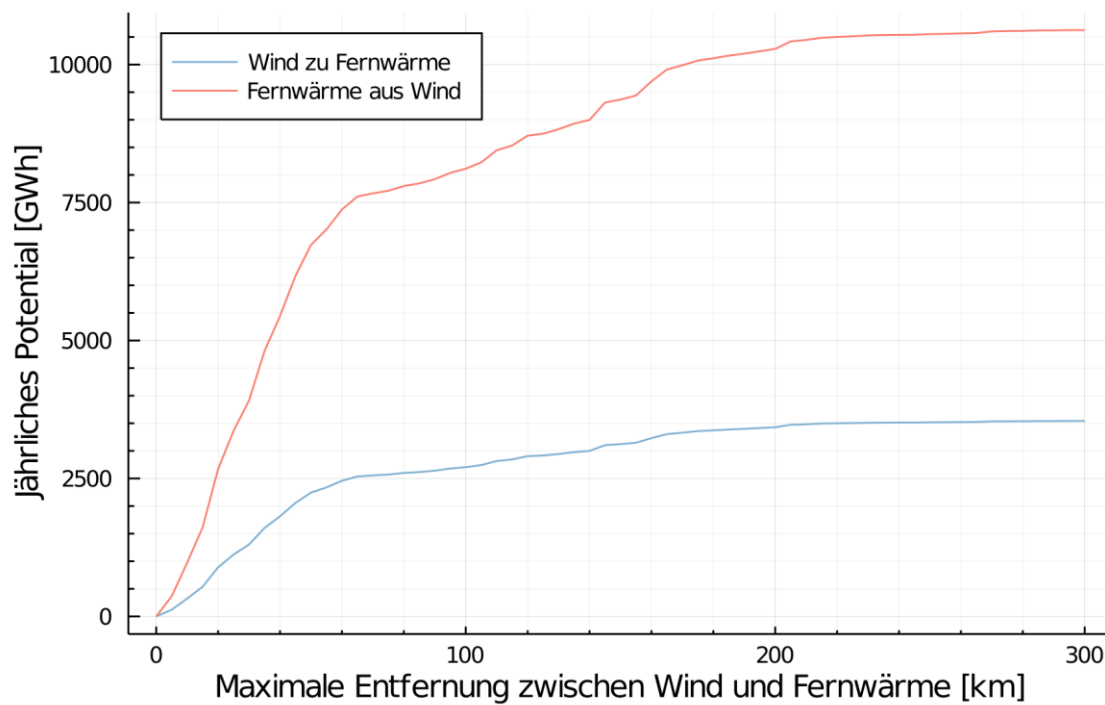


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

154. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

154.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

154.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

155. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

156. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

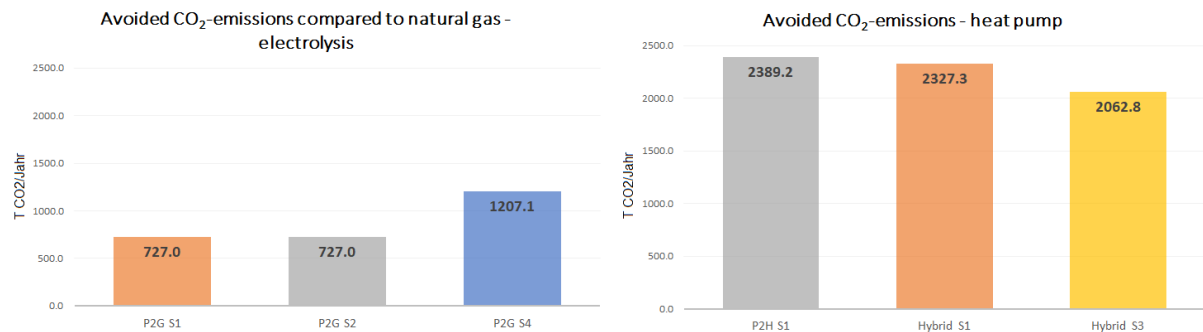


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

156.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

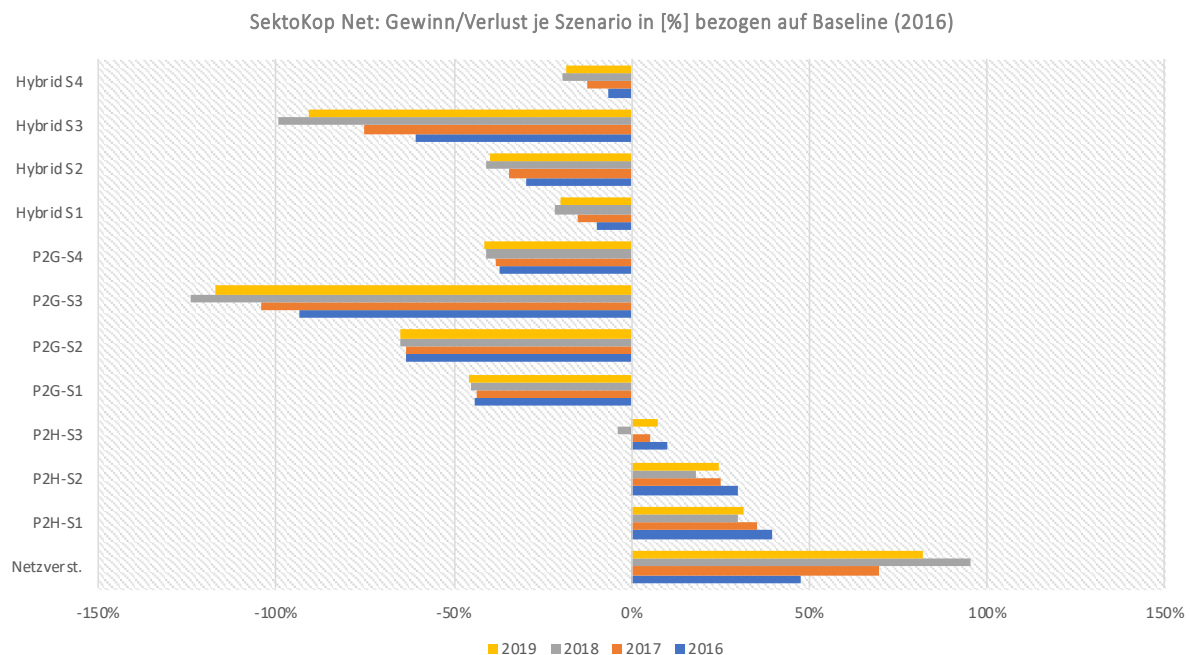


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

156.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

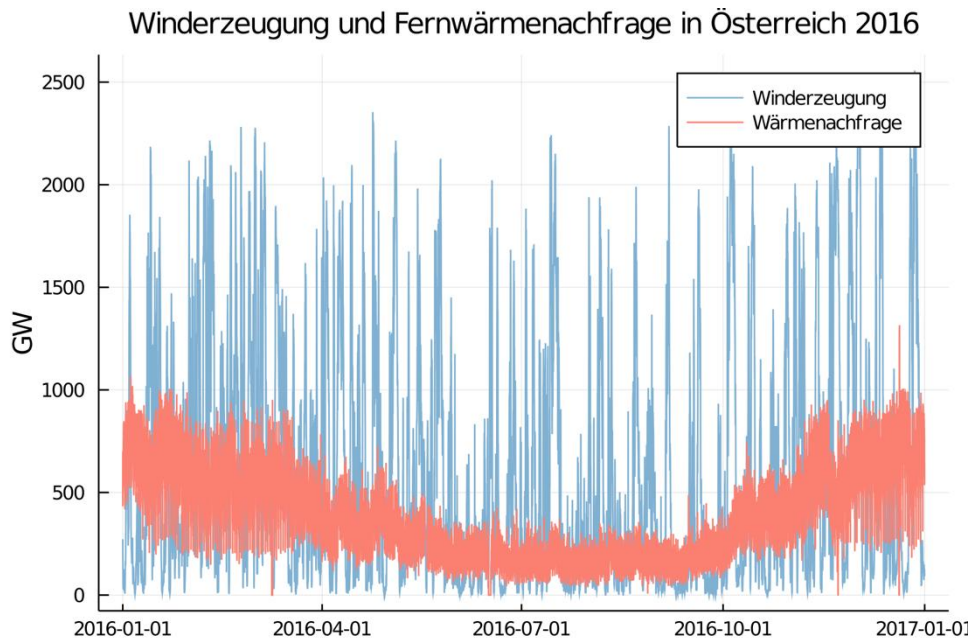


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

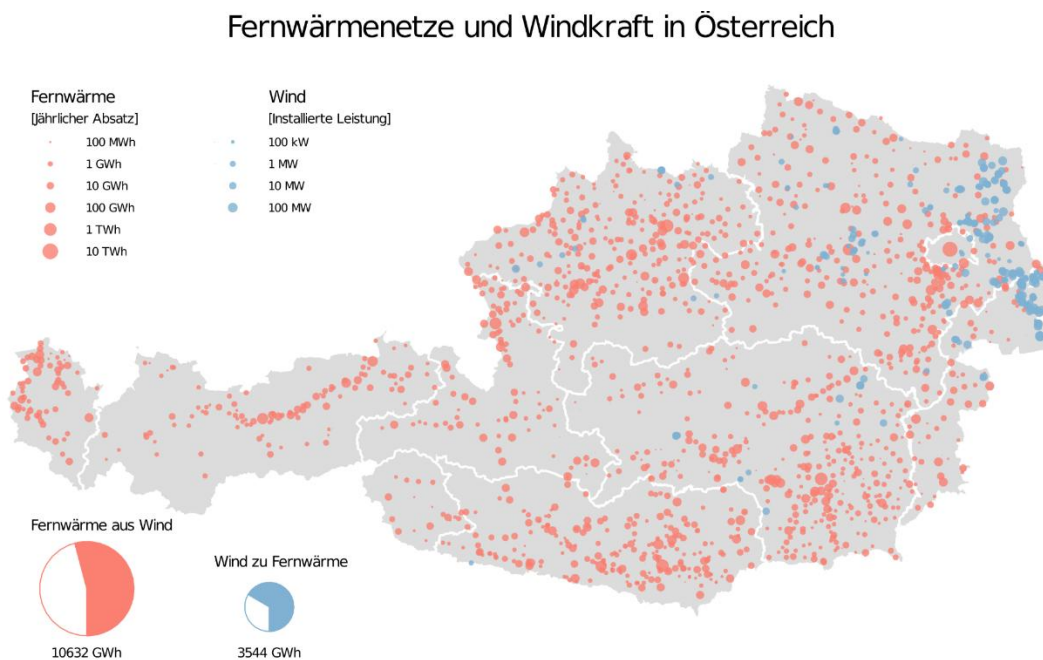


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

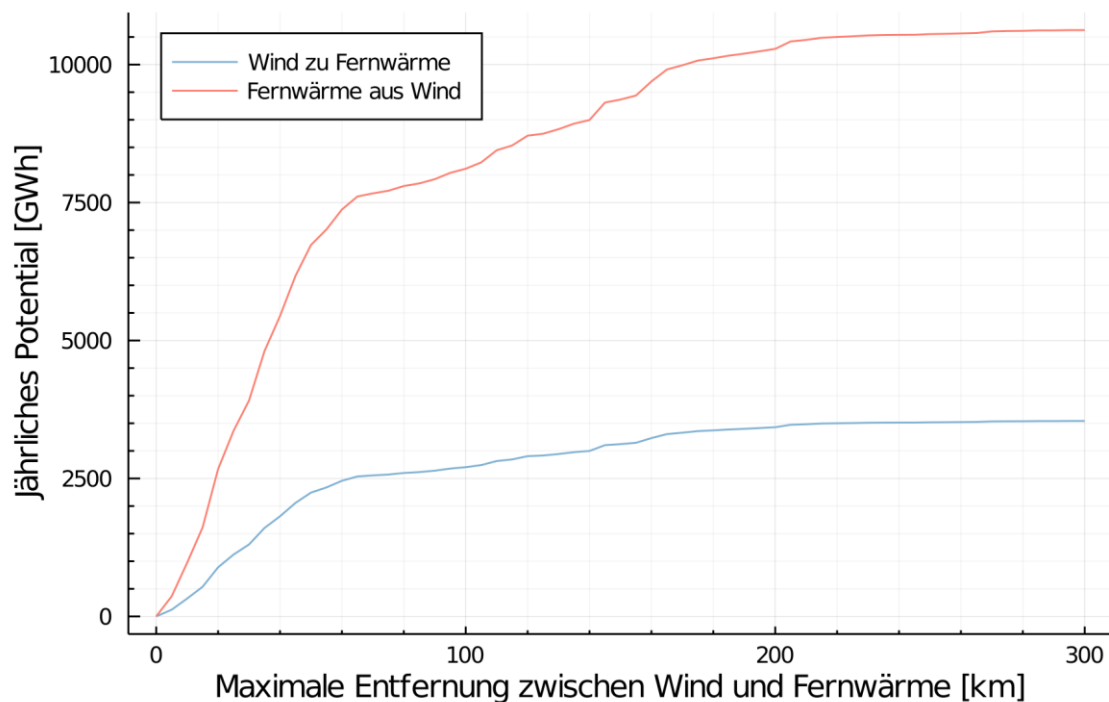


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

157. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

157.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

157.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

158. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

159. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

159.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

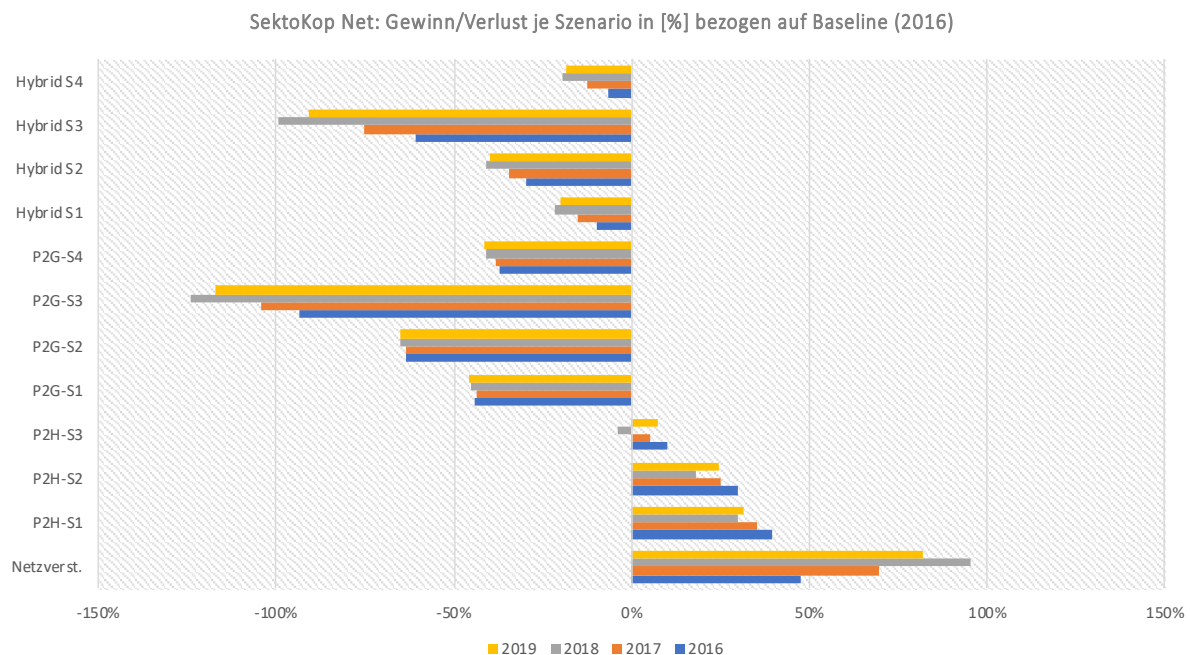


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

159.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

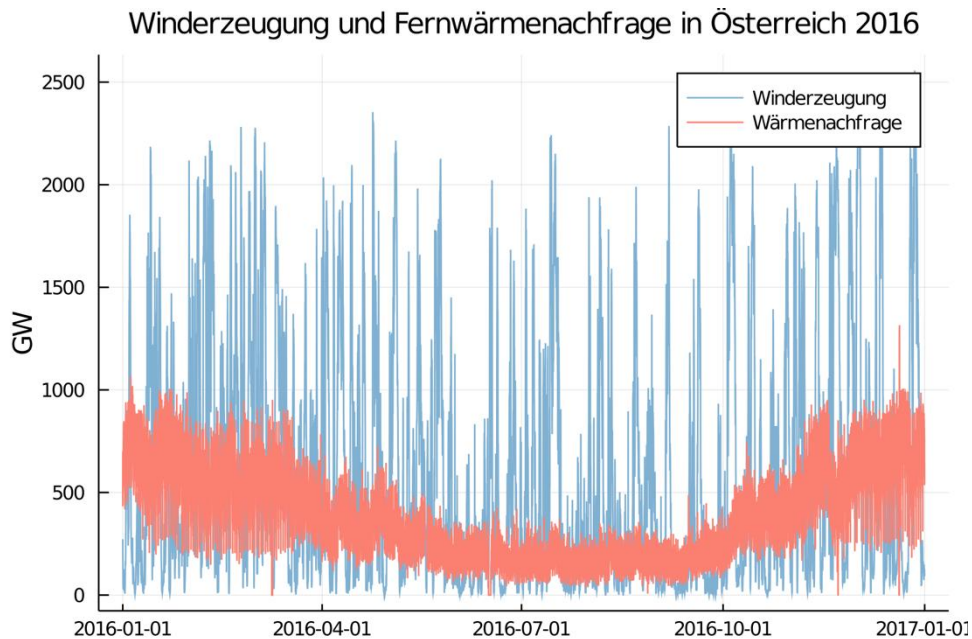


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

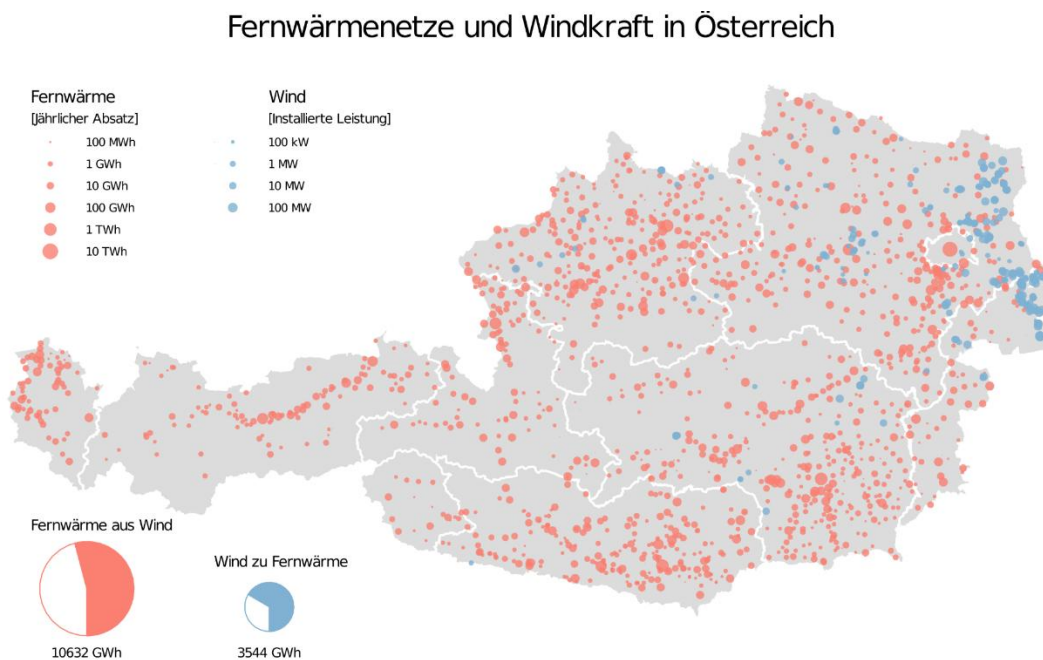


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

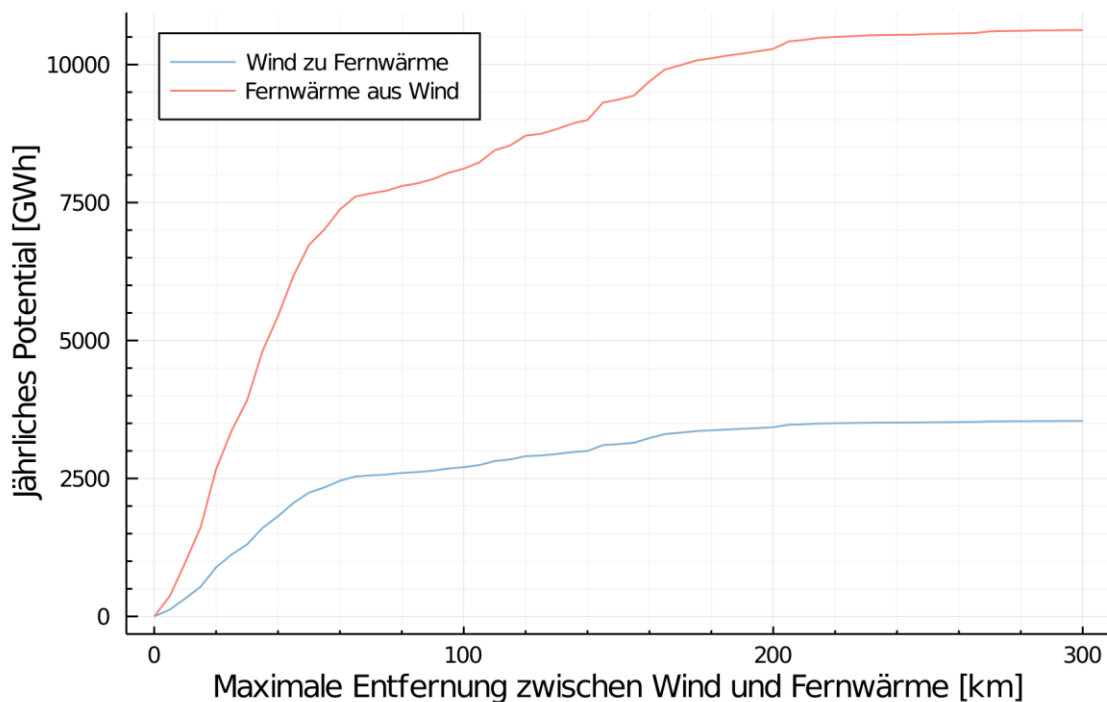


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

160. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

160.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

160.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

161. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

162. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

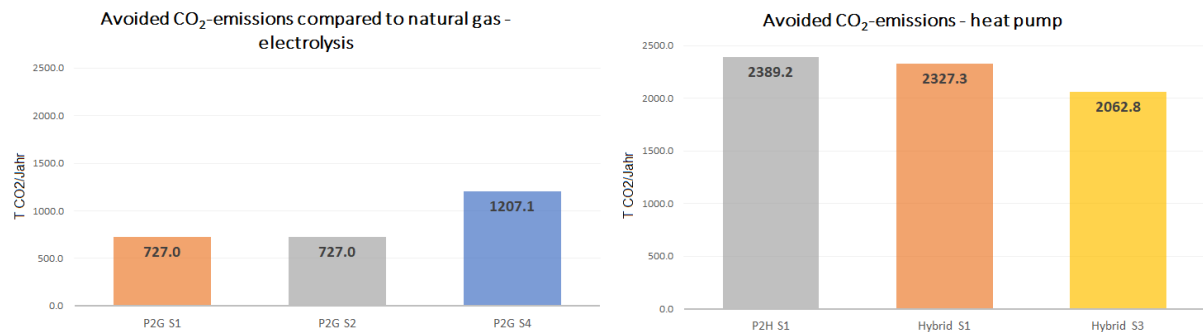


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

162.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

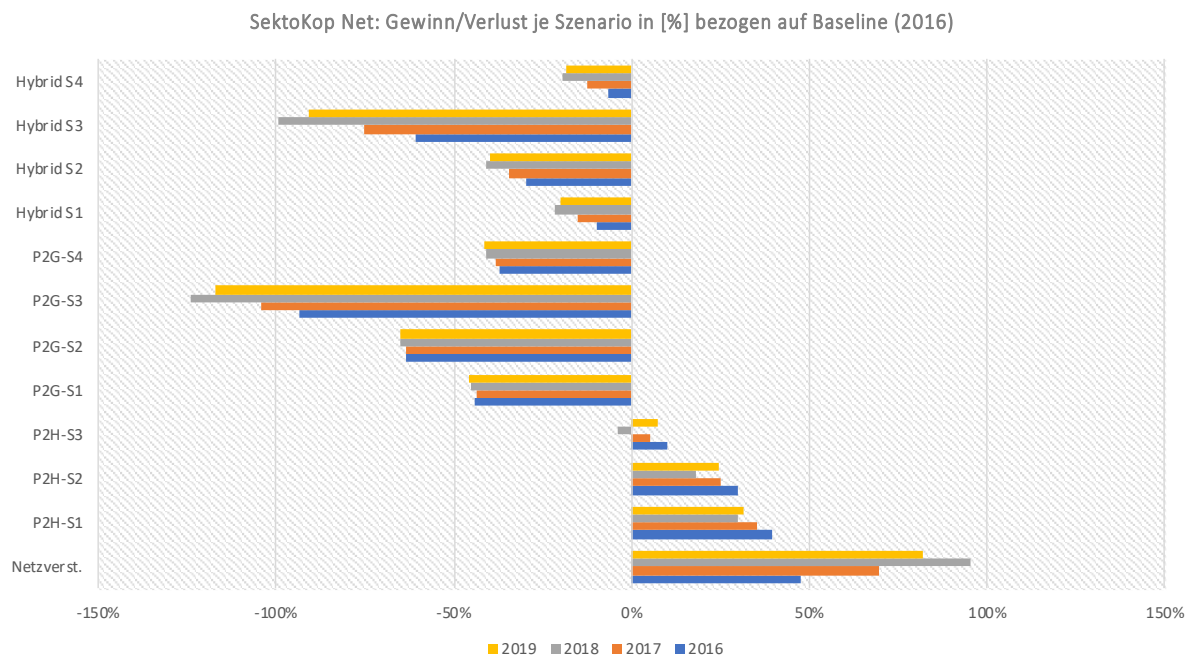


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

162.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

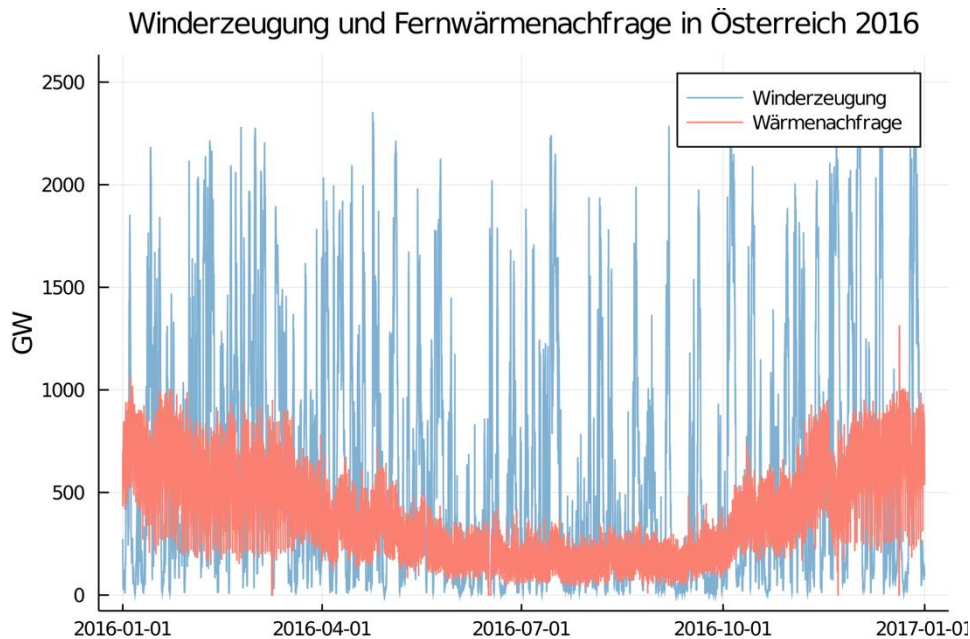


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

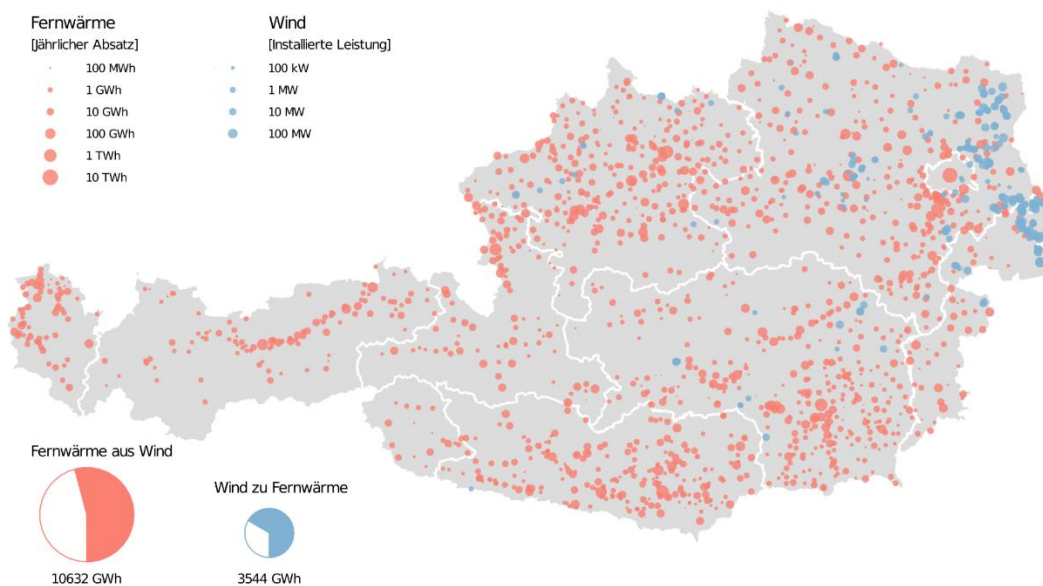


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

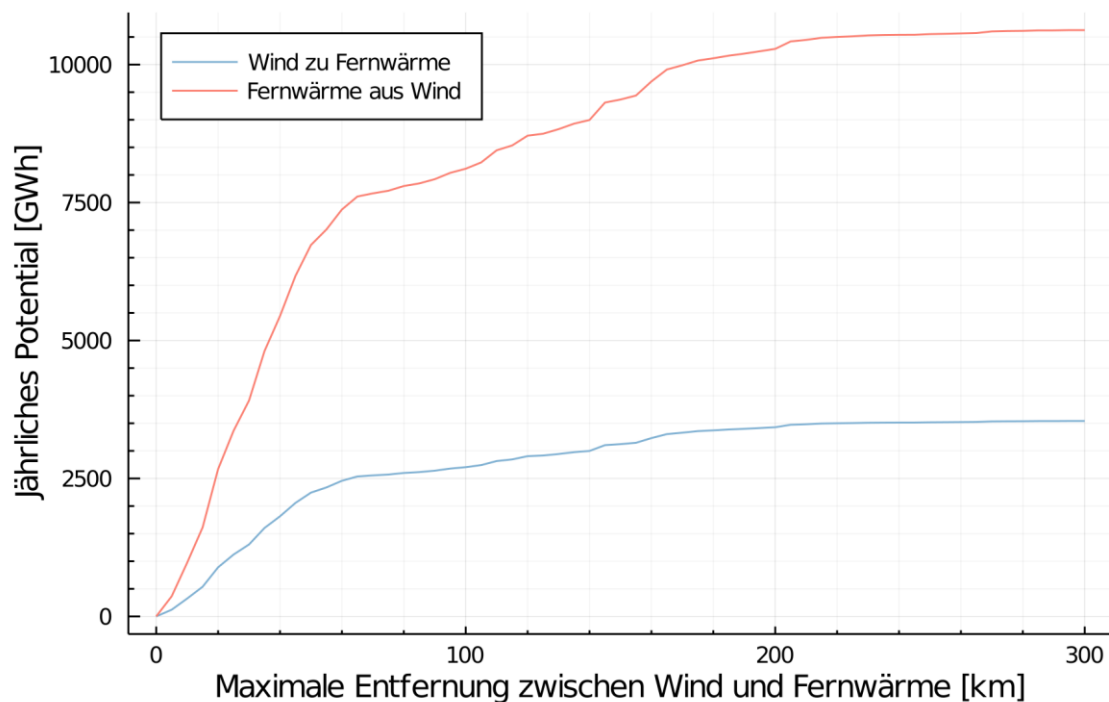


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

163. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

163.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

163.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

164. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

165. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

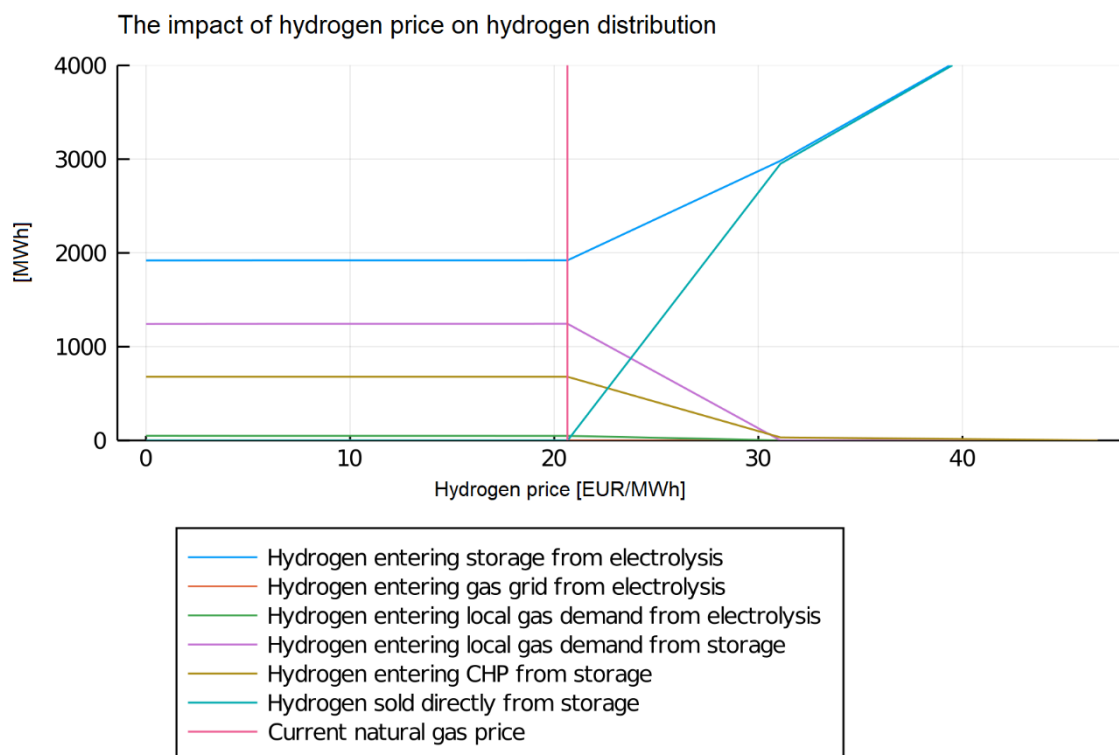


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

165.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

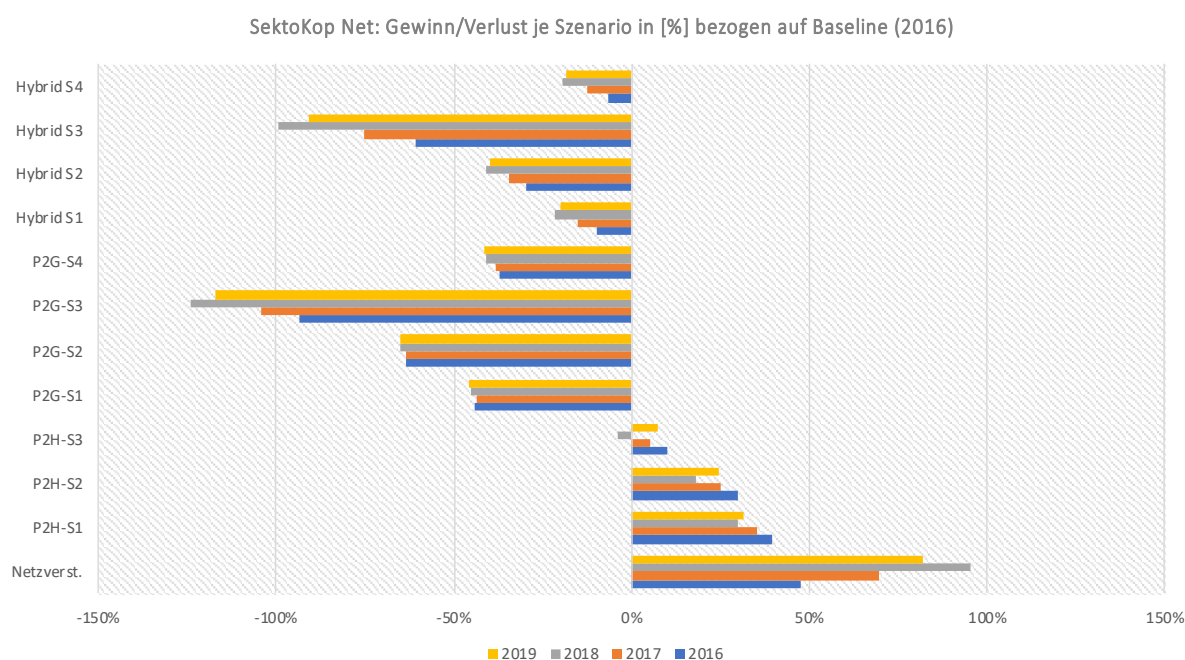


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

165.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

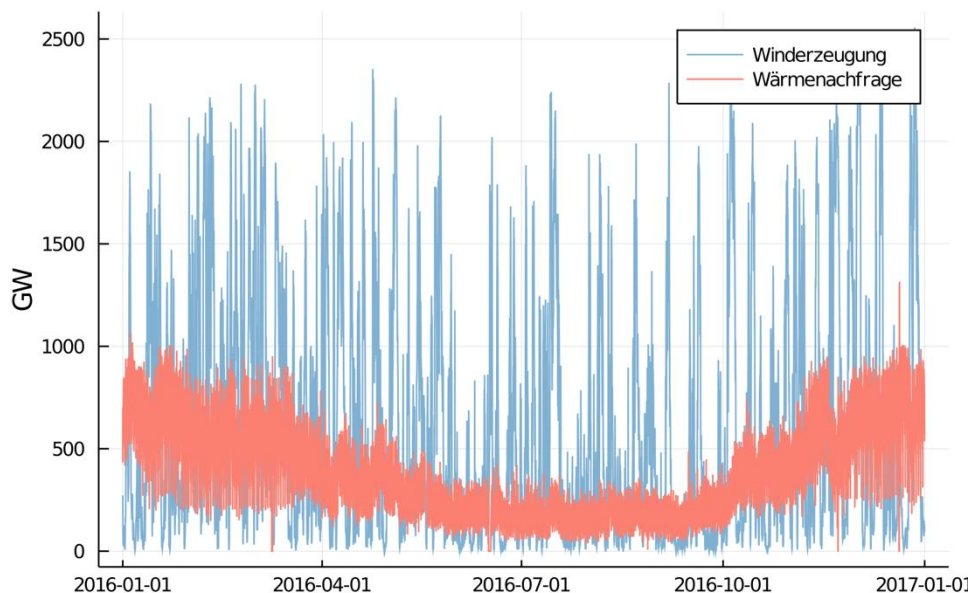


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

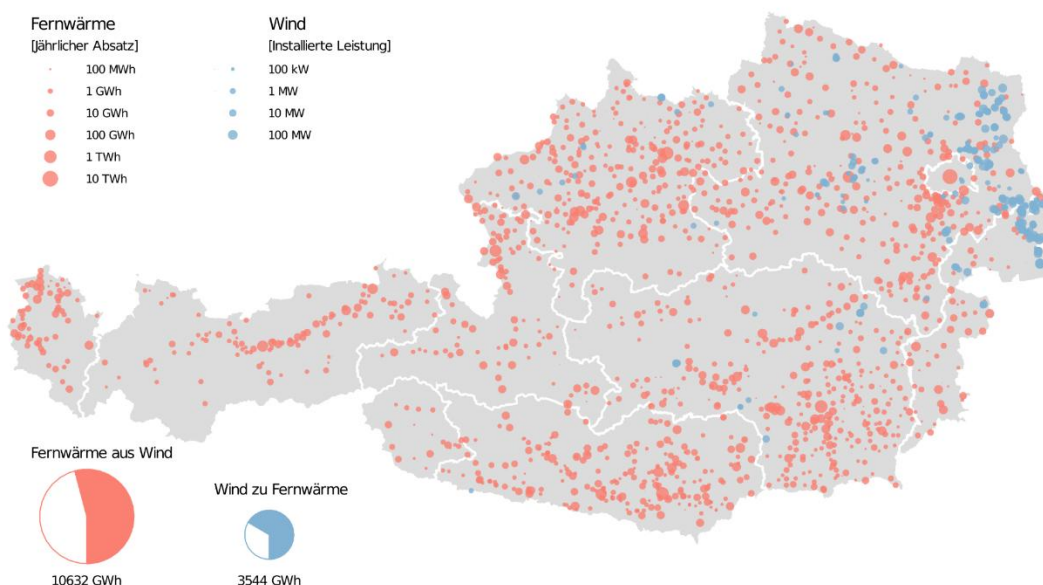


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

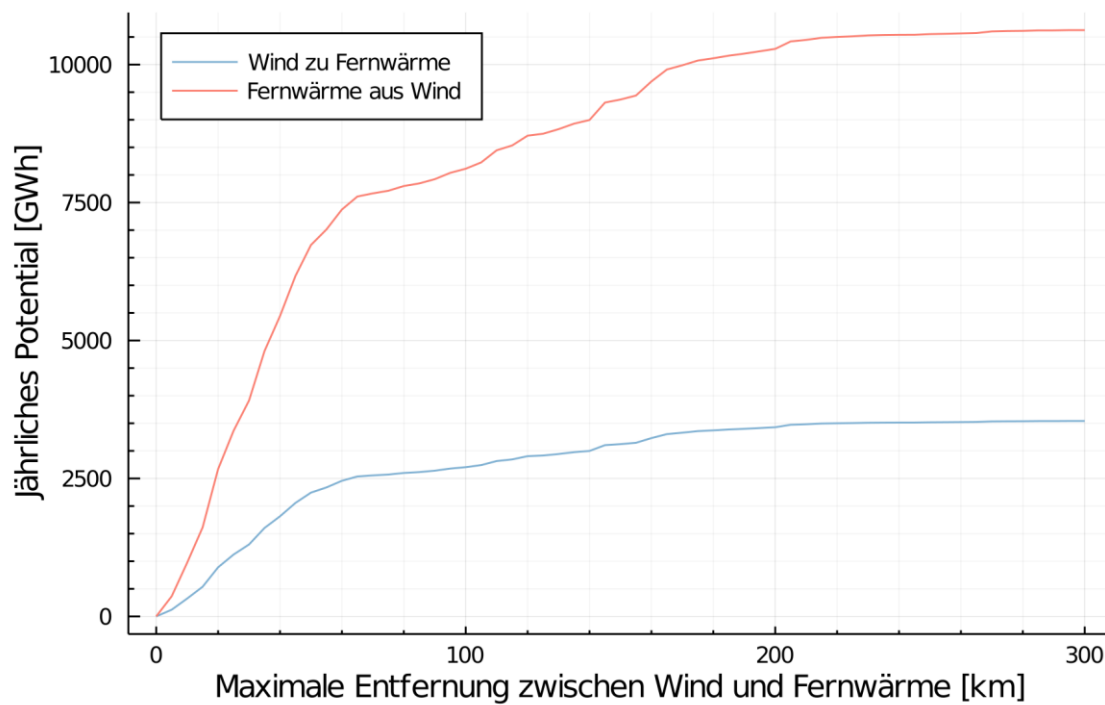


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

166. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

166.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

166.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

167. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

168. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

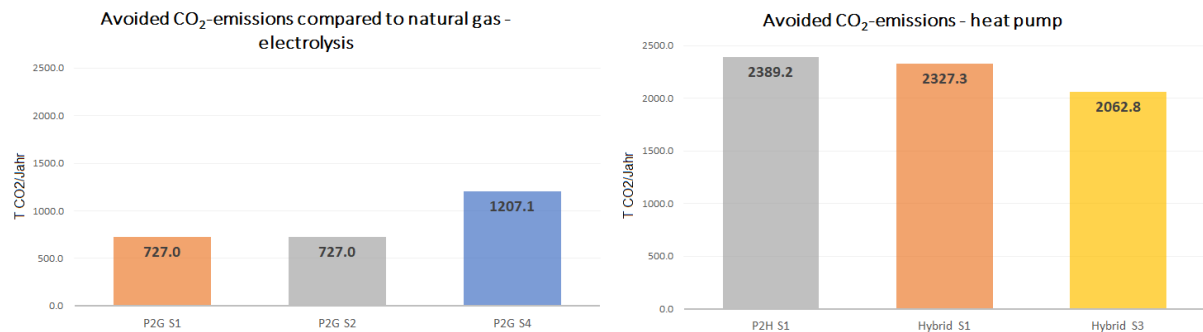


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

168.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

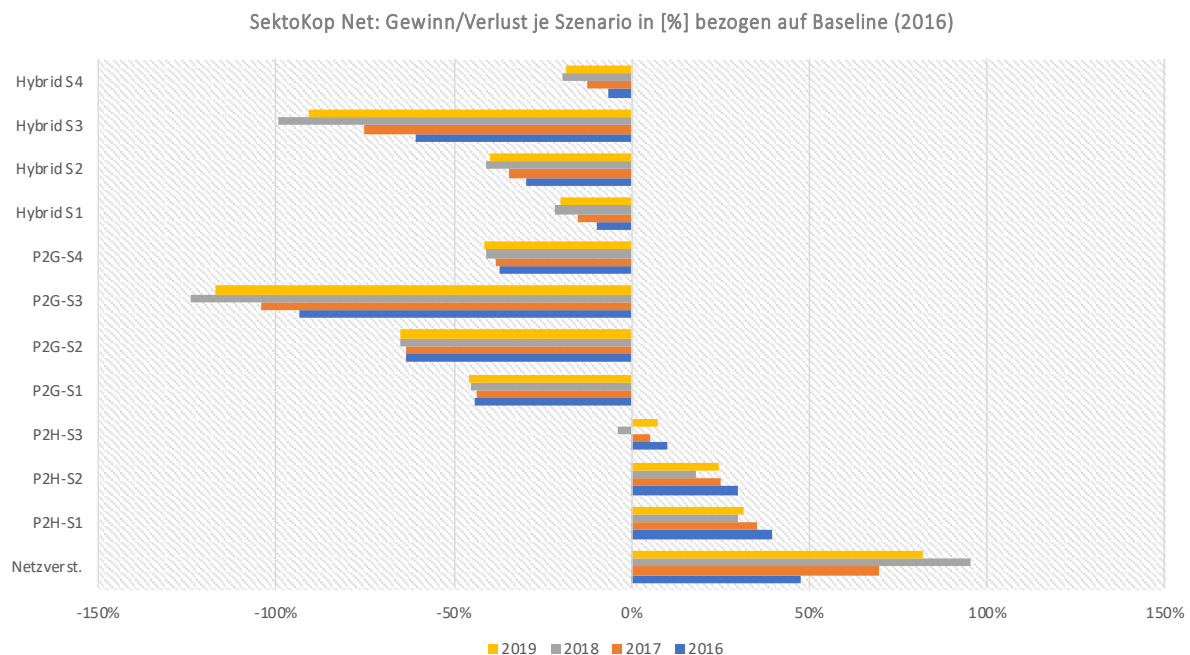


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

168.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

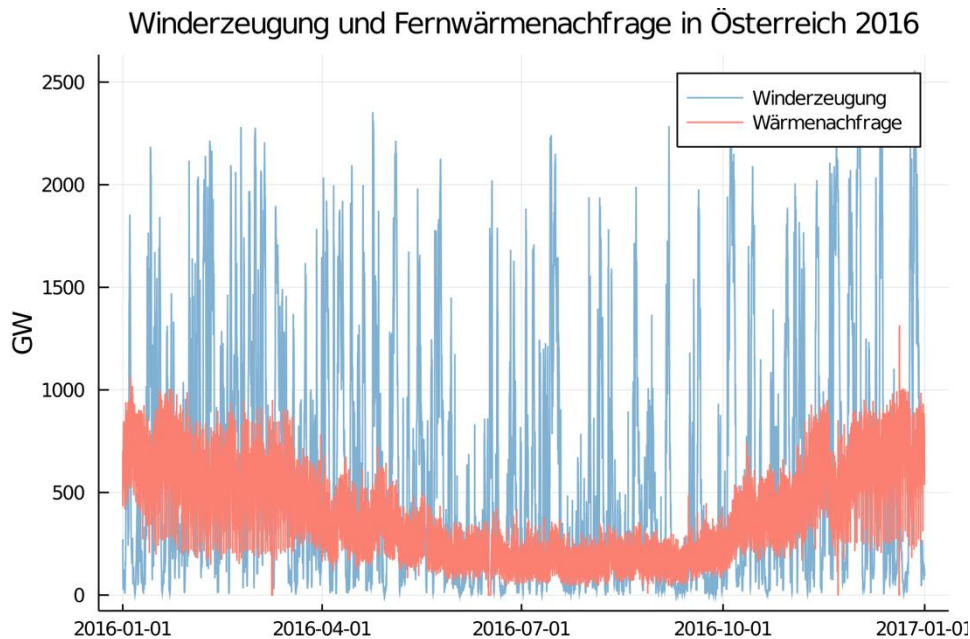


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

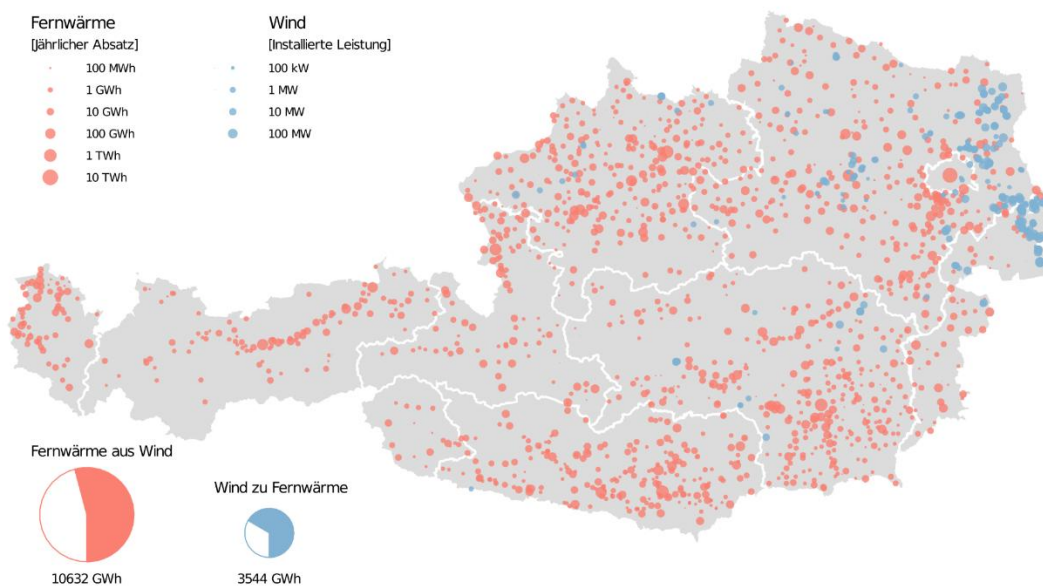


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

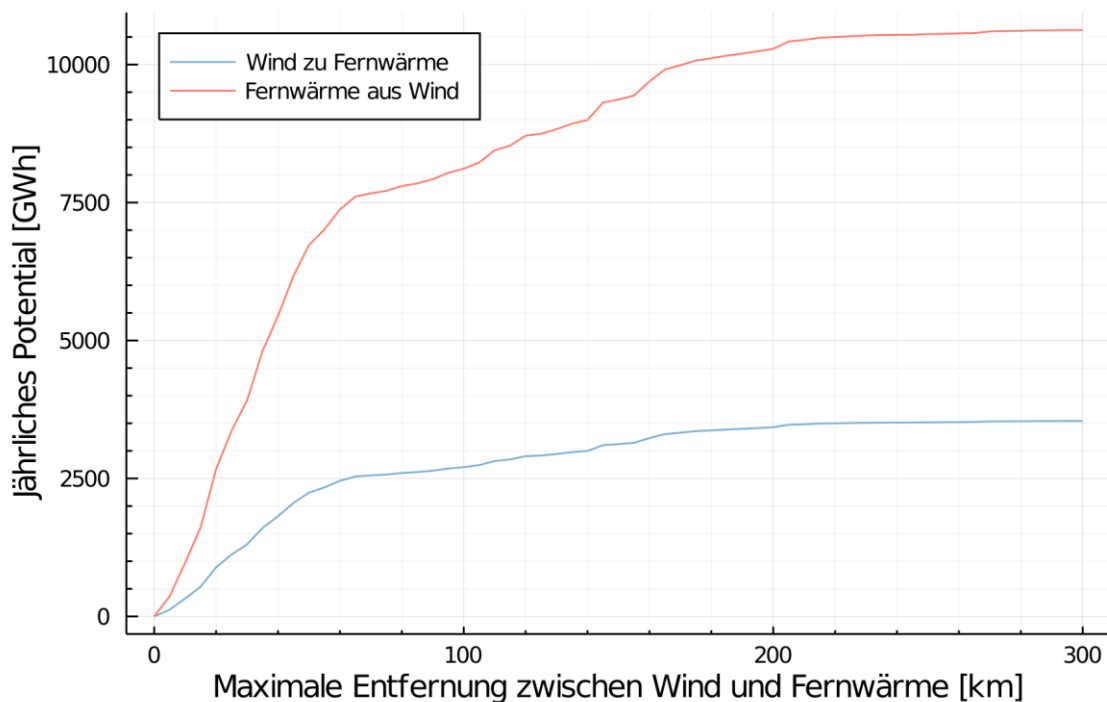


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

169. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

169.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

169.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

170. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

171. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

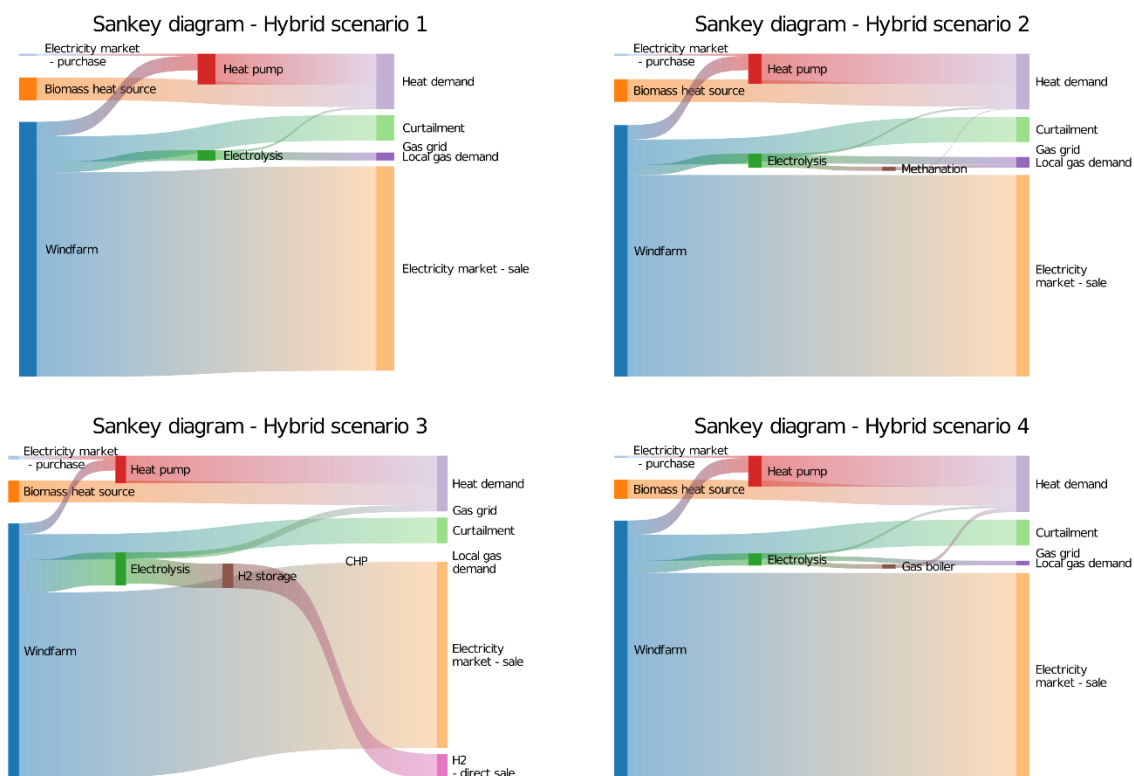


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

171.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

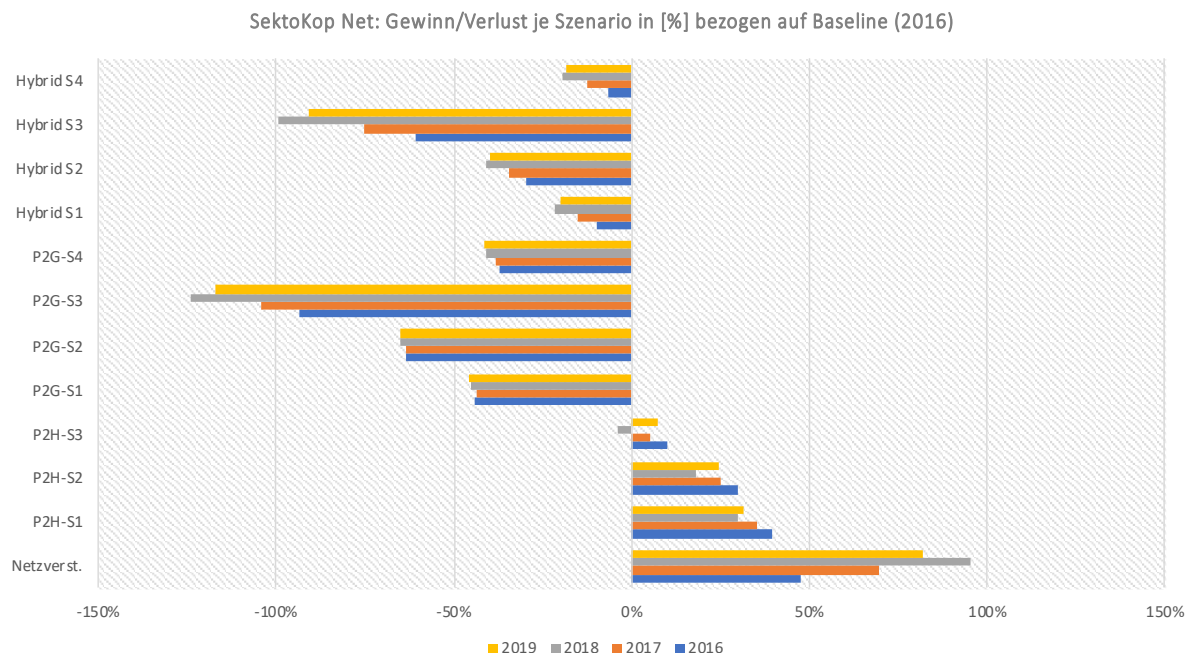


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

171.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

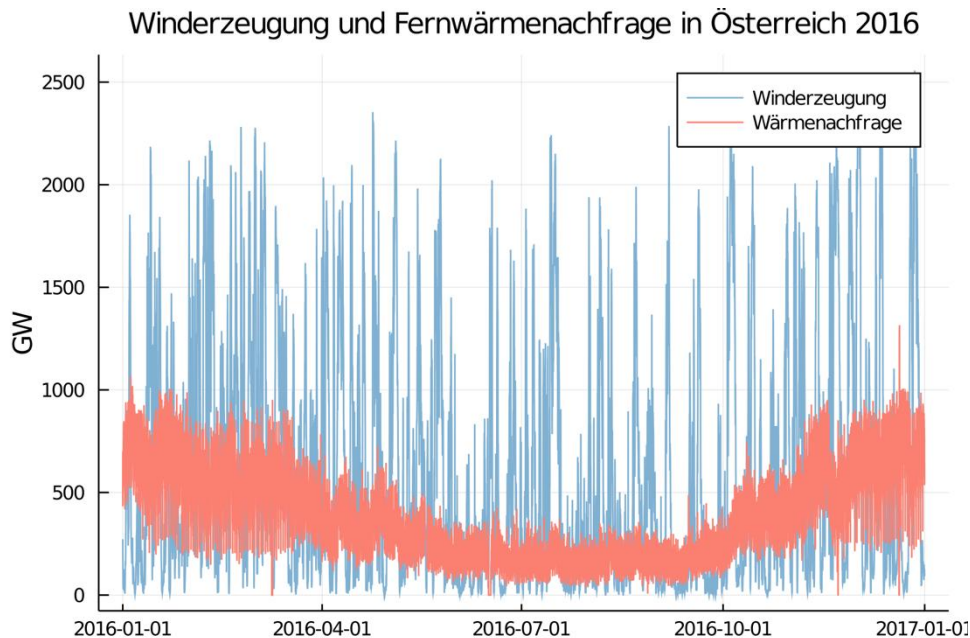


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

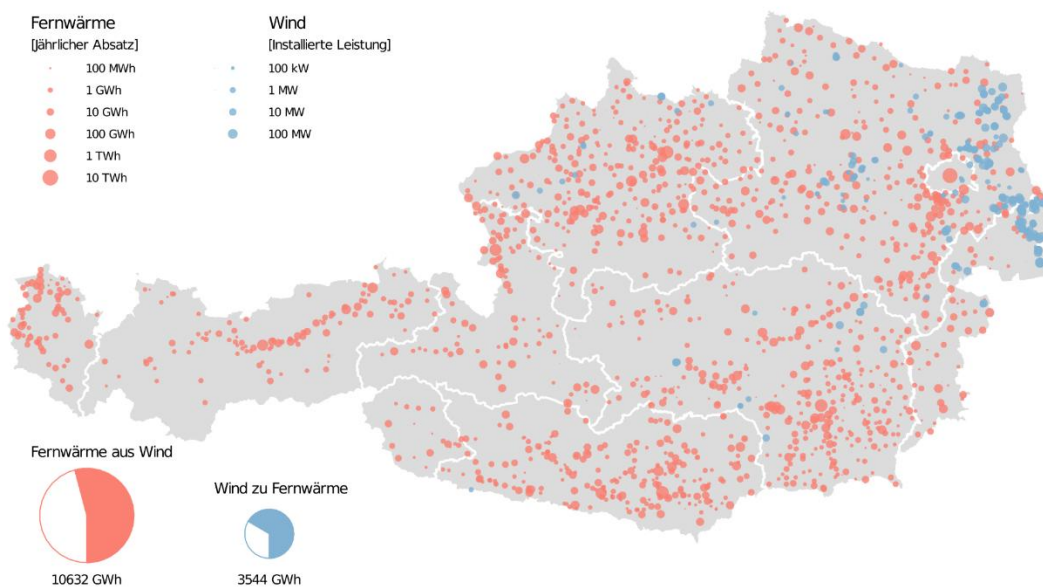


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

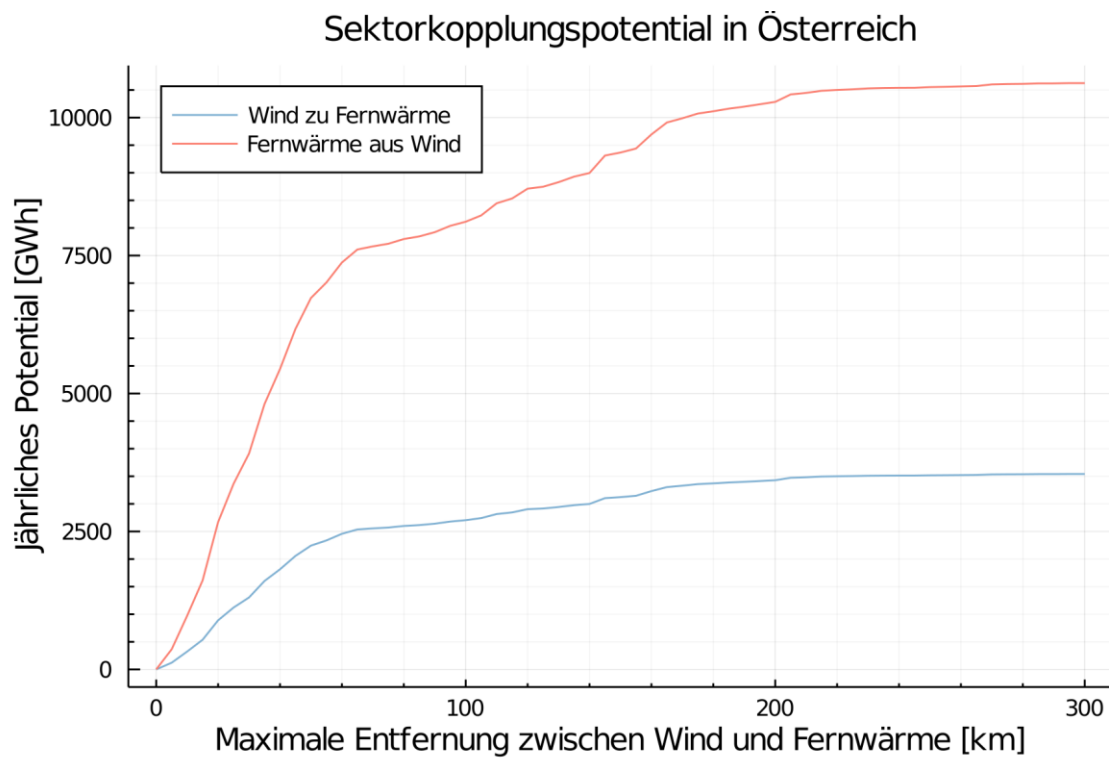


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

172. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

172.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

172.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

173. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

174. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

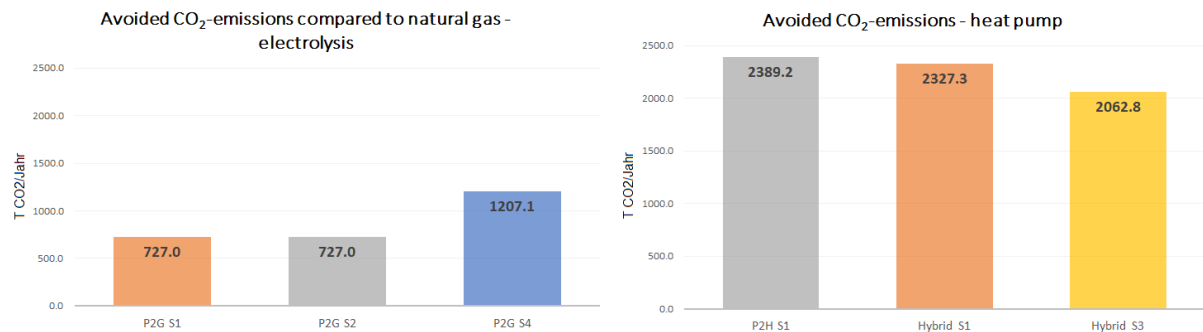


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

174.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

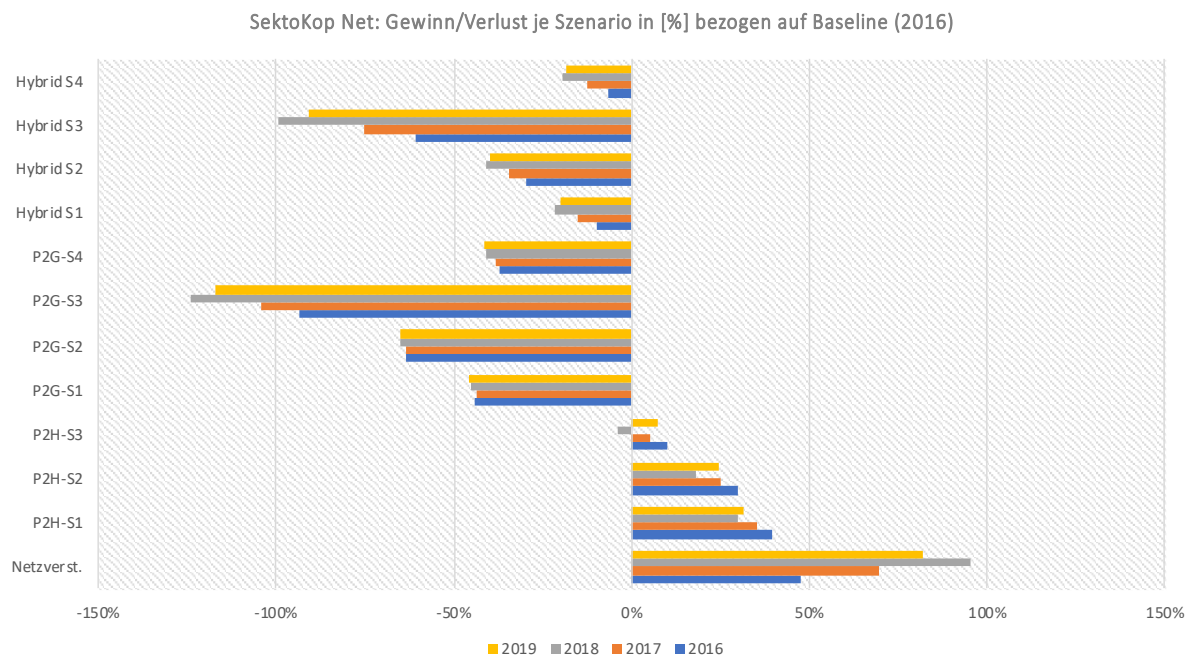


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

174.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

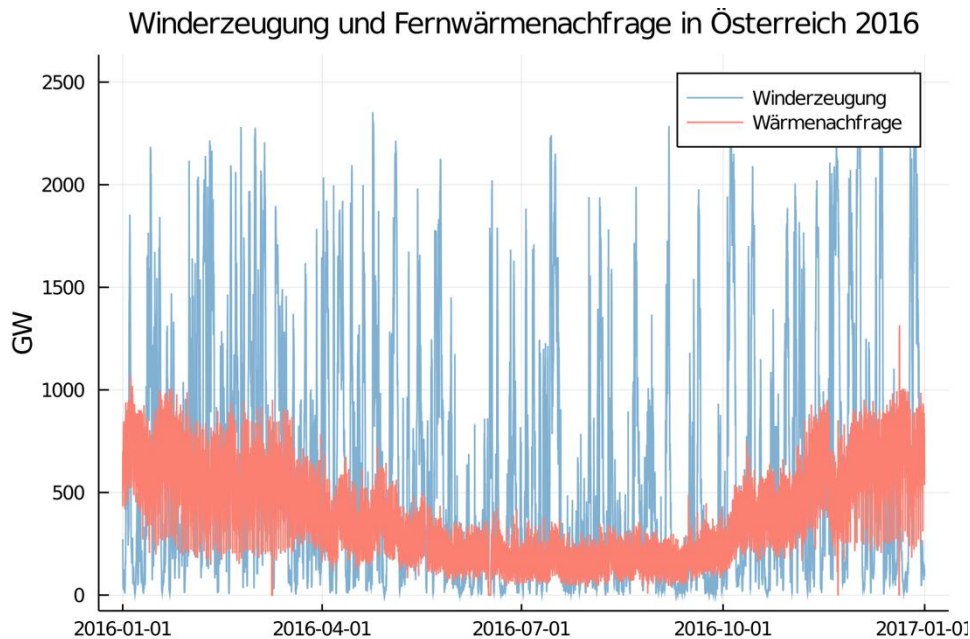


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

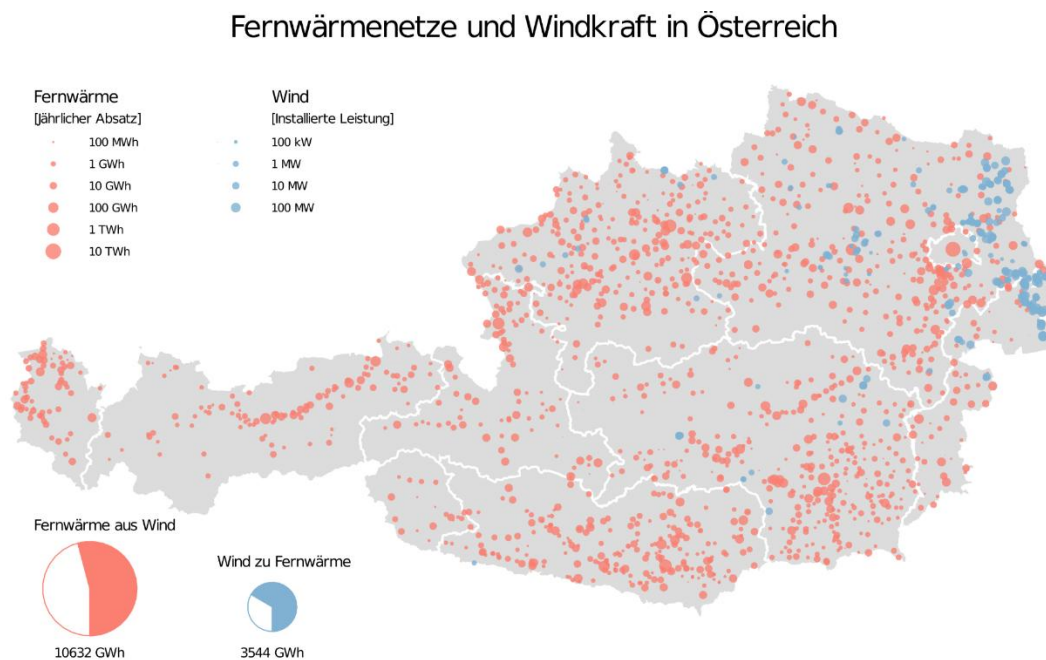


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

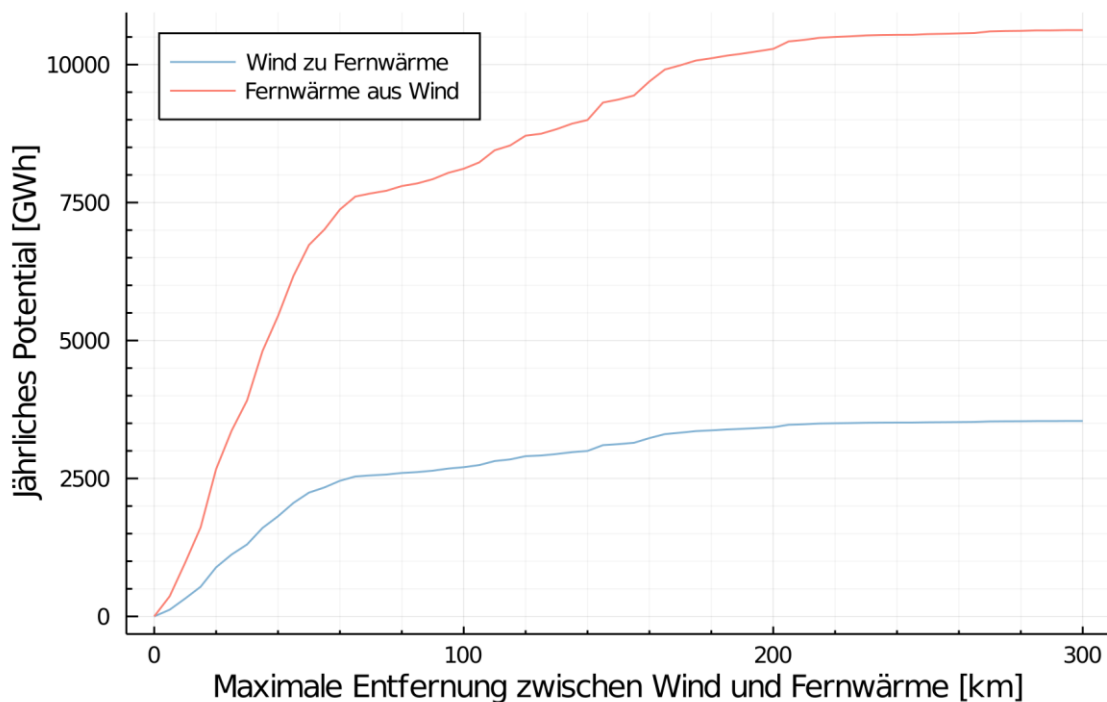


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

175. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

175.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

175.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

176. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

177. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

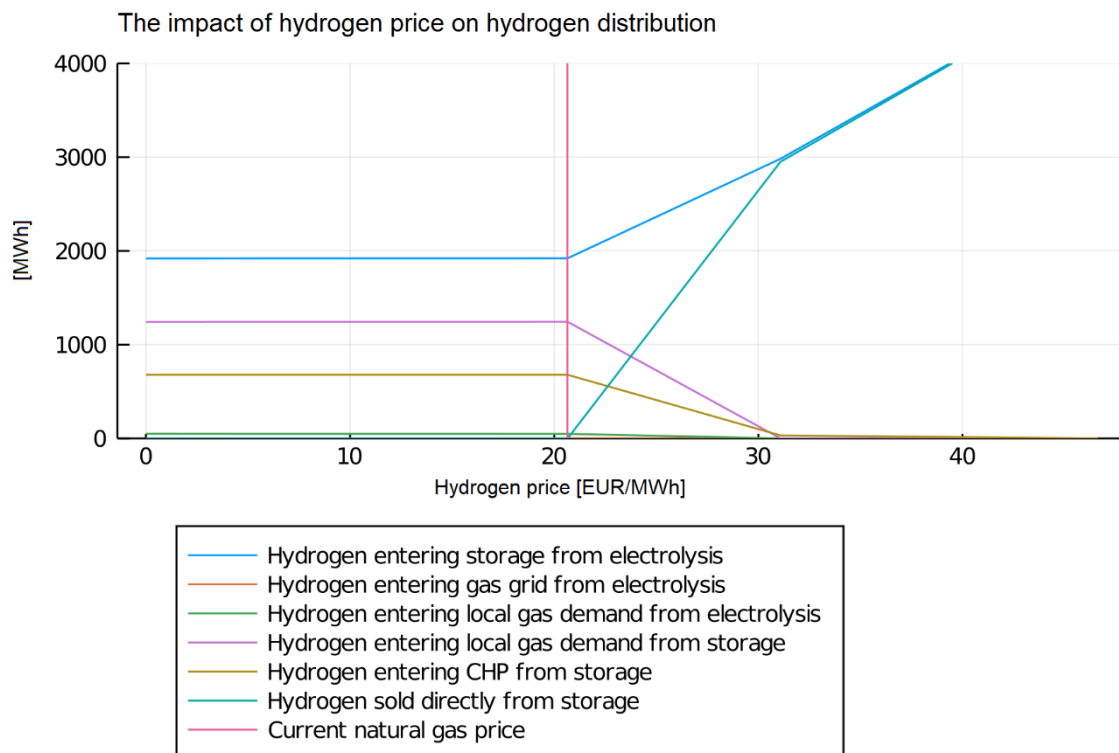


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

177.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

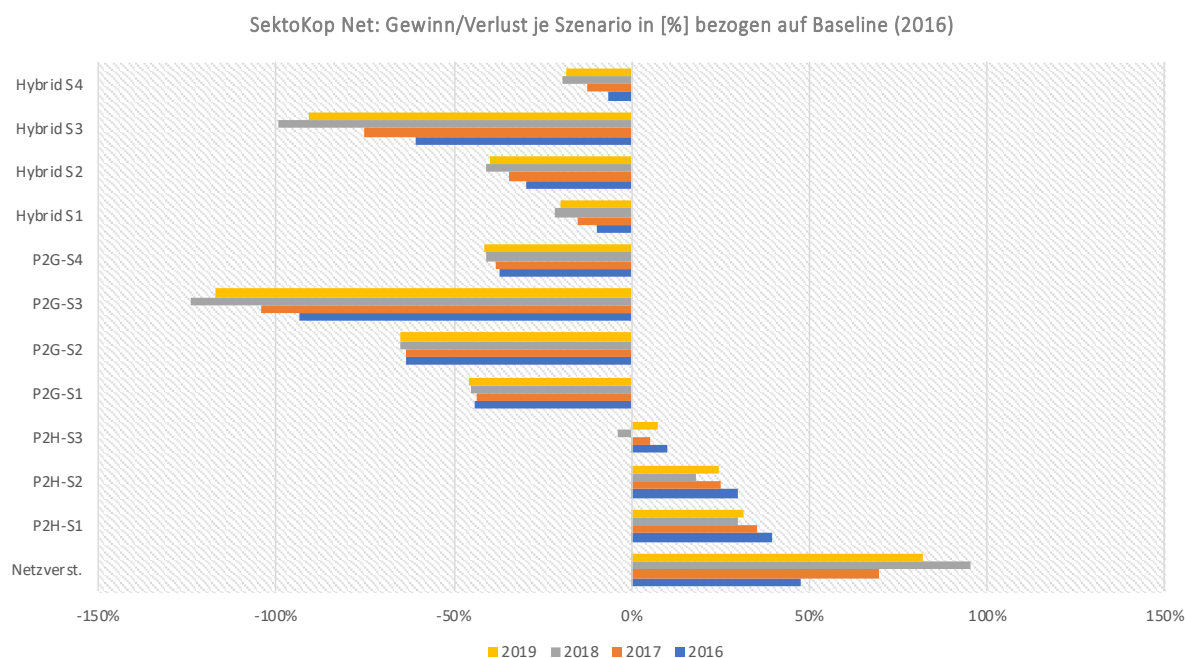


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

177.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

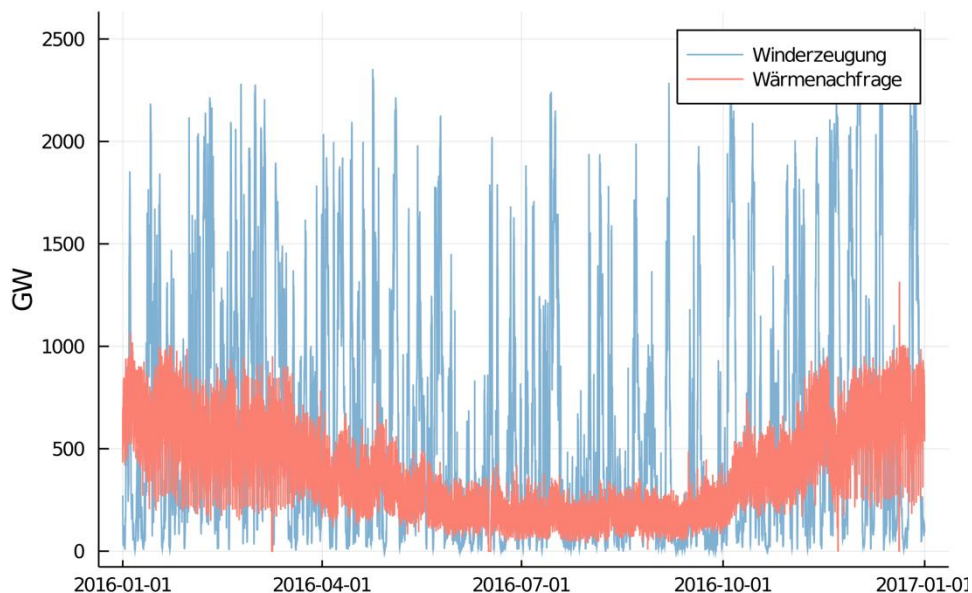


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

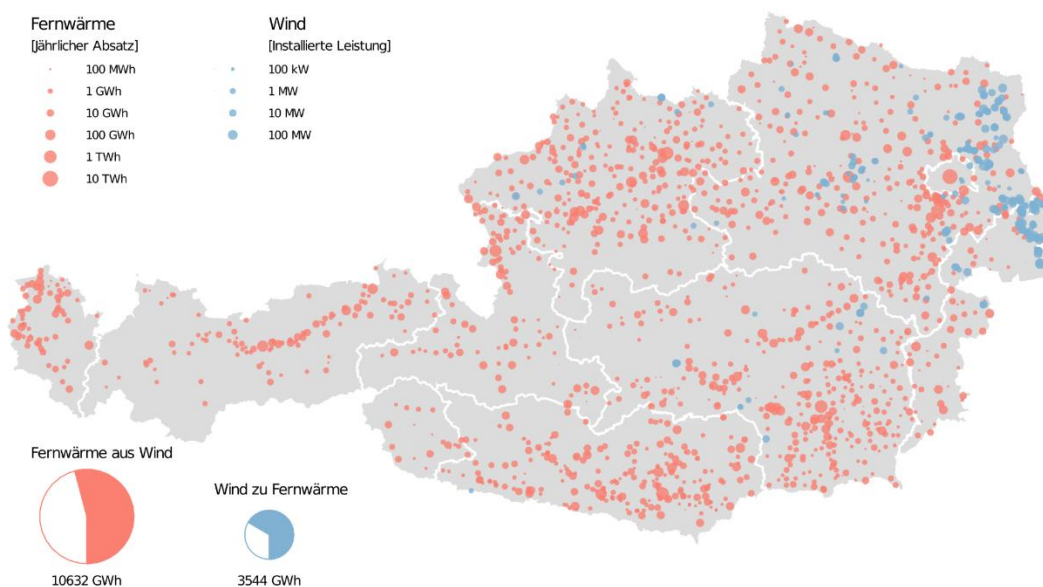


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

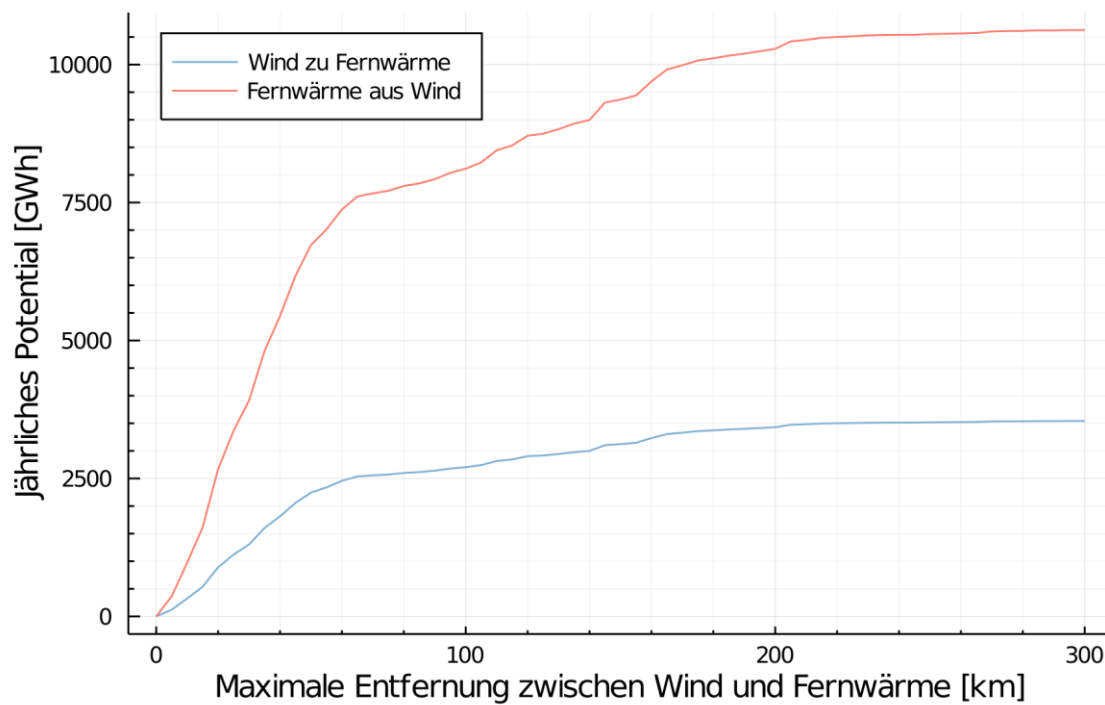


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

178. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

178.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

178.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

179. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

180. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

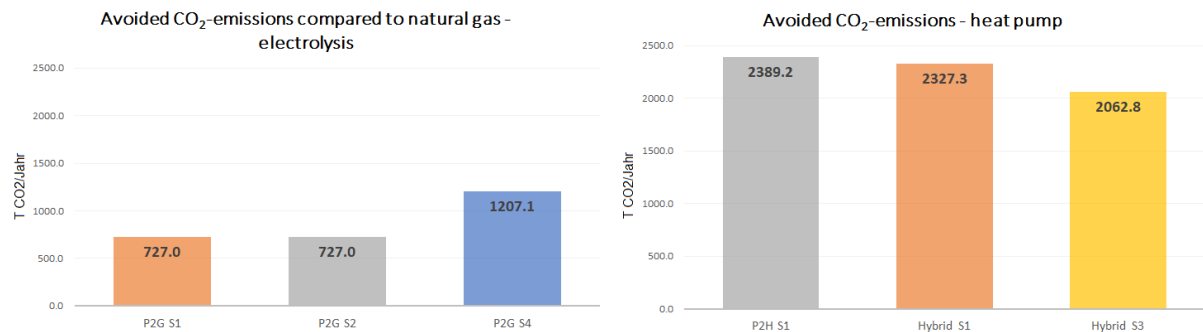


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

180.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

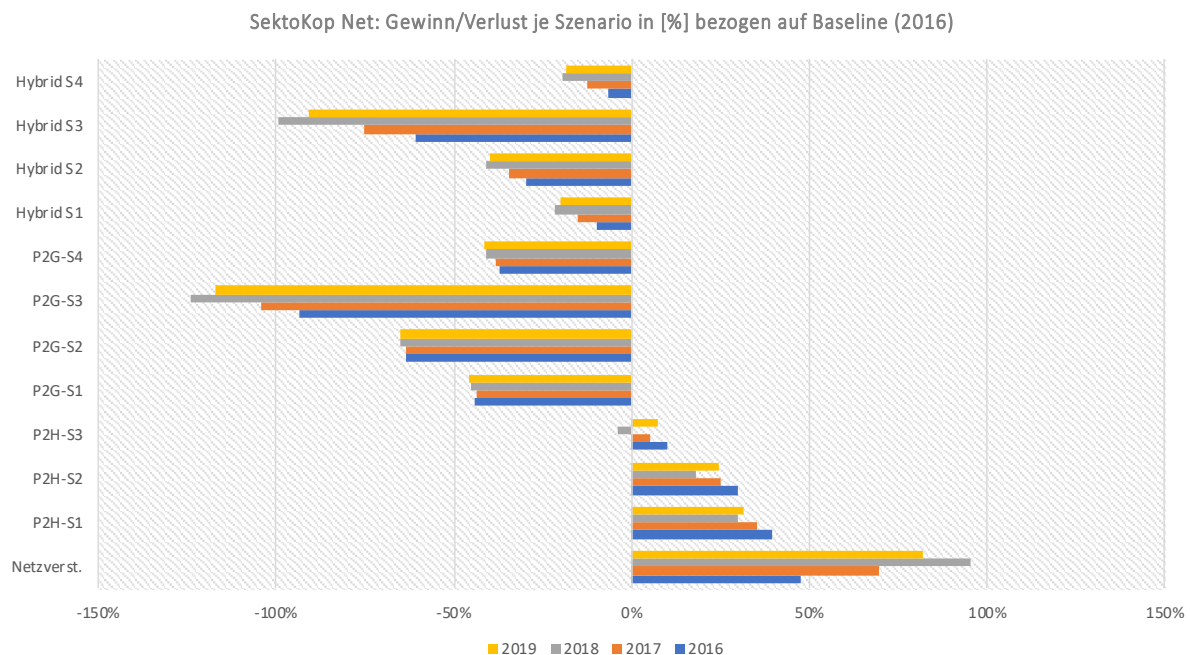


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

180.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

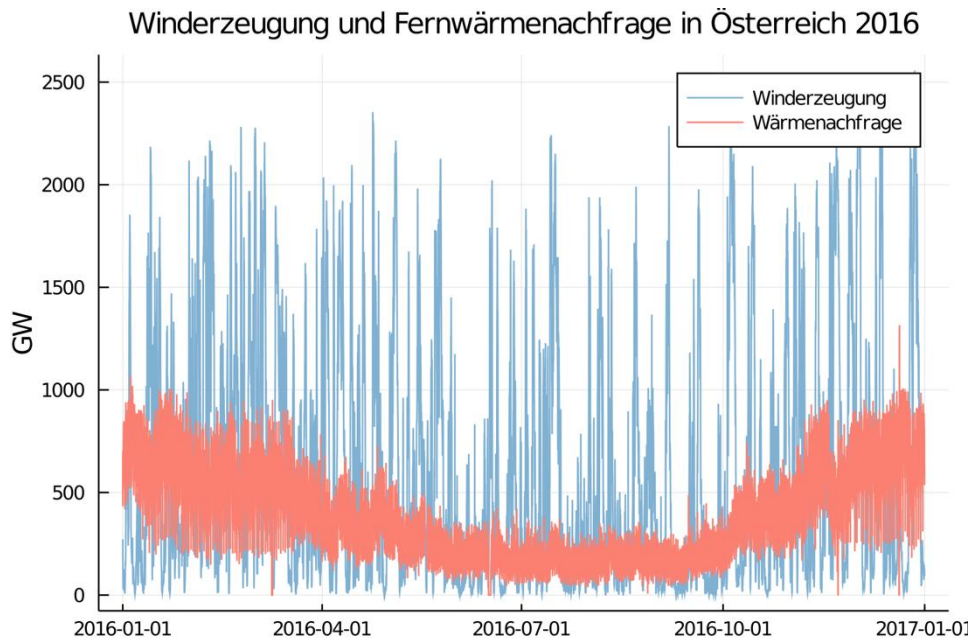


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

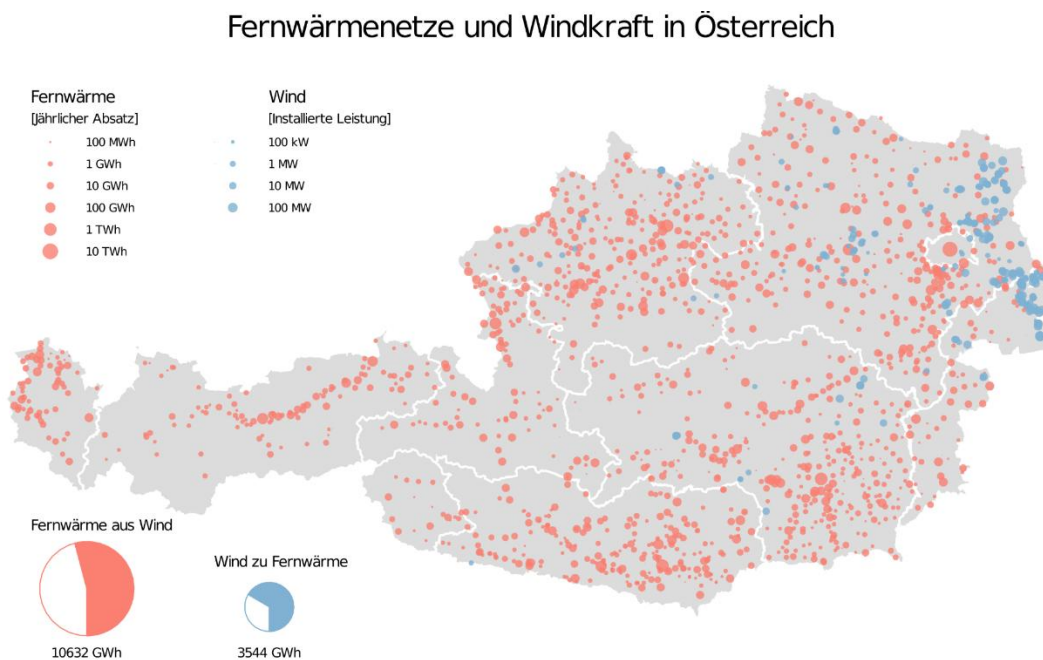


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

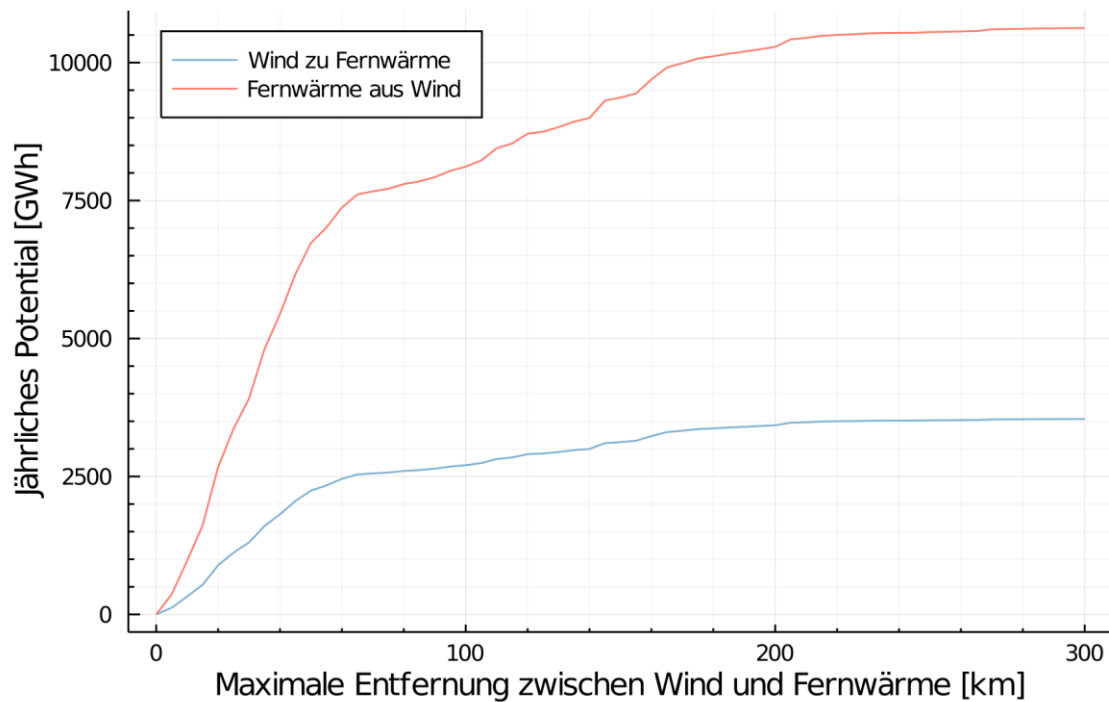


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

181. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

181.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

181.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

182. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

183. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

183.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

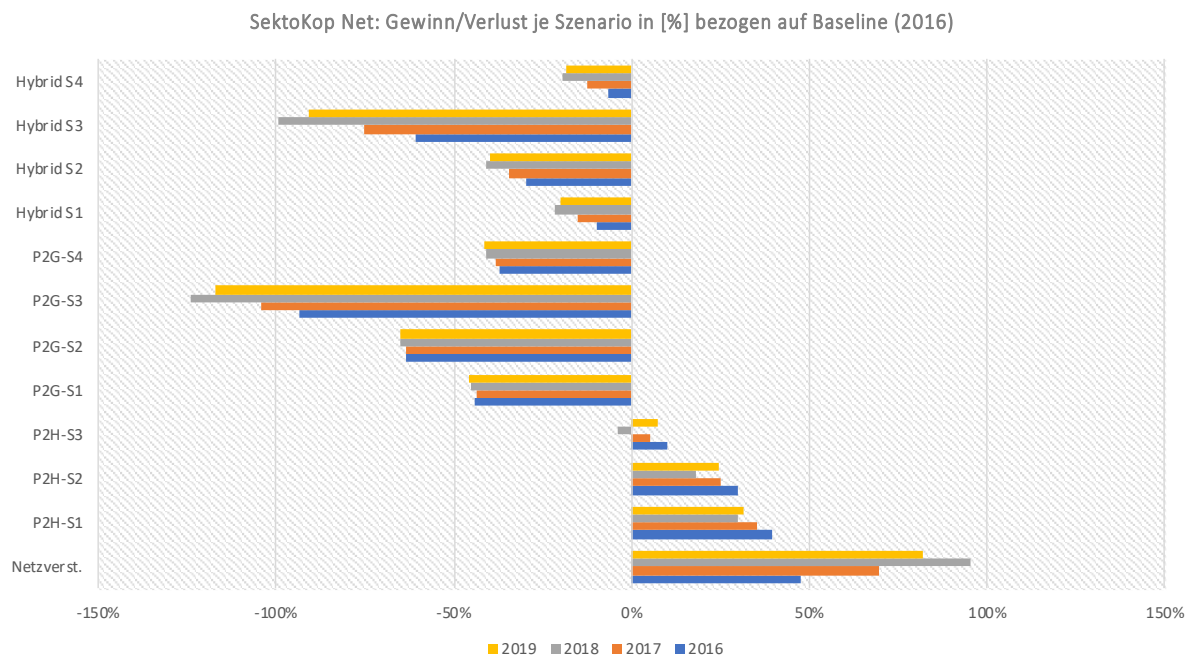


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

183.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

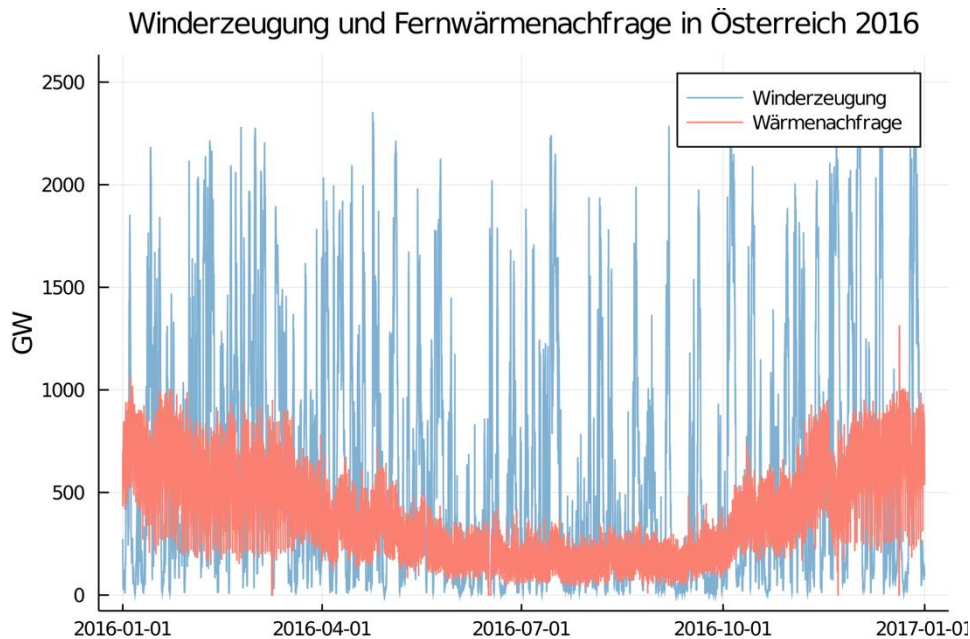


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

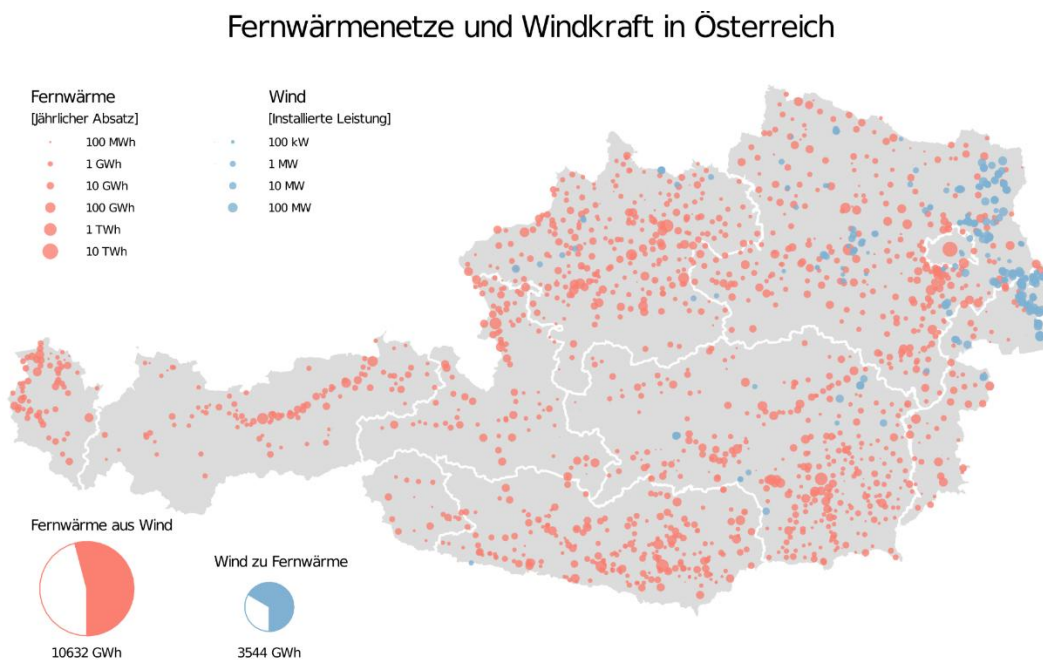


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

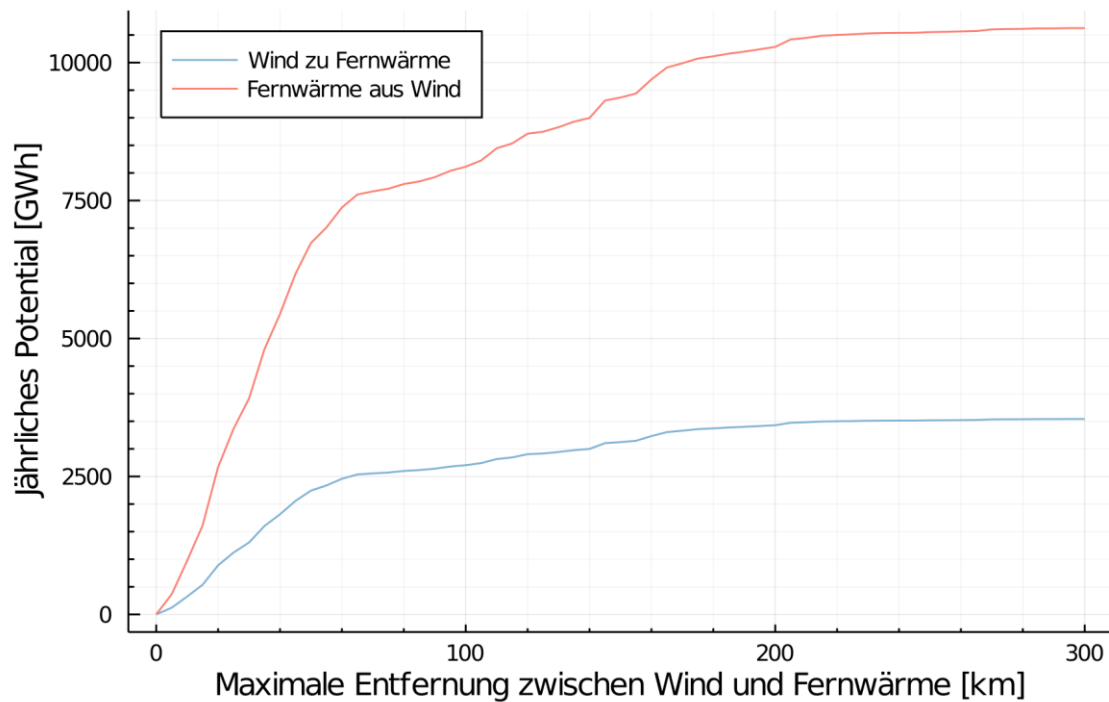


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

184. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

184.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

184.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

185. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

186. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

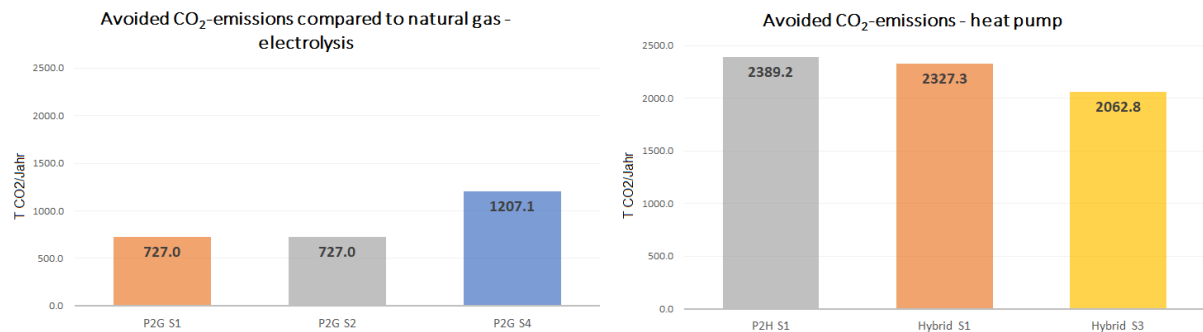


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

186.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

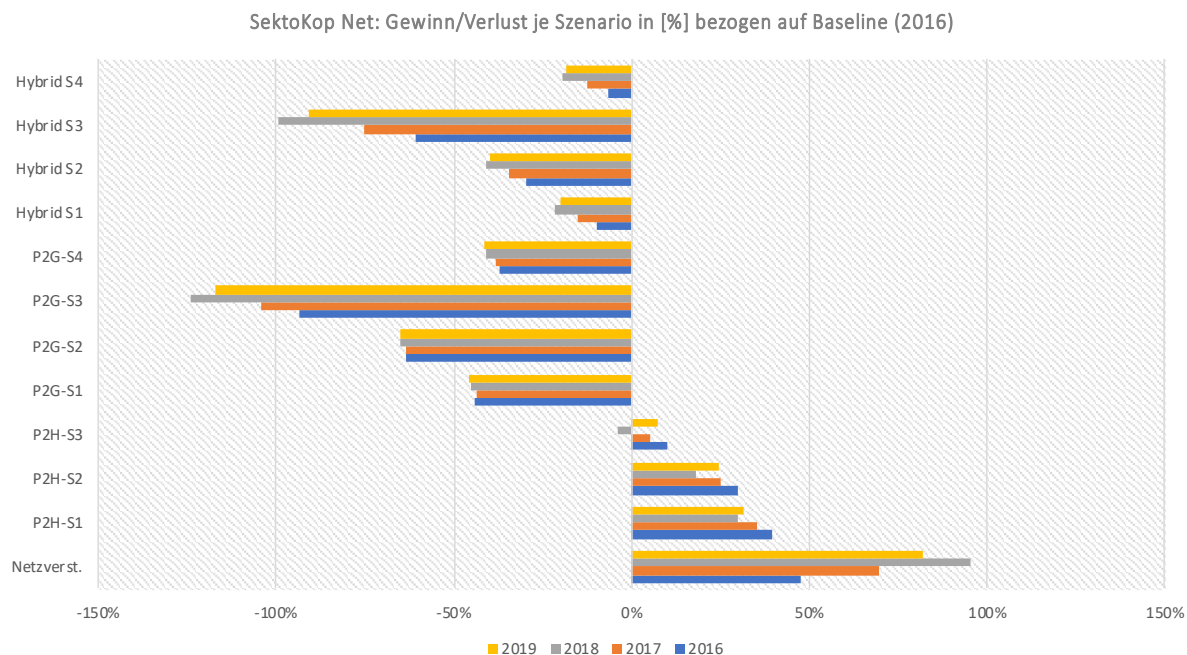


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

186.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

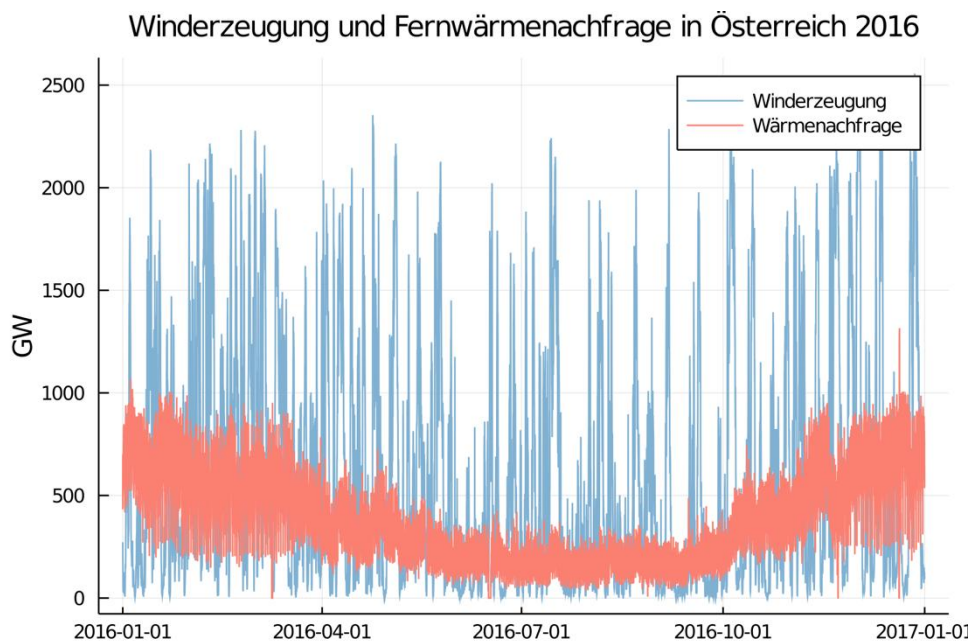


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

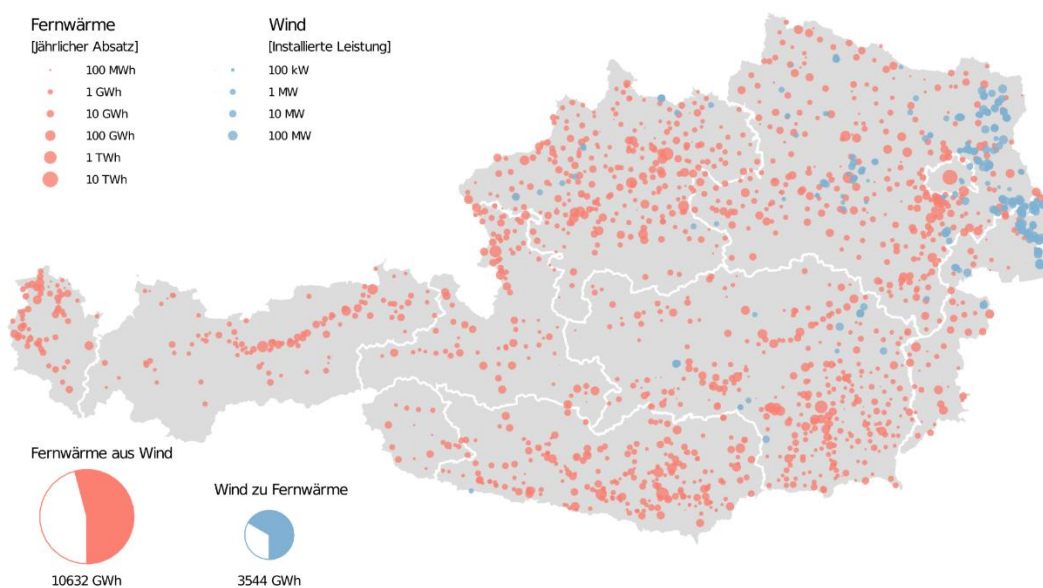


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

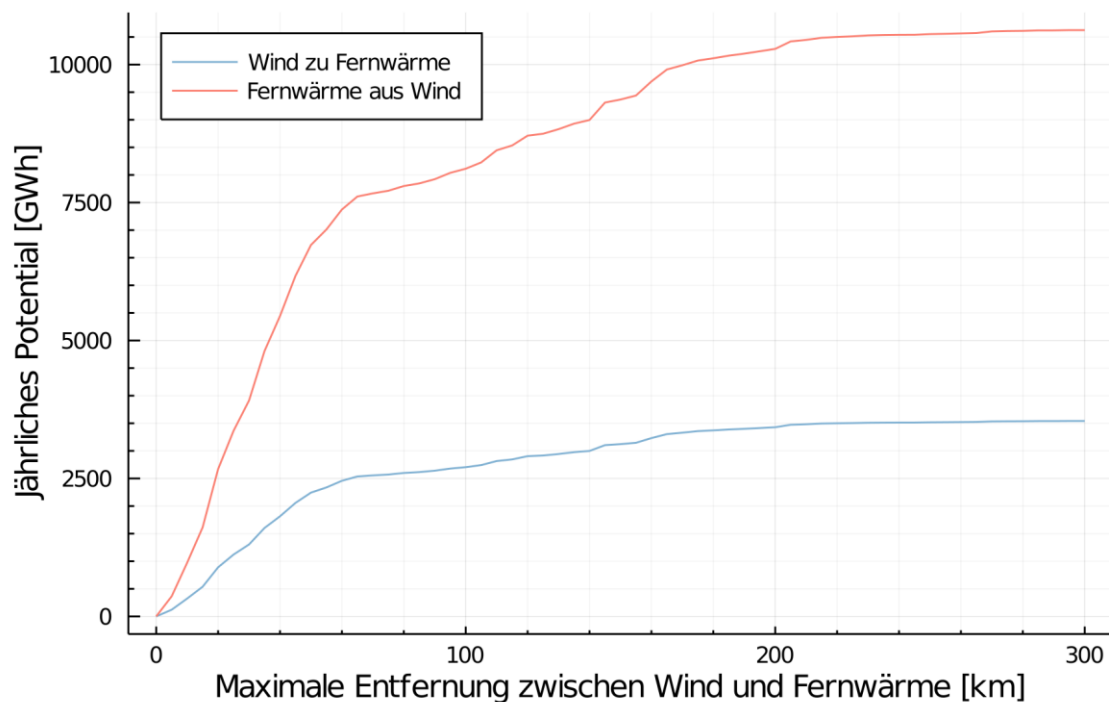


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

187. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

187.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

187.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

188. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

189. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

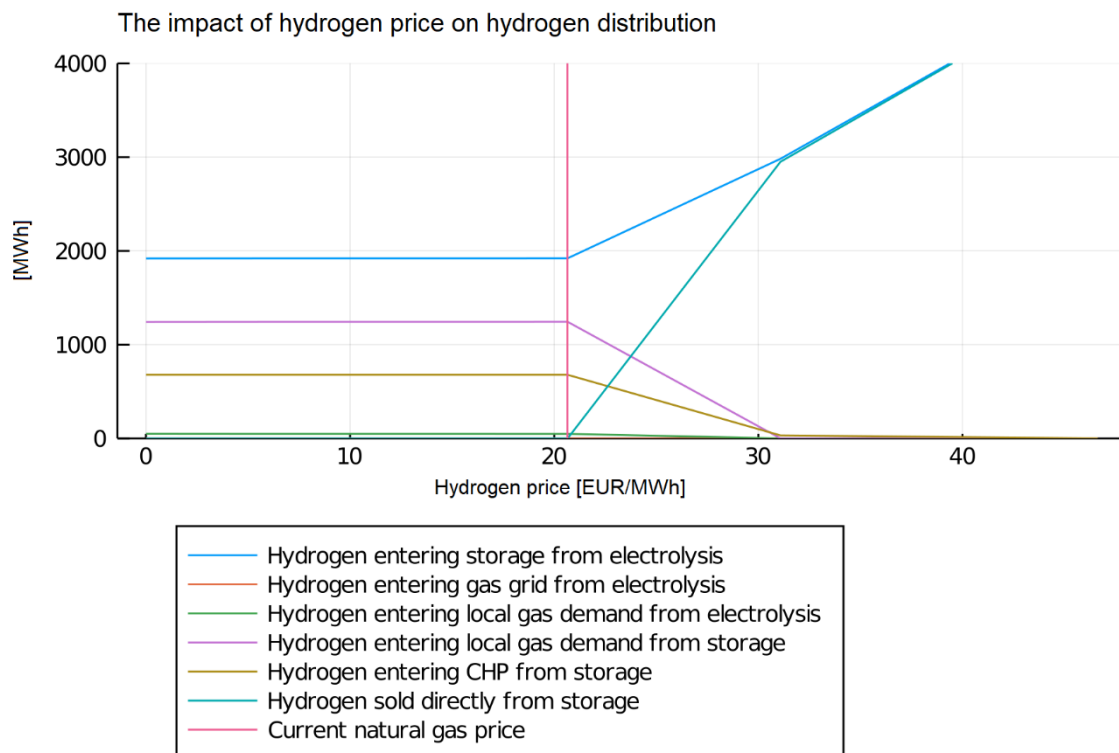


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

189.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

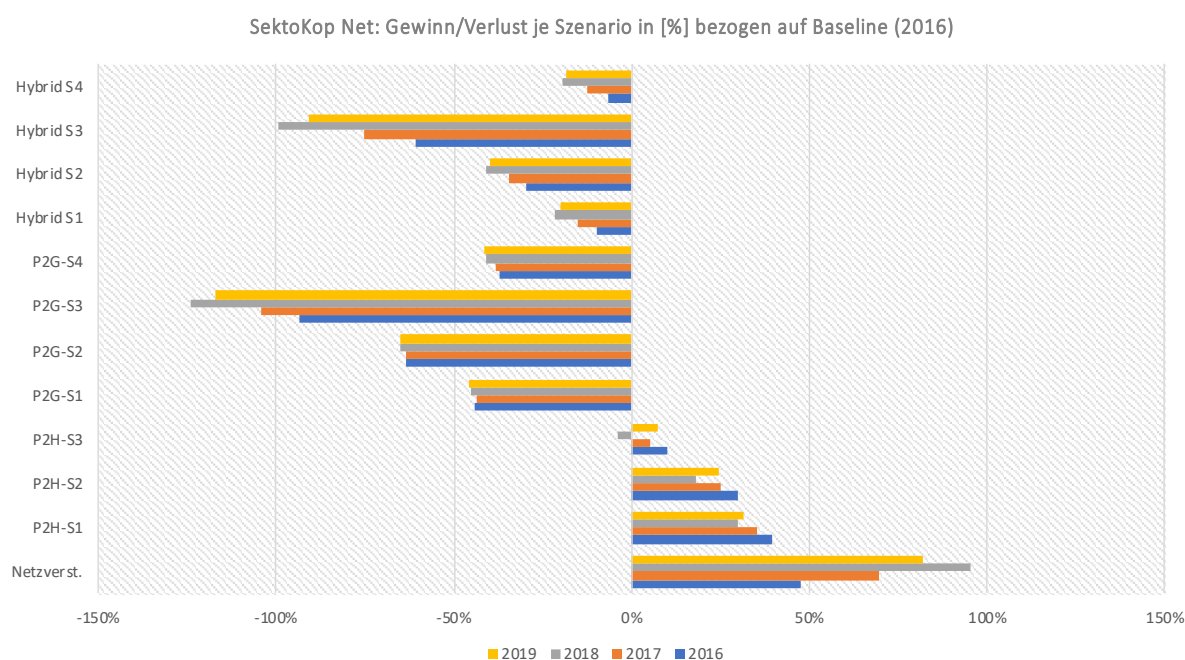


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

189.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

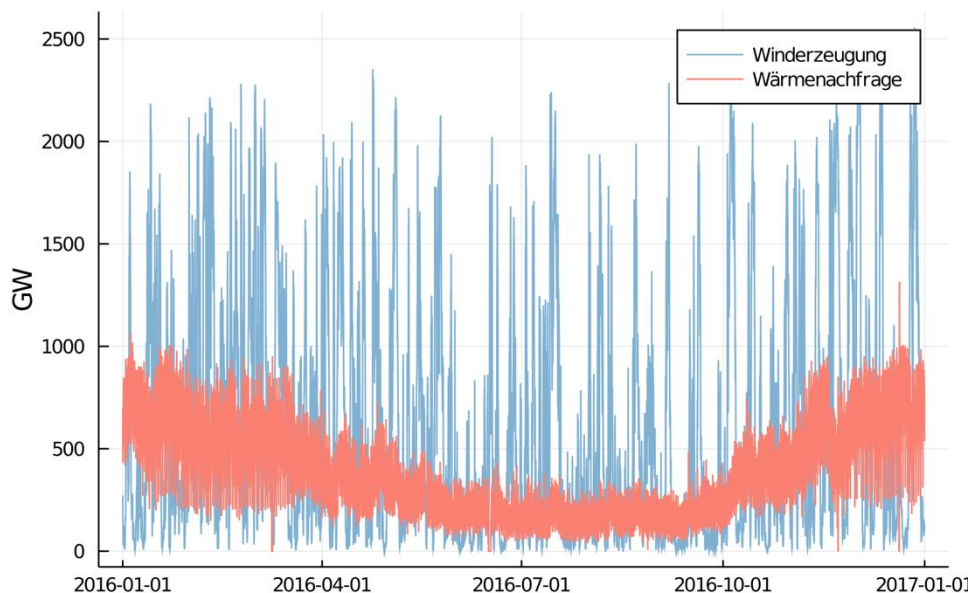


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

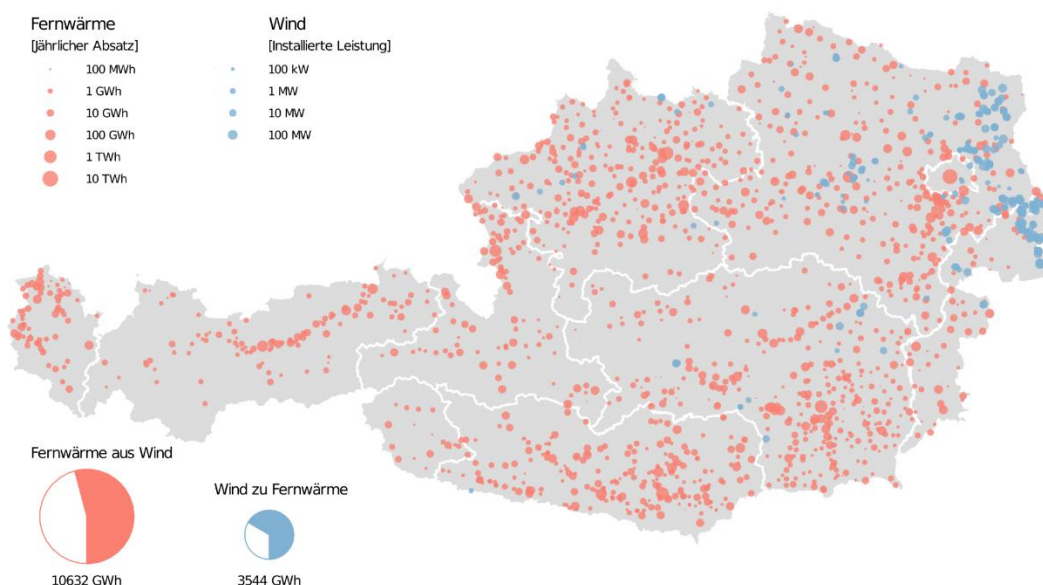


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

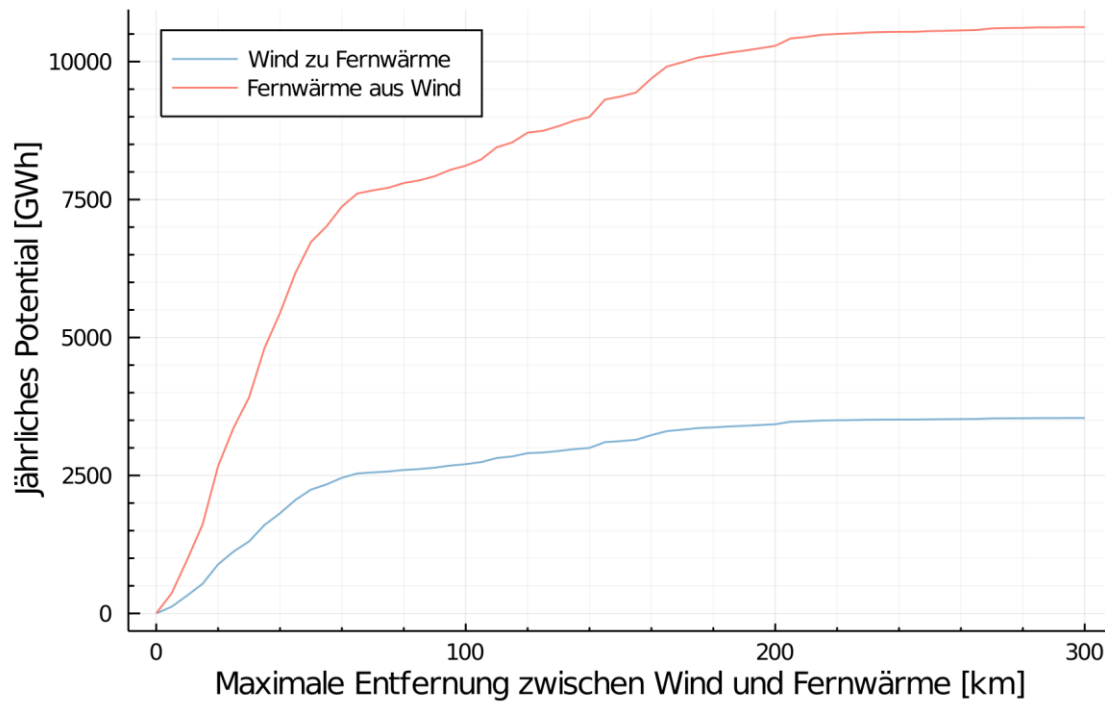


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

190. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

190.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

190.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

191. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

192. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

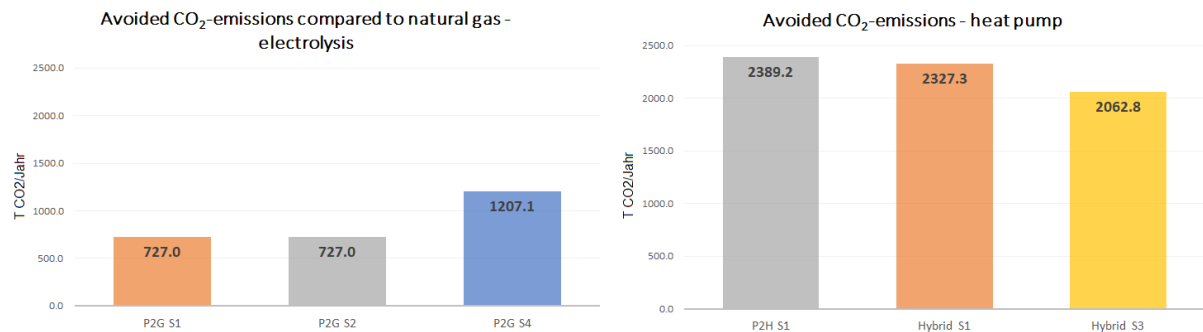


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

192.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

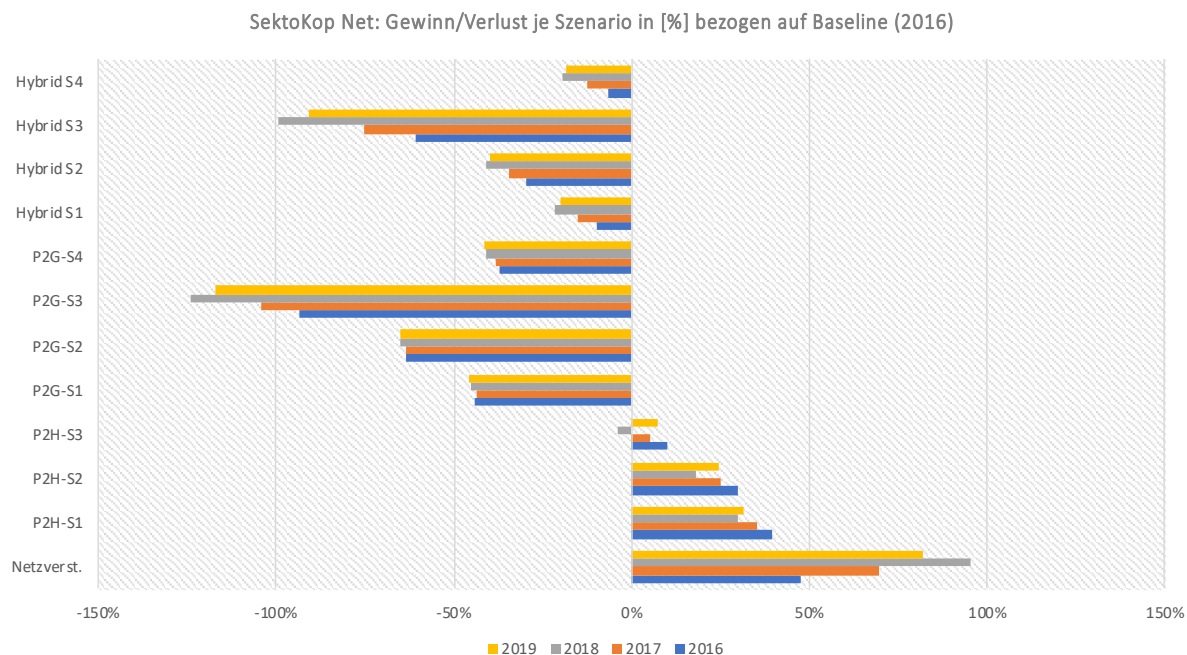


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

192.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

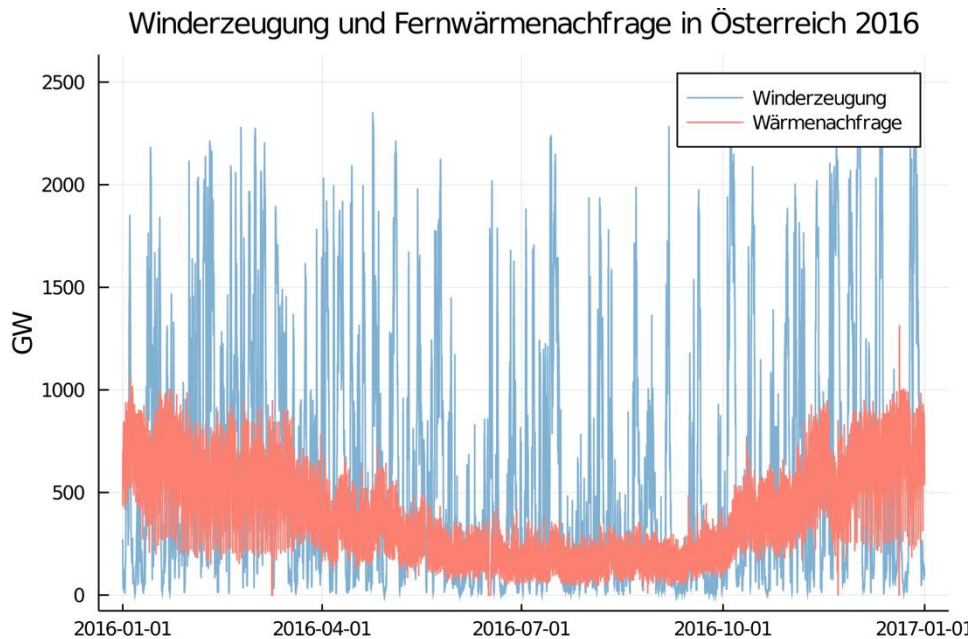


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

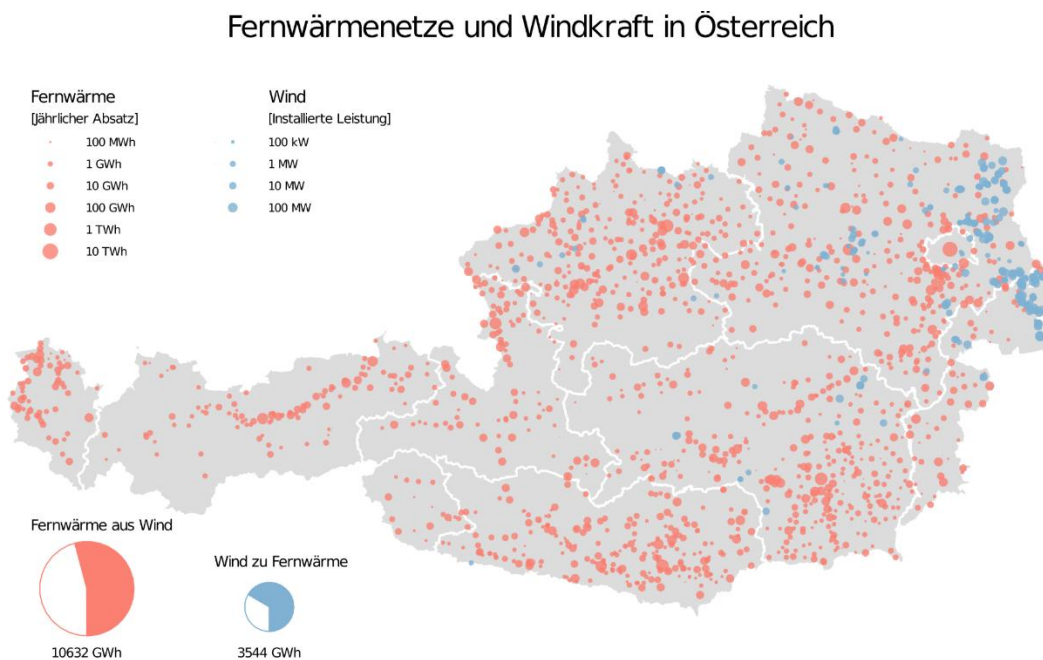


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

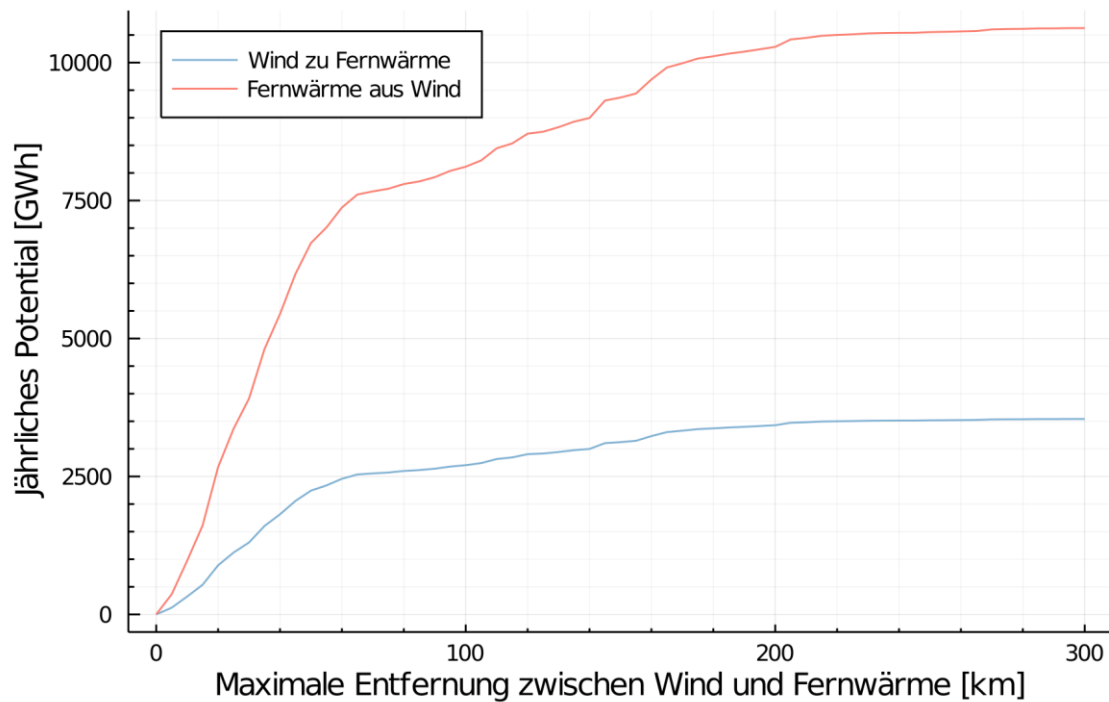


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

193. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

193.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

193.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

194. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

195. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gegeben, wobei R die erzielten Einkommen bezeichnet, und C die mit der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs verbundenen Kosten bezeichnet (ausgenommen Investitionskosten). Die Zielfunktion wird für jedes Szenario angepasst, um die dafür spezifischen Kosten und Einnahmen zu berücksichtigen.

$$\text{Max} \sum (R - C_{\text{wärme}} - C_{\text{gas}})$$

Formel 1: Zielfunktion

Das Fallbeispiel beinhaltet einen existierenden Windpark (ca. 32 MW) der bereits über eine Stromdirektleitung Wärmepumpen (1,20 MW thermische Leistung), welche in das lokale Wärmenetz einspeisen, versorgen kann. Unter dem Gesichtspunkt der wirtschaftlichen Optimierung sowie der Maximierung des Anteils an RES, erschien daher eine sinnvolle Kombination mit thermischen Netzen sowie dem Gasnetz möglich.

Im Zuge der Sondierungsstudie stellte die Energie Burgenland Zeitreihen der Produktionsdaten des Windparks, des Verbrauchs des Nahwärmenetzes sowie

Leistungsdaten und kritische Parameter des Netzbetriebs zur Verfügung. Ergänzt wurden diese Daten durch bestehende Preise auf den Energiemärkten und Kostenparameter der eingesetzten Technologiekomponenten (z.B. Wärmepumpen, direkte Stromleitungen, etc.).

Analysierte Szenarien

Im Rahmen der Analyse wurden drei verschiedene Anwendungsfälle untersucht, in denen verschiedene Sektorkopplungskonzepte betrachtet wurden. Jeder Anwendungsfall hat mehrere Sub-Szenarien, die unterschiedliche Technologien nutzen. Bei allen untersuchten Szenarien wurde angenommen, dass sie einen Windpark, ein Gasnetz und eine Biomasse-Wärmequelle sowie den Zugang zum Strommarkt und einen lokalen Wärme- und Gasbedarf umfassen. Eine Übersicht über die in jedem untersuchten Szenario verwendete Technologie ist in Tabelle 1: Überblick über die verwendete Technologie in jedem Szenario

Darüber hinaus wurde ein Basisszenario entwickelt und zum Vergleich herangezogen, das aus einem lokalen Wärmebedarf, der durch Wärme aus einer Biomasse-Wärmequelle gedeckt wird, einem lokalen Gasbedarf, der mit Gas aus dem Gasnetz versorgt wird, und einem Windpark, der Strom an den Strommarkt verkaufen kann, besteht.

Zusätzlich wurde eine systemische Analyse darüber durchgeführt, wie das System auf das Auftreten von Ungleichgewicht reagieren würde. Es wurde ein Szenario mit einer einzelnen Wärmepumpe bewertet, wobei verschiedene Leistungsanteile der Wärmepumpenkapazität für die Reaktion auf die Regelernergie reserviert wurden (25% reservierte Kapazität in Szenario 1, 50% reservierte Kapazität in Szenario 2).

Quantifizierbare Ergebnisse

Die monetären Vorteile der in den untersuchten Szenarien verwendeten Sektorkopplungstechnologien im Vergleich zum Basisszenario sind in Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-

Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

195.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

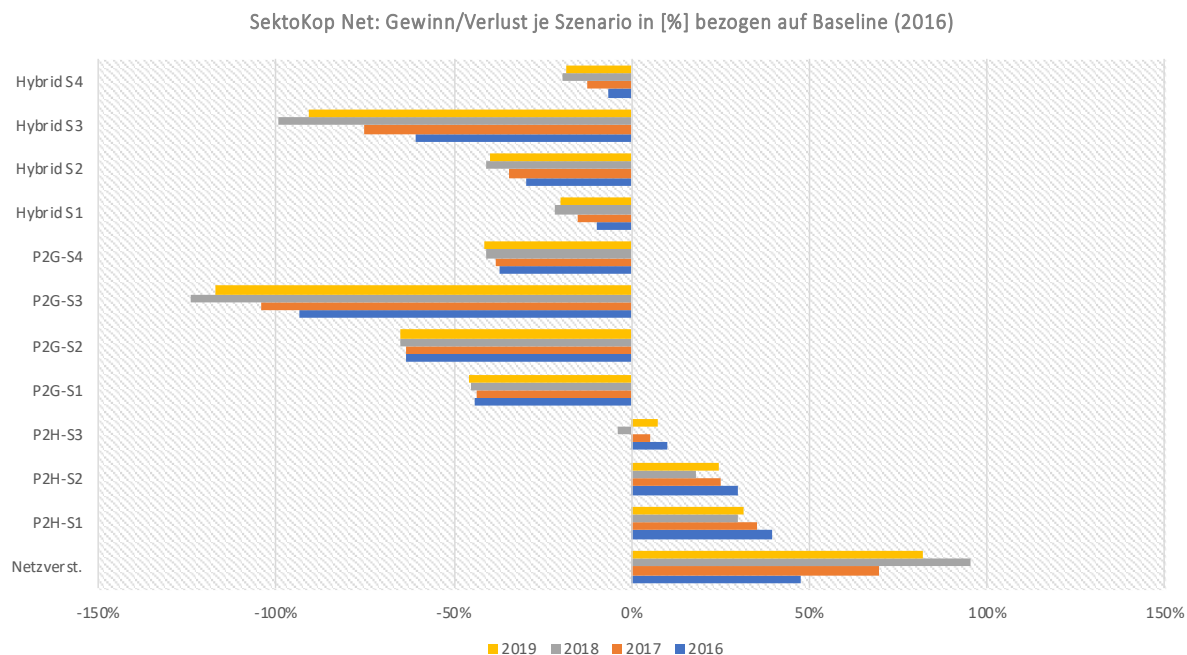


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

195.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

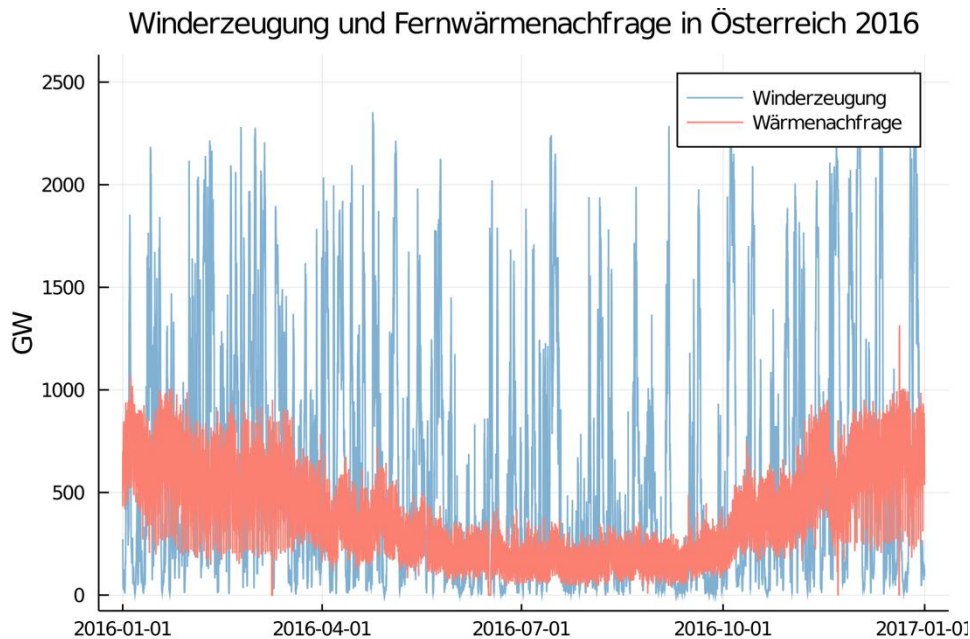


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

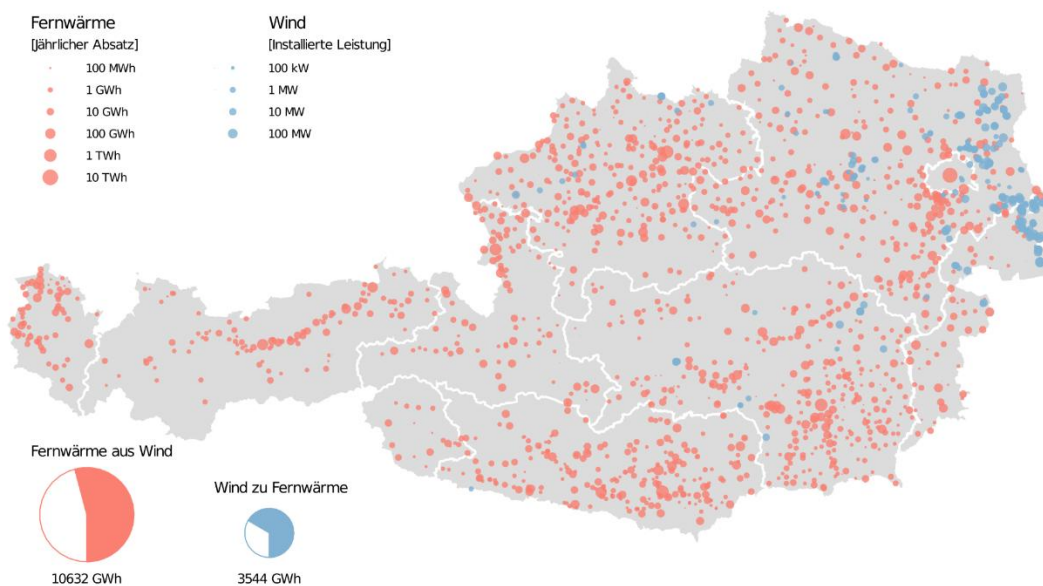


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

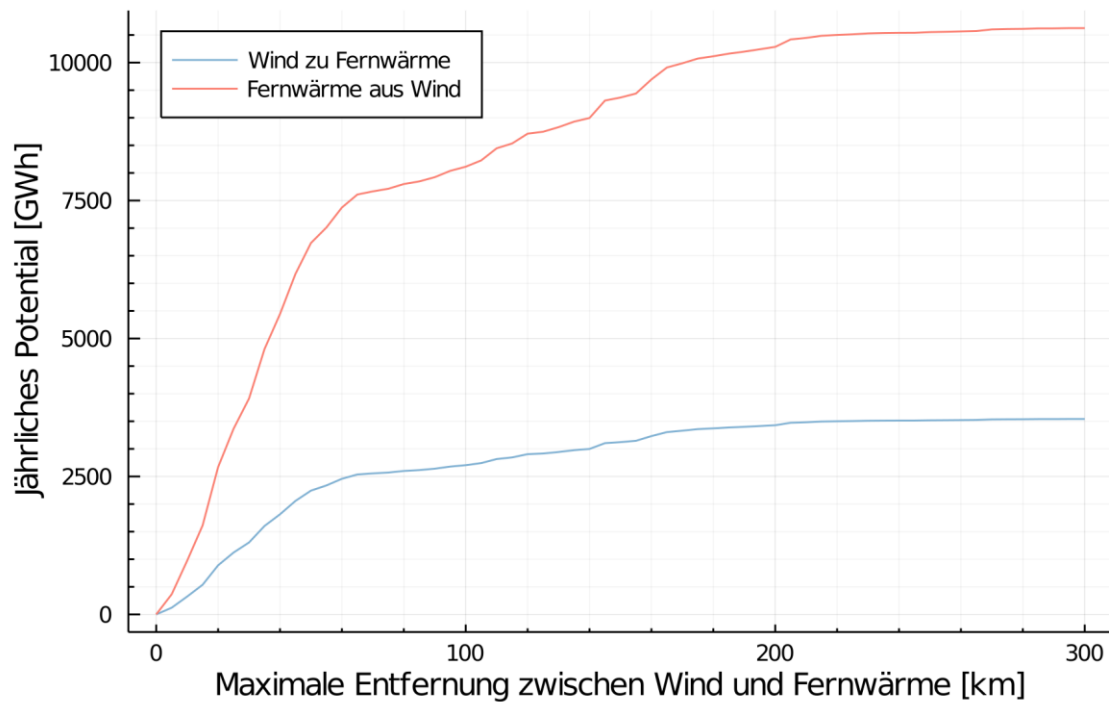


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

196. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

196.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

196.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

197. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

198. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

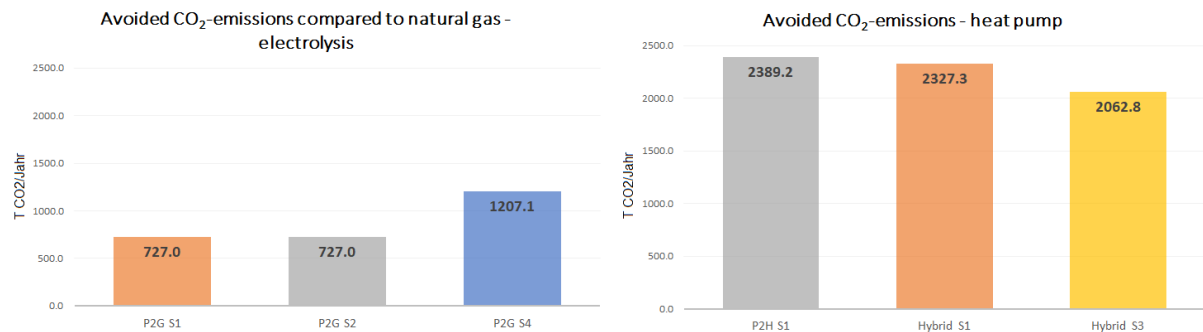


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

198.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

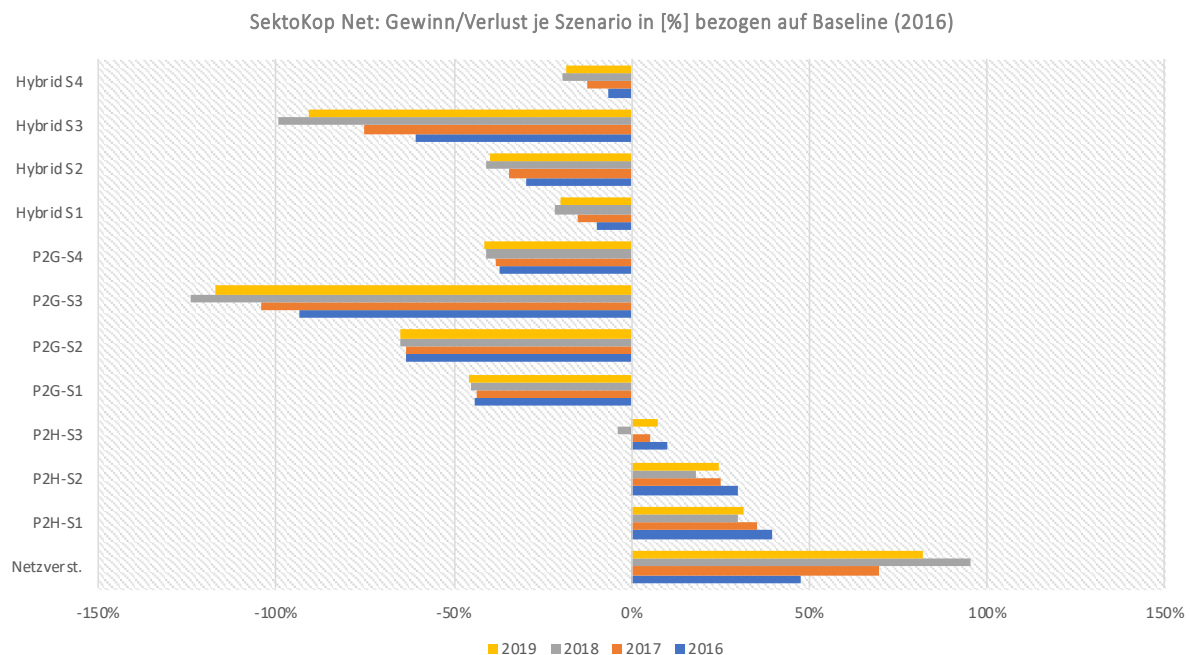


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

198.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

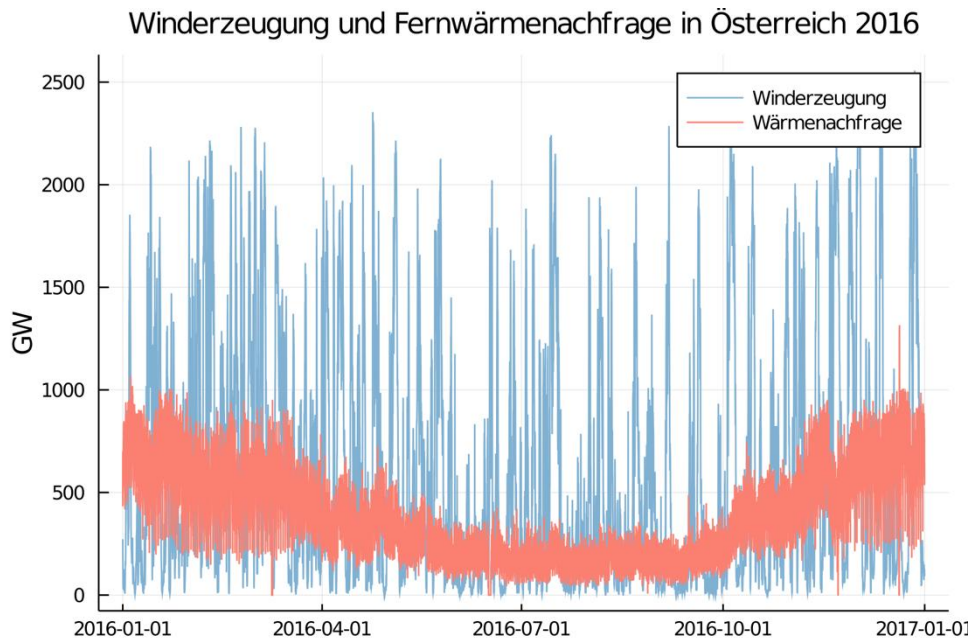


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

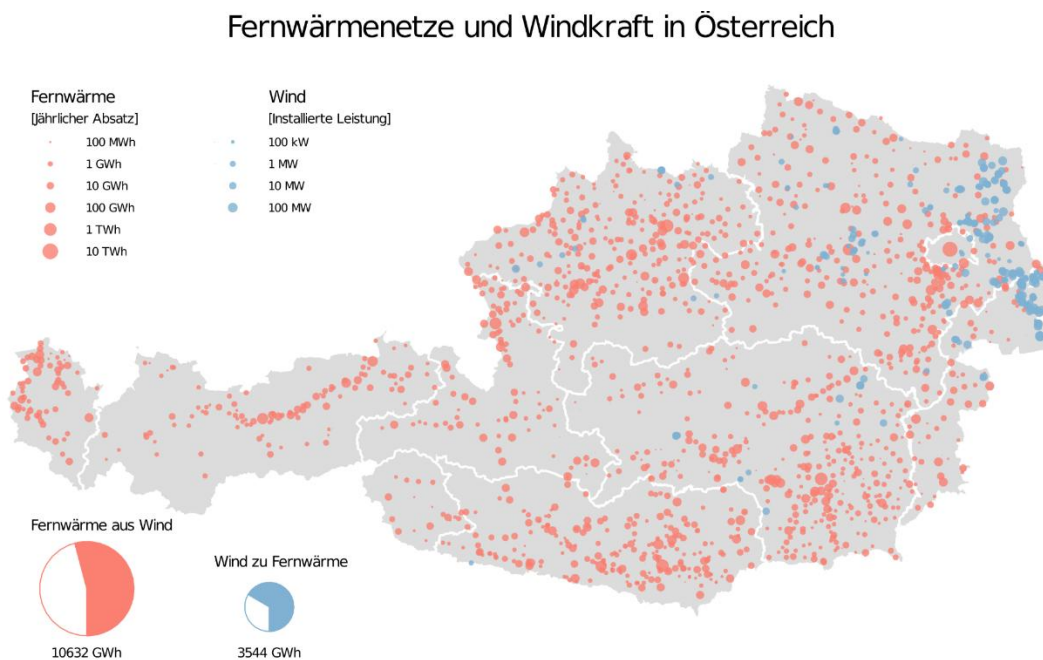


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

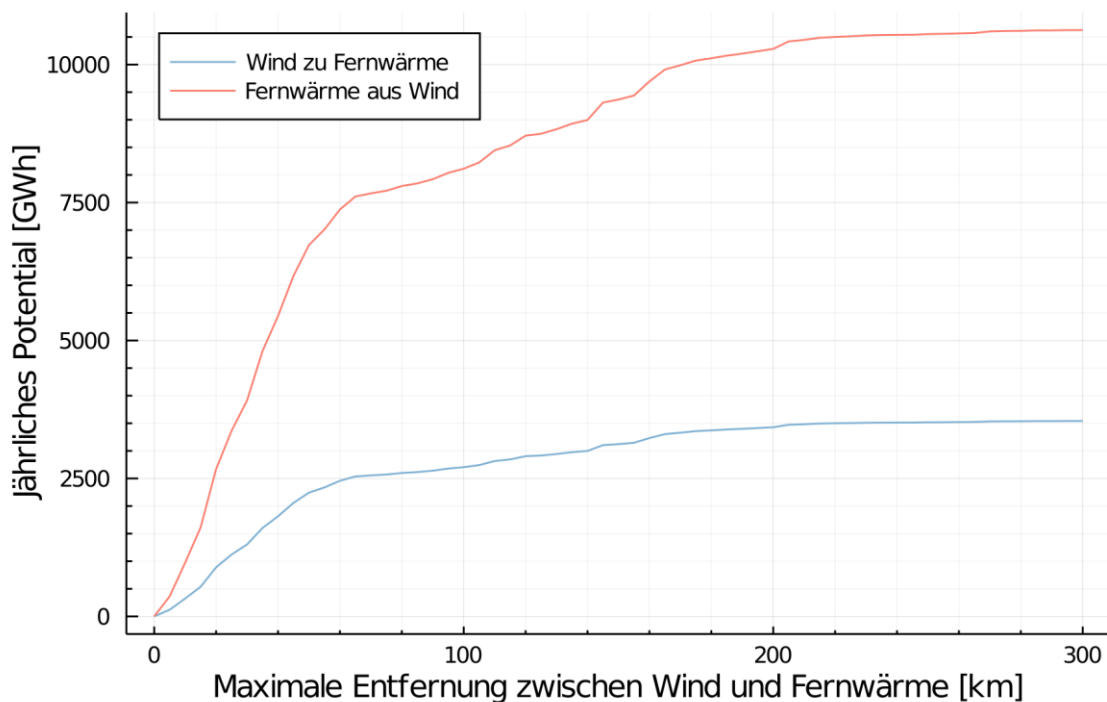


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

199. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

199.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

199.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

200. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

201. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

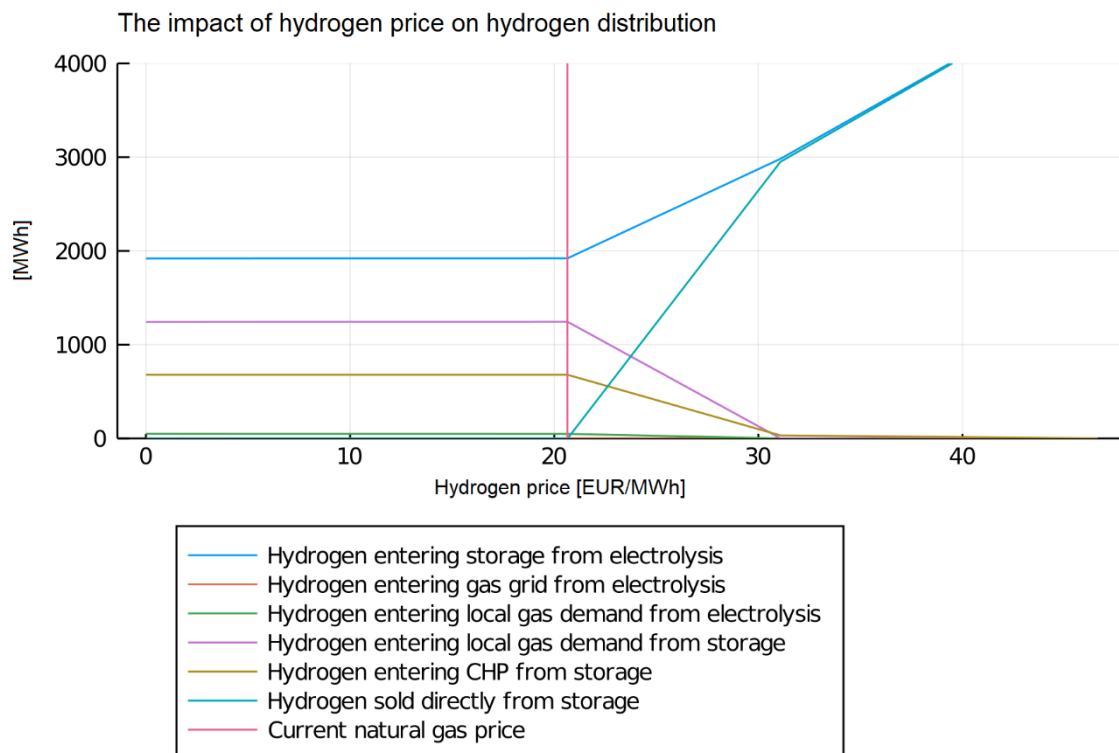


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

201.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

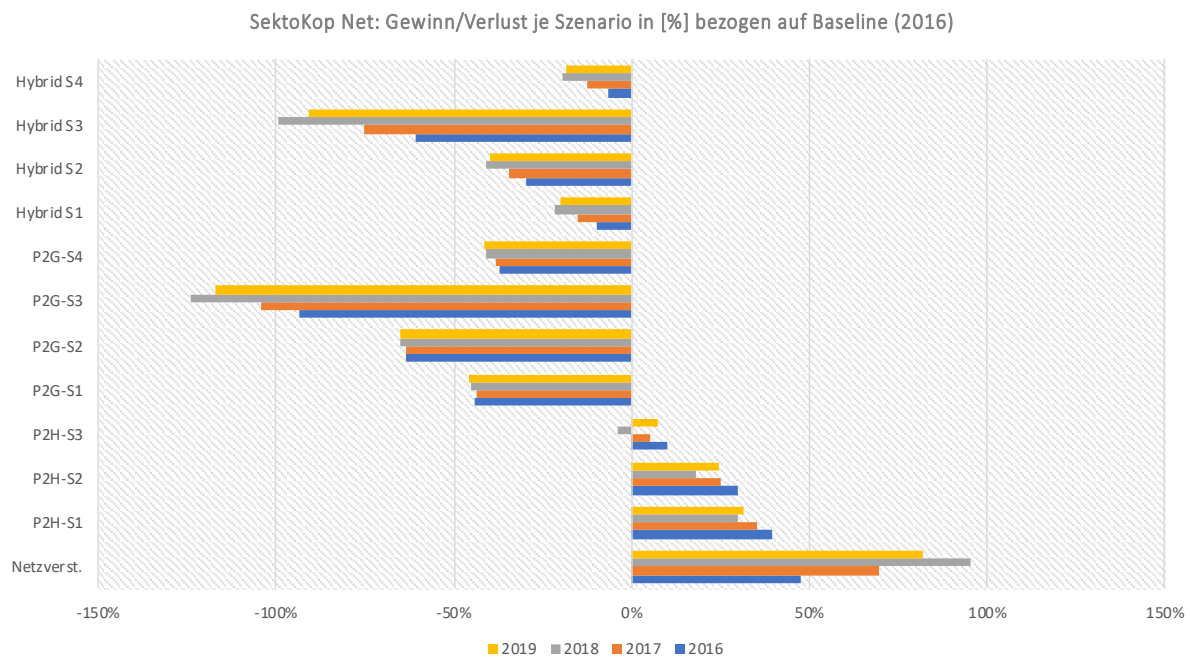


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

201.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

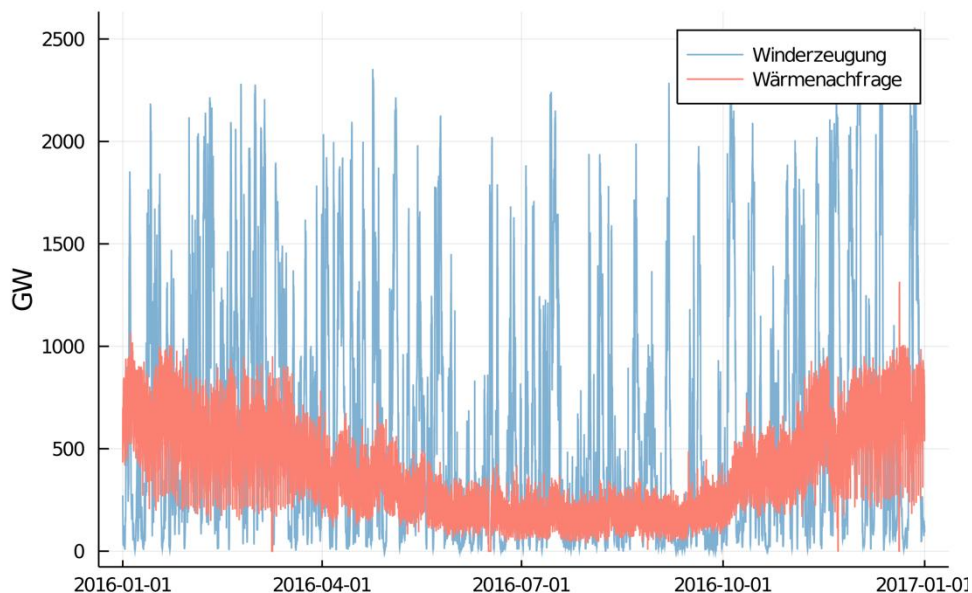


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

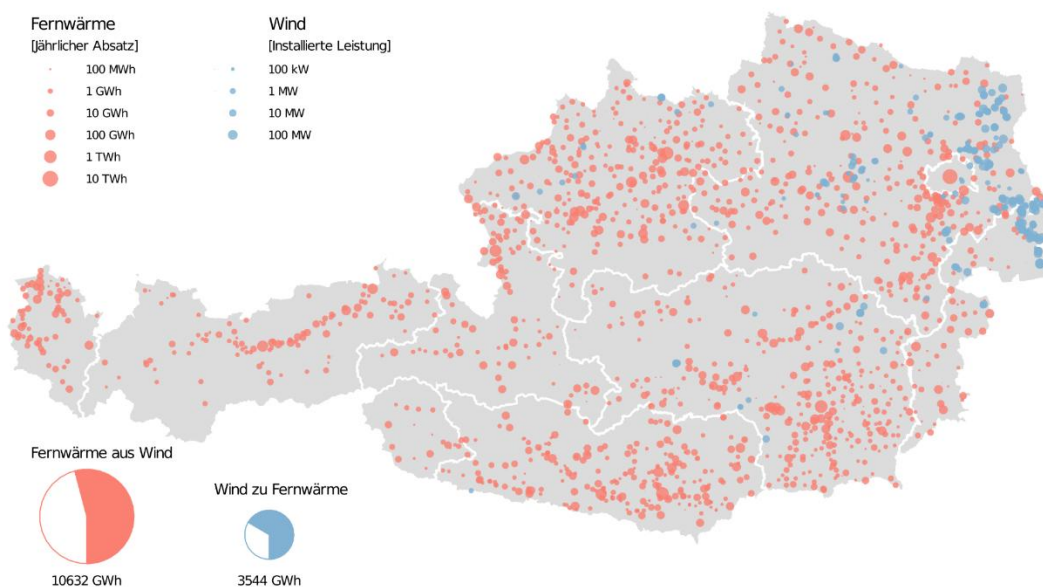


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

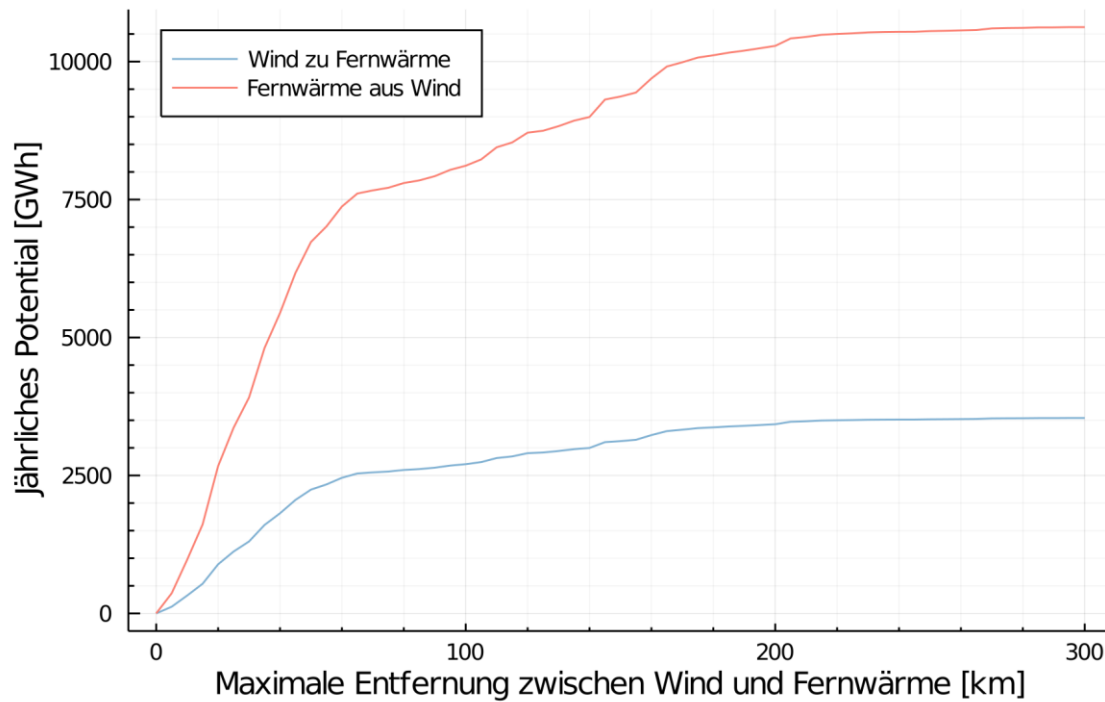


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

202. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

202.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

202.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

203. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

204. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

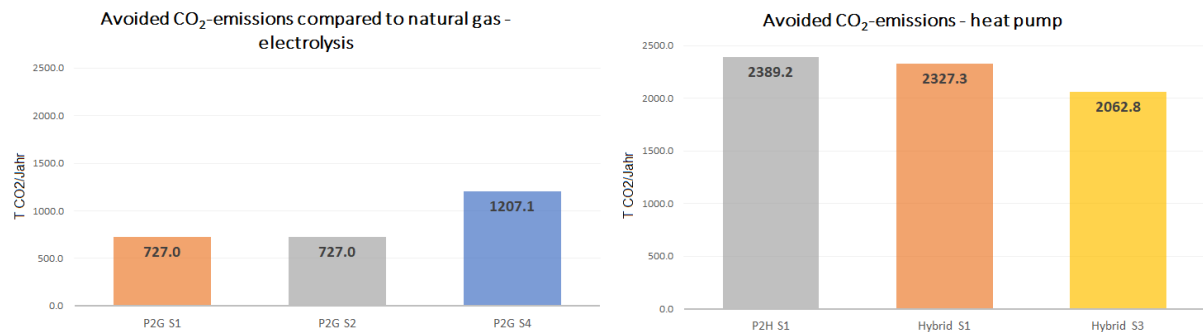


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

204.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

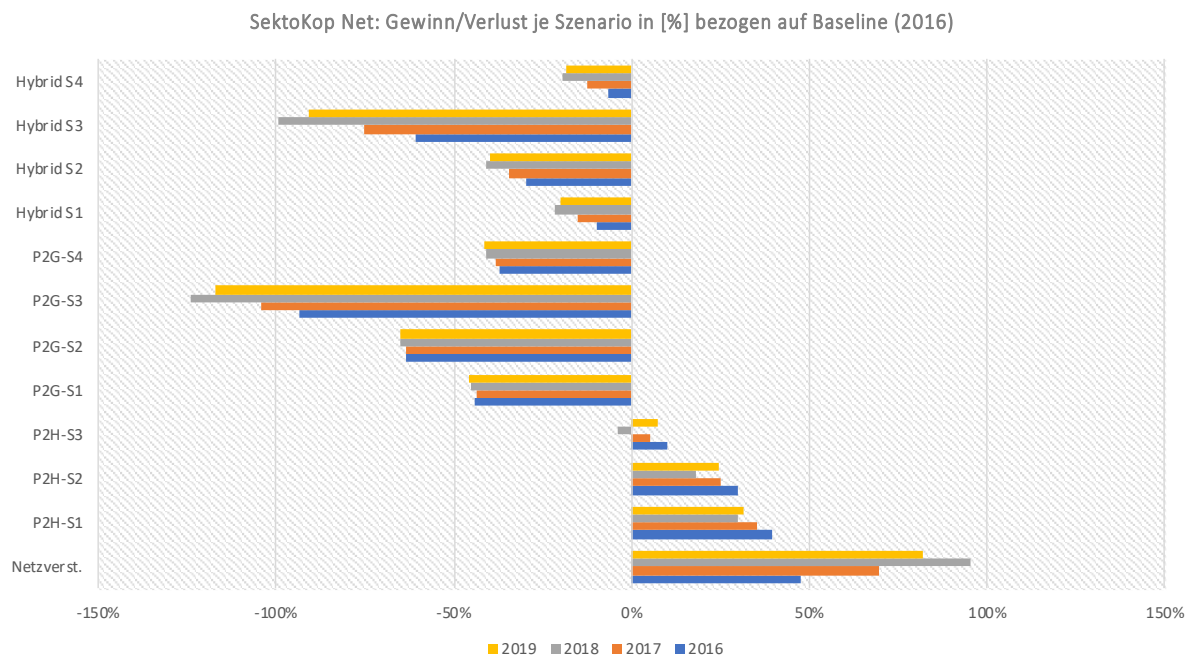


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

204.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

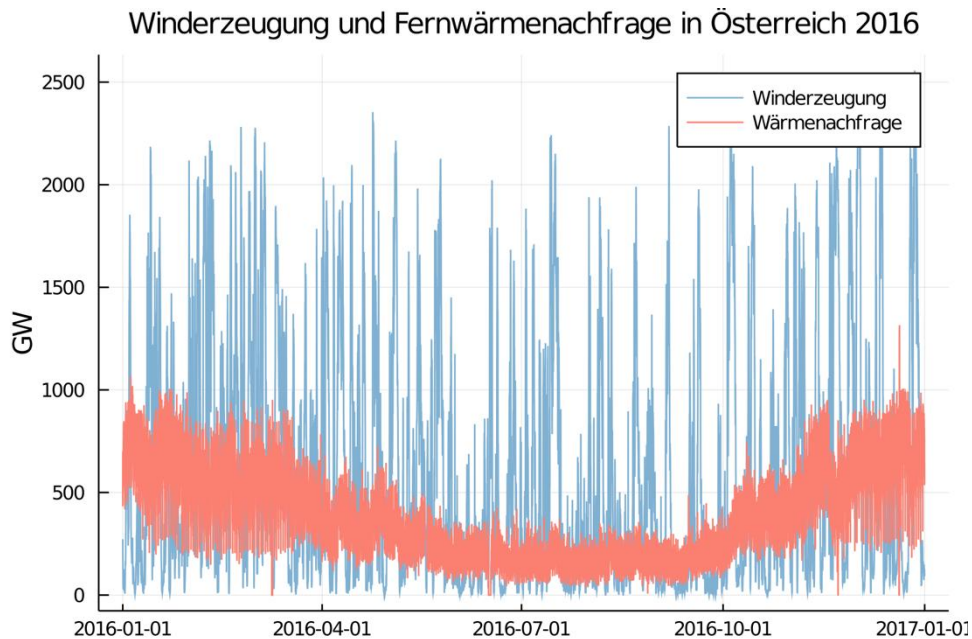


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

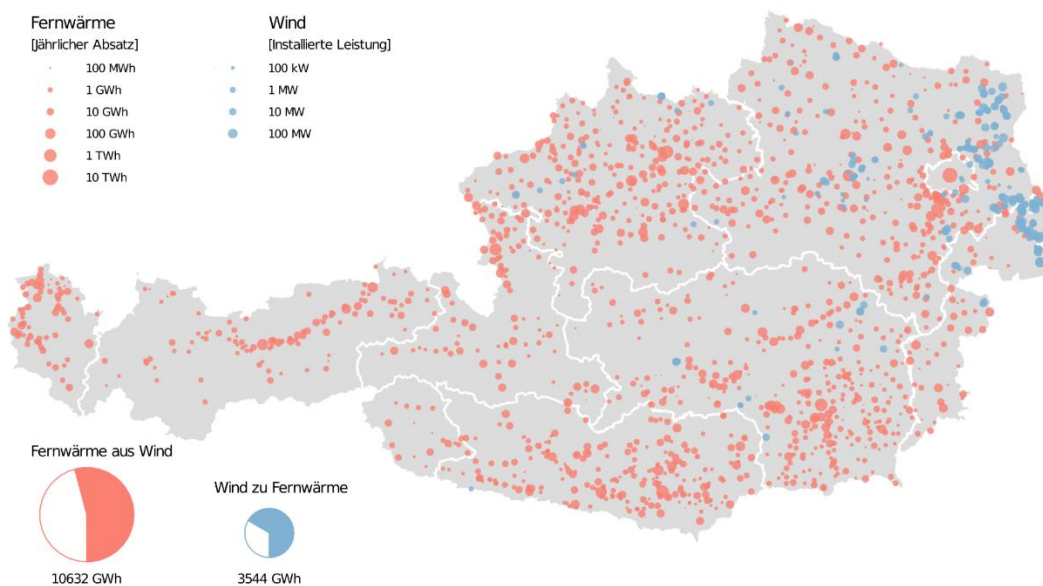


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

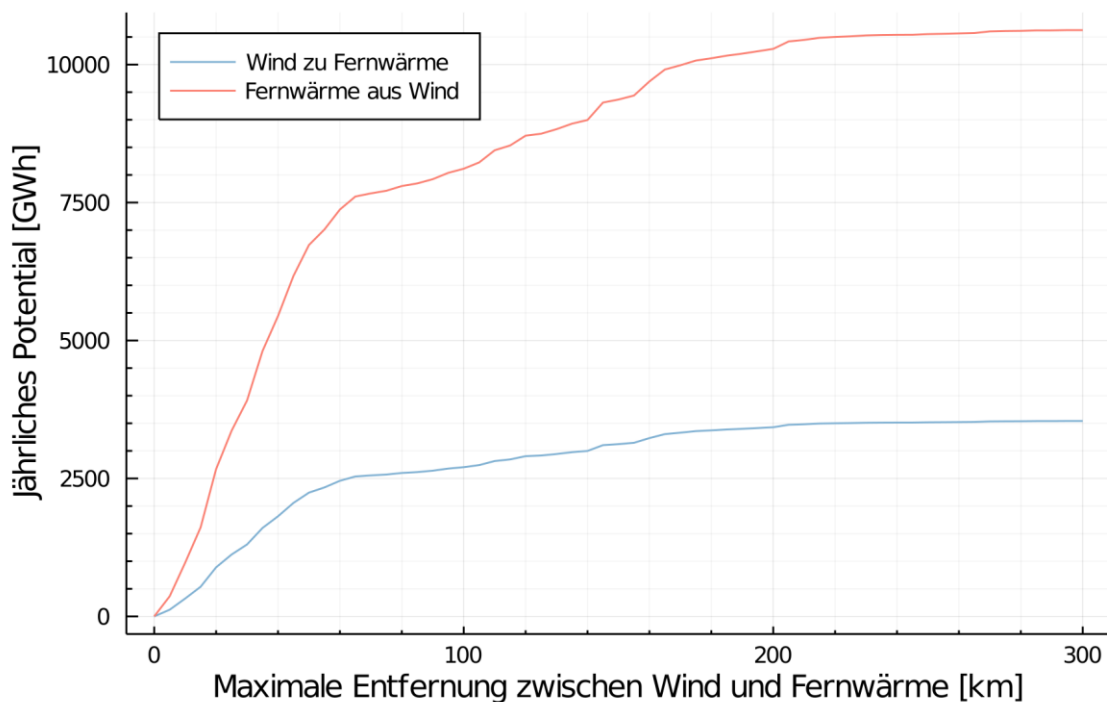


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

205. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

205.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

205.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

206. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

207. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

207.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

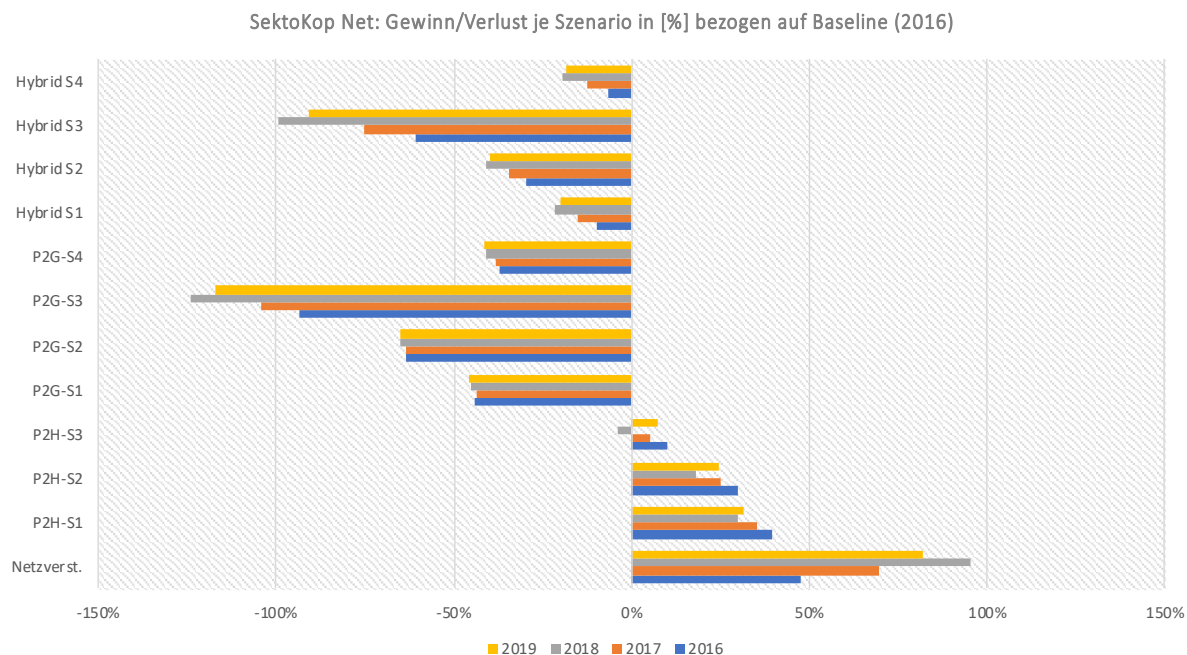


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

207.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

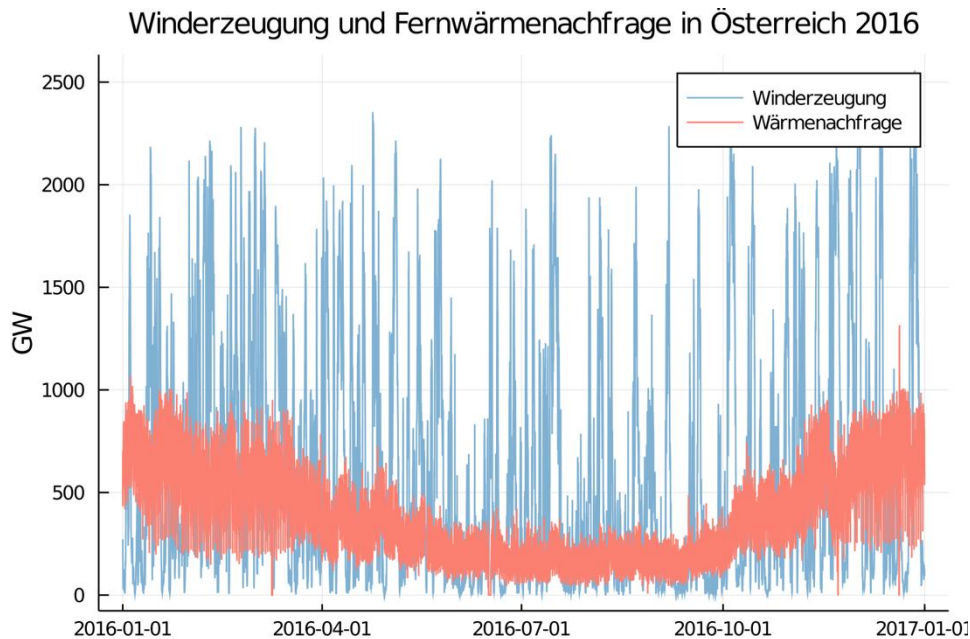


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

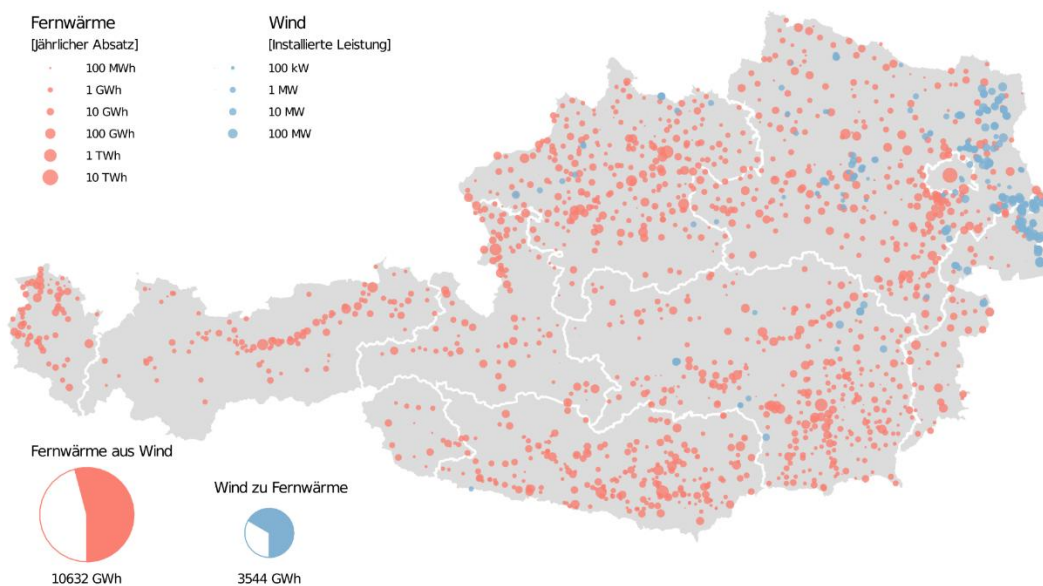


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

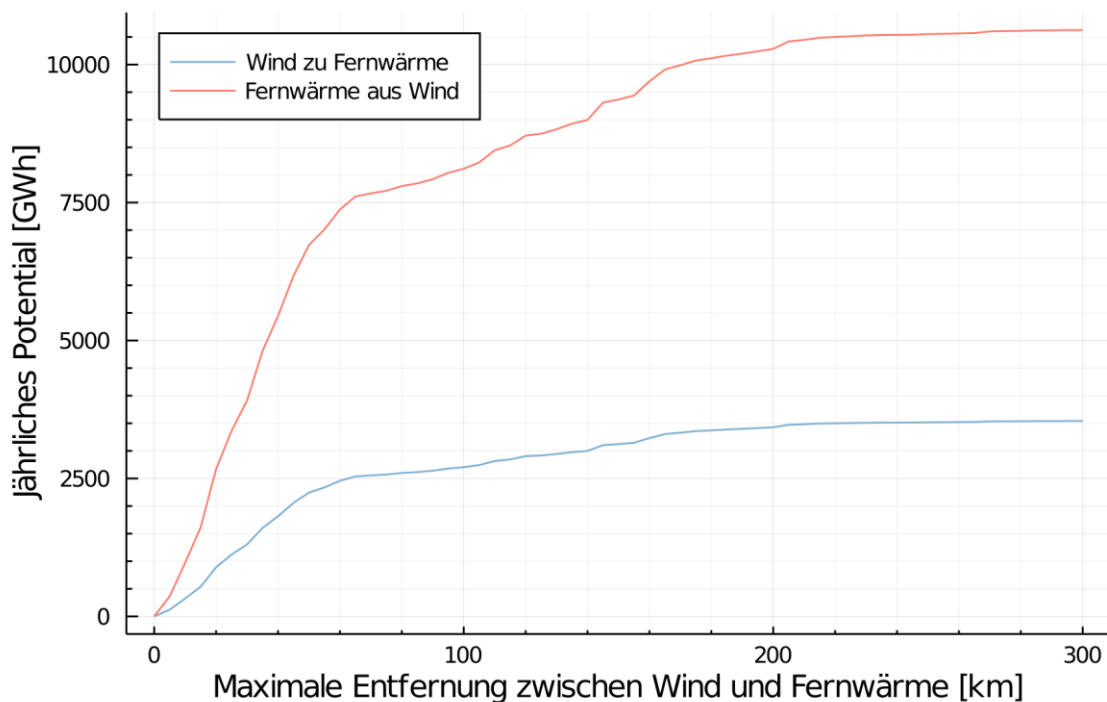


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

208. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

208.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

208.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

209. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

210. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

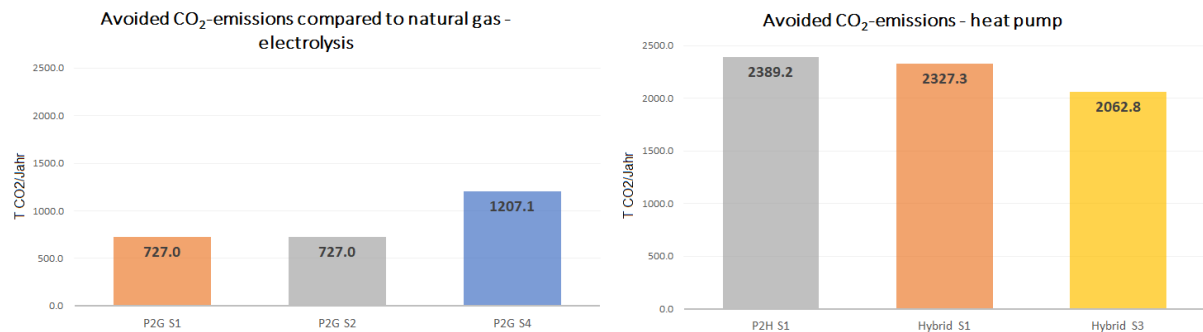


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

210.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

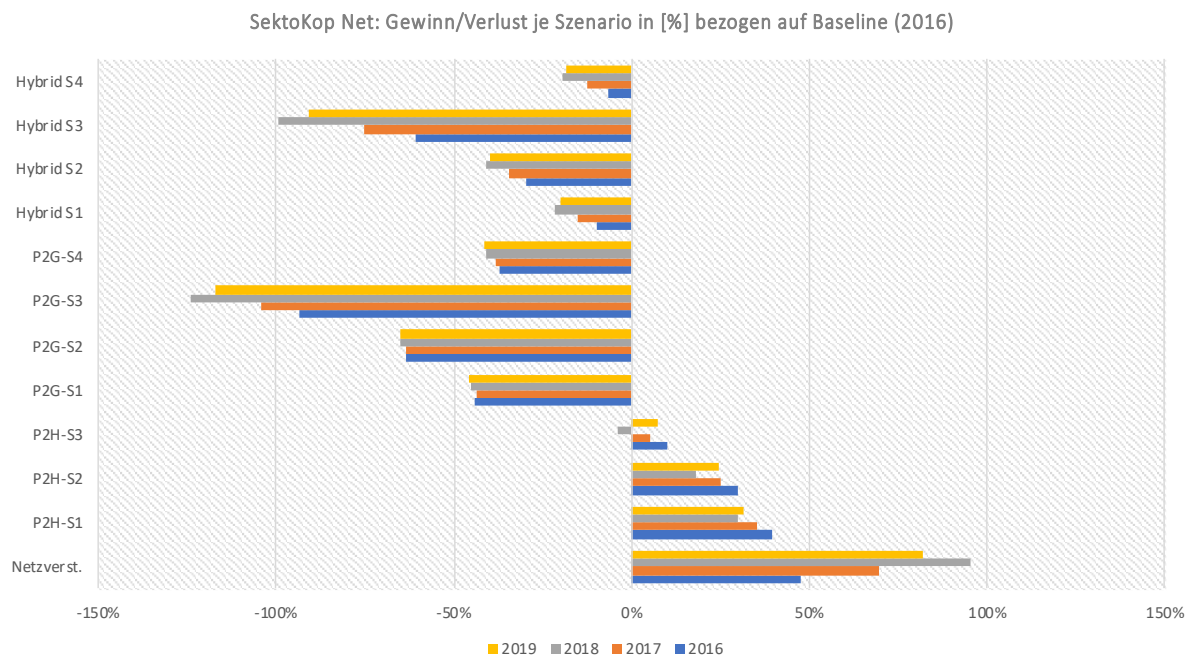


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

210.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

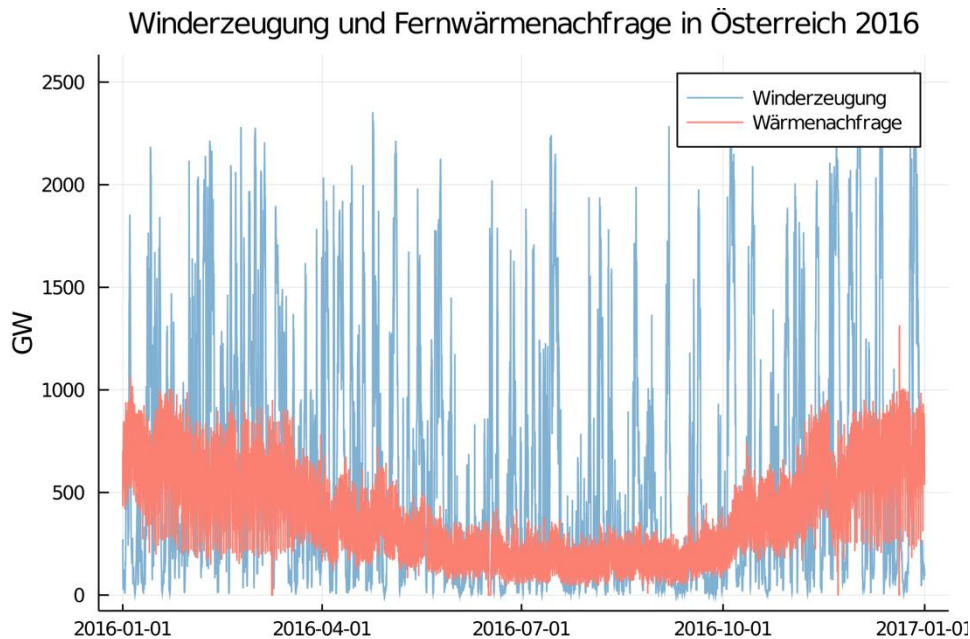


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

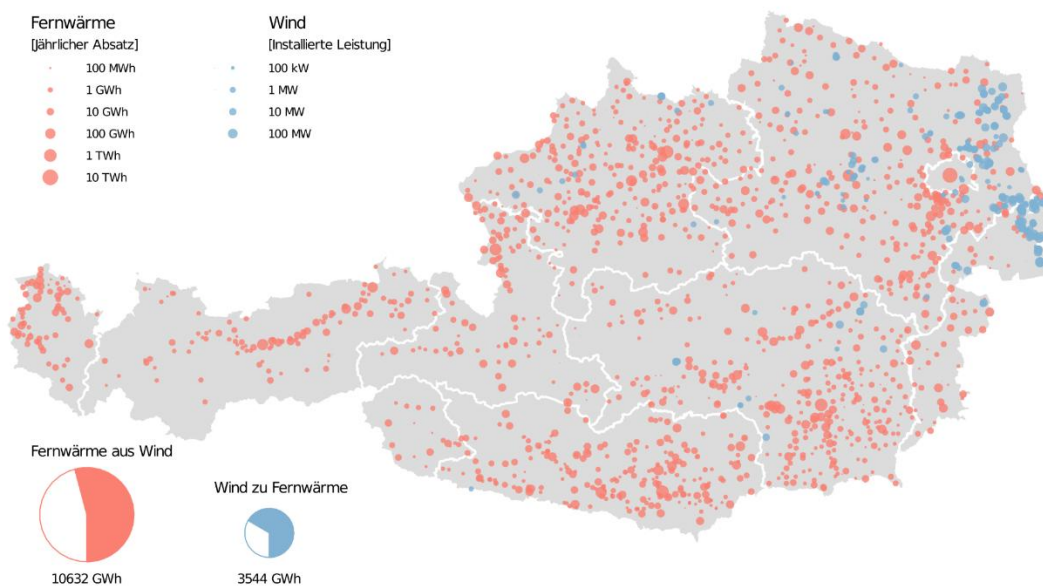


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

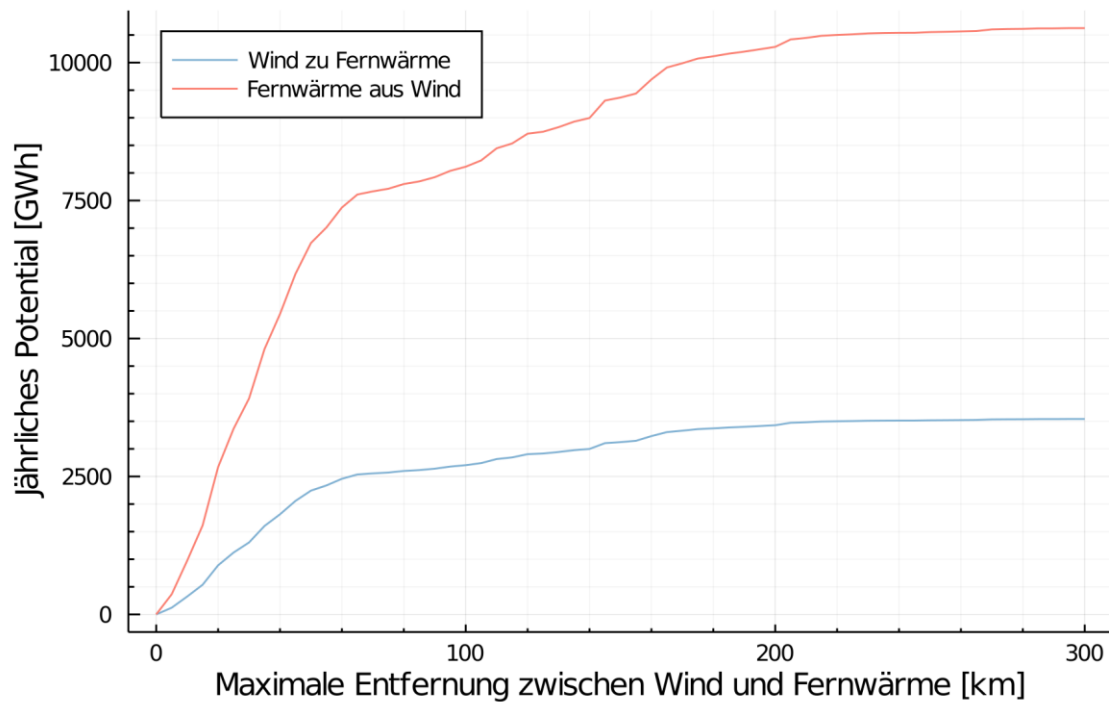


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

211. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

211.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

211.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

212. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

213. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

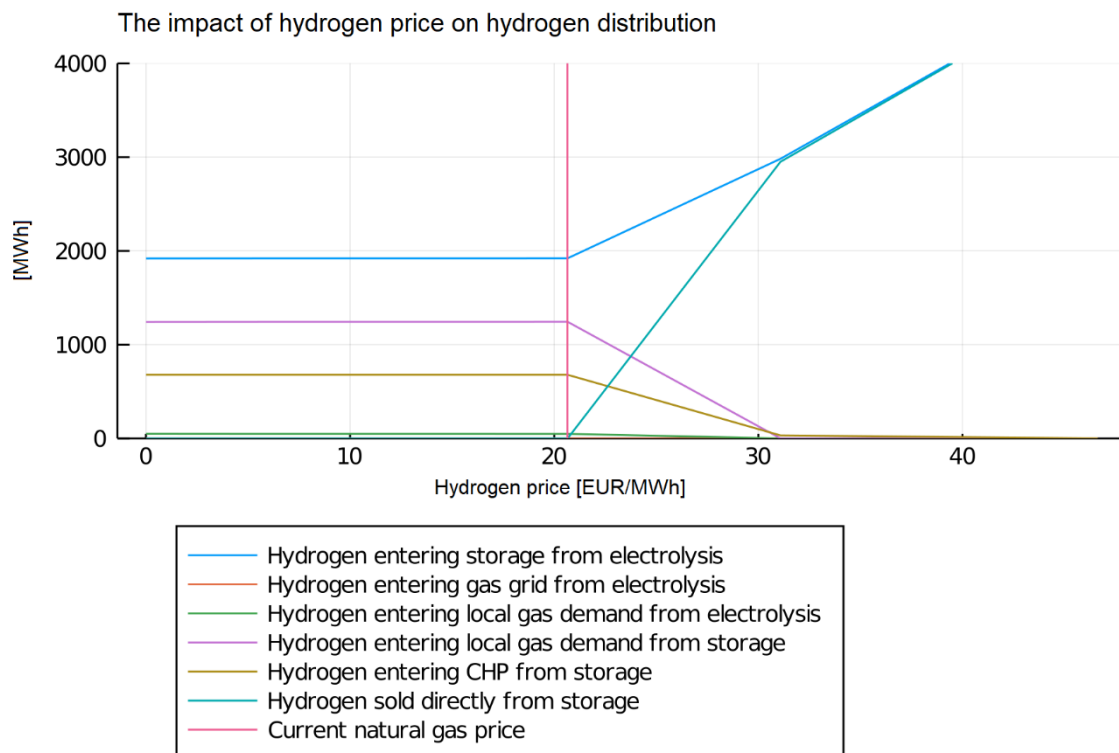


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

213.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

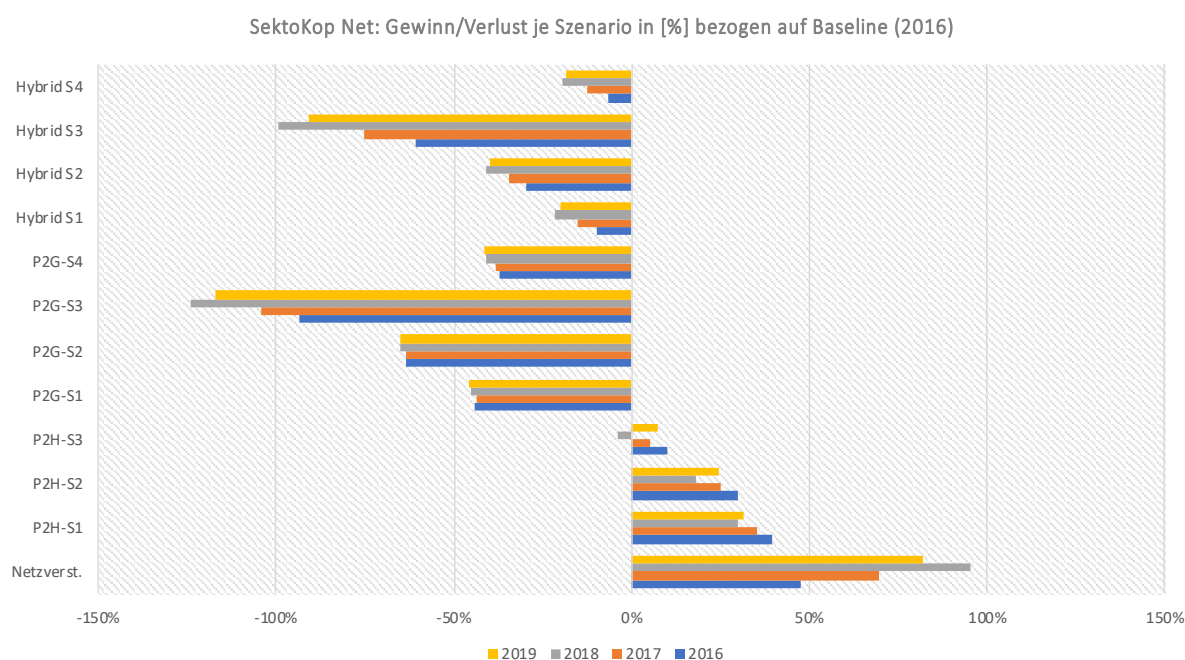


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

213.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

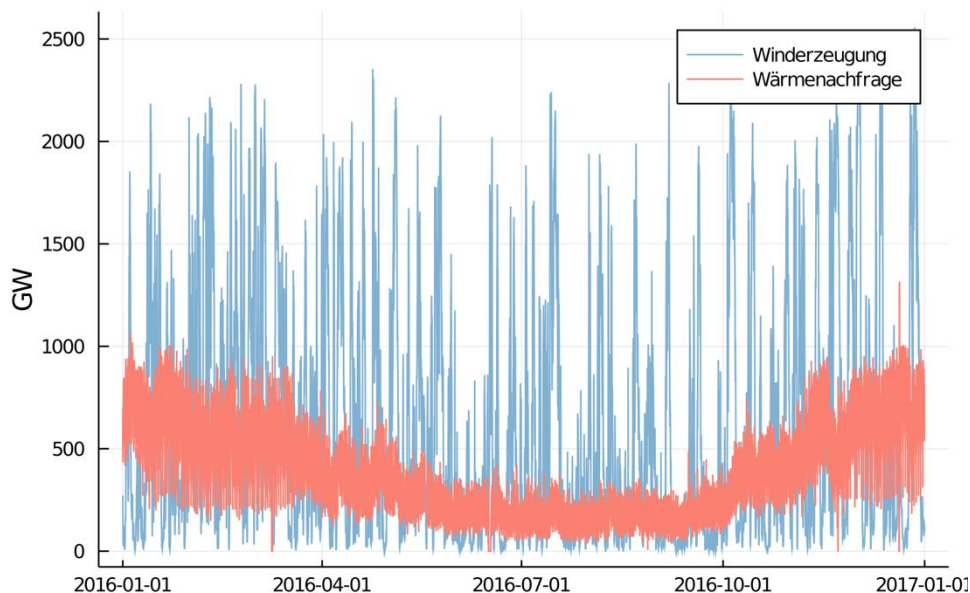


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

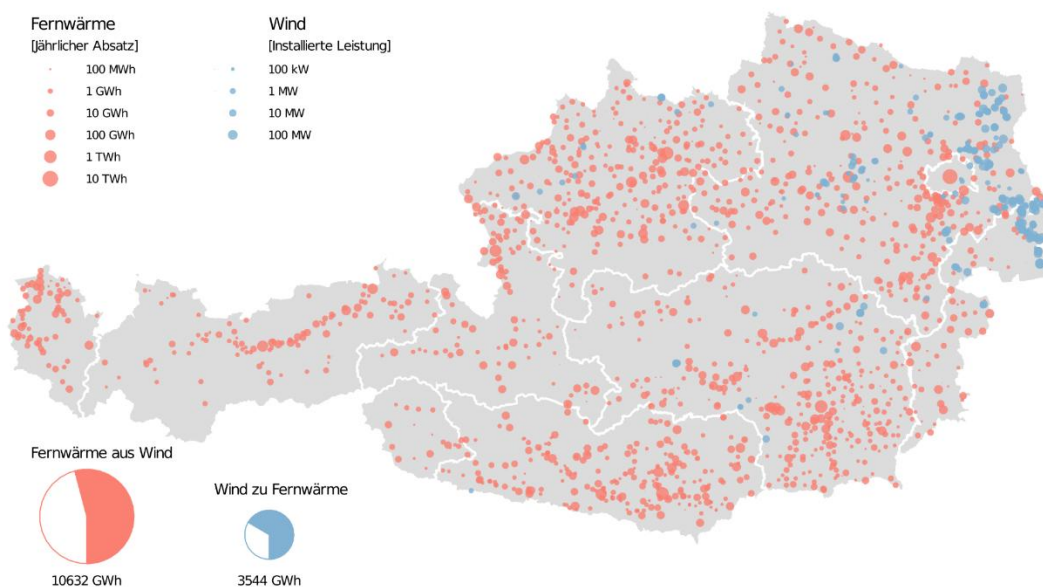


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

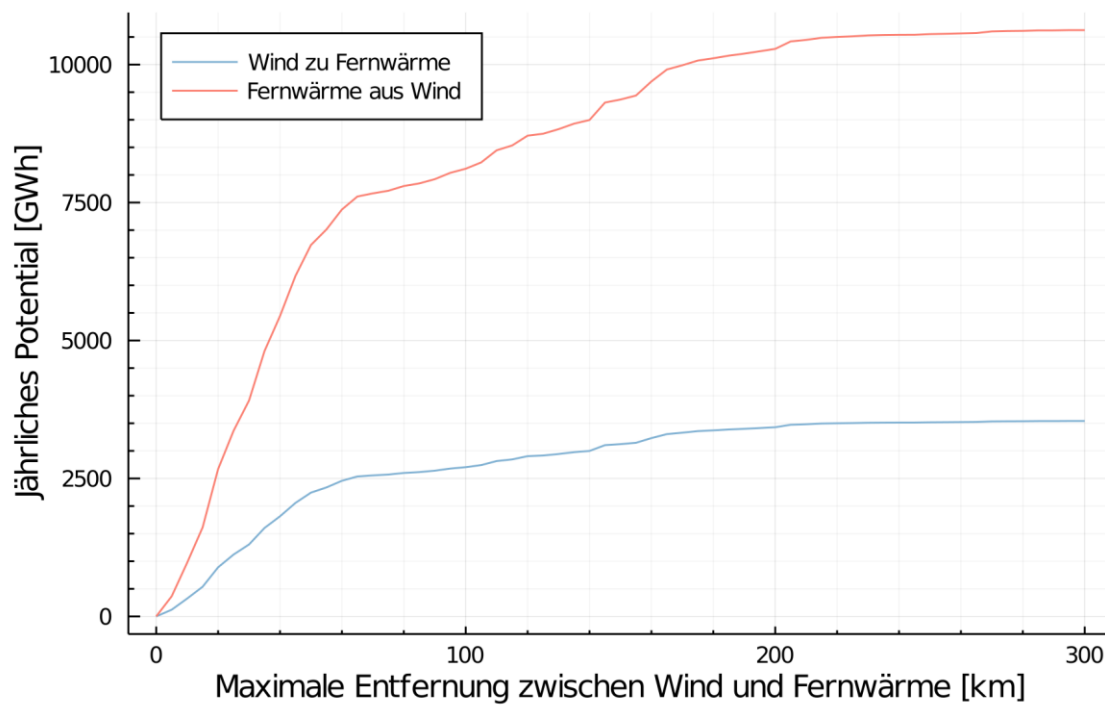


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

214. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

214.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

214.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

215. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

216. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

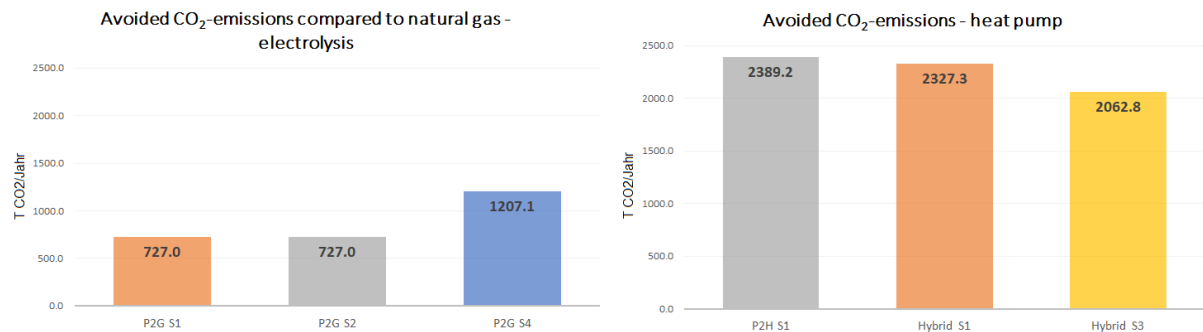


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

216.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

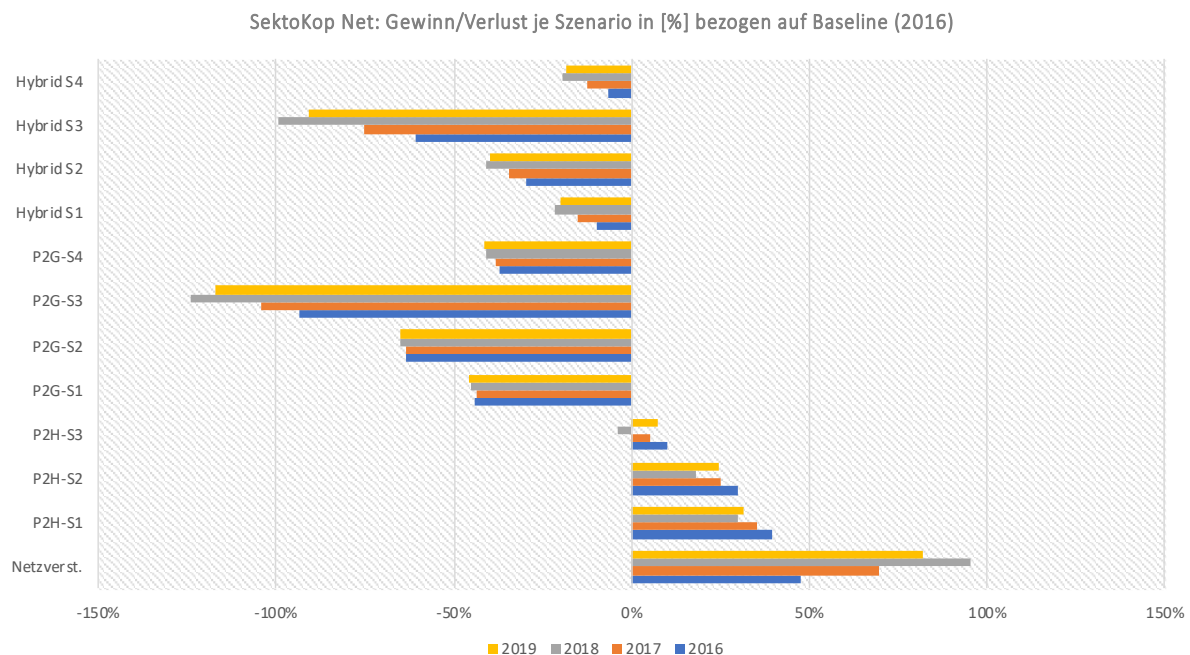


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

216.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

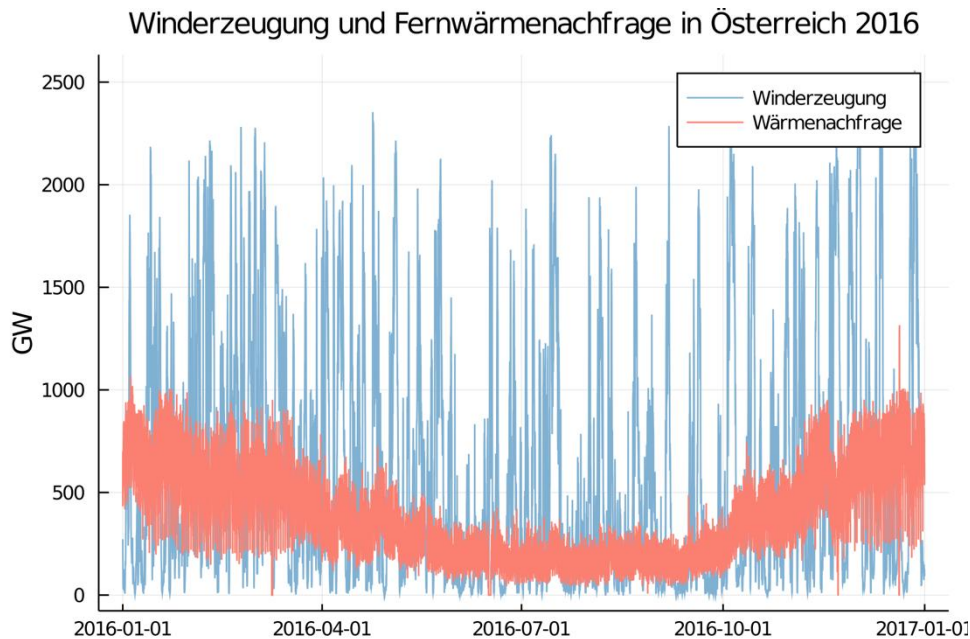


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

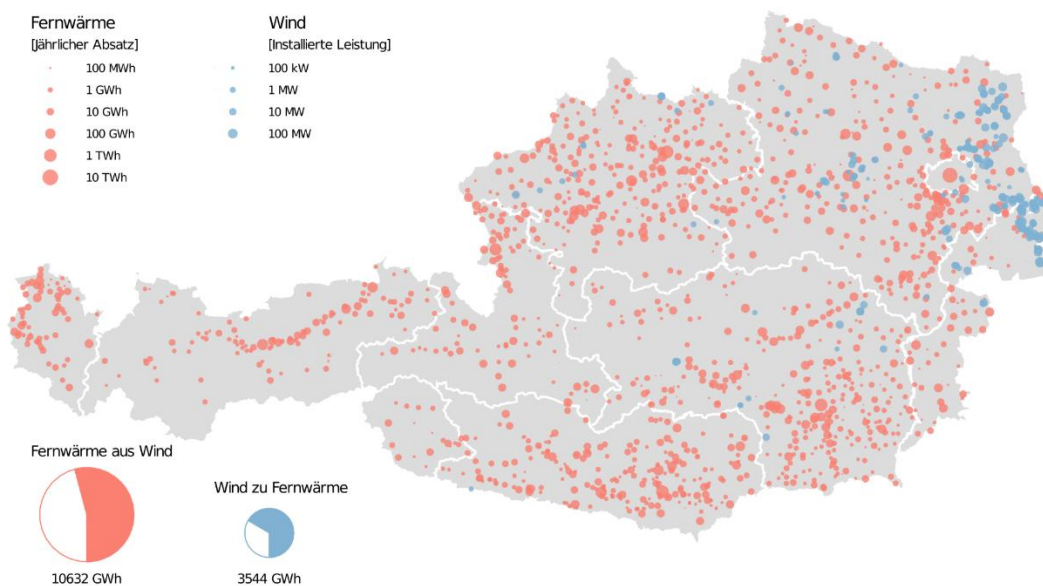


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

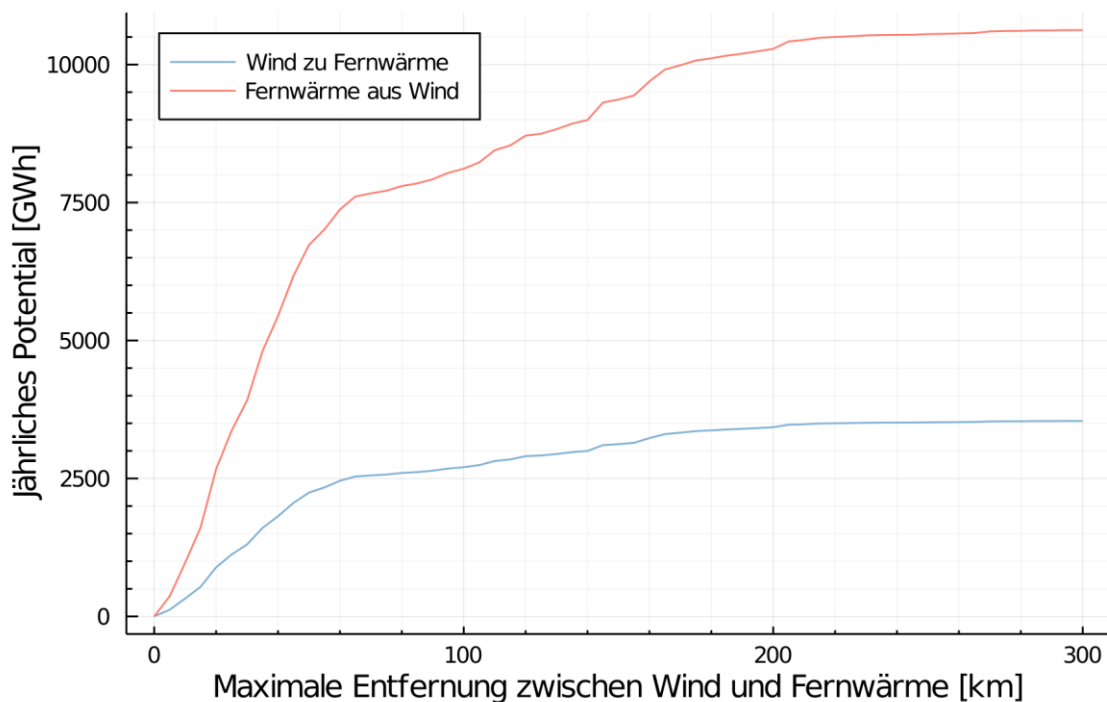


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

217. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

217.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

217.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

218. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

219. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

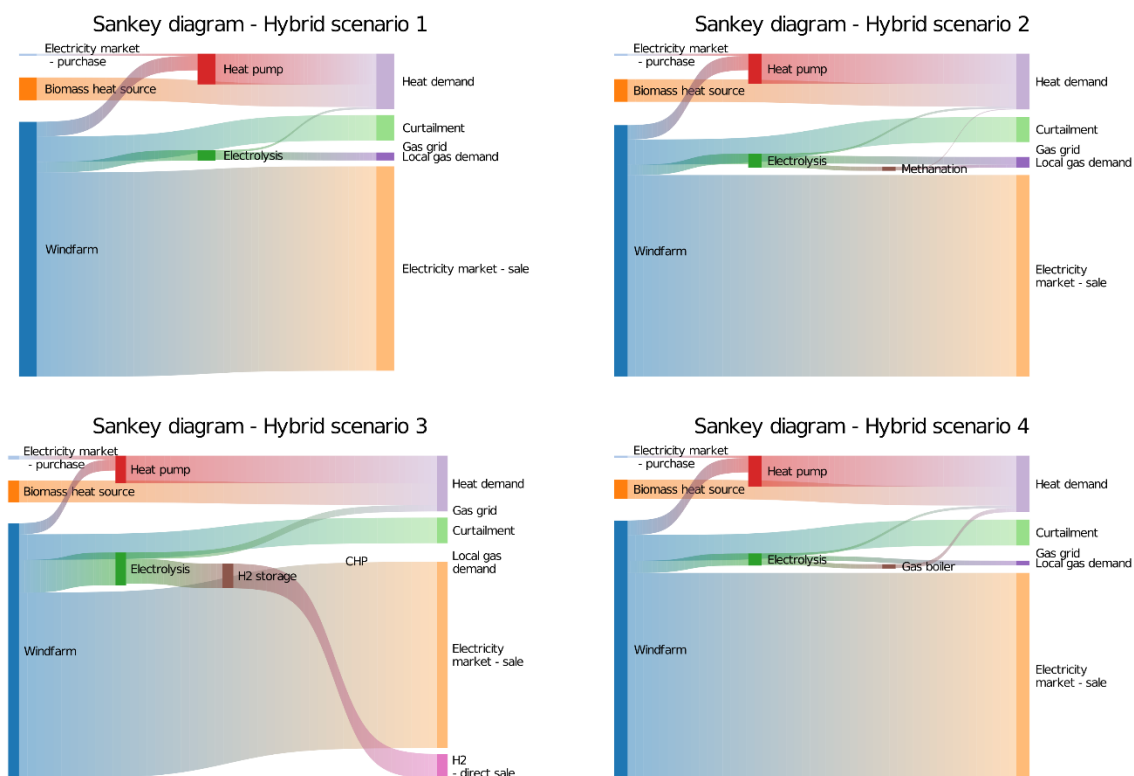


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

219.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

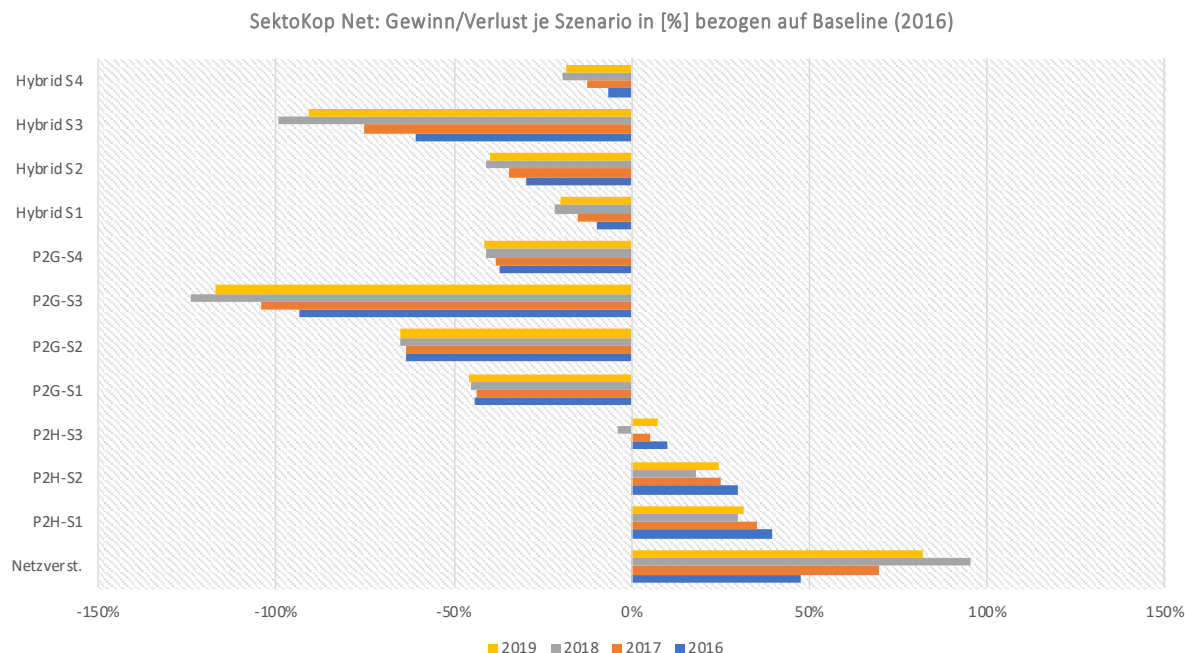


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

219.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

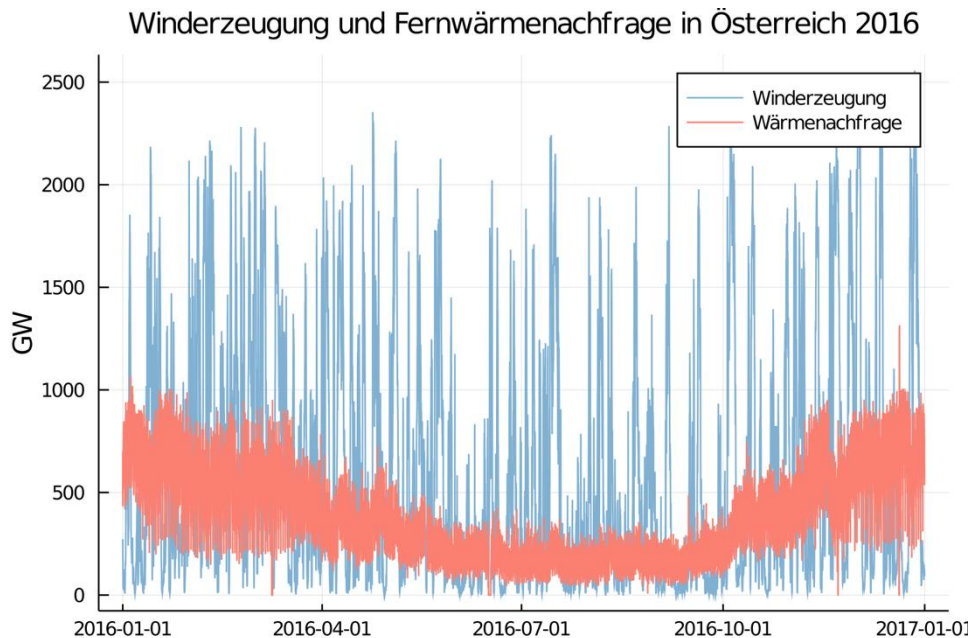


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

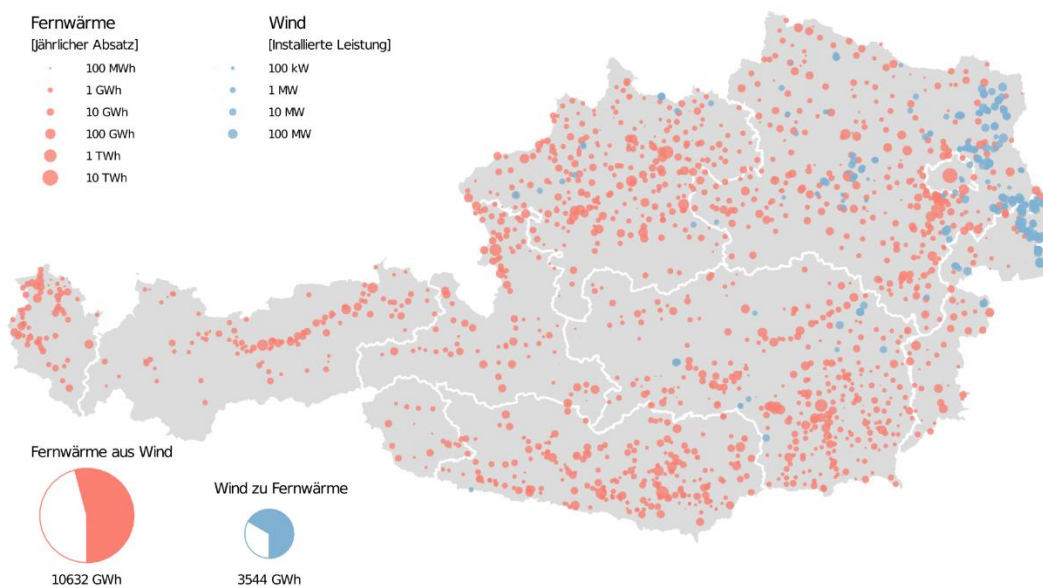


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

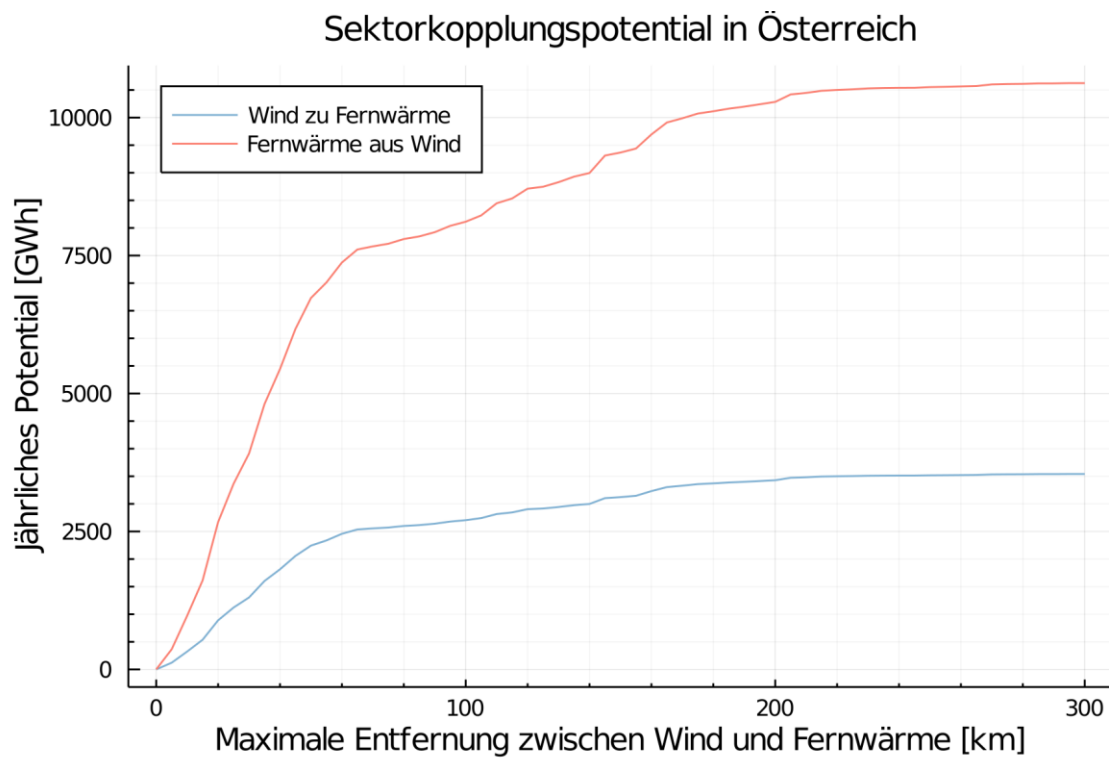


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

220. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

220.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

220.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

221. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

222. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

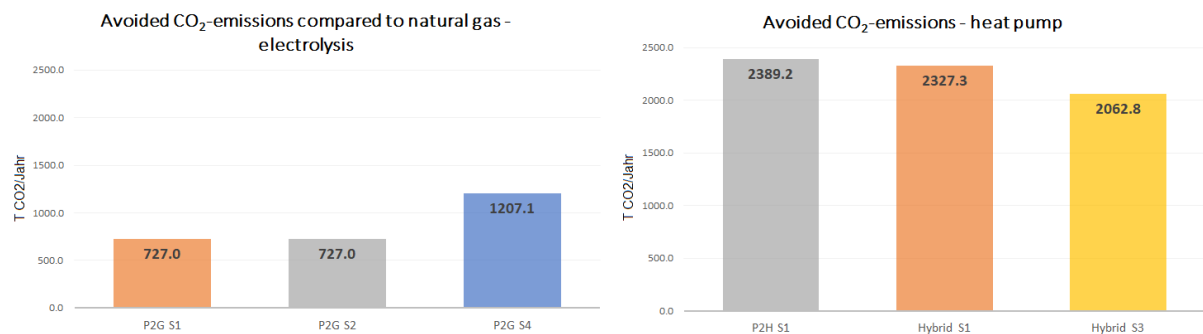


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

222.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

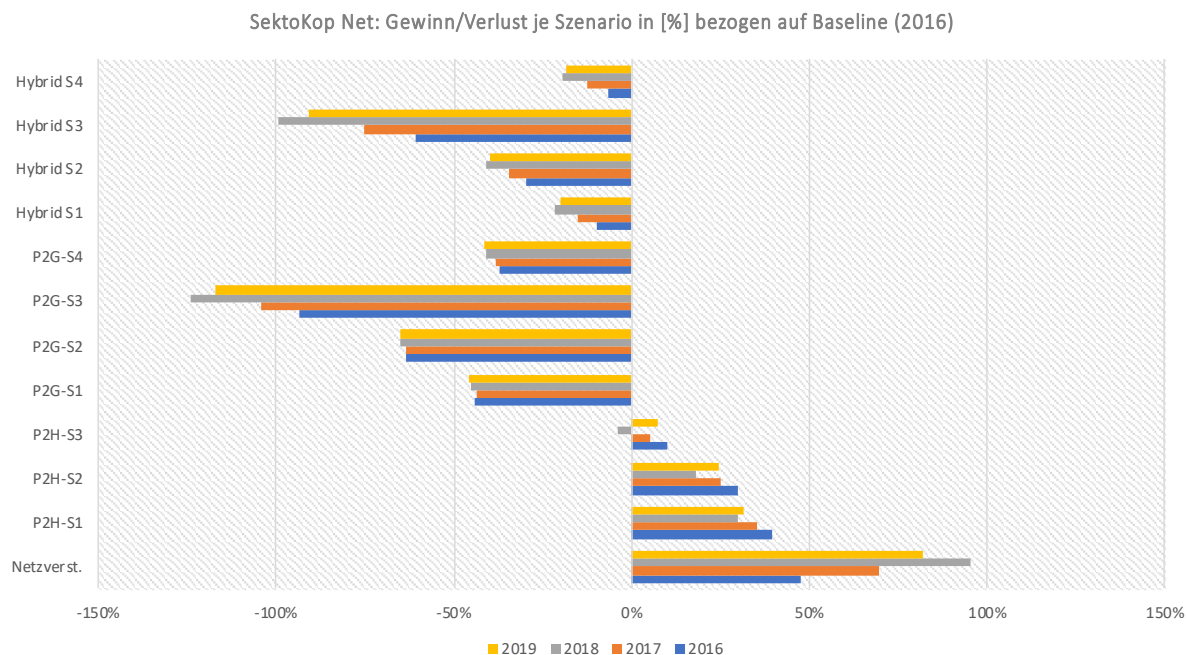


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

222.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

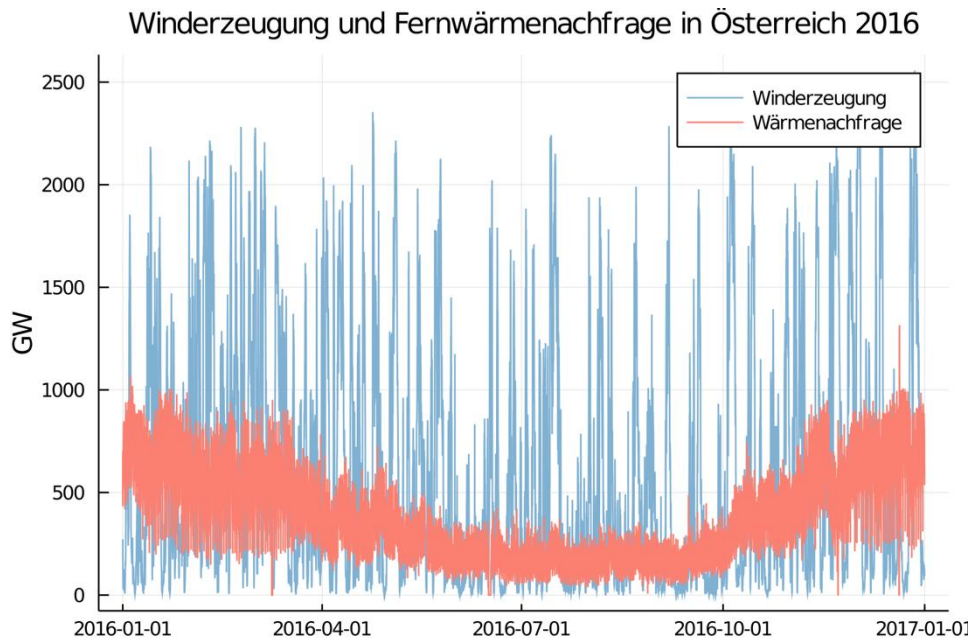


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

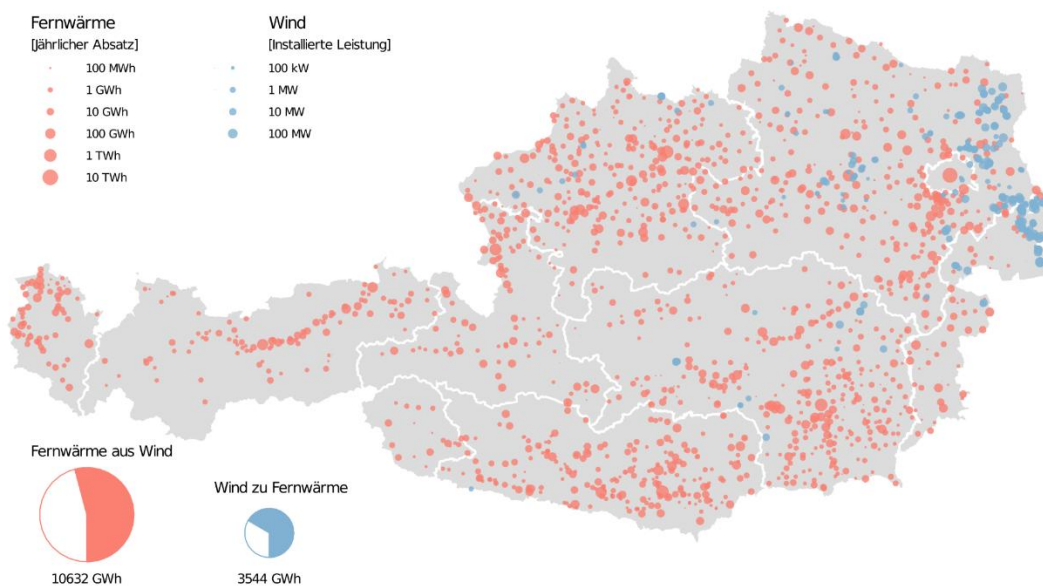


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

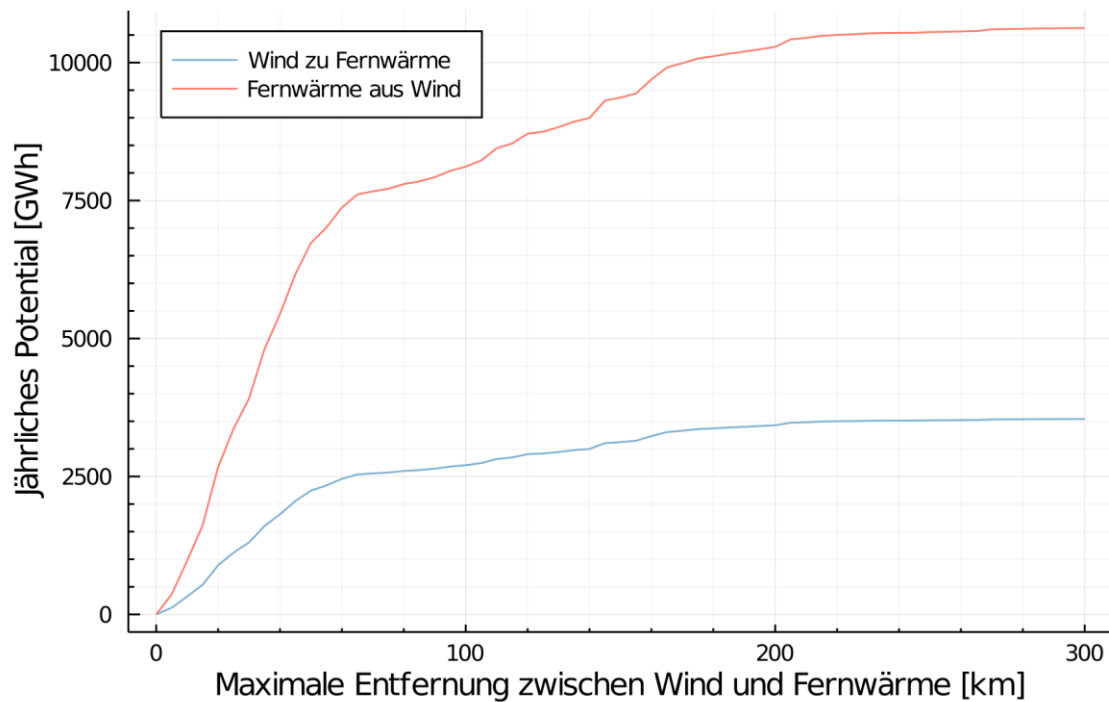


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

223. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

223.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

223.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

224. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

225. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

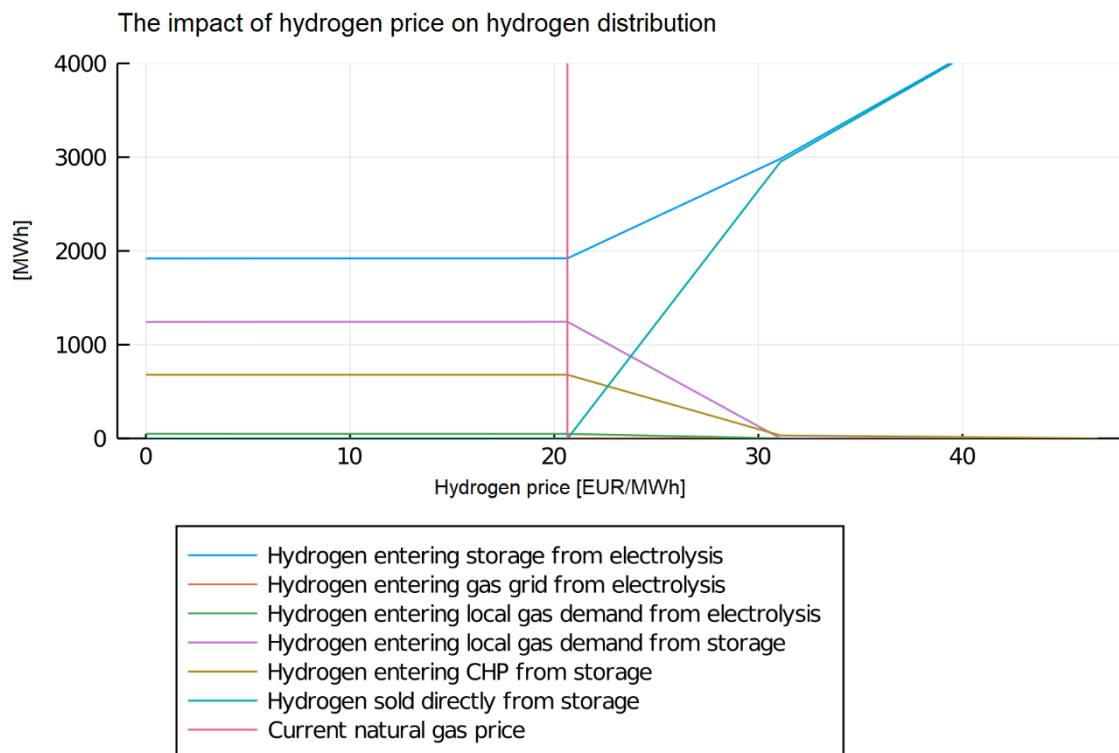


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

225.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

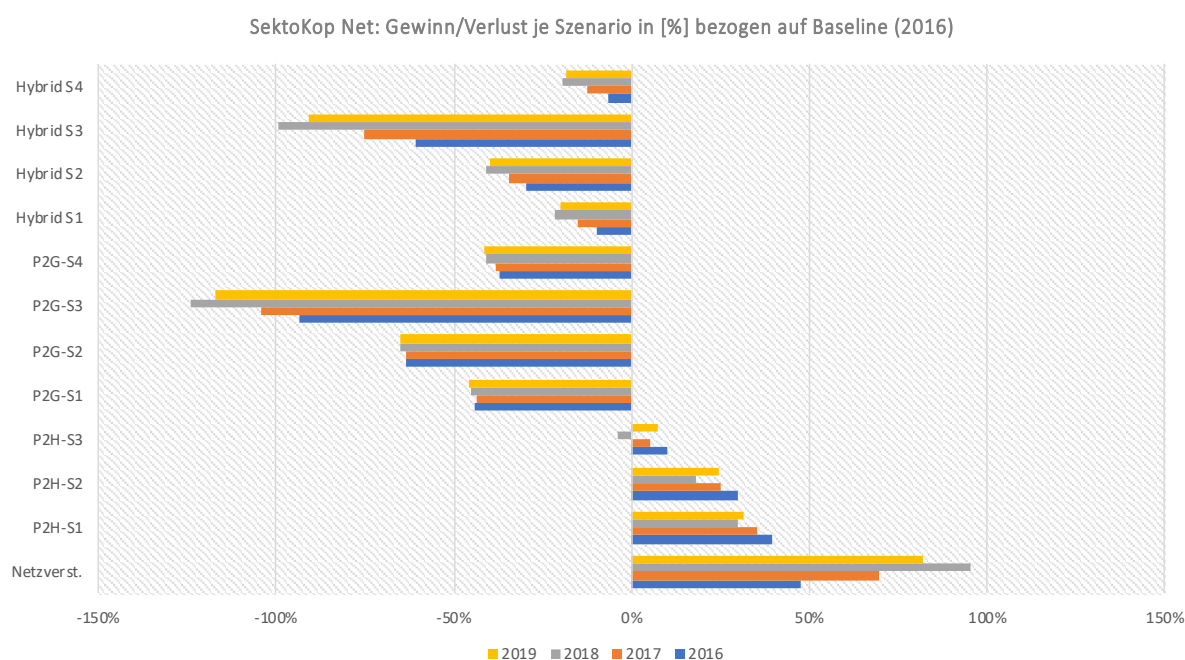


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

225.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

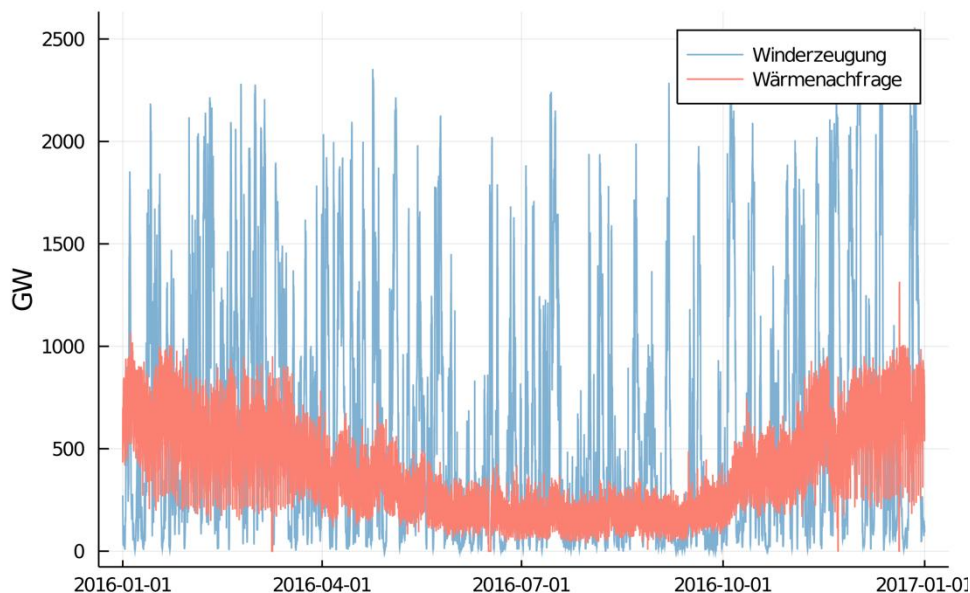


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

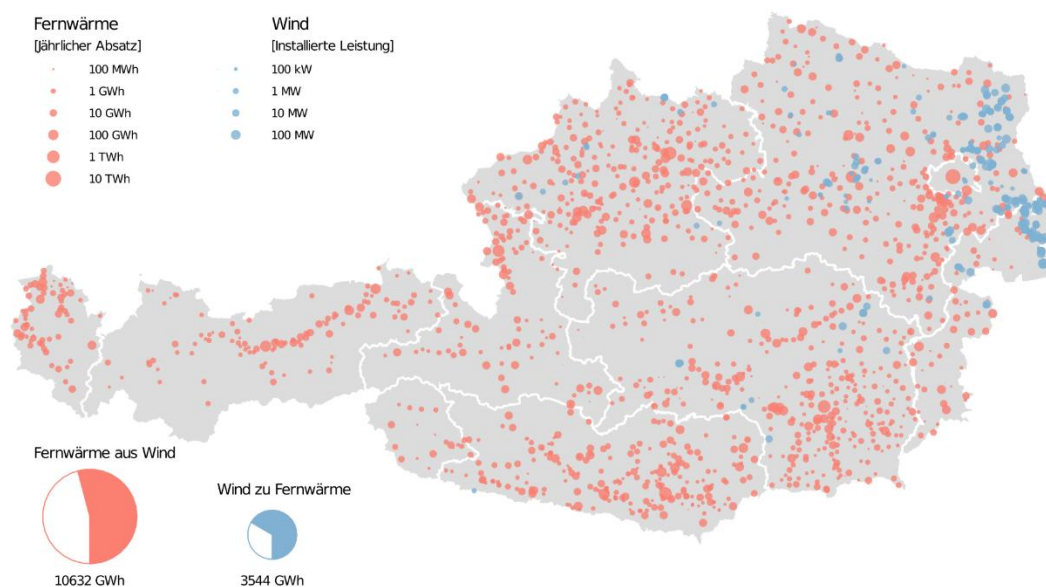


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

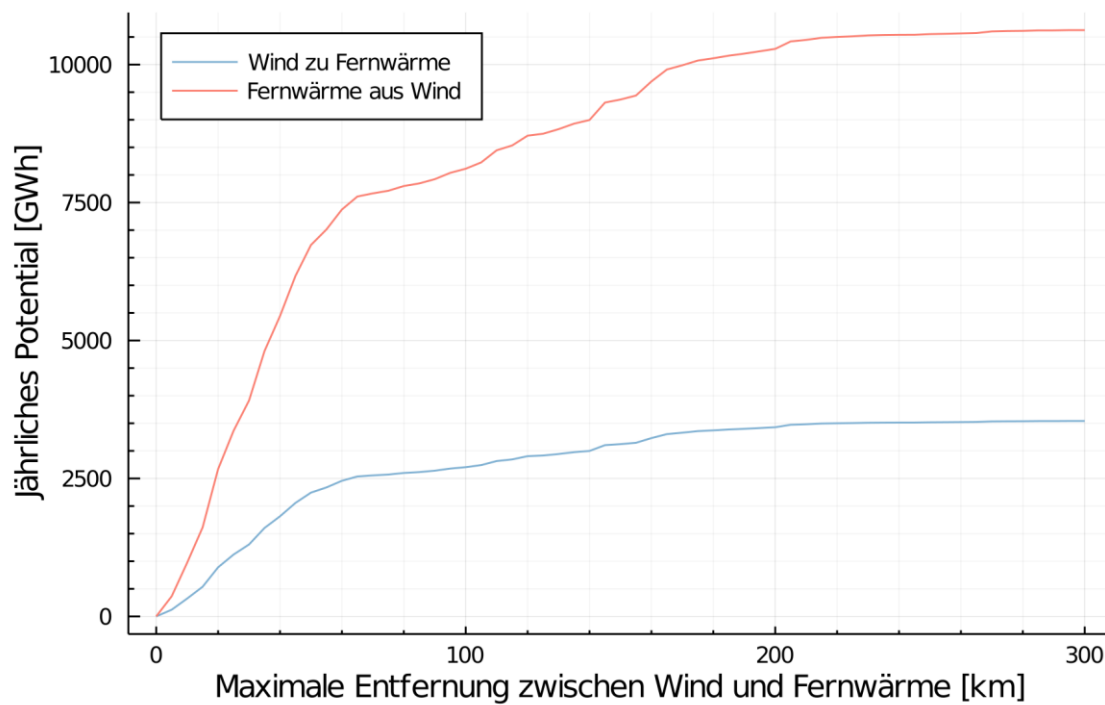


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

226. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

226.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

226.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

227. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

228. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

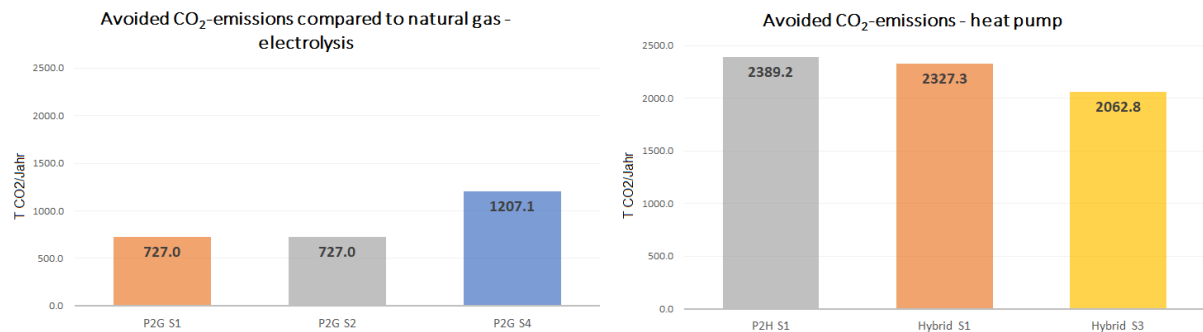


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

228.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

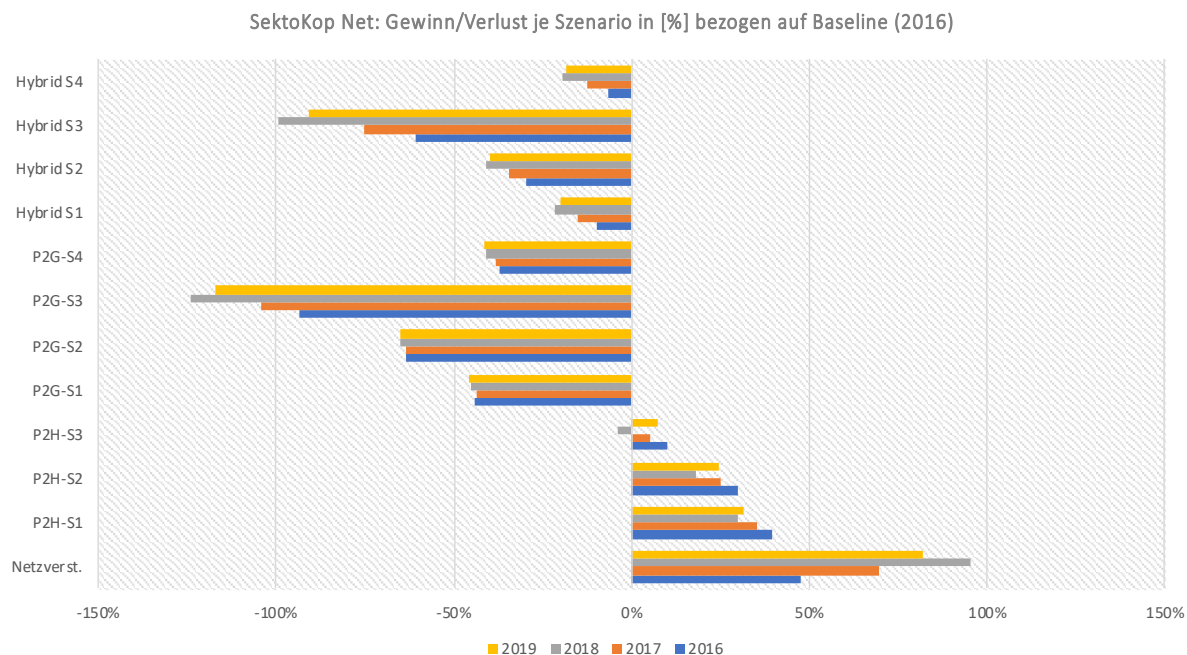


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

228.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

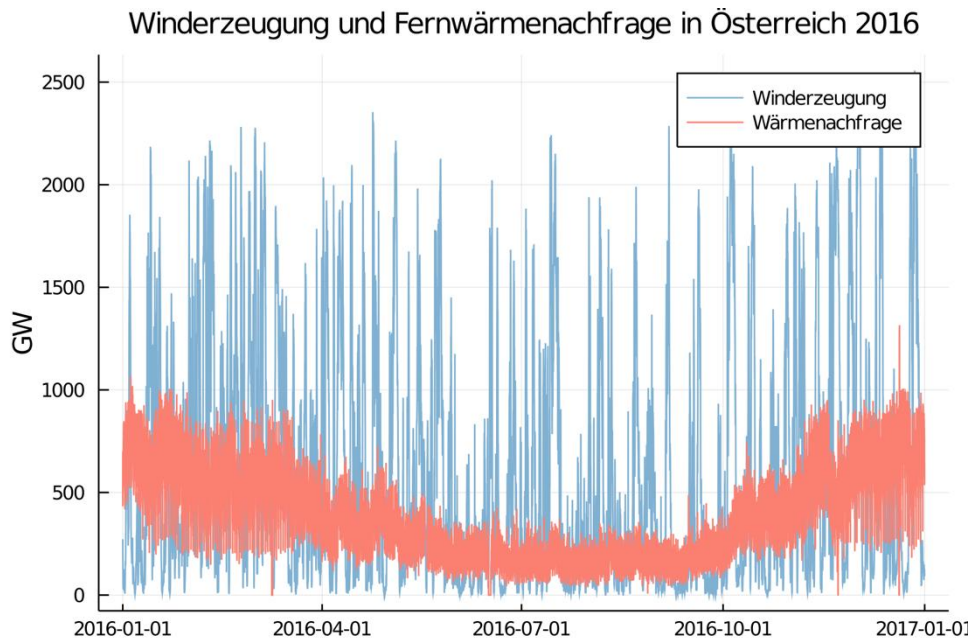


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

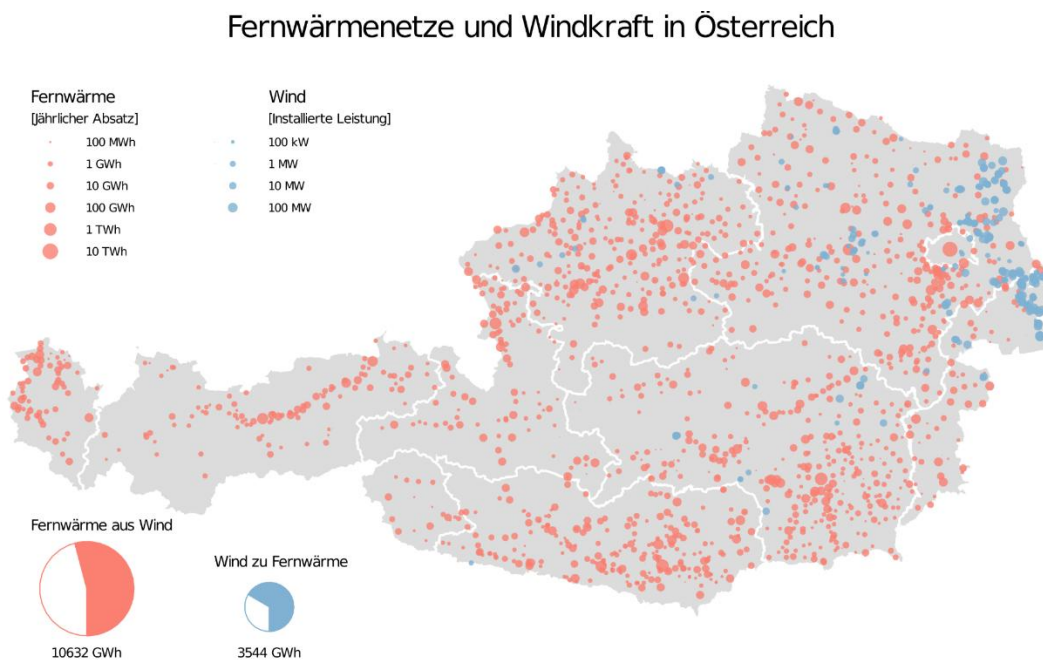


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

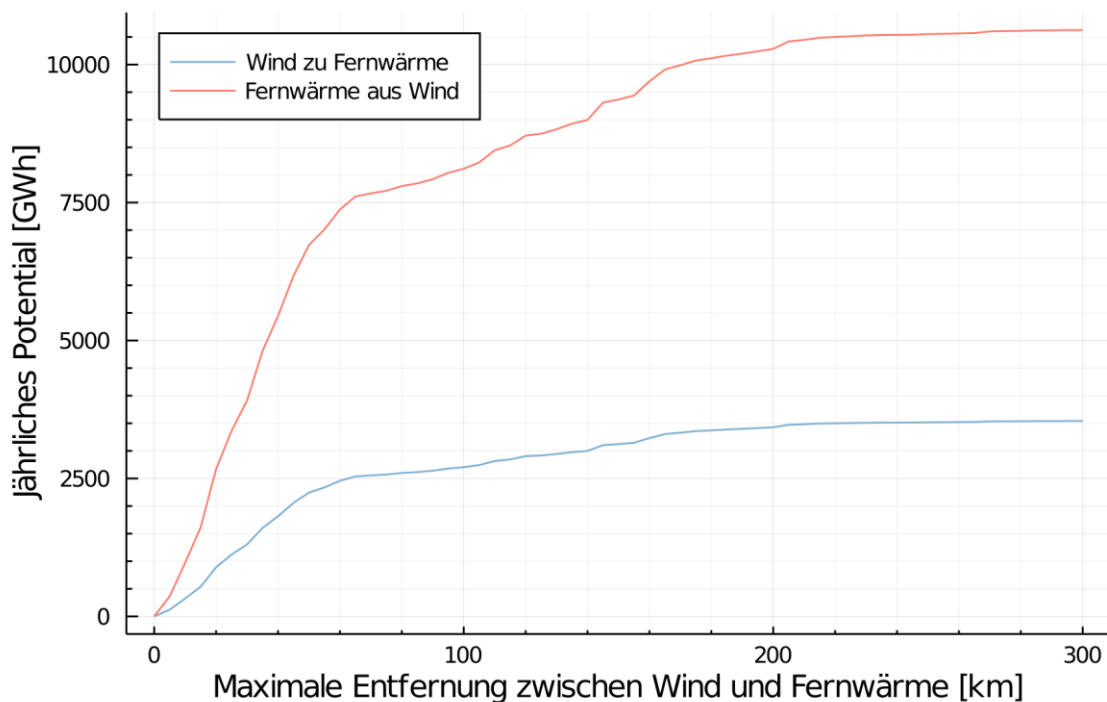


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

229. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

229.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

229.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

230. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

231. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

231.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

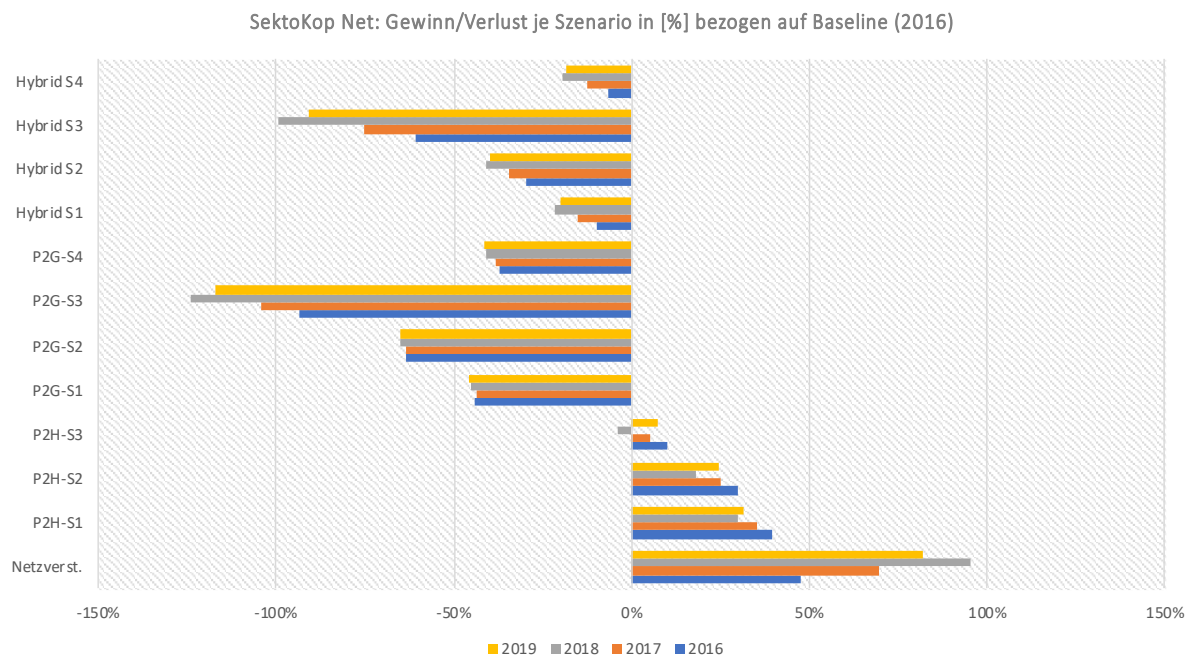


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

231.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

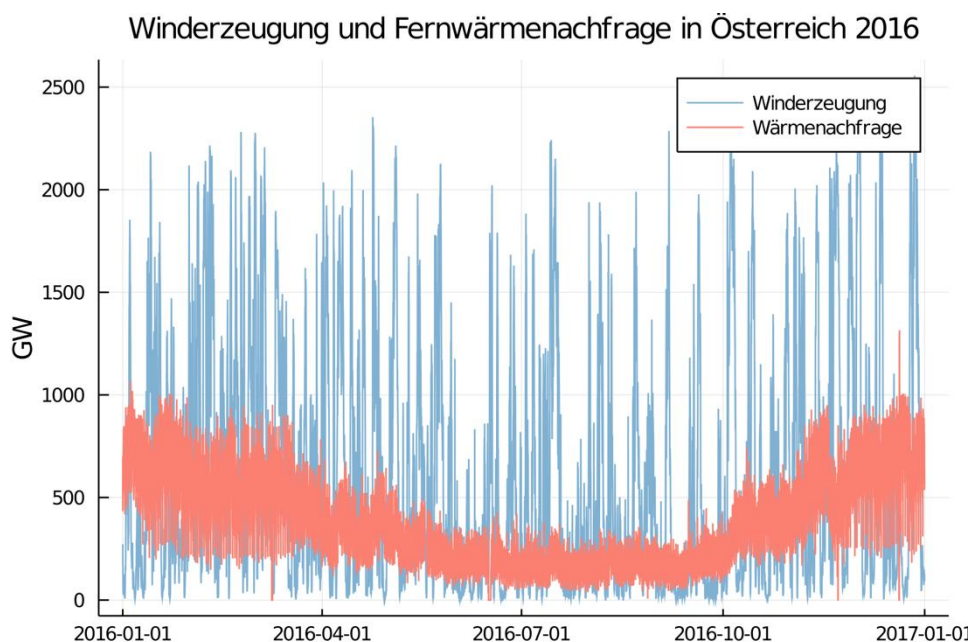


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

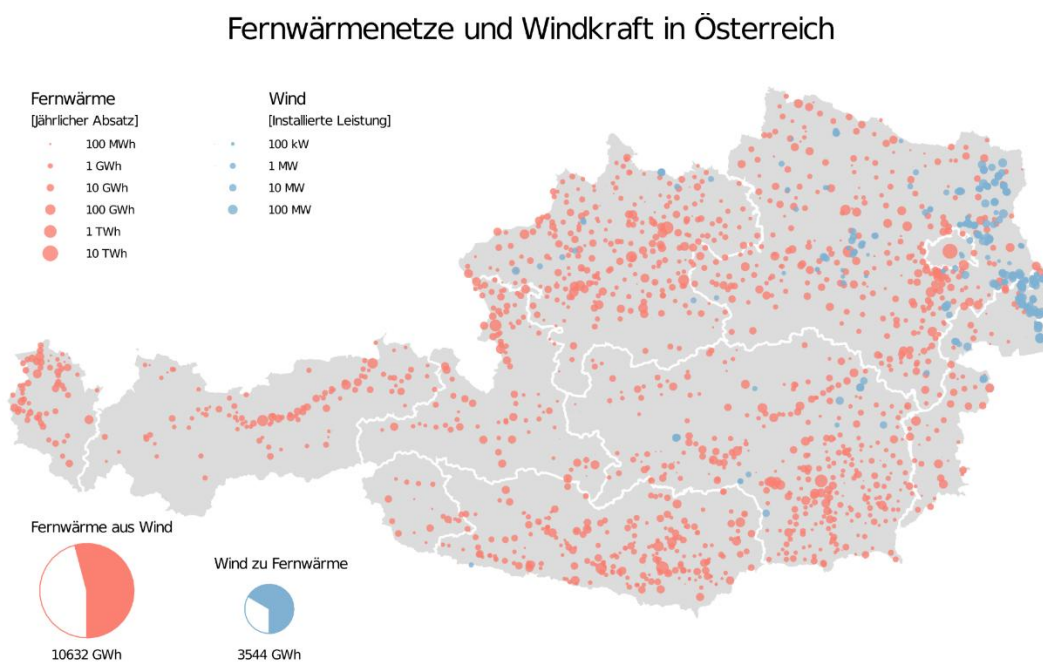


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

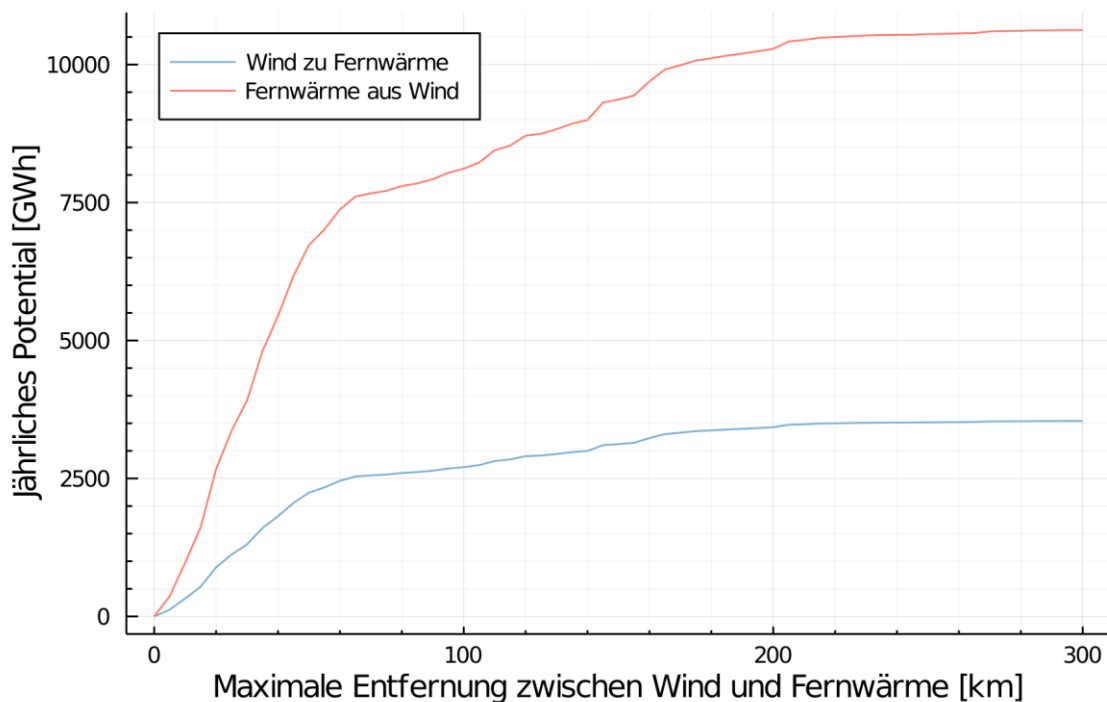


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

232. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

232.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

232.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

233. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

234. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

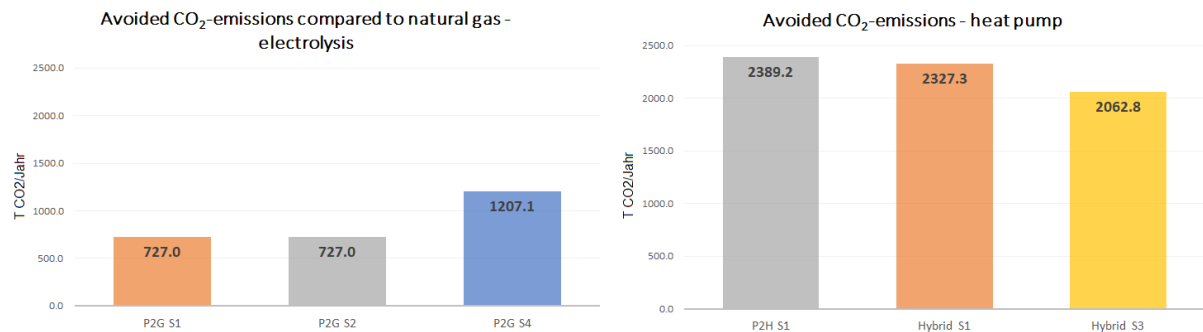


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

234.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

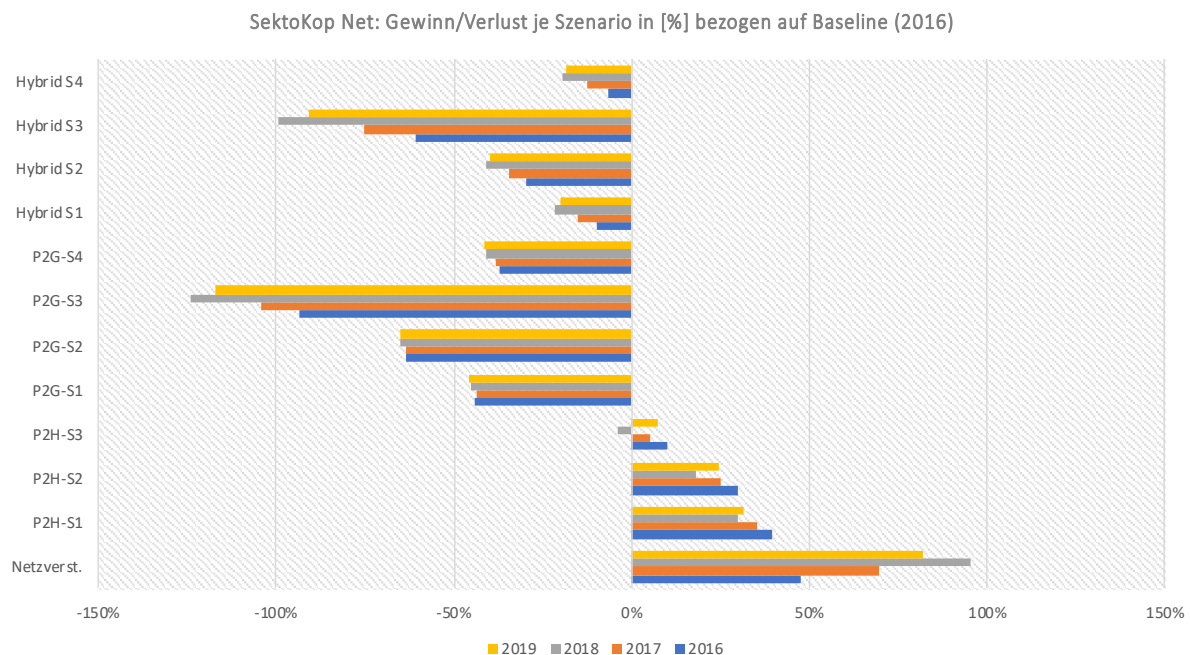


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

234.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

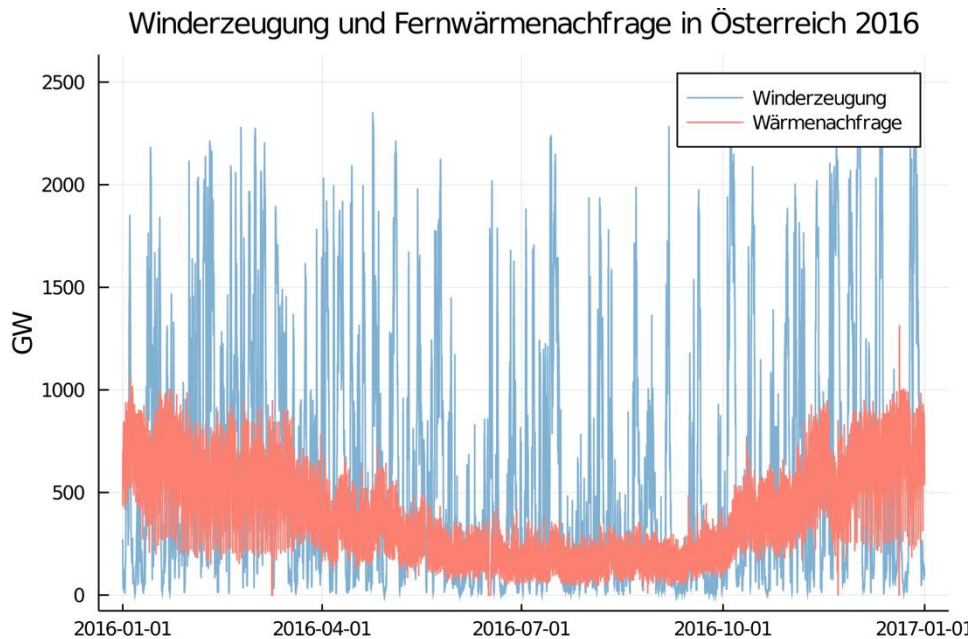


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

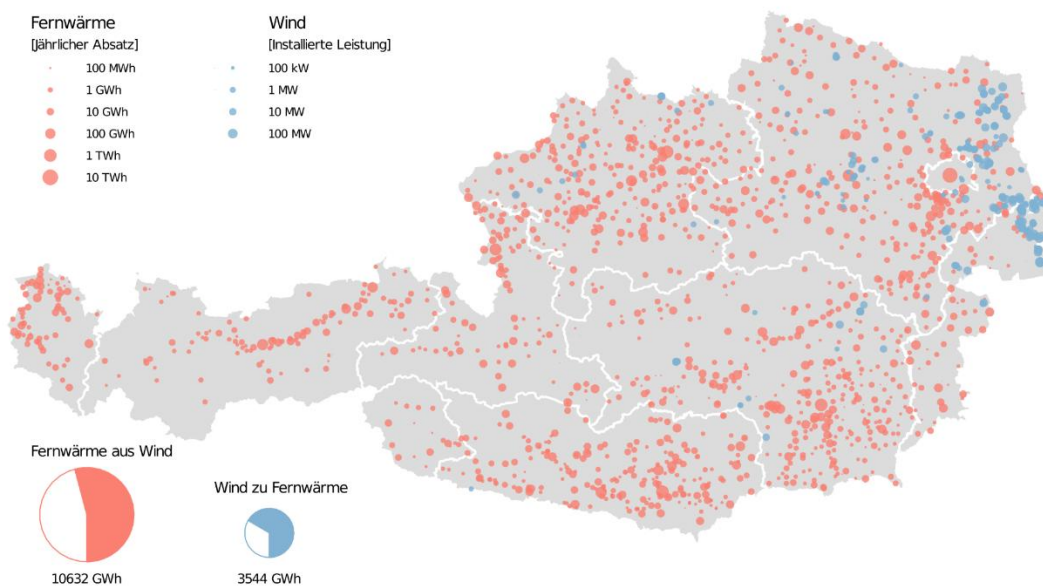


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

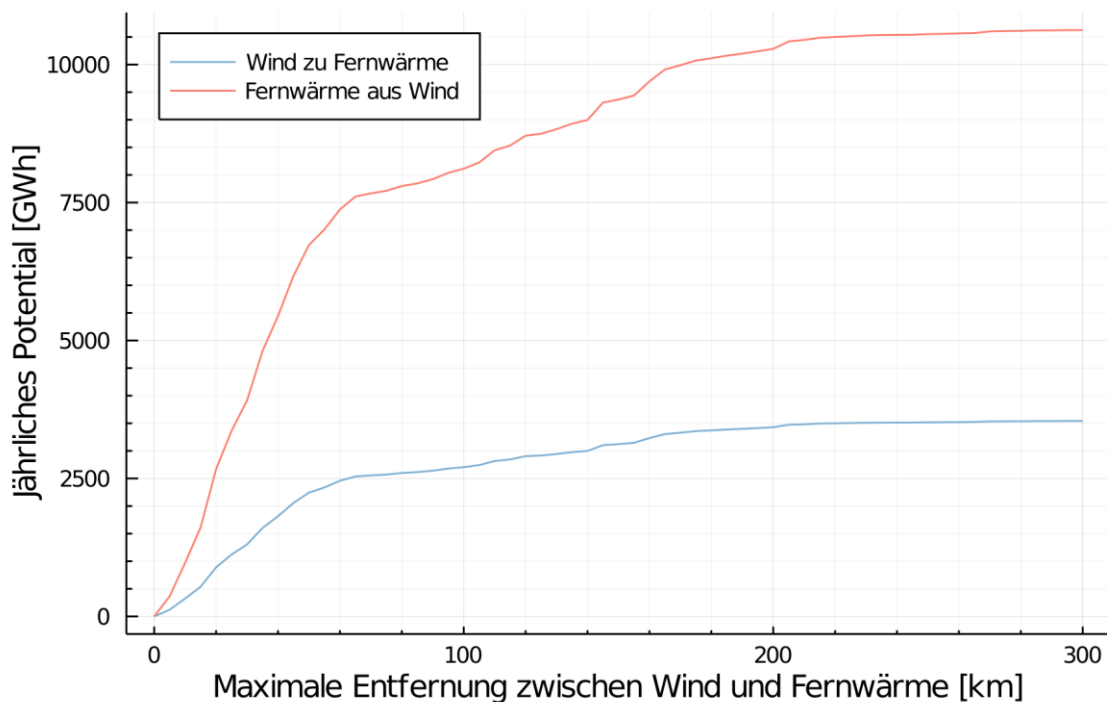


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

235. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

235.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

235.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

236. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

237. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

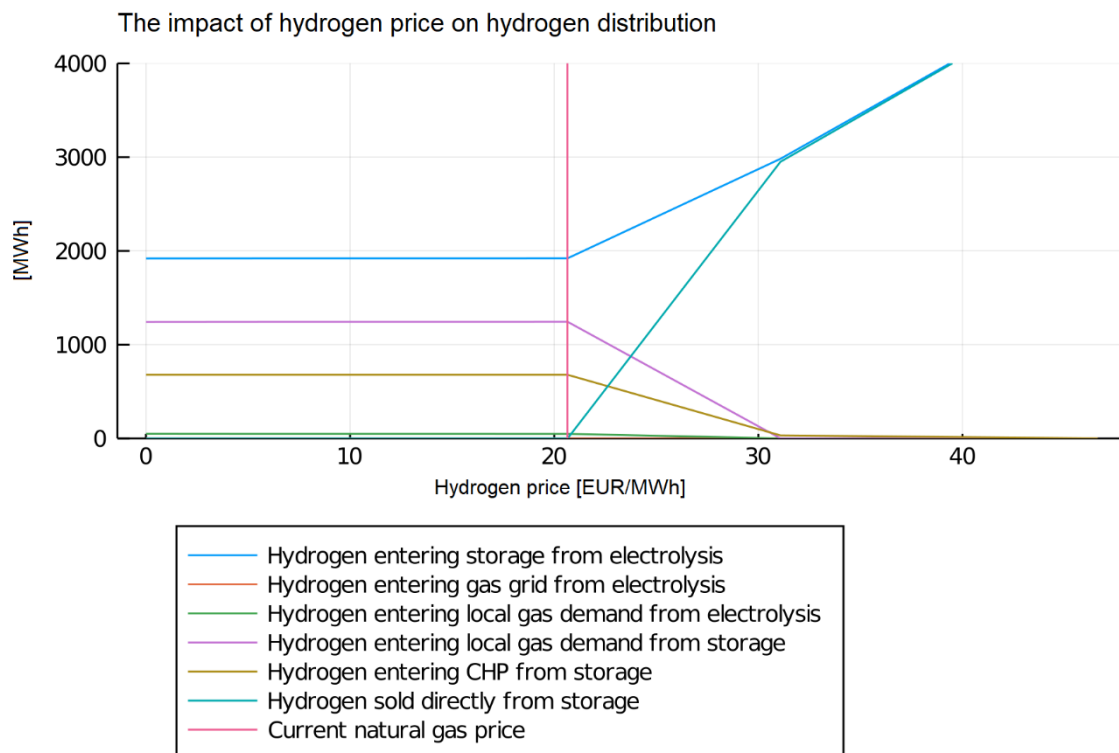


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

237.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

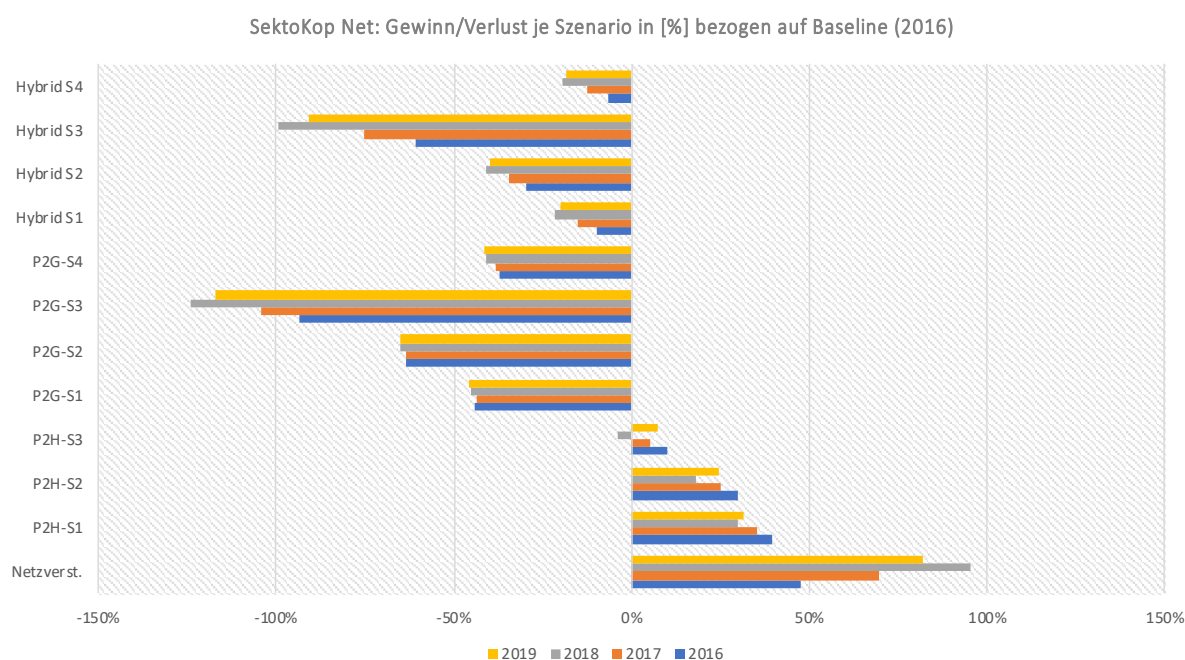


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

237.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

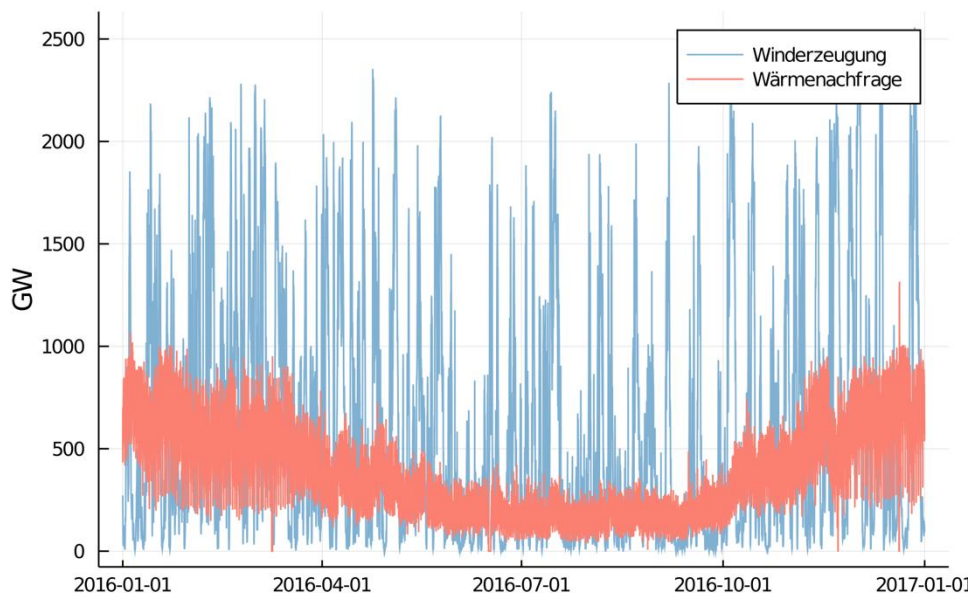


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

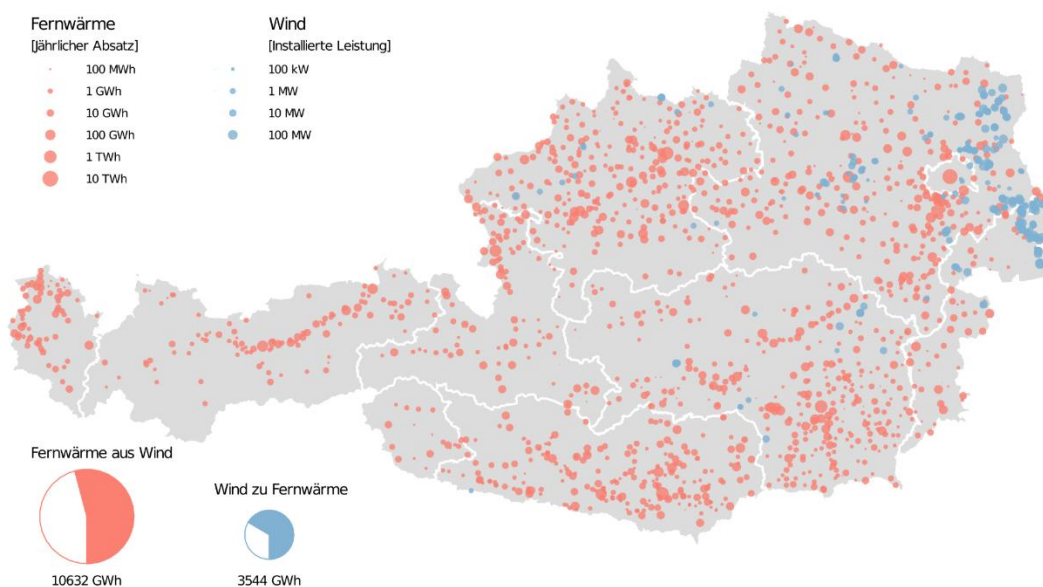


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

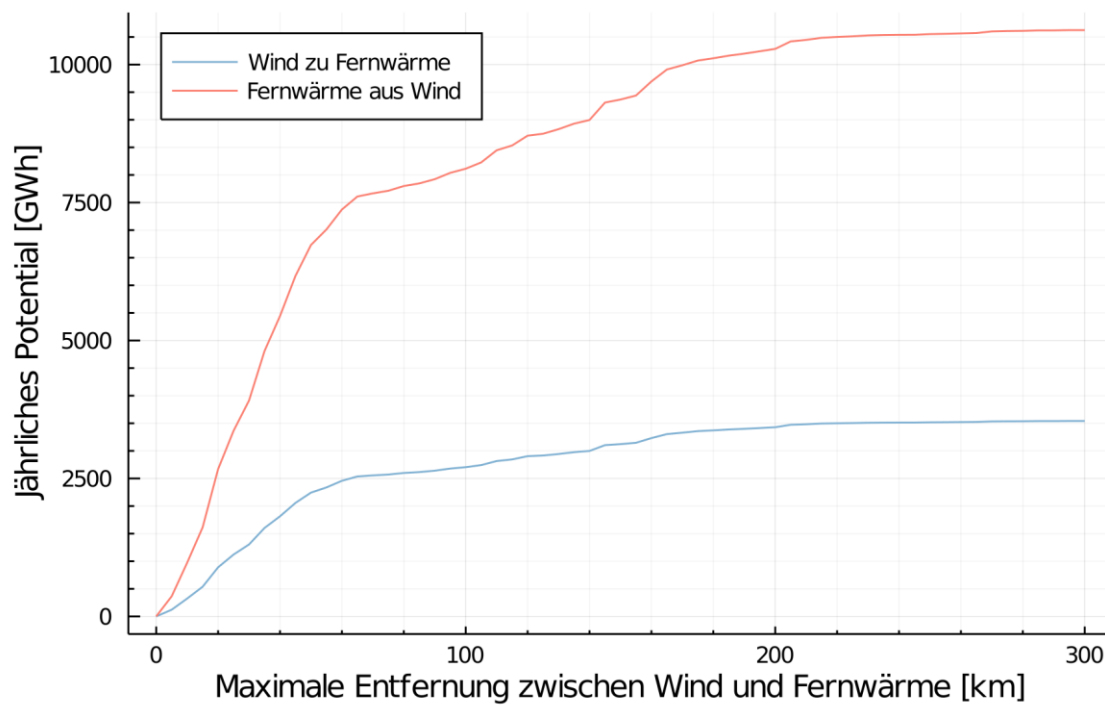


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

238. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

238.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

238.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

239. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

240. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

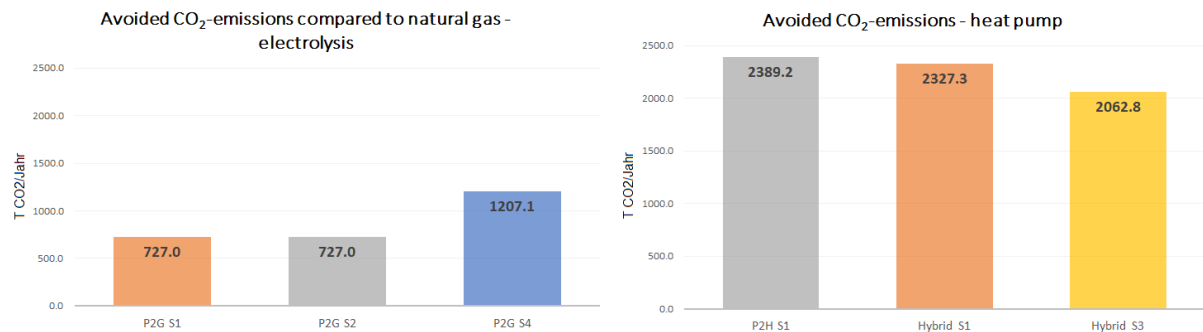


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

240.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

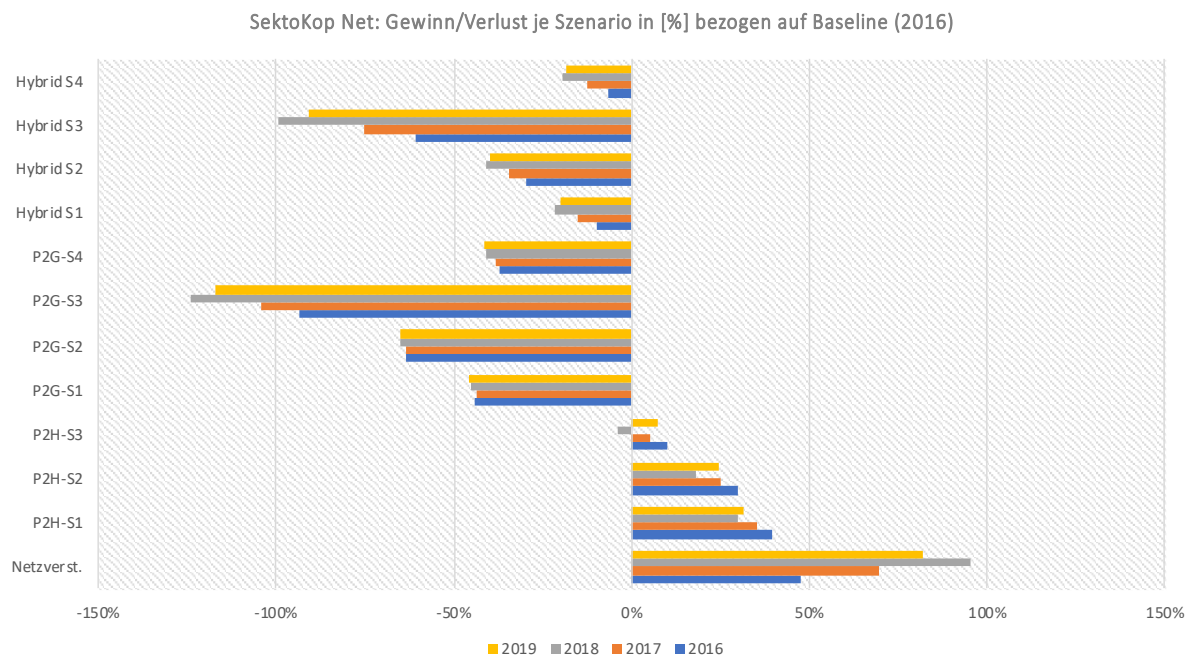


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

240.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

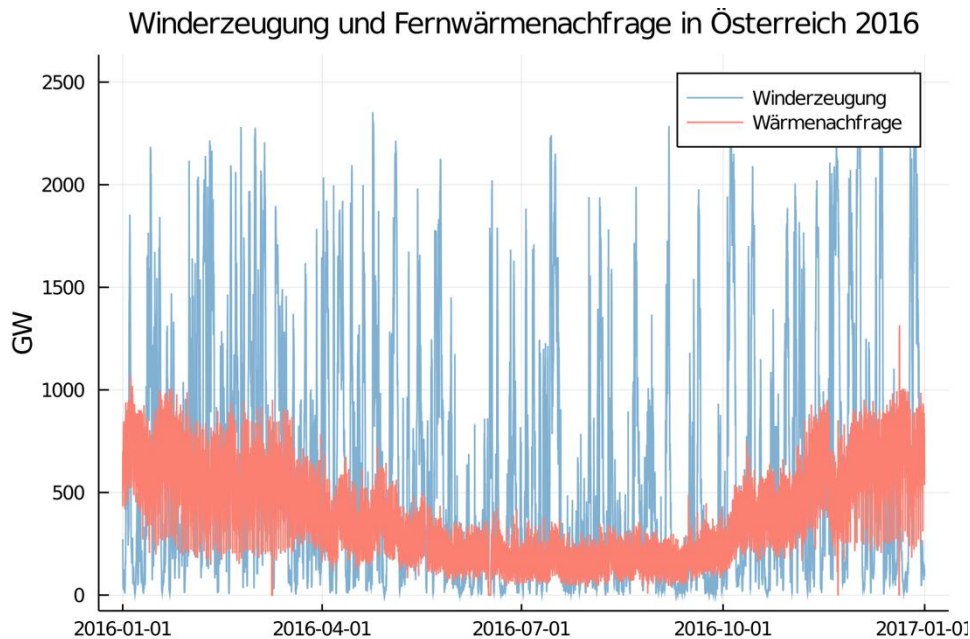


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

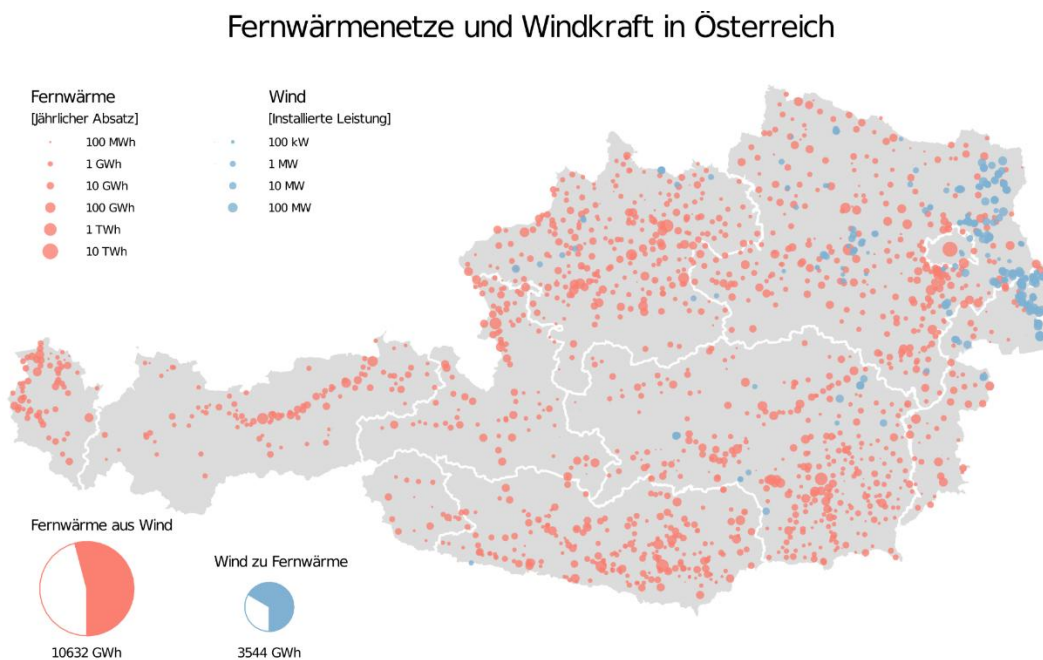


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

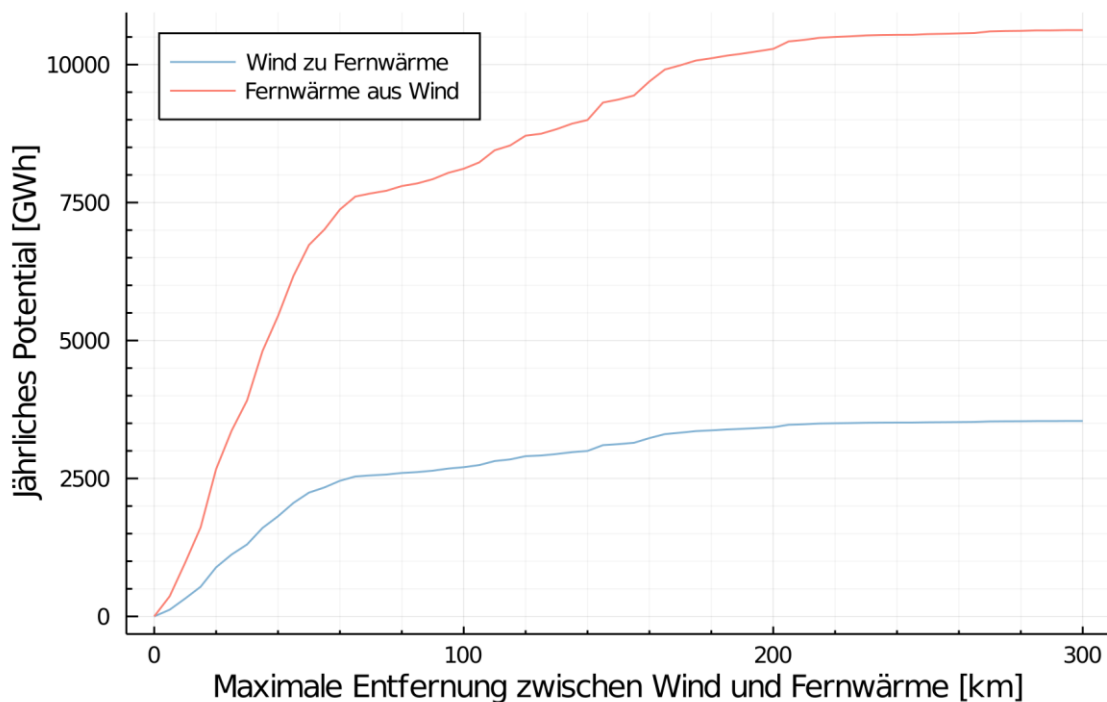


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

241. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

241.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

241.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

242. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

243. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

in Prozentwerten dargestellt.

Hybride Szenarien erwiesen sich (ohne Betrachtung der Investitionskosten) im Vergleich zu den P2H- und P2G-Szenarien als profitabler, da mehr Kopplungstechnologien zur Verfügung stehen und somit in hohem Maße Zugewinne in den Erlösen und Kostensenkungen erzielt werden können. So sind Szenarien mit einem höheren Grad an Flexibilität tendenziell profitabler, da der Lösungsraum größer ist, was bessere Optimierungsergebnisse ermöglicht.

Der Einsatz von Technologien, die Wärme erzeugen, wie z.B. die Wärmepumpe und der Gaskessel, wirkt sich positiv aus, da die Heizkosten deutlich sinken. Darüber hinaus trägt die bei den Elektrolyse- und Methanisierungsprozessen erzeugte Überschusswärme je nach Einsatz der Technologie in jedem Szenario in unterschiedlichem Maße zur Deckung des lokalen Wärmebedarfs bei. Im Hybrid-Szenario 3 wurde eine KWK-Anlage in Betracht gezogen, die zusätzlich eine Wärmepumpe, einen Wasserstoffspeicher und die Möglichkeit des Direktverkaufs von Wasserstoff umfasst. Aufgrund der hohen Wasserstoffverkaufspreise wurde die KWK-Anlage jedoch nicht genutzt.

Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden. Der Grad der erzielten Kostenreduktion hängt von der Menge des in jedem Szenario produzierten Gases sowie von der Art der Nutzung des Gases ab. In den Szenarien, in denen ein direkter Wasserstoffverkauf möglich ist, wird aufgrund des hohen Wasserstoffverkaufspreises keine Gaskostensenkung erreicht. Der gesamte produzierte Wasserstoff wird direkt aus dem Speicher verkauft, was bedeutet, dass der lokale Gasbedarf durch Gas aus dem Gasnetz gedeckt werden muss. Der Wasserstoffverkaufspreis kann daher in den untersuchten Szenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor angesehen werden.

Darüber hinaus weist das Netzausbauszenario im Vergleich zum Basisszenario eine signifikante Rentabilität auf, was darauf hindeutet, dass die Einnahmen aus dem Stromverkauf an den Strommarkt einen erheblichen Teil der Rentabilität eines Systems ausmachen. Obwohl das Netzausbauszenario unerwünschtes Abregeln eliminiert, sollte berücksichtigt werden, dass das Szenario weniger Vorteile bietet als die Kopplungsszenarien. Da die lokale Wärmenachfrage vollständig durch die von der Biomasse-Wärmequelle erzeugte Wärme gedeckt wird, sind die in diesem Szenario erzielten CO₂-Emissionsreduktionen geringer als in Szenarien, die "erneuerbare Wärme", d.h. Wärme nutzen, die aus im Windpark erzeugtem Strom gewonnen wird. Darüber hinaus werden in Bezug auf den Gasbedarf keine zusätzlichen Umweltvorteile erzielt, da kein Wasserstoff erzeugt wird und der lokale Gasbedarf vollständig durch das Gasnetz gedeckt wird.

Es ist anzumerken, dass die folgende Analyse ohne Berücksichtigung der Investitionskosten durchgeführt wurde, die für eine vollständige wirtschaftliche Analyse erforderlich wären. Die dynamische Investitionskostenanalyse wird im folgendem Kapitel 3.2 beschrieben.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Werte in Prozent	P2H			P2G				Hybrid				P2H mit systemdienli- chem Einsatz („Bilanz- treue“)	
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2
Optimierungs- zugewinn inkl. Wartungs- kosten	0,5	0,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,4	0,7	0,5	0,3	0,2
Optimierungs- zugewinn exkl. Wartungs- kosten	0,5	0,5	0,3	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,6	1,0	0,6	0,4	0,2
Einnahmen Wind- erzeugung	12,1	1,2	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	2,9	2,9	2,9	2,9	0,9	0,9
Wärmekosten	0,0	-31,6	-21,1	-1,8	-1,8	-5,9	-22,0	-34,3	-35,9	-37,8	-41,9	-20,2	-1,5
Gaskosten	0	0	0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-44,2	-25,4

Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

243.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

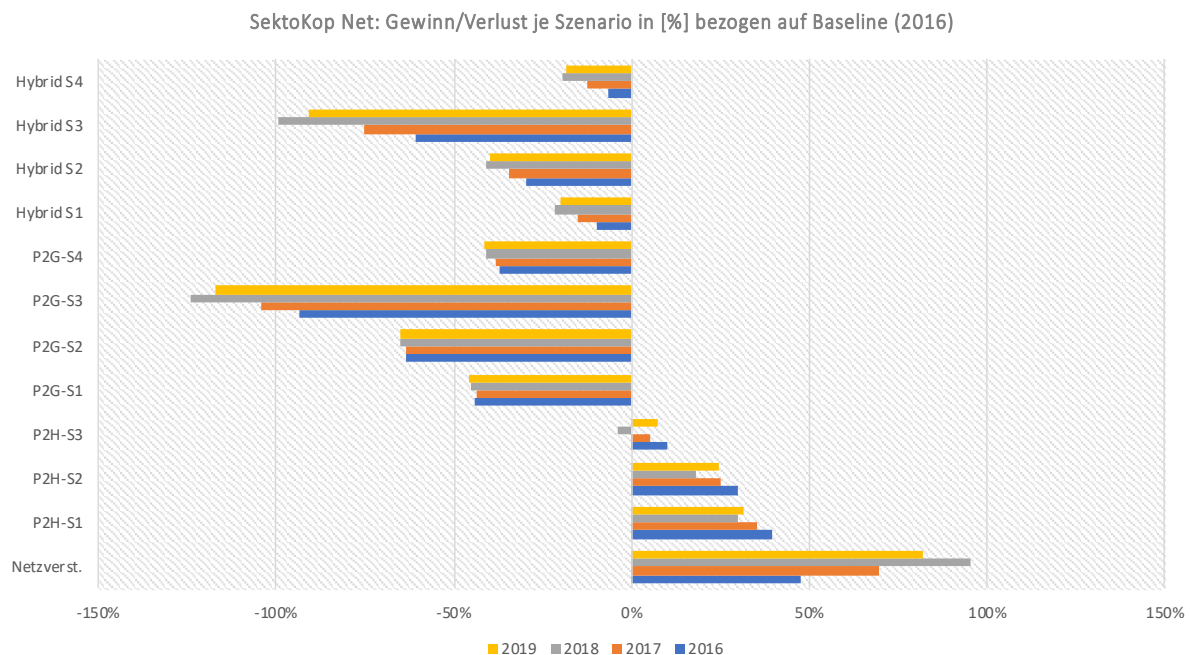


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

243.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

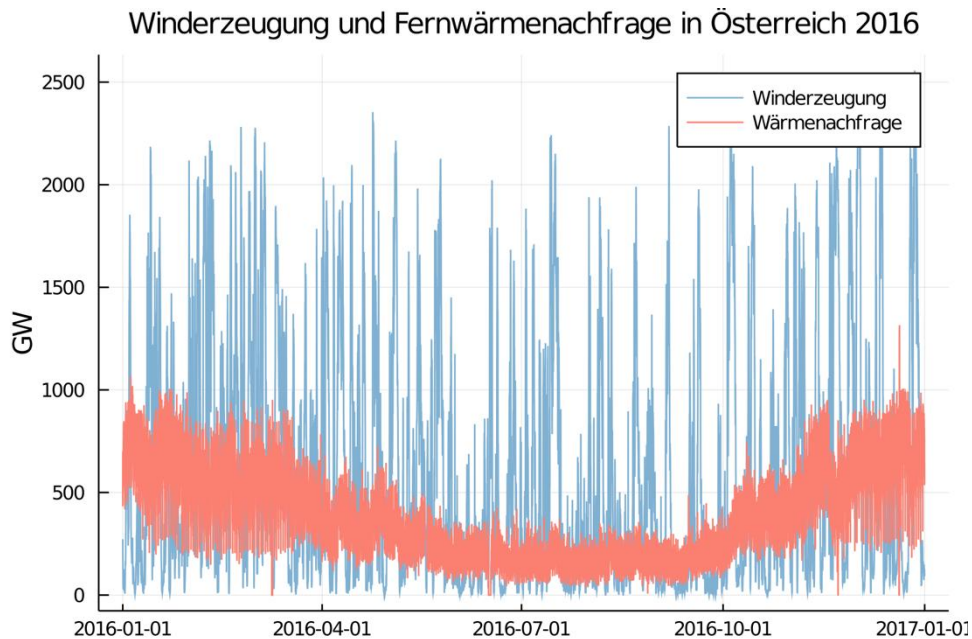


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

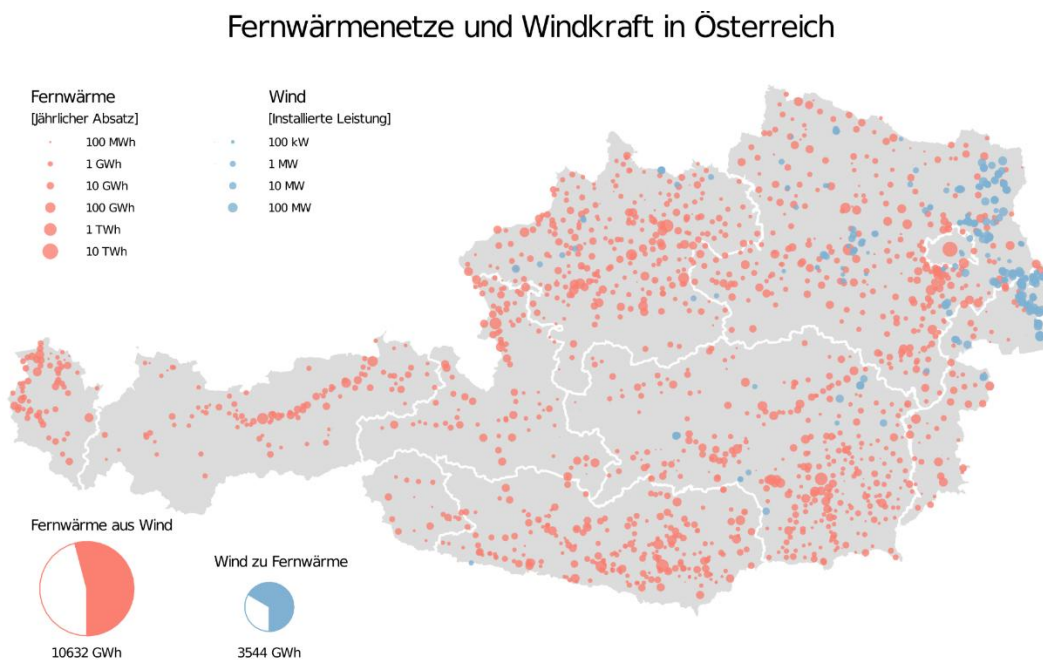


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

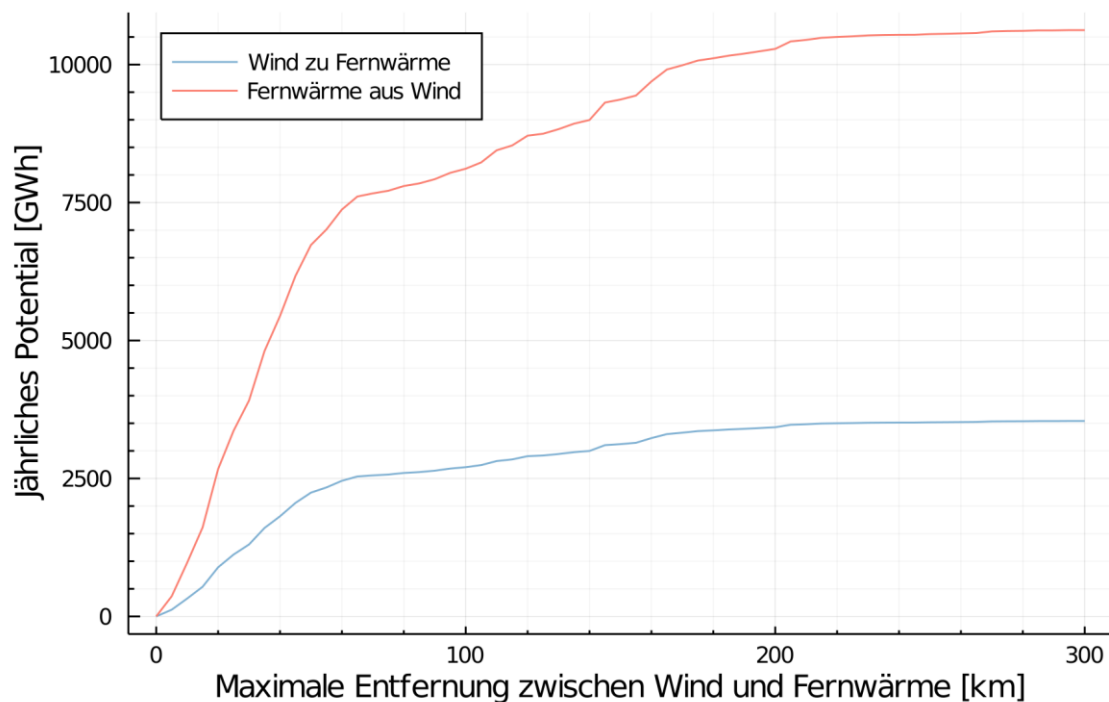


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

244. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

244.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

244.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

245. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

246. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

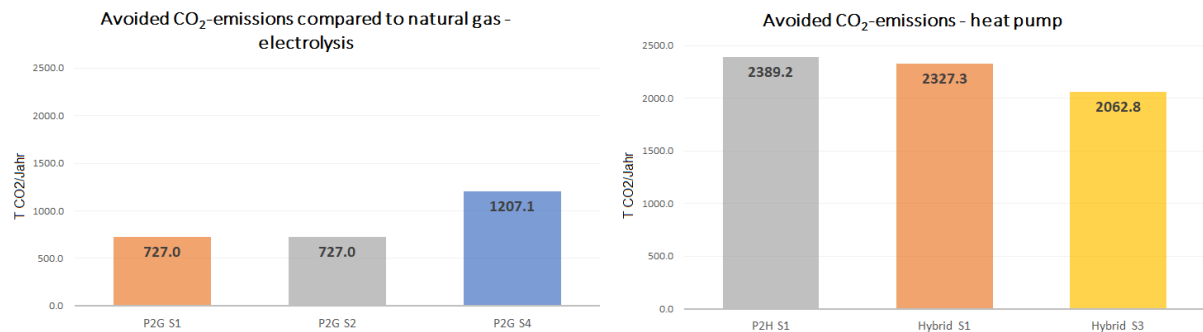


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

246.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

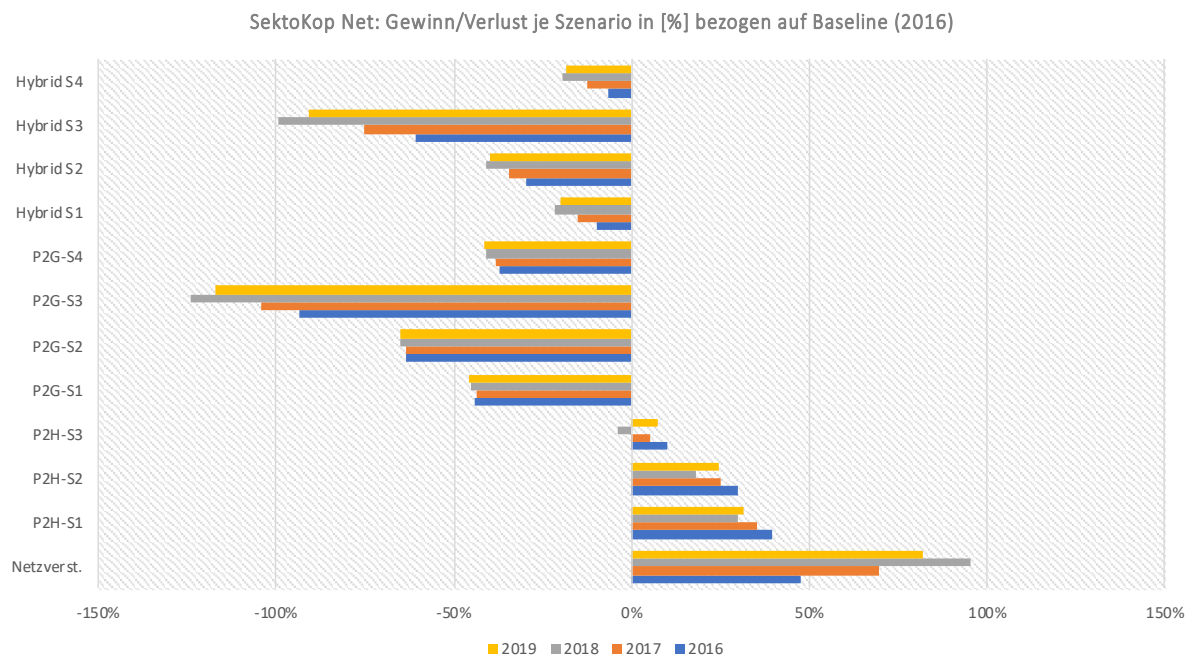


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

246.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

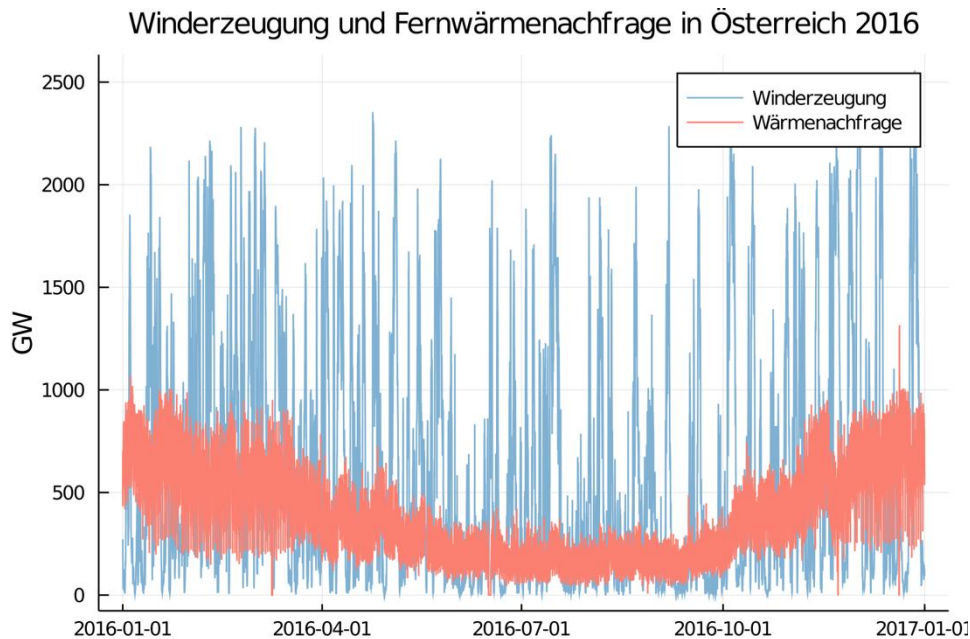


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

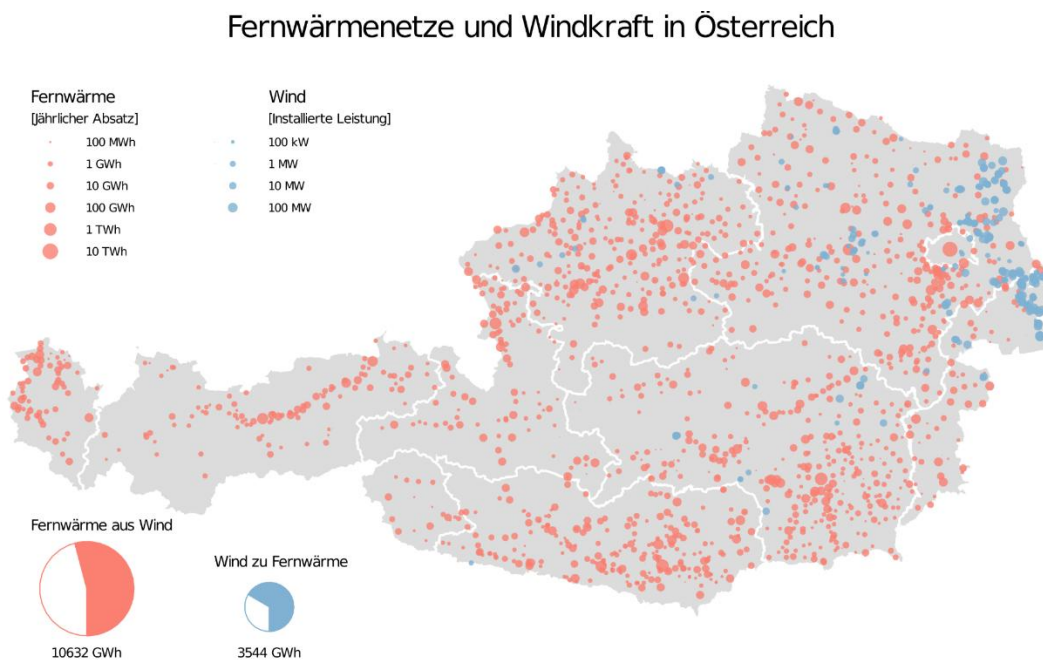


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

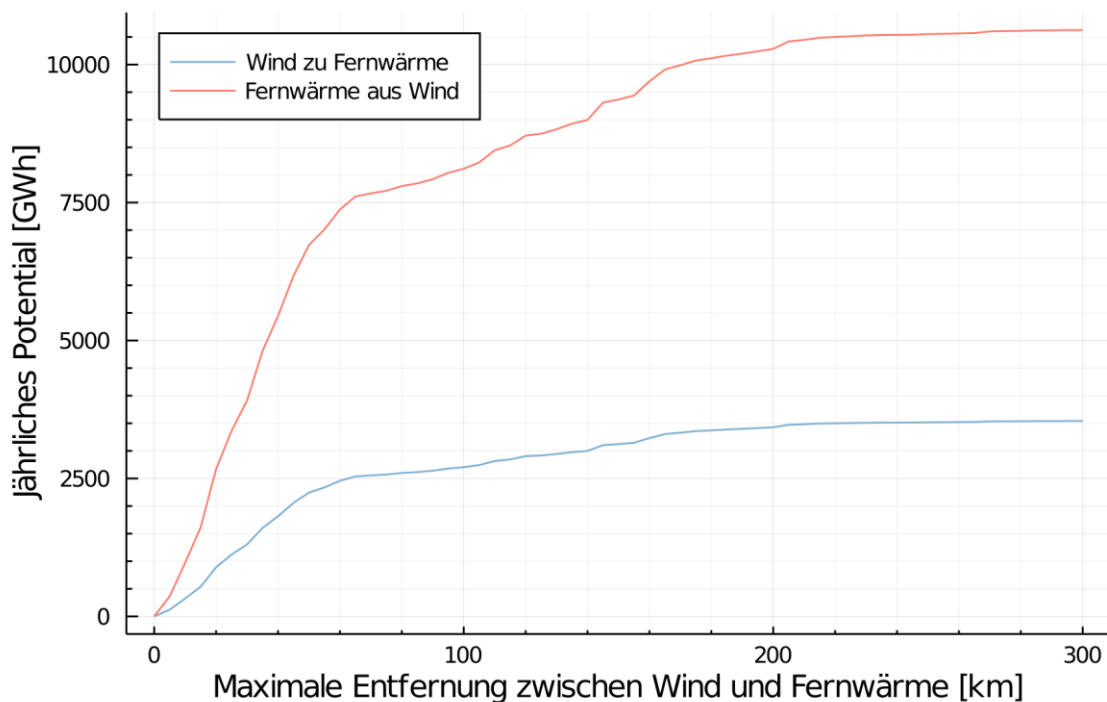


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

247. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

247.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

247.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

248. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

249. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

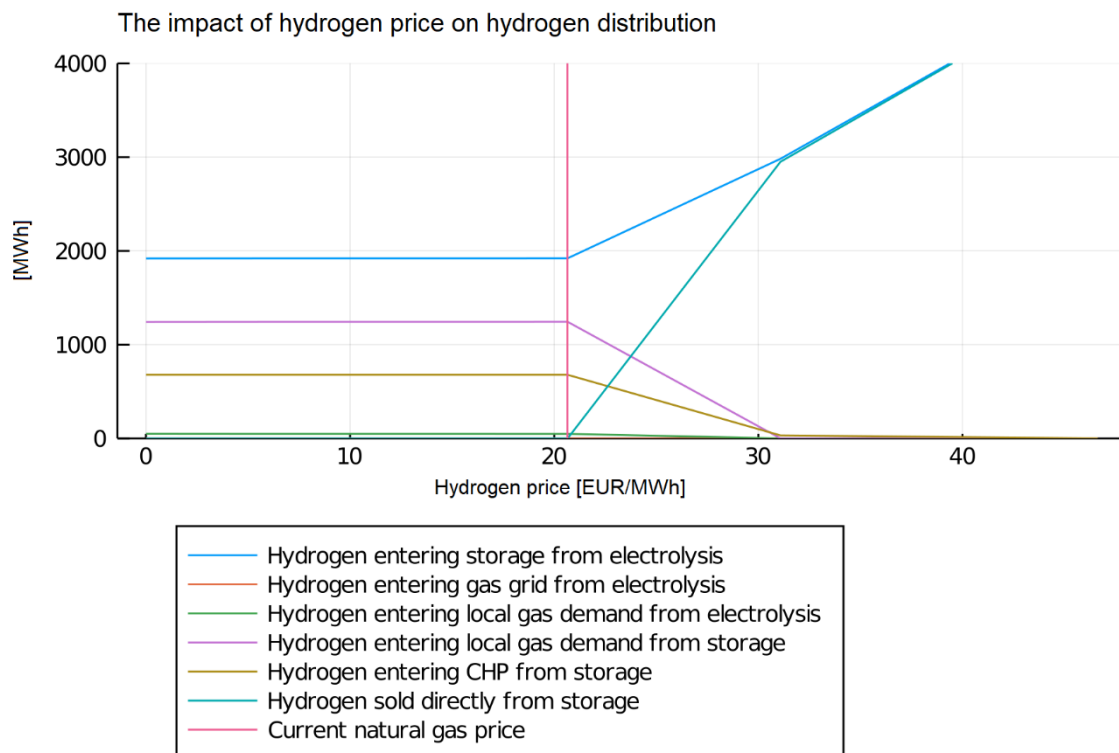


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

249.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

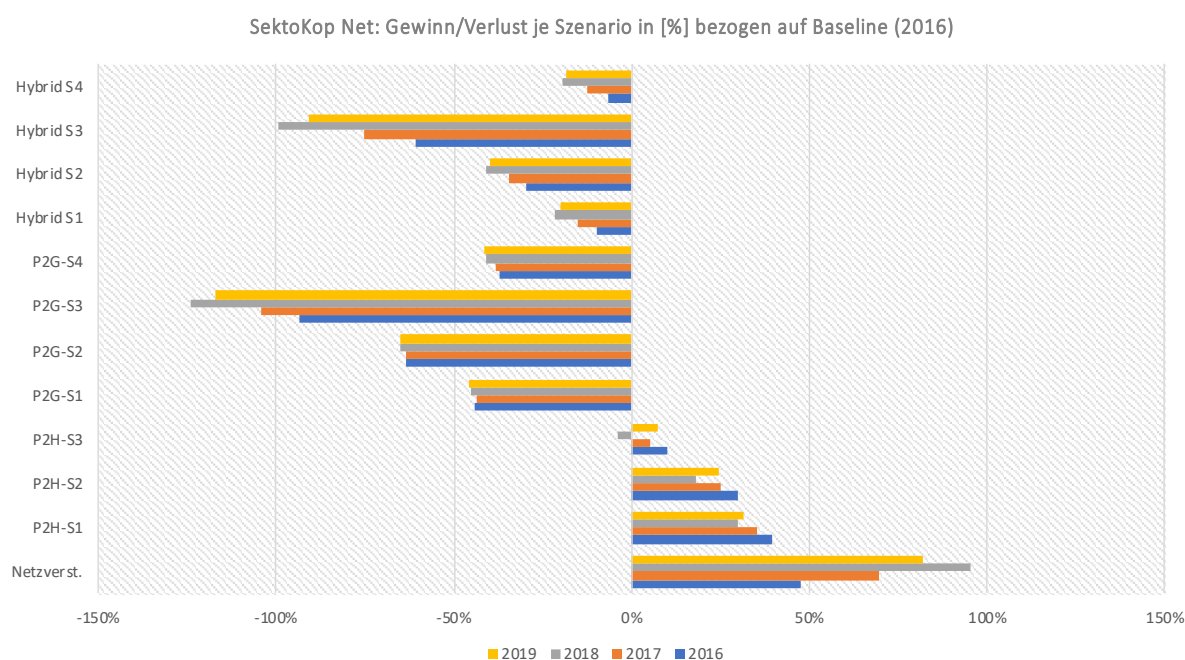


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

249.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

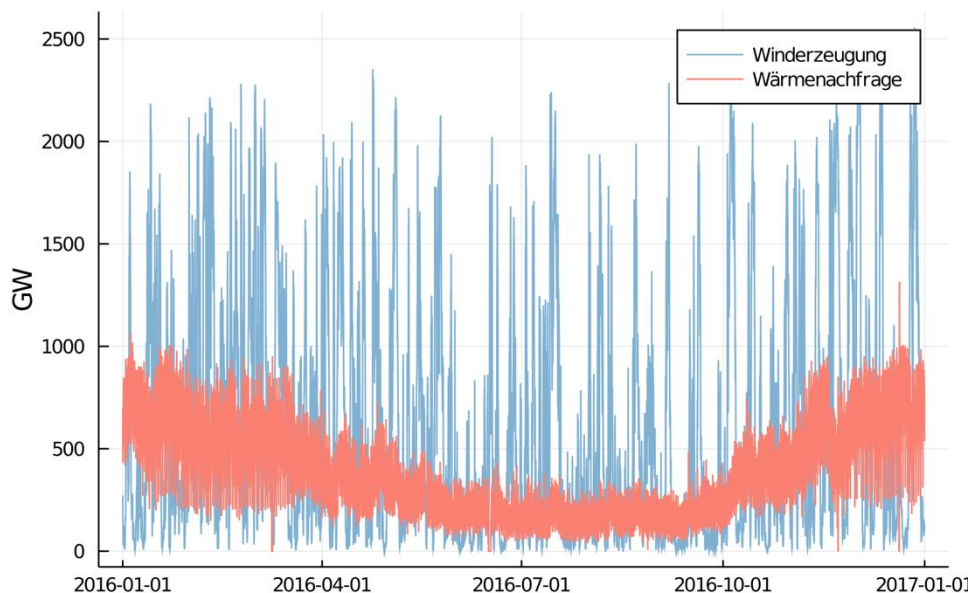


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

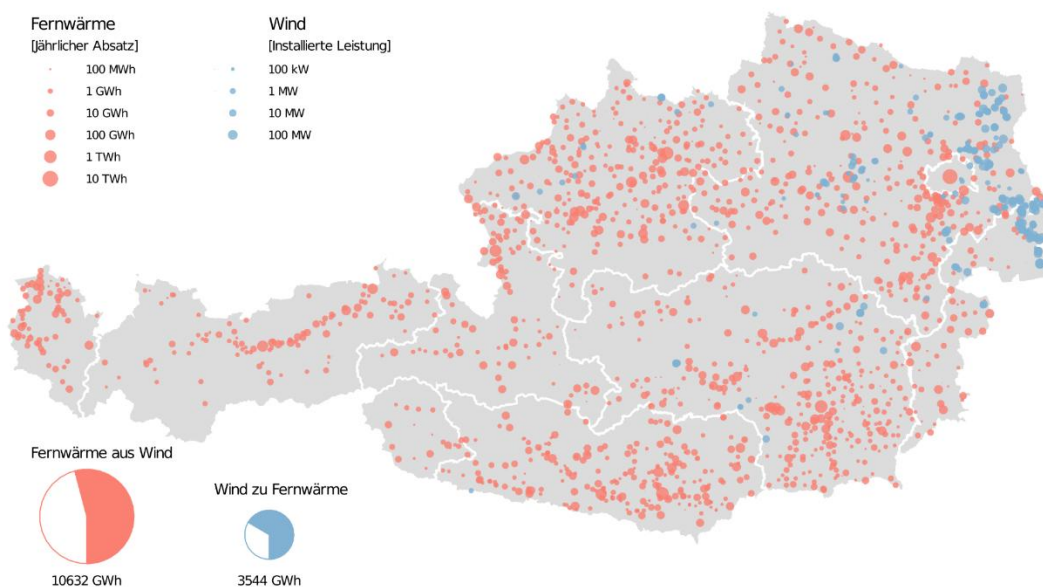


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

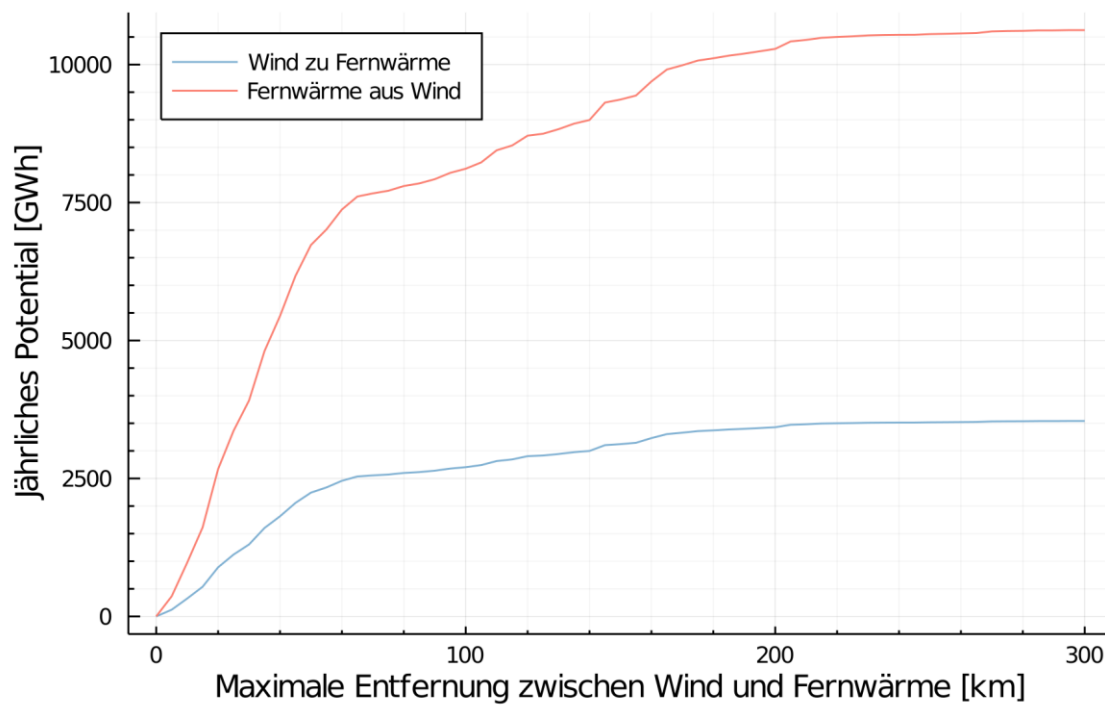


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

250. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

250.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

250.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

251. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

252. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

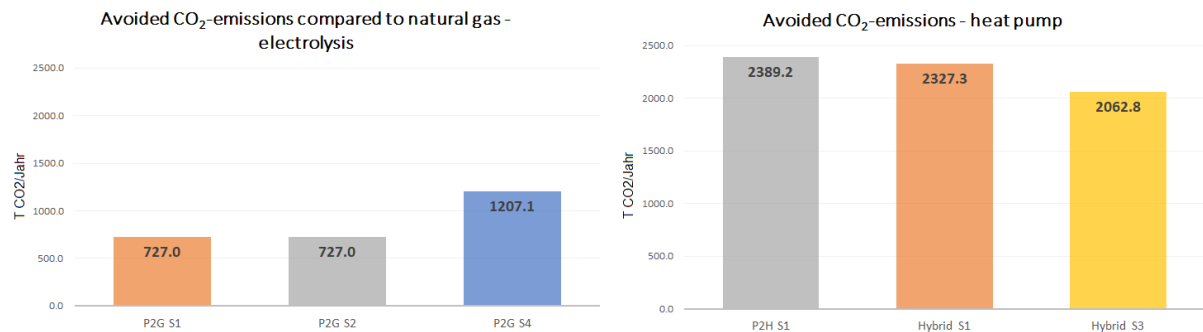


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

252.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

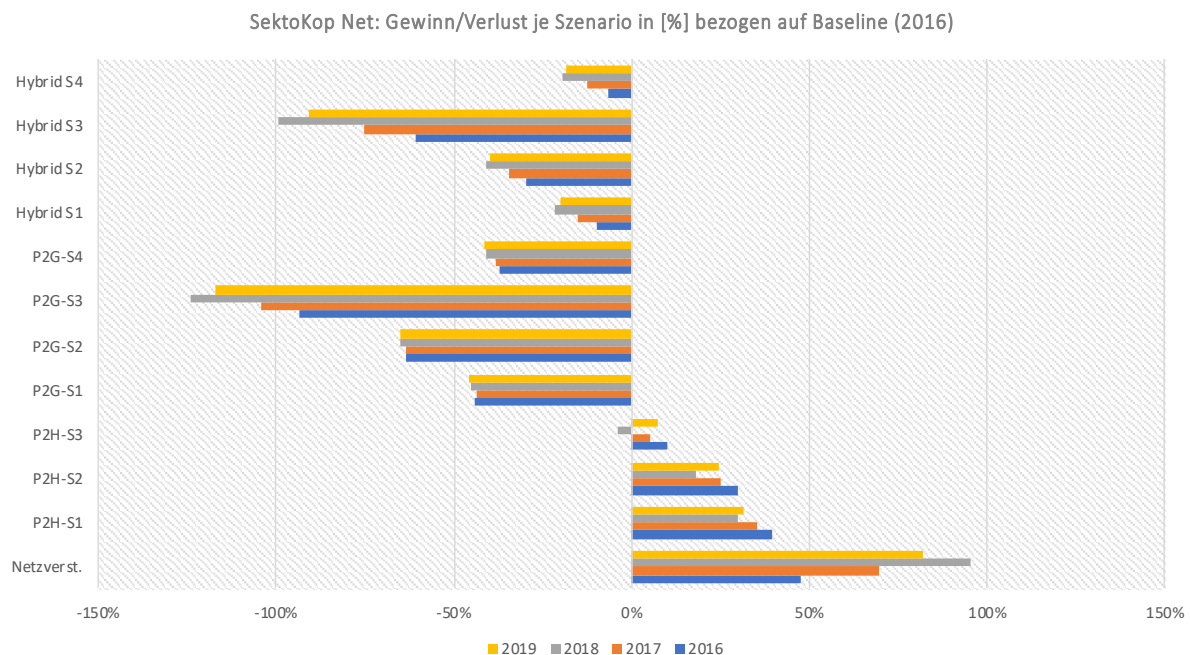


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

252.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

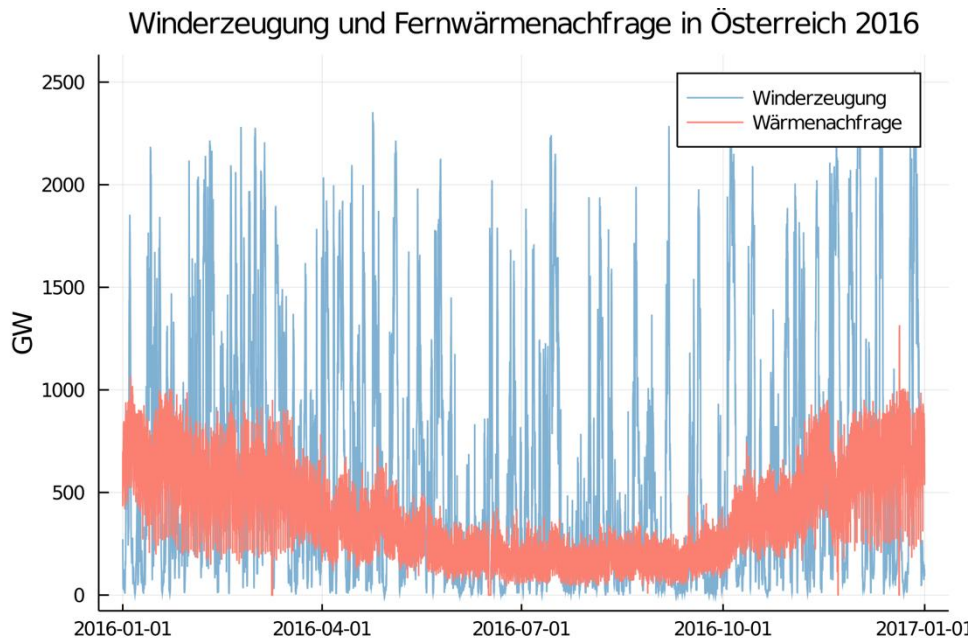


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

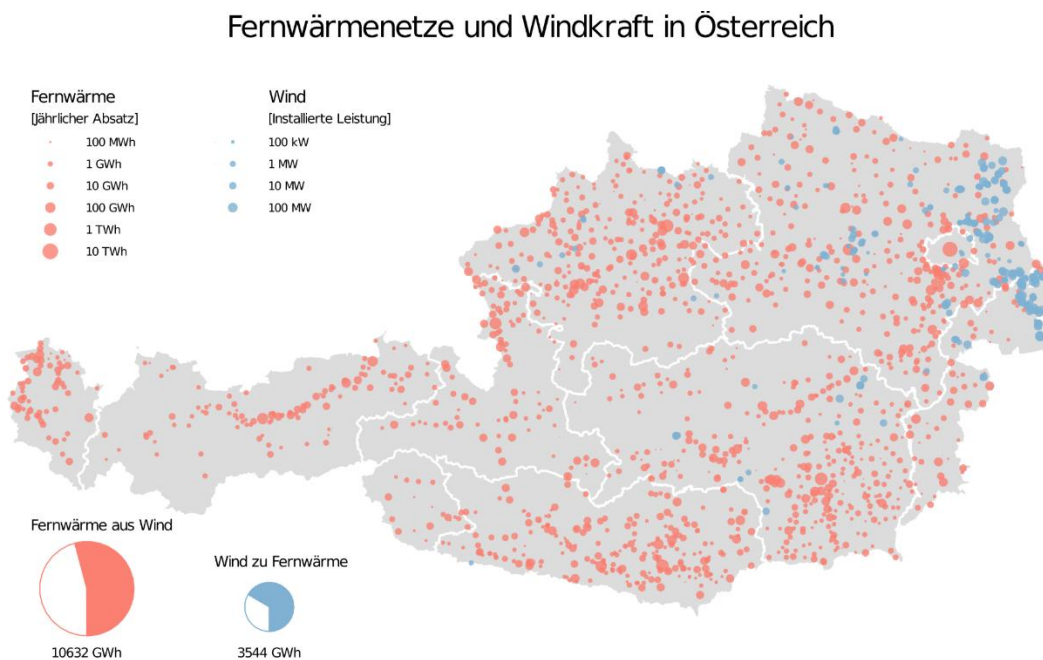


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

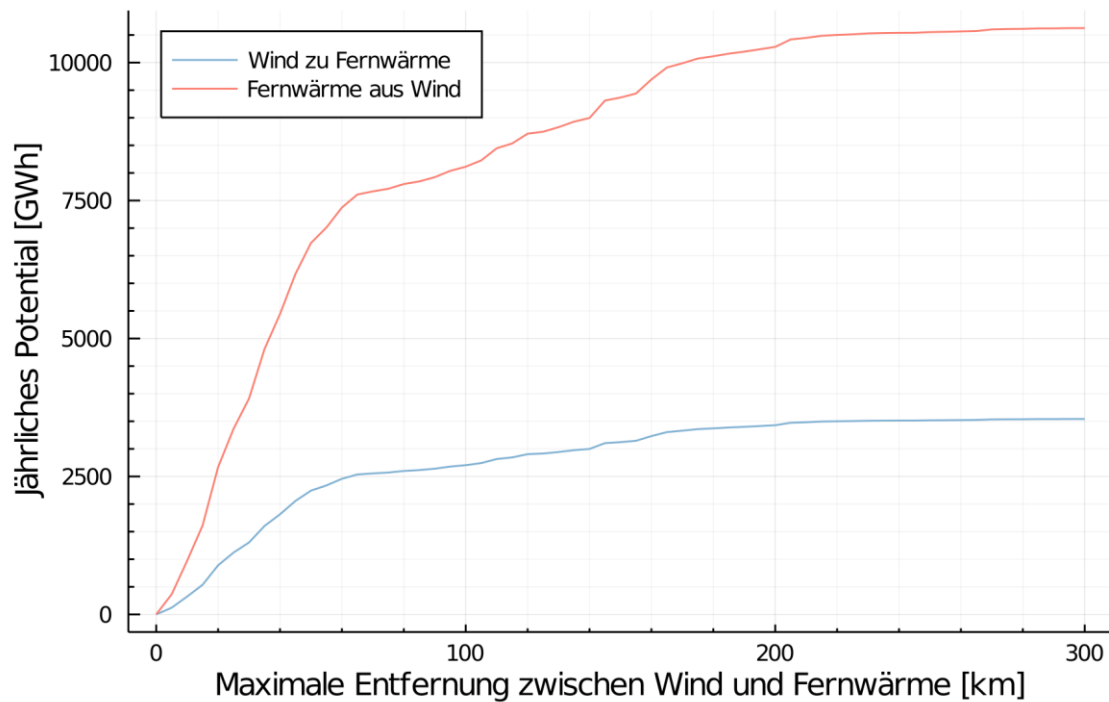


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

253. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

253.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

253.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

254. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

255. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

255.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

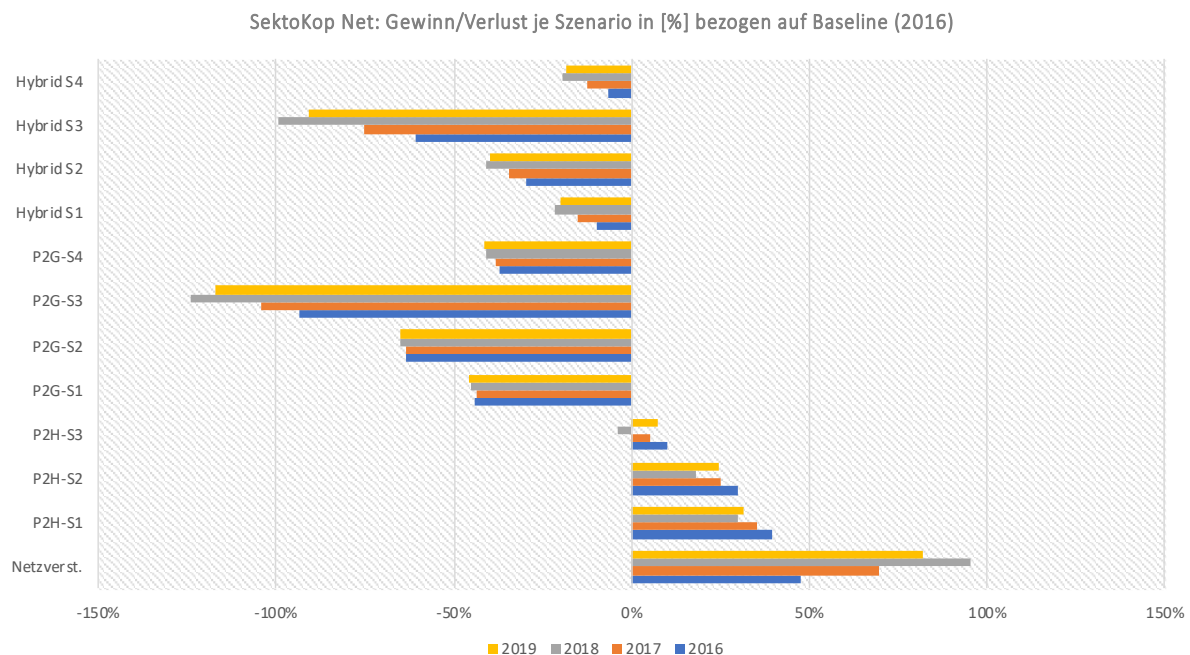


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

255.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

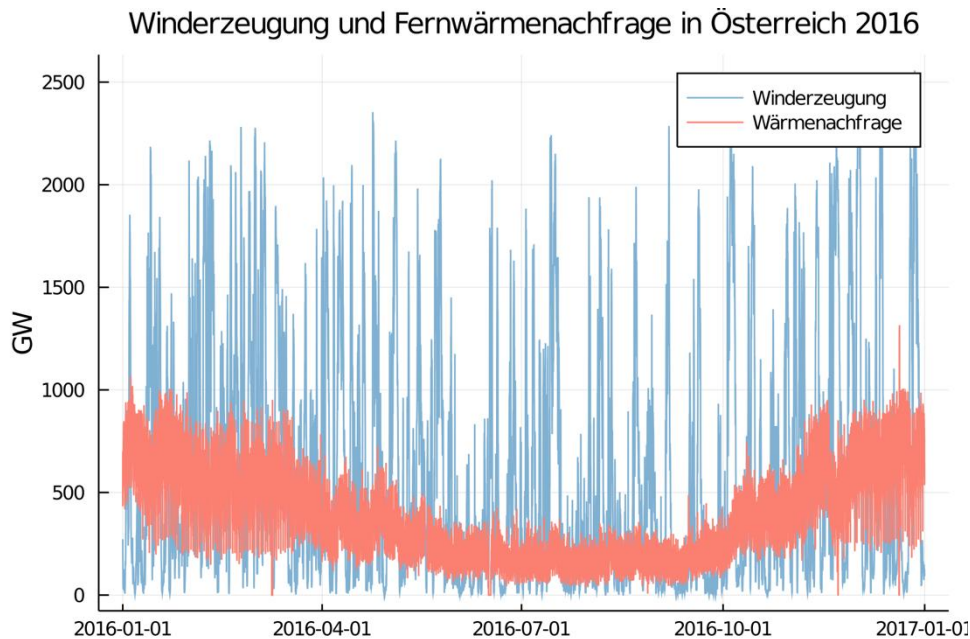


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

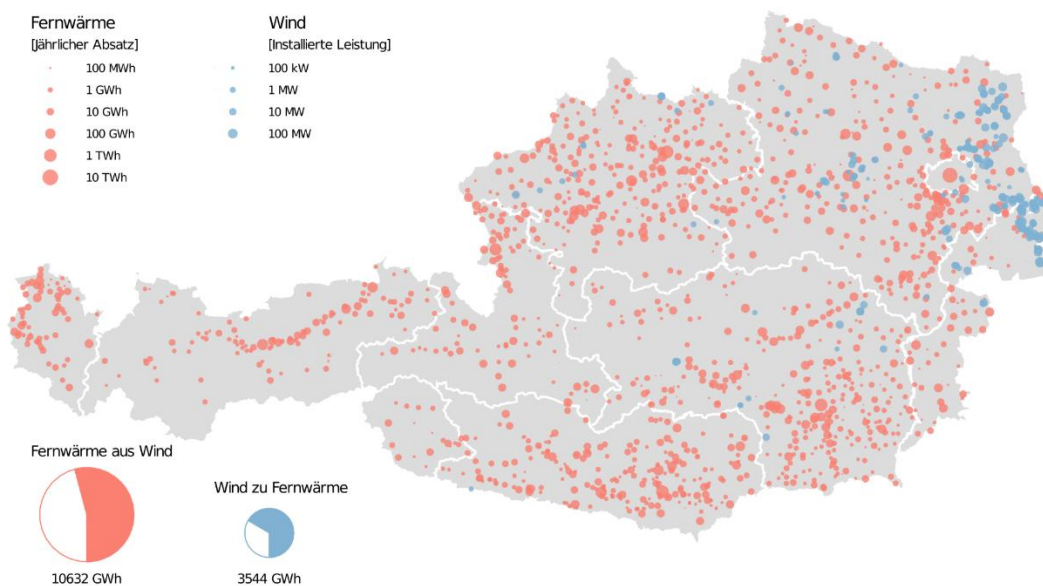


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

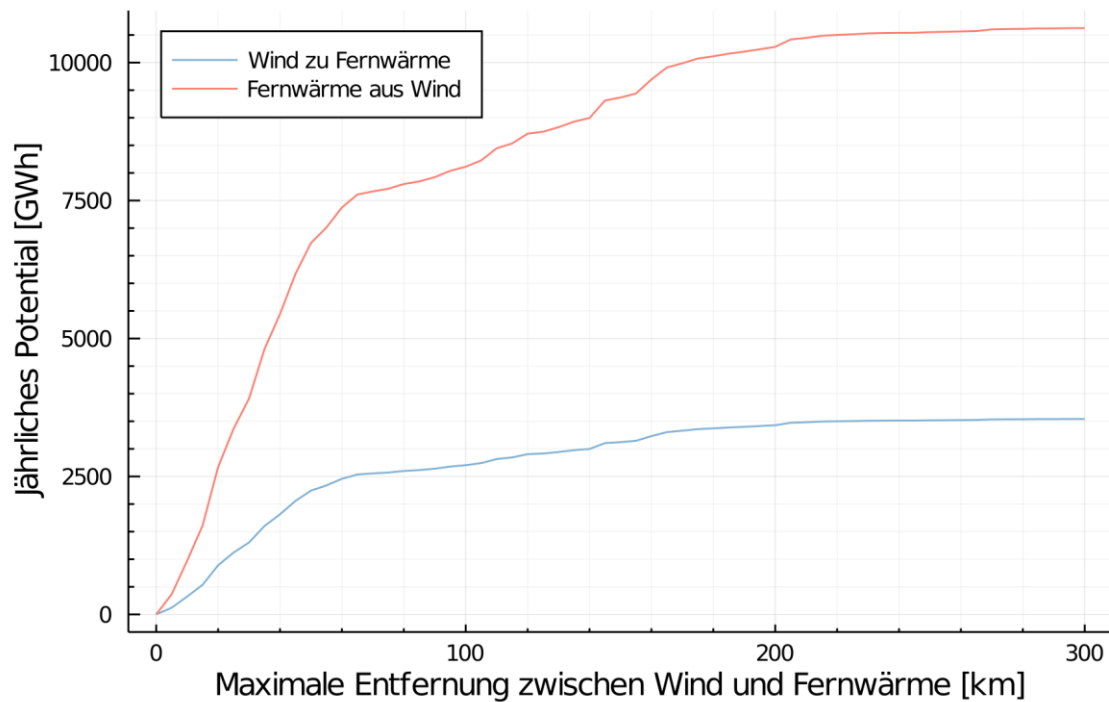


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

256. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

256.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

256.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

257. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

258. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

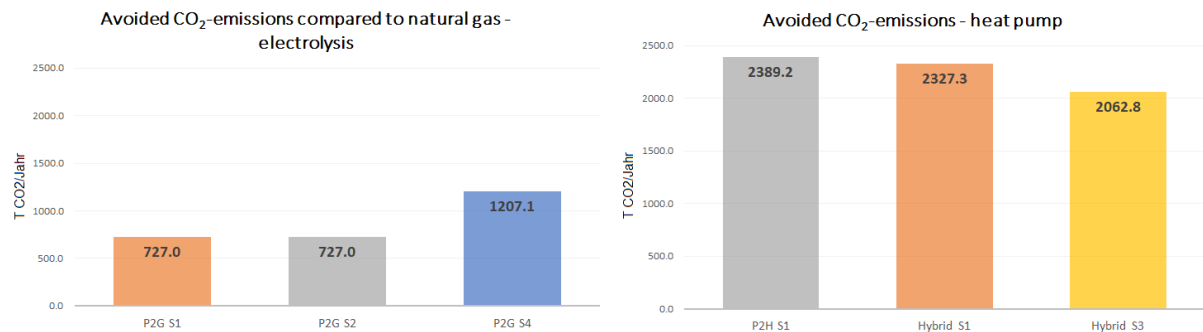


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

258.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

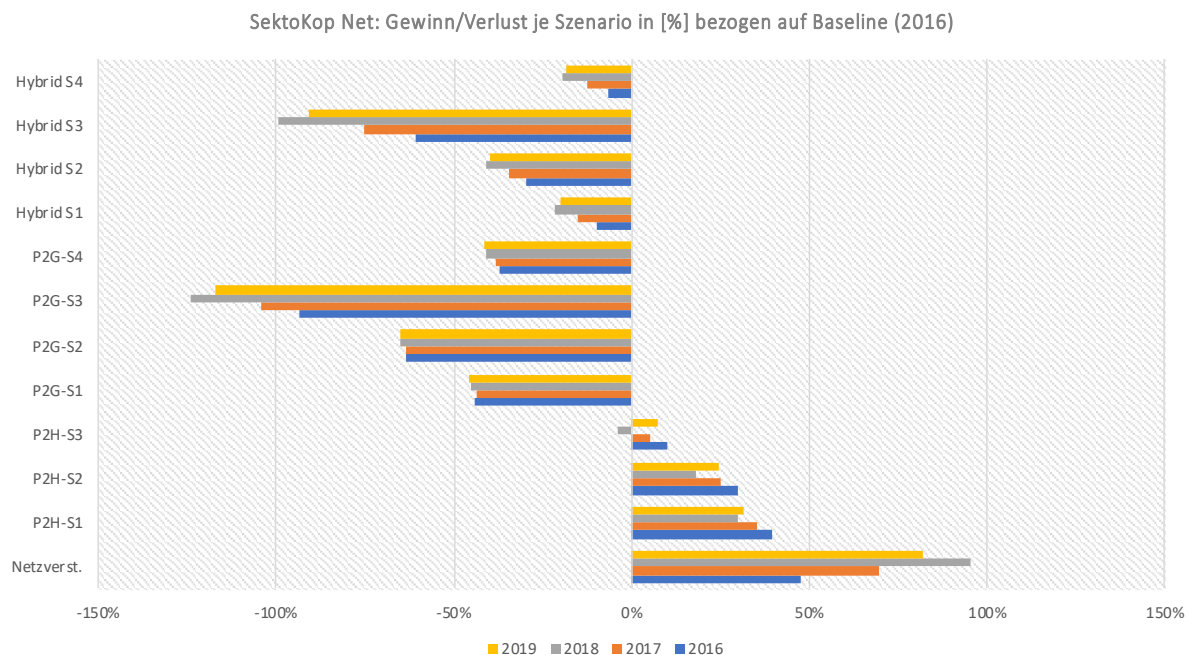


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

258.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

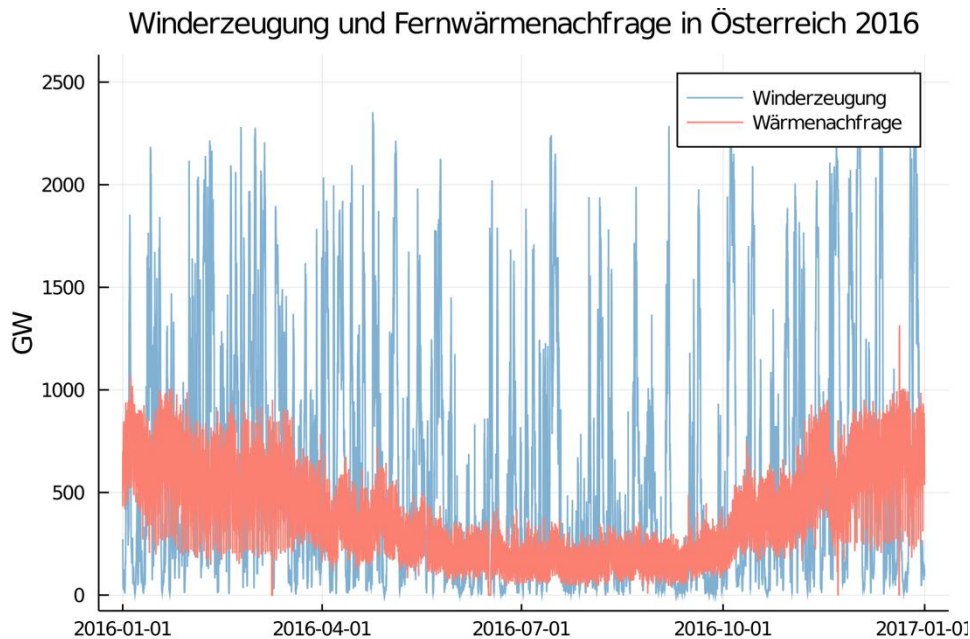


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

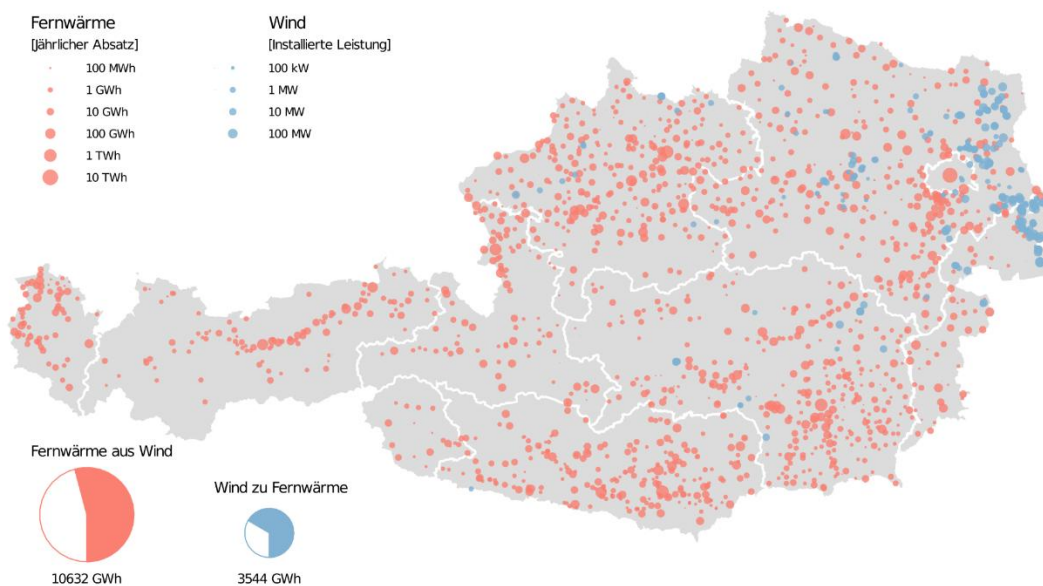


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

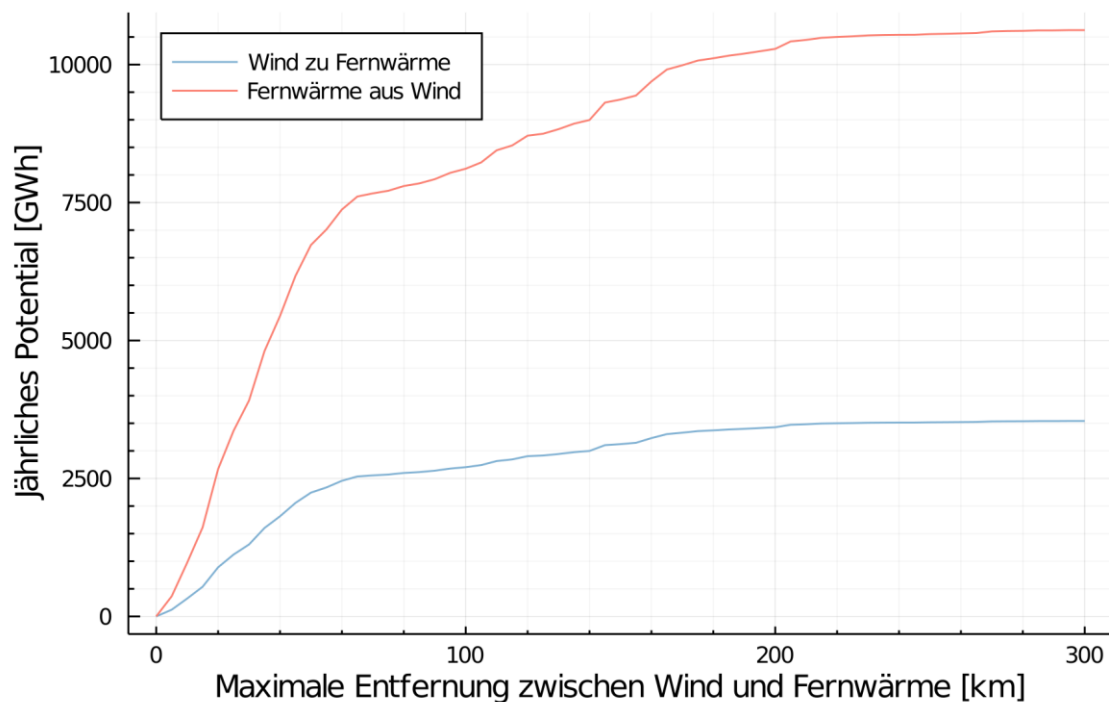


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

259. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

259.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

259.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

260. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

261. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

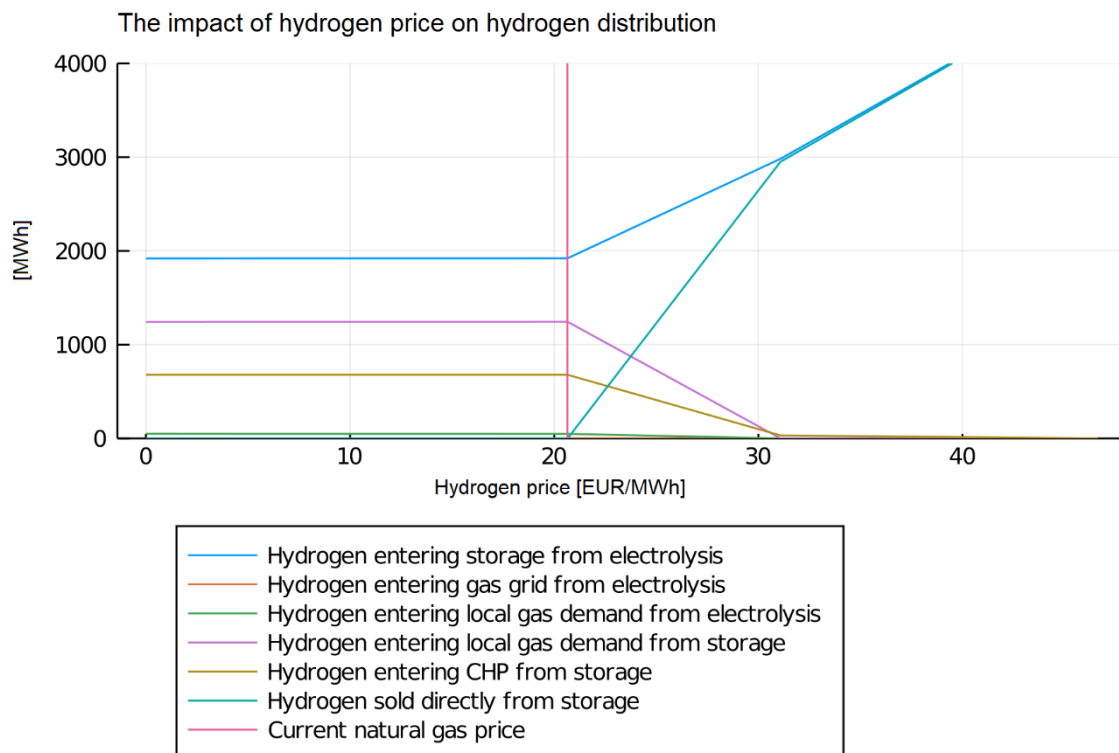


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

261.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

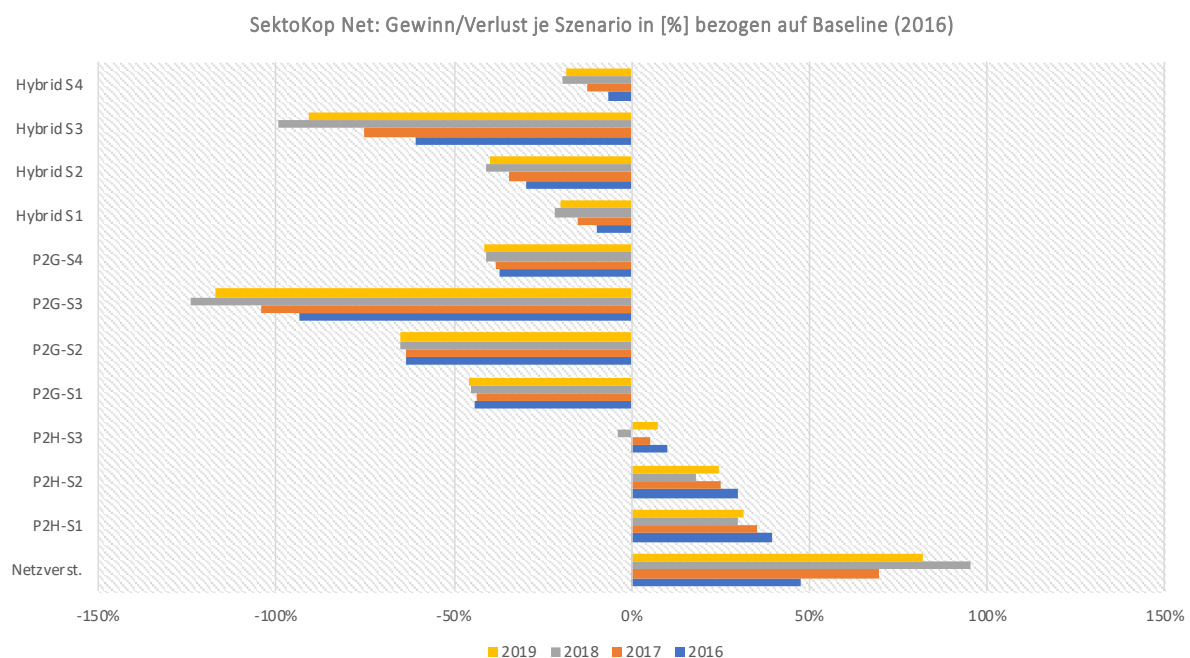


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

261.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

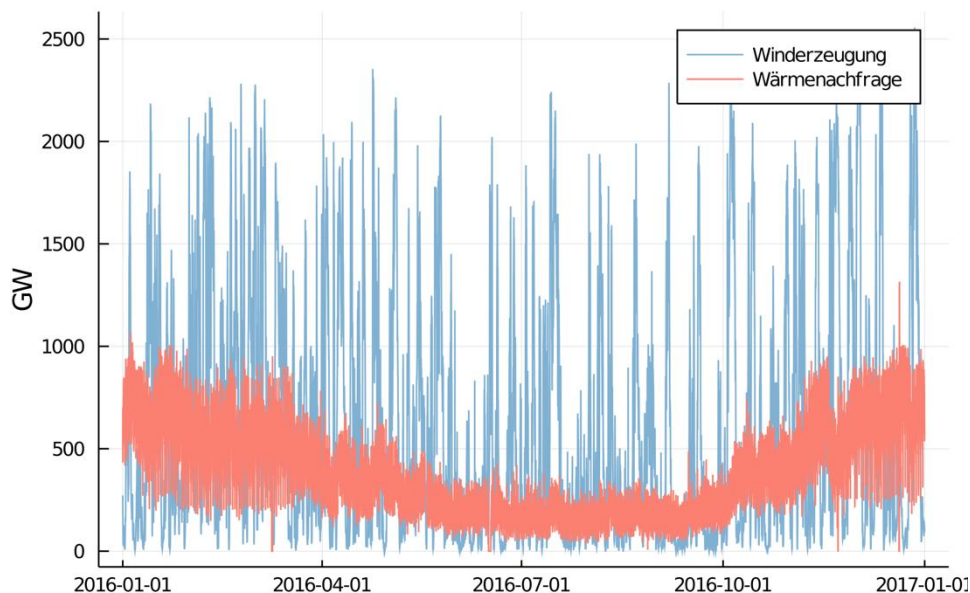


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

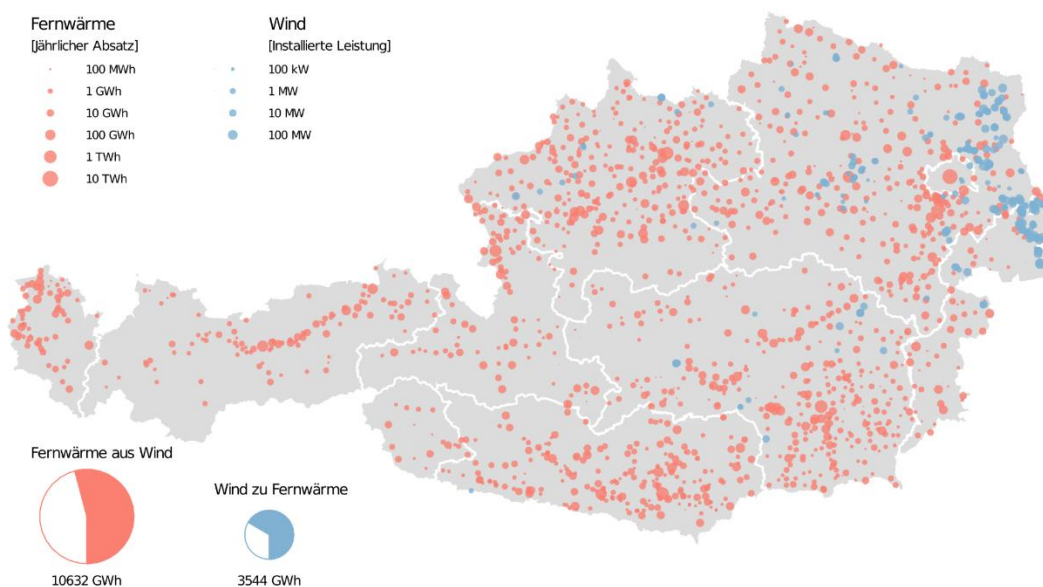


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

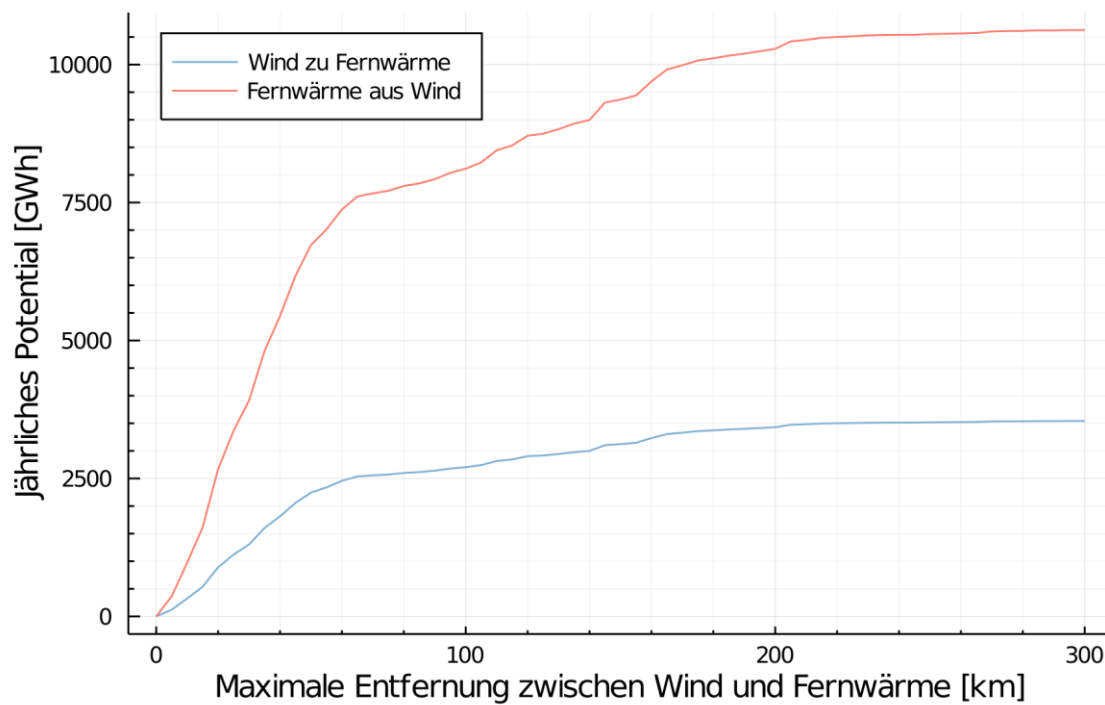


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

262. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

262.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

262.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

263. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

264. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

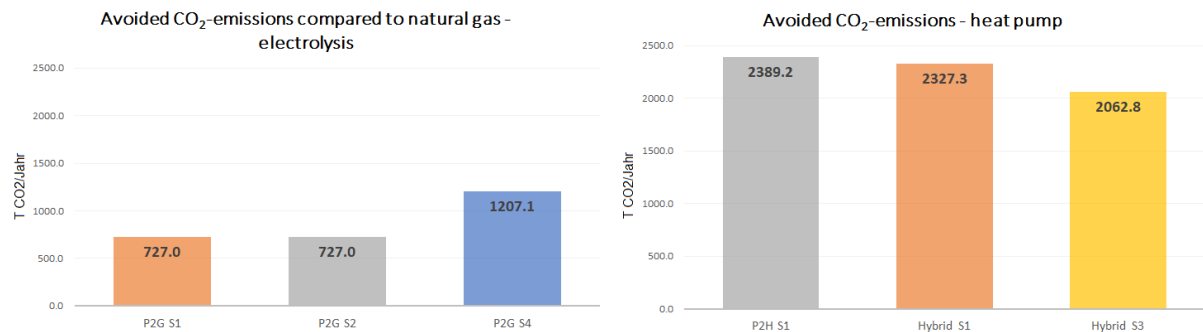


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

264.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

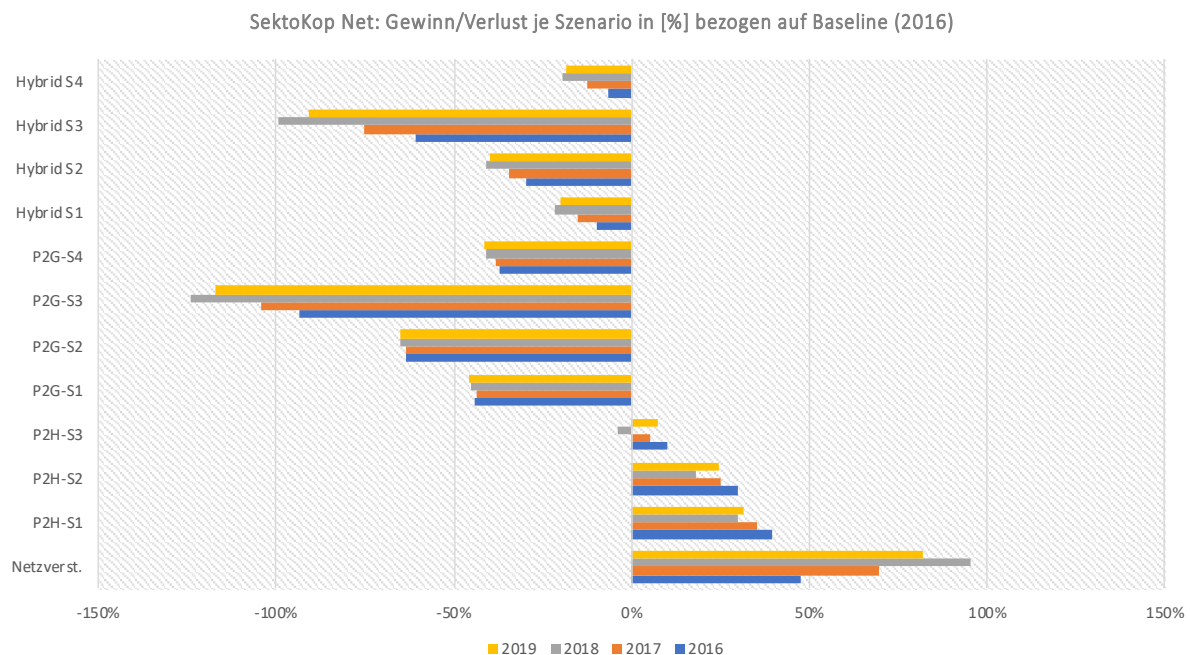


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

264.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

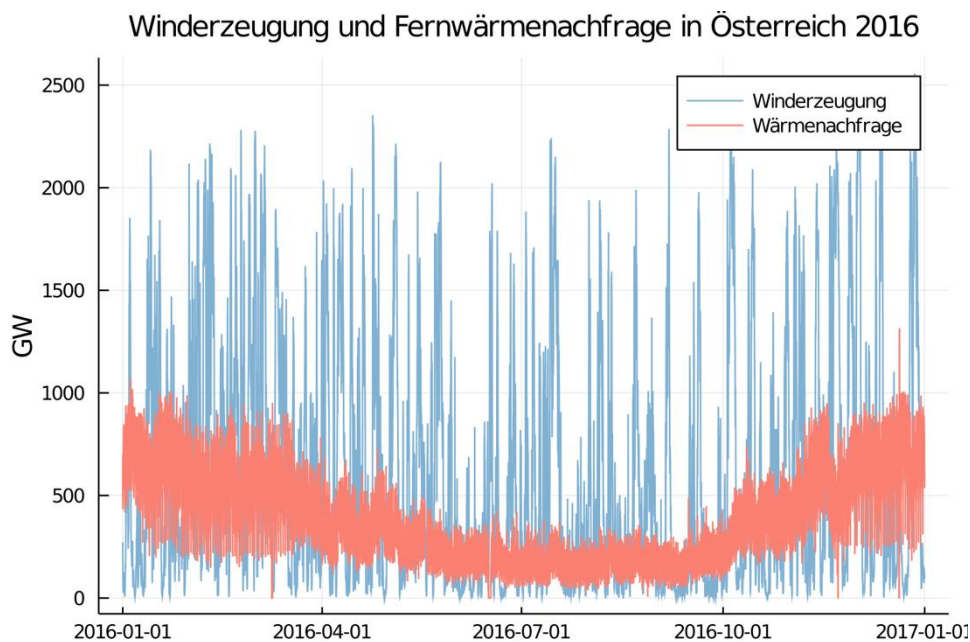


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

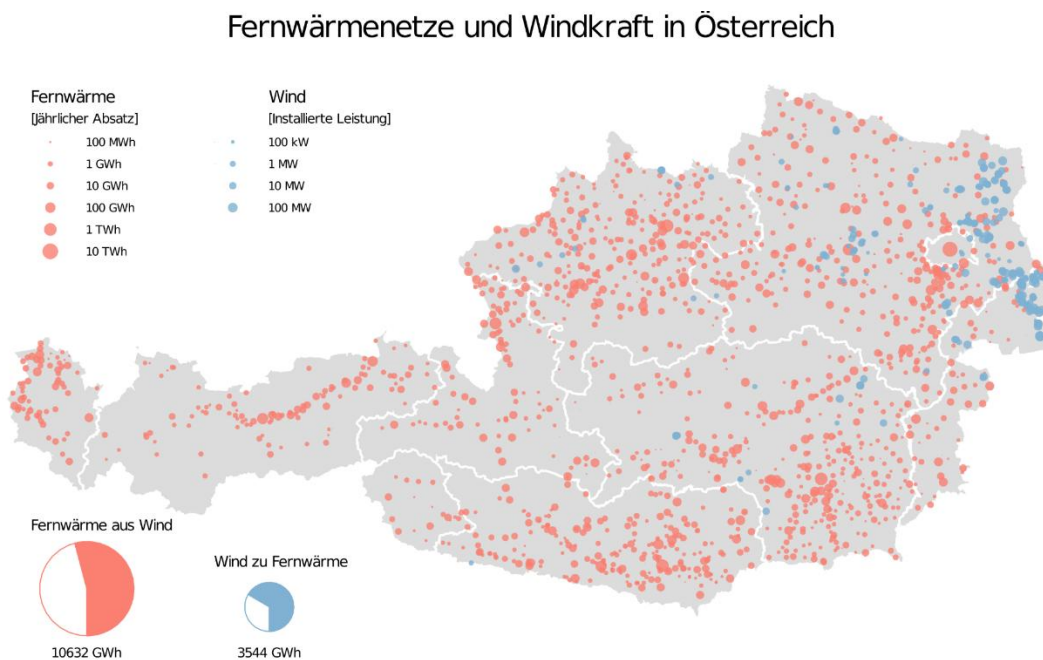


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

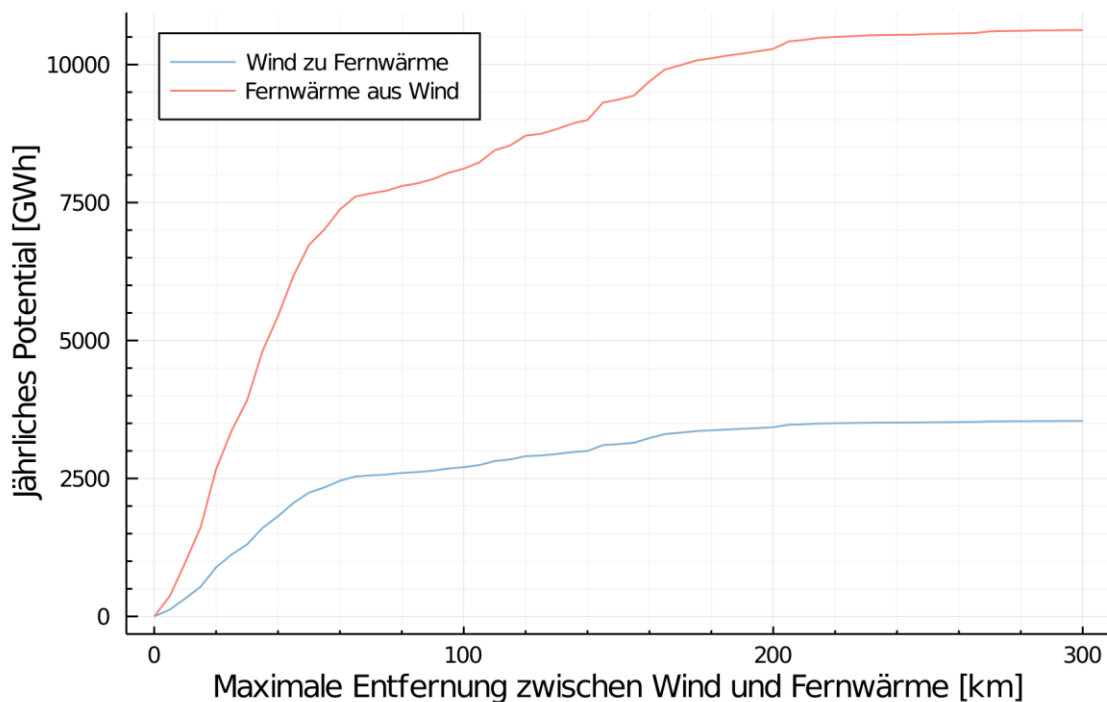


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

265. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

265.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

265.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

266. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

267. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

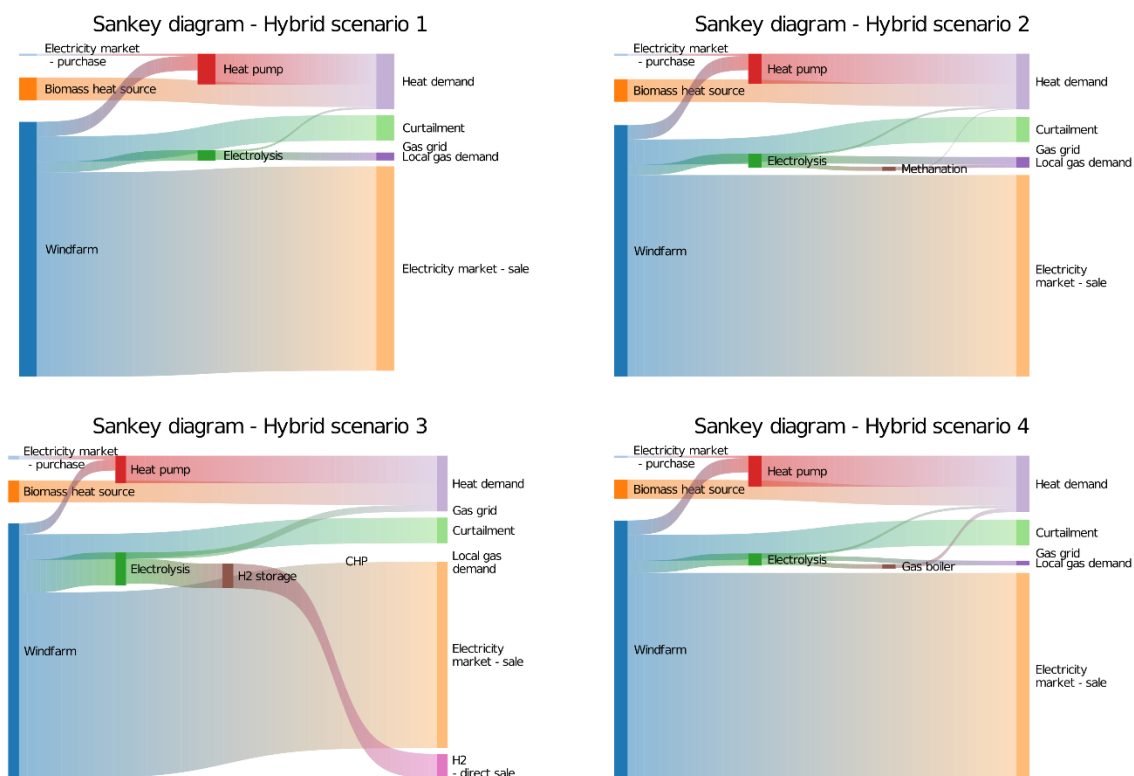


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

267.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

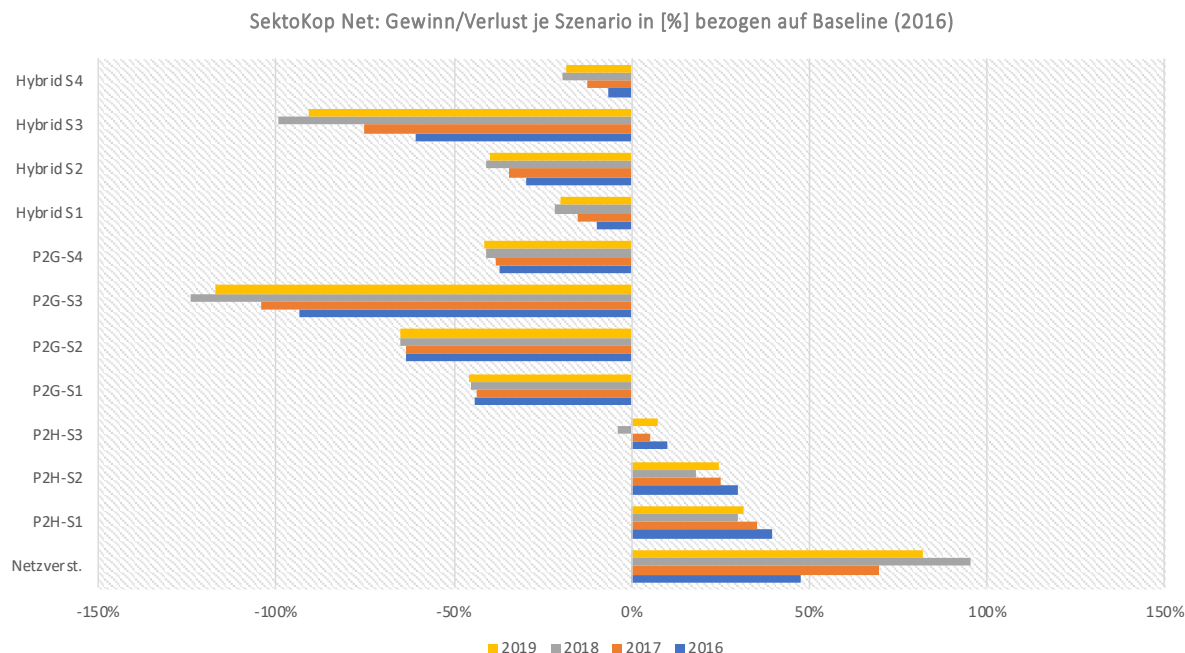


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

267.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

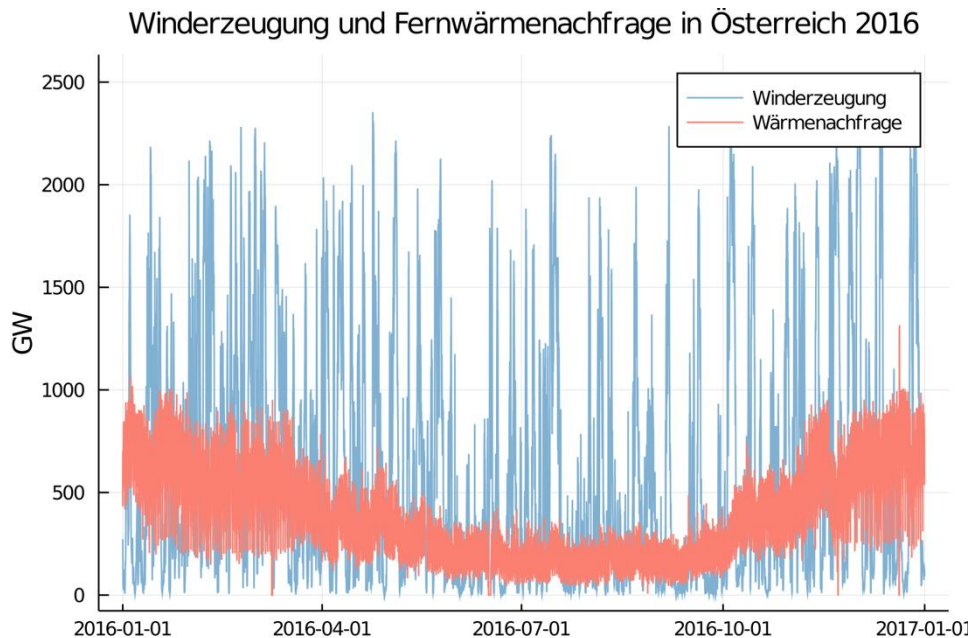


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

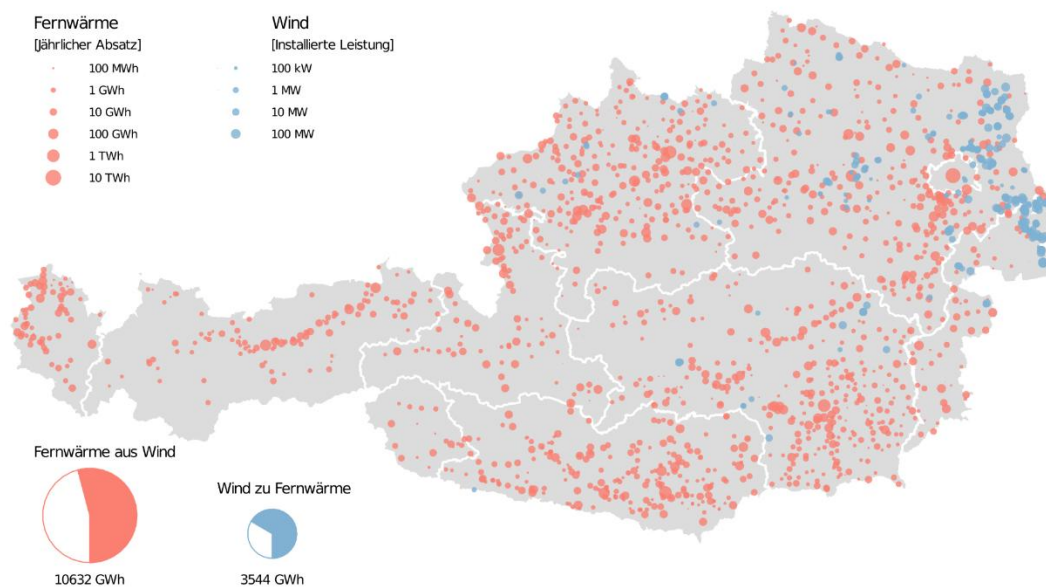


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

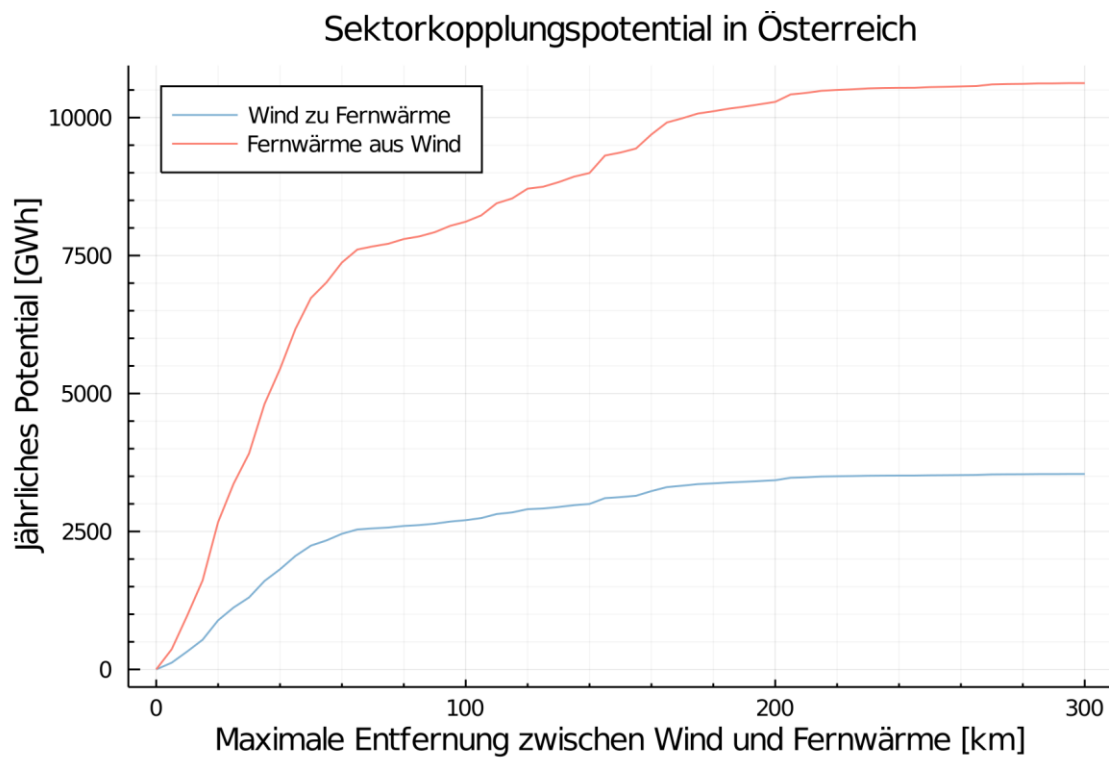


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

268. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

268.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

268.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

269. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

270. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

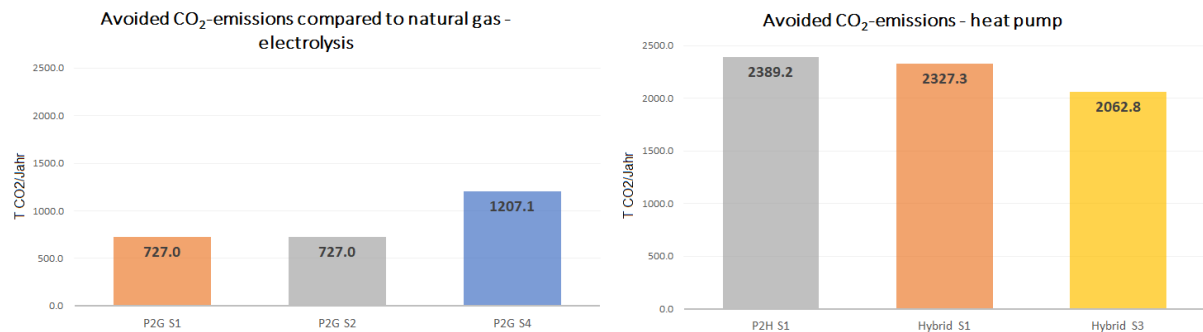


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

270.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

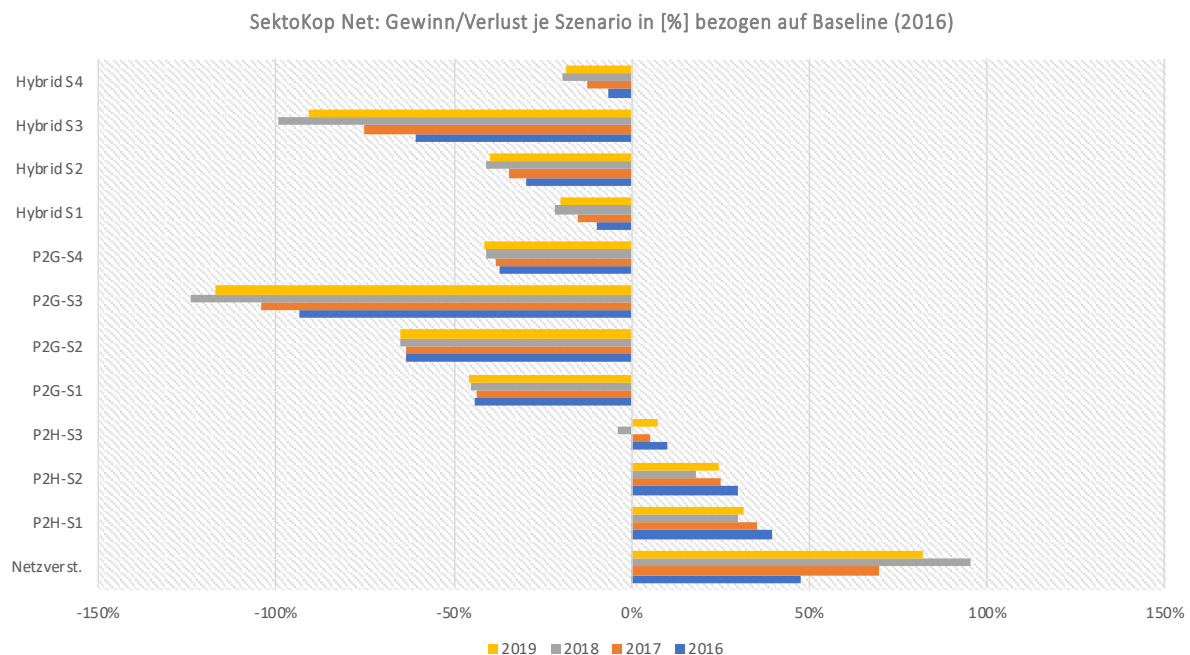


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

270.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

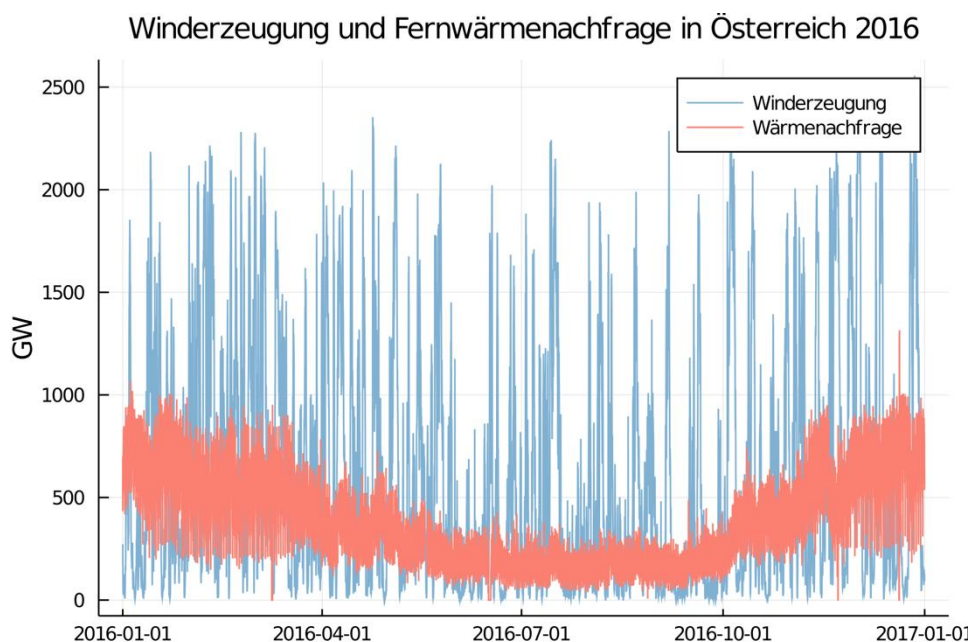


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

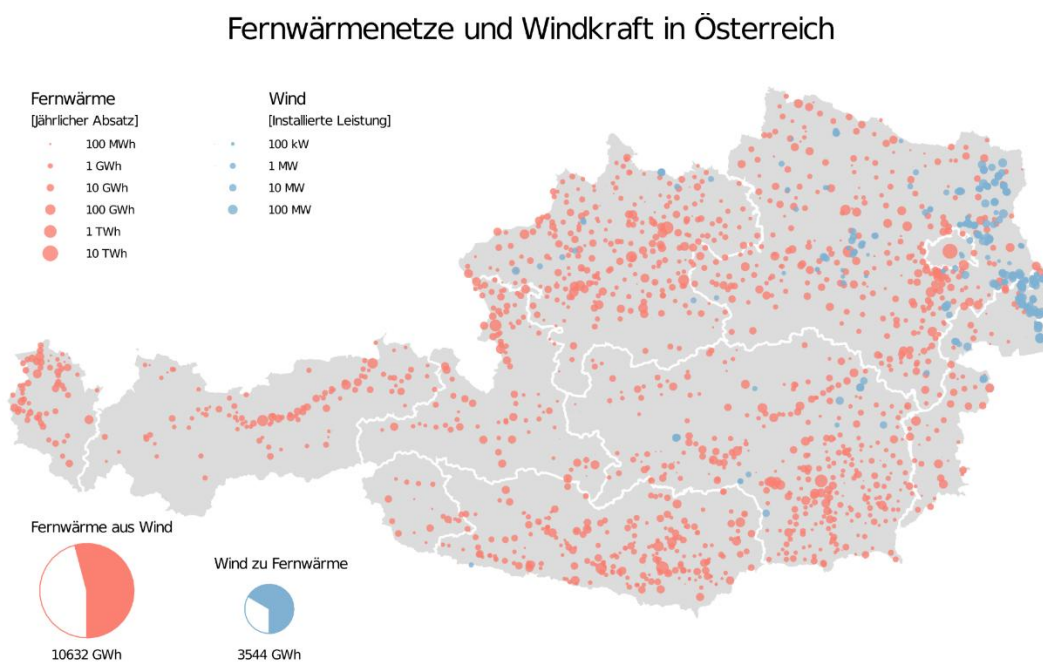


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

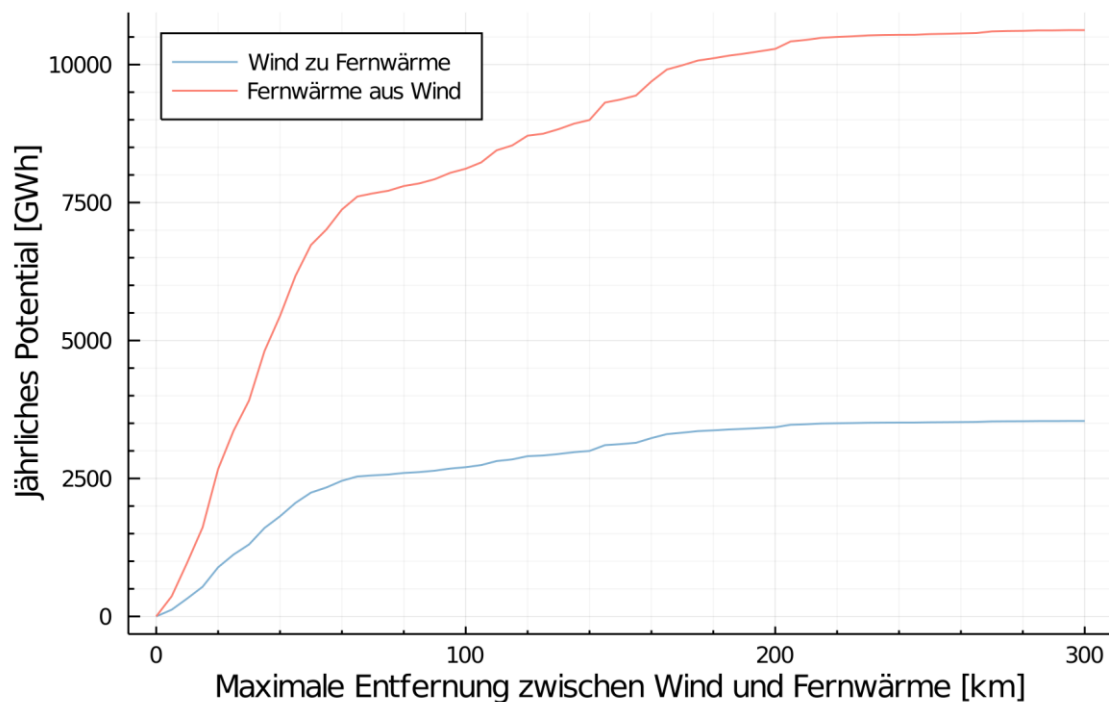


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

271. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

271.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

271.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

272. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

273. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

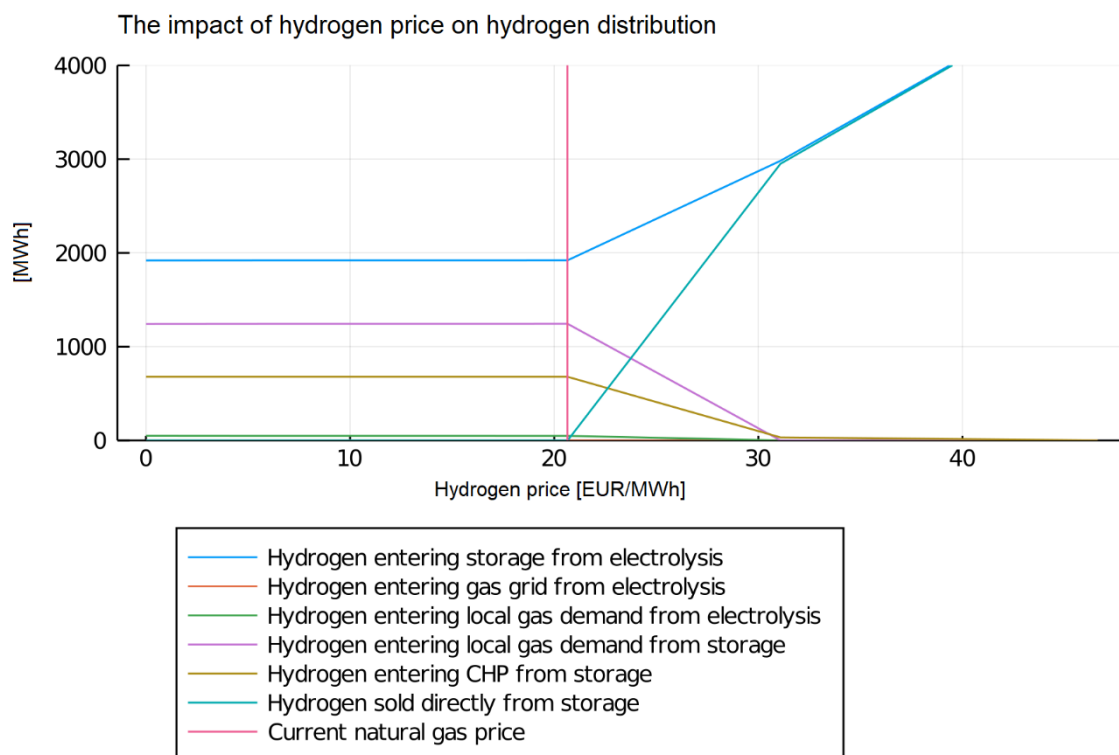


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

273.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

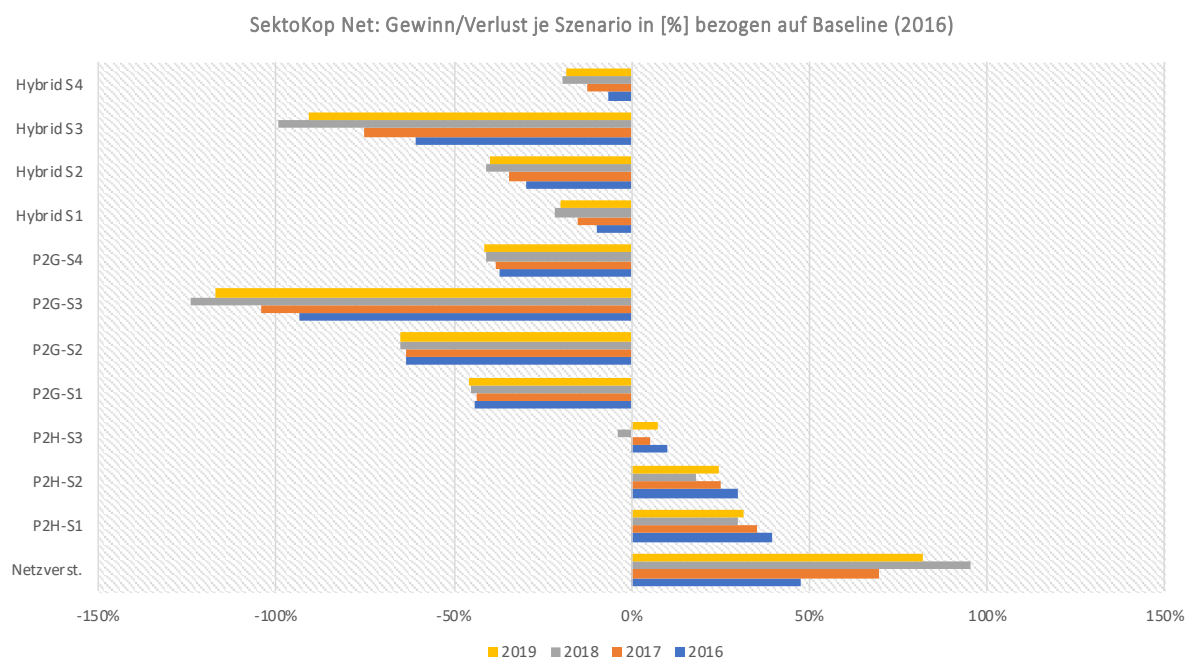


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

273.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

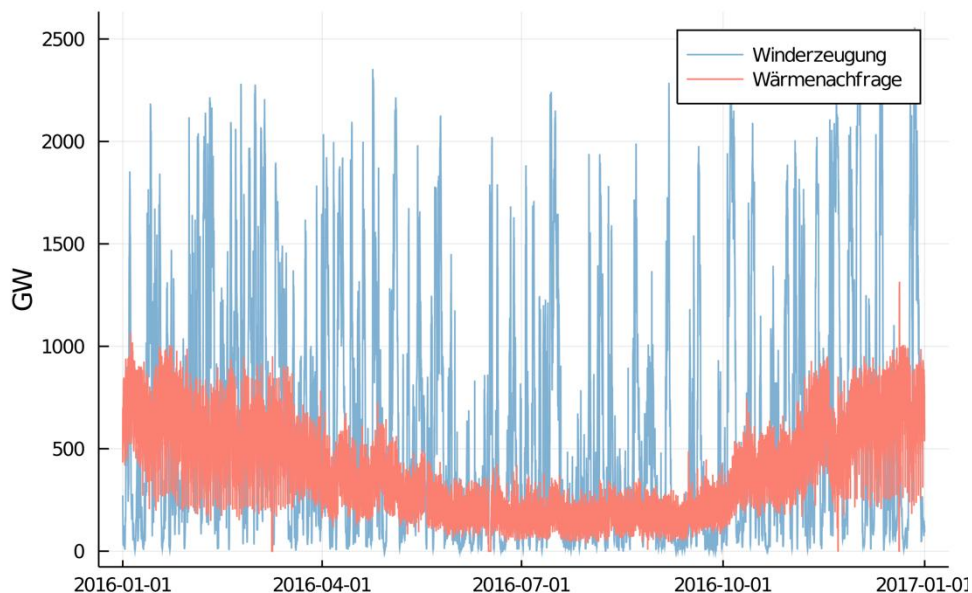


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

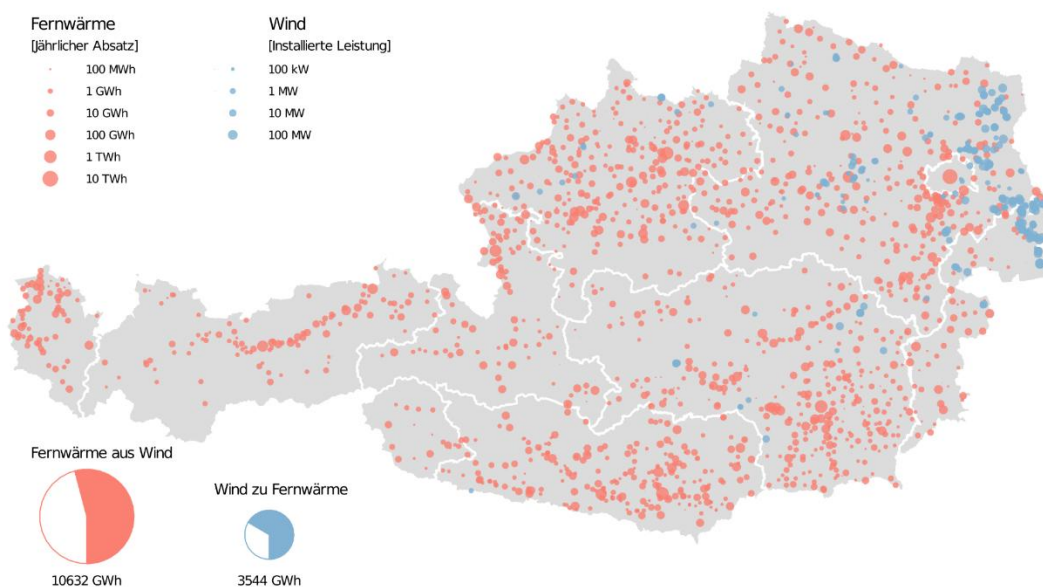


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

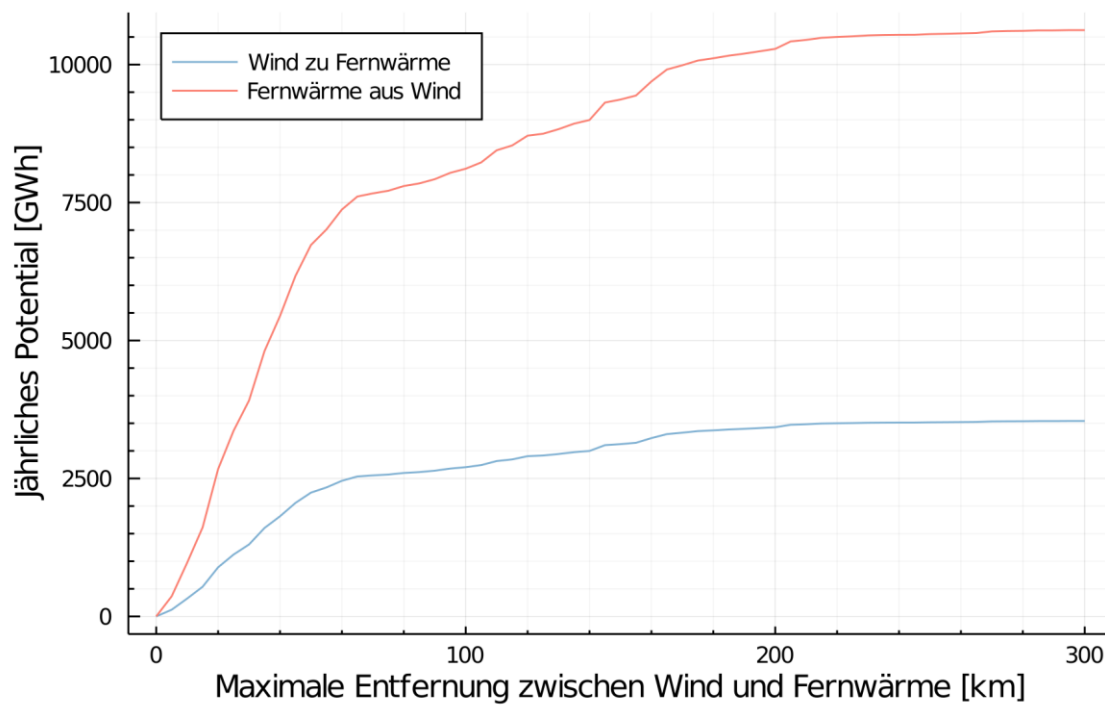


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

274. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

274.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

274.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

275. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

276. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

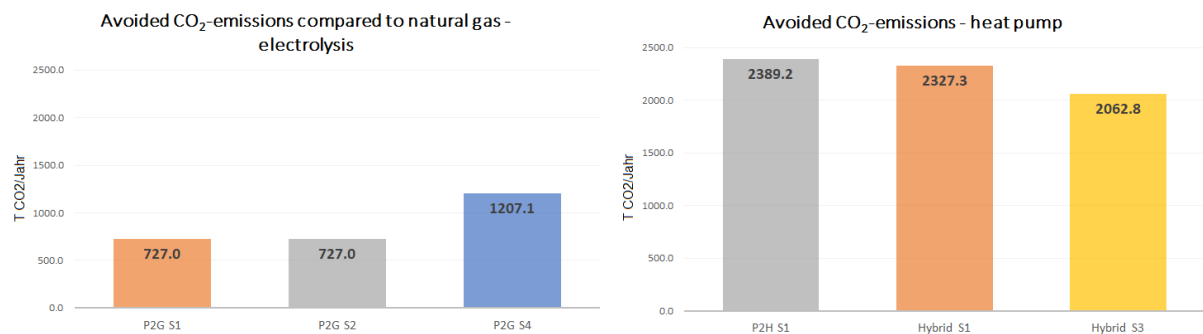


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

276.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

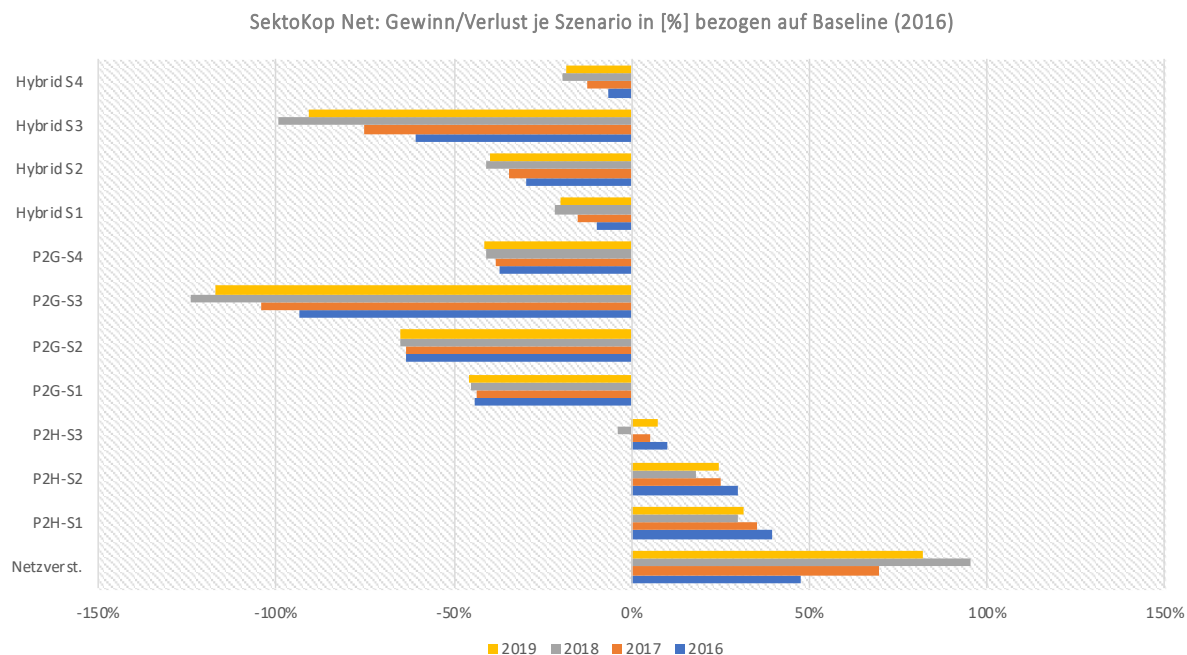


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

276.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

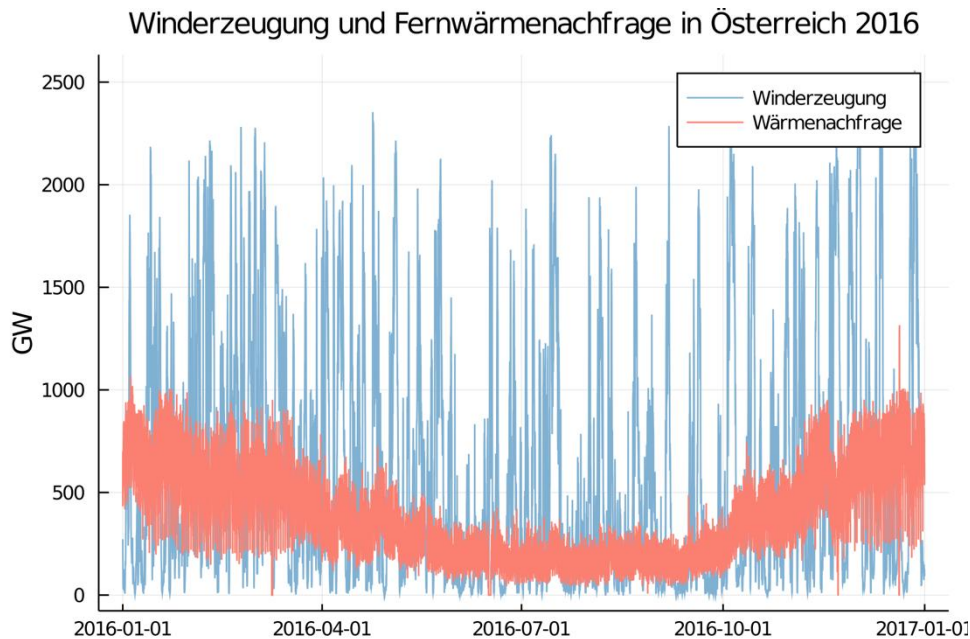


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

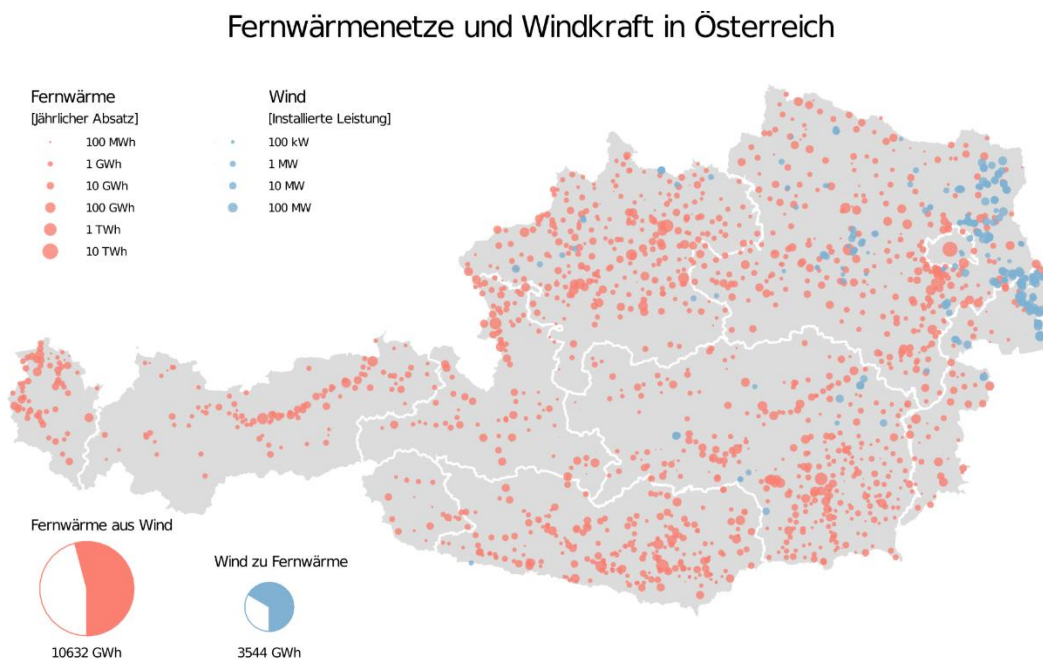


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

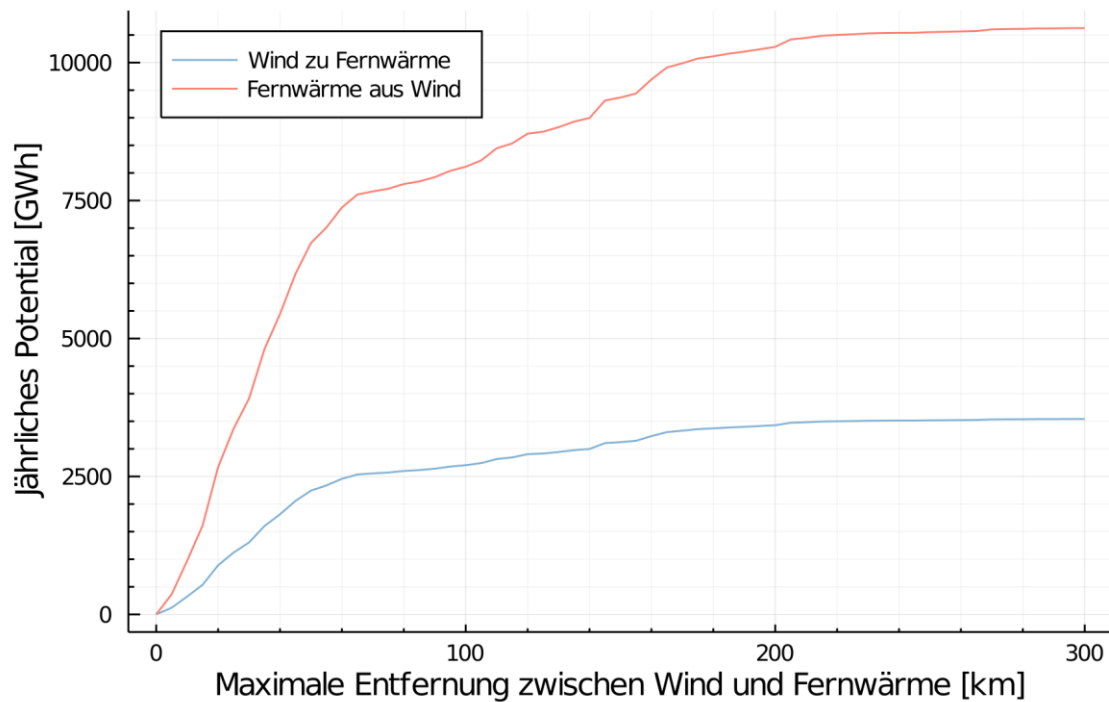


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

277. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

277.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

277.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

278. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

279. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

279.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

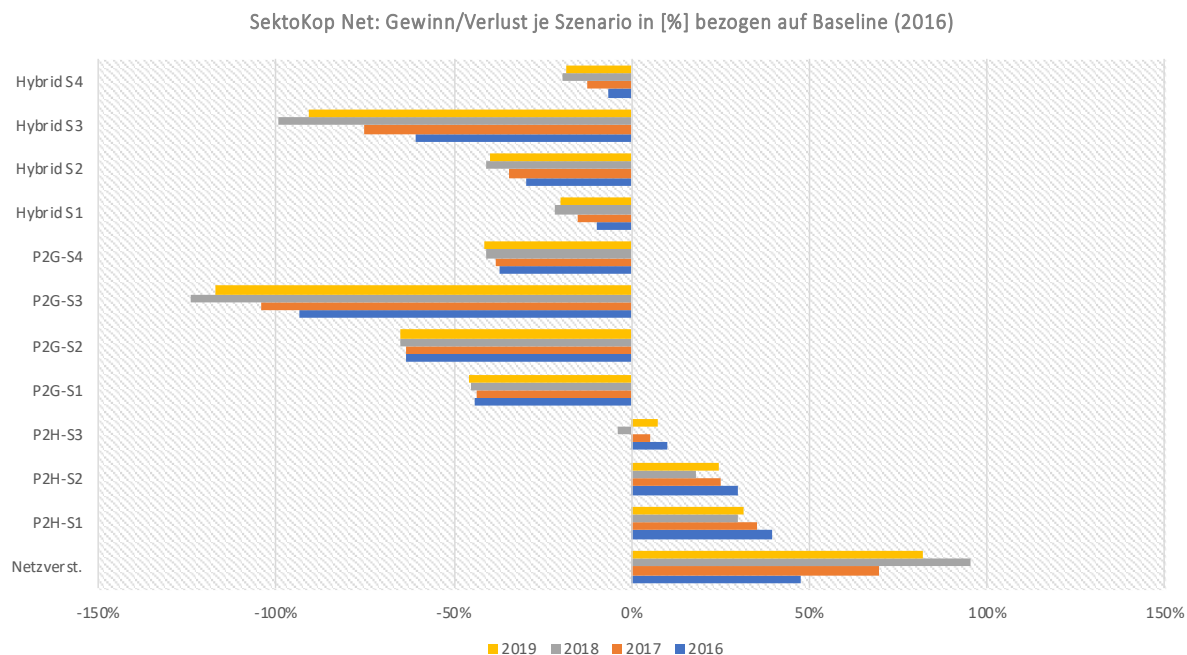


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

279.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

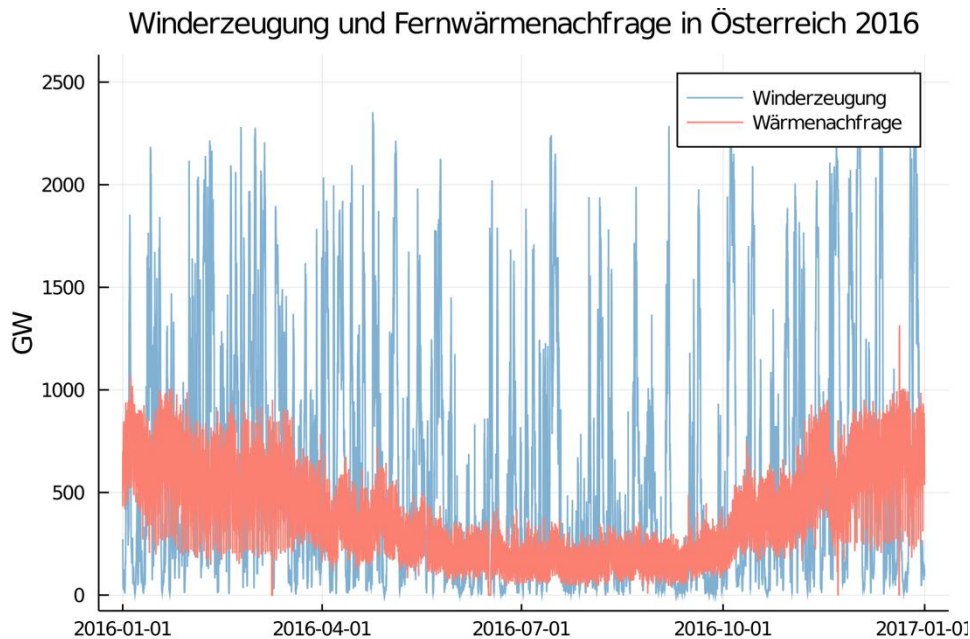


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

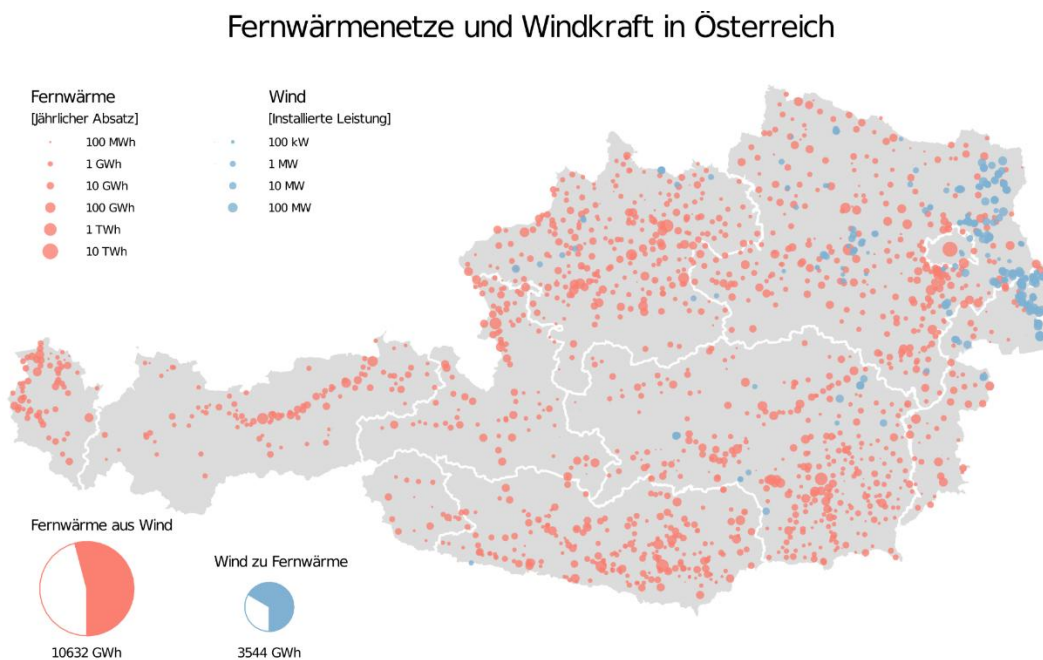


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

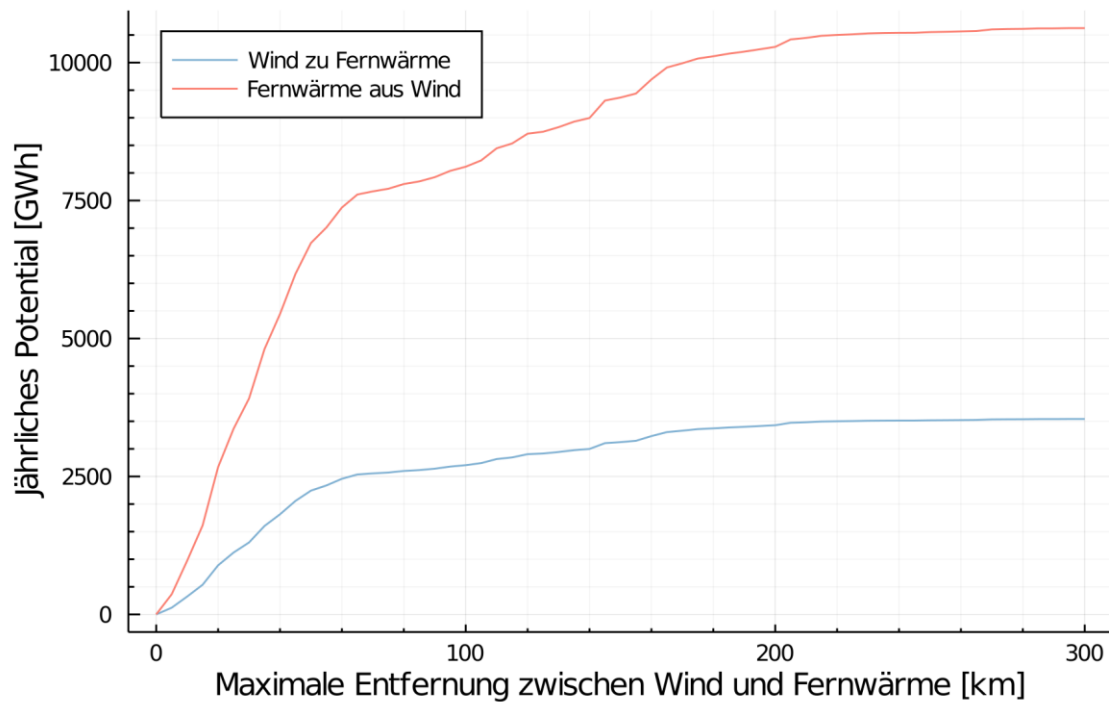


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

280. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

280.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

280.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

281. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

282. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

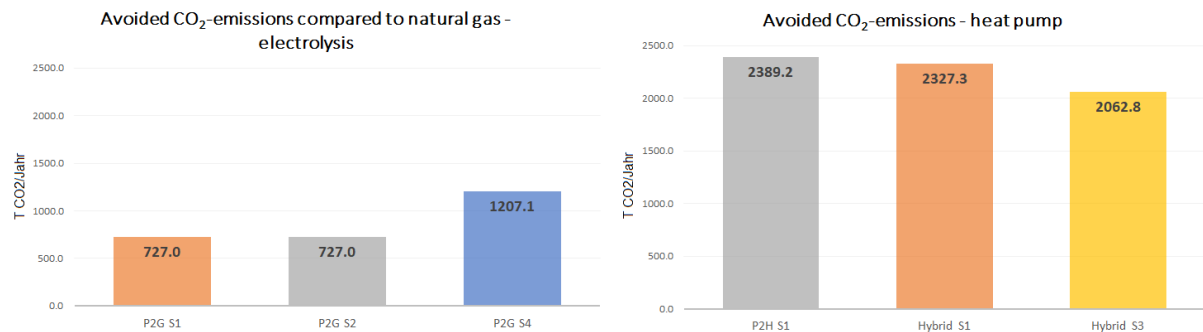


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

282.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

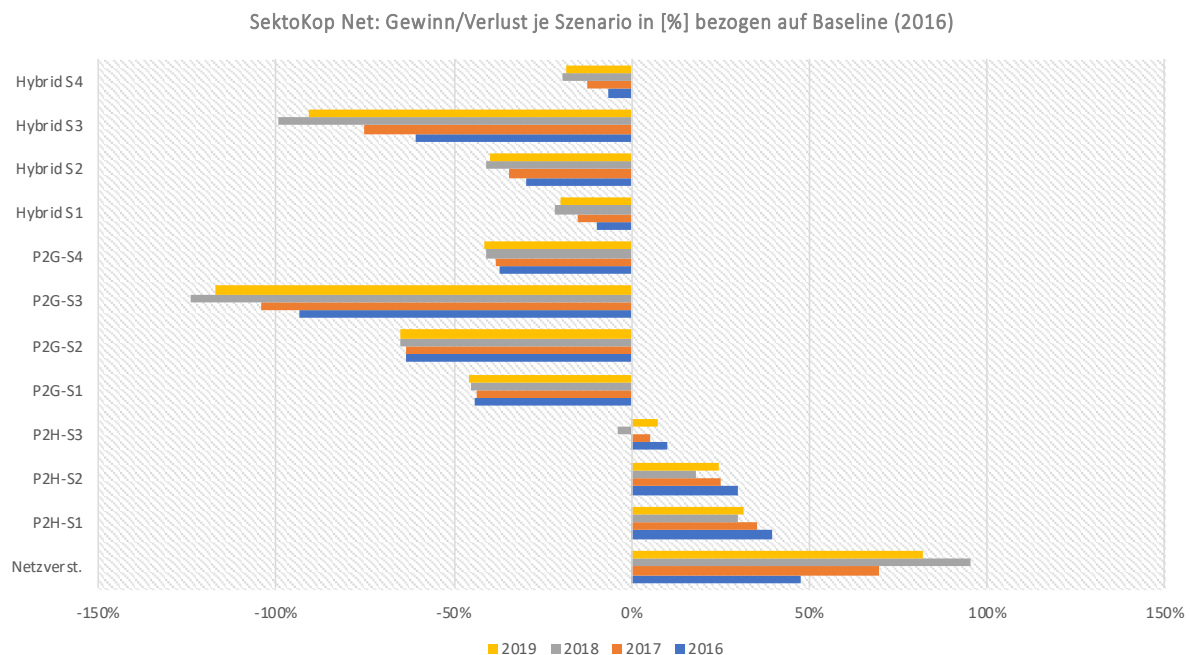


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

282.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

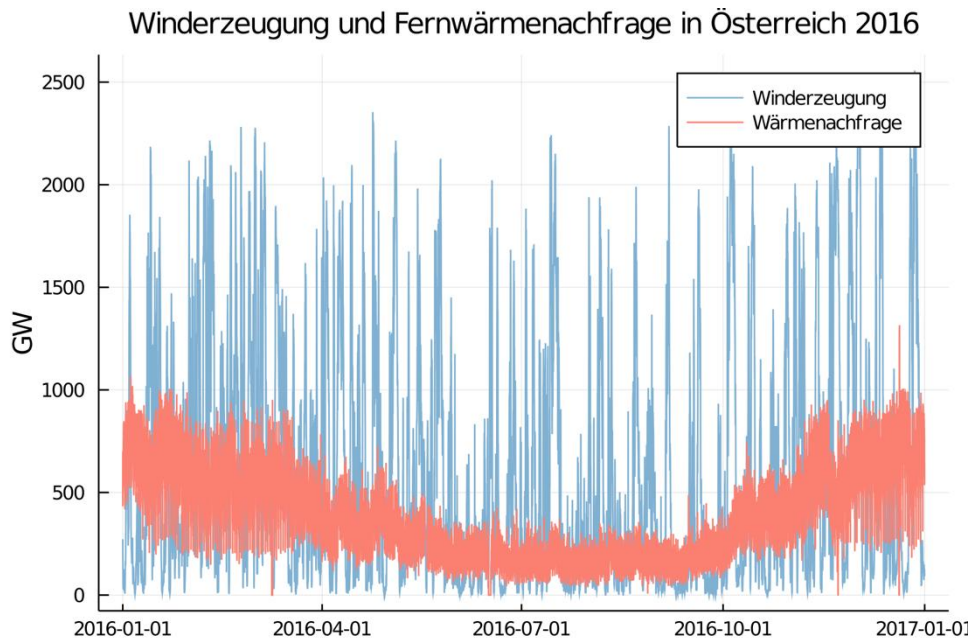


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

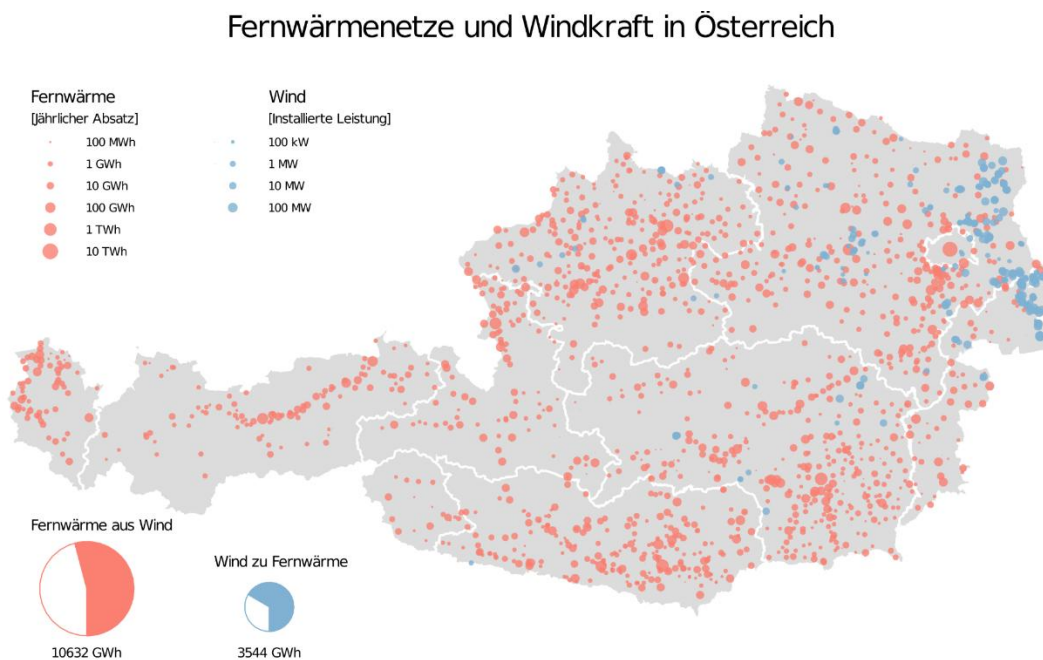


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

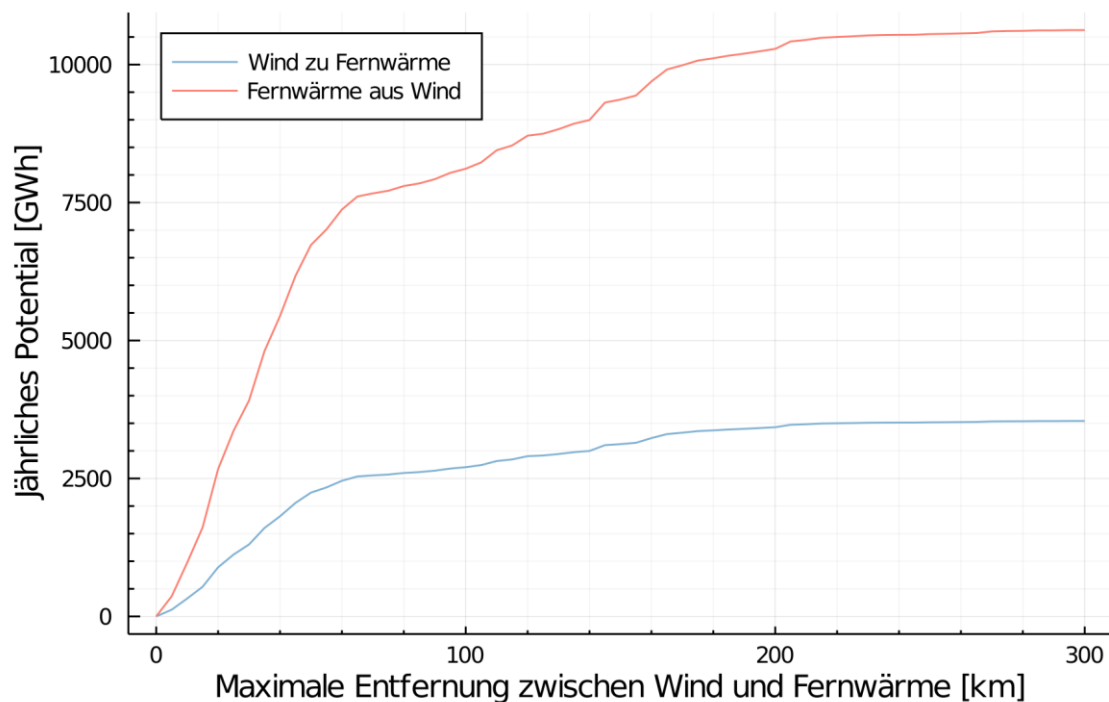


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

283. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

283.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

283.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

284. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

285. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

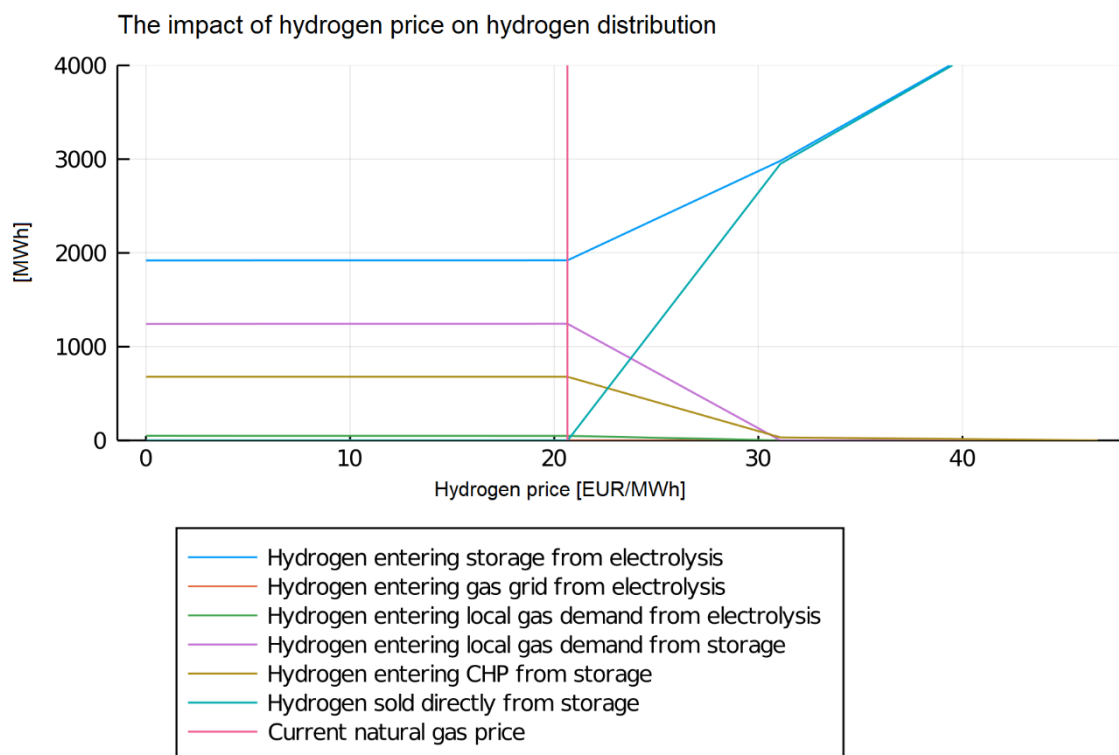


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

285.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

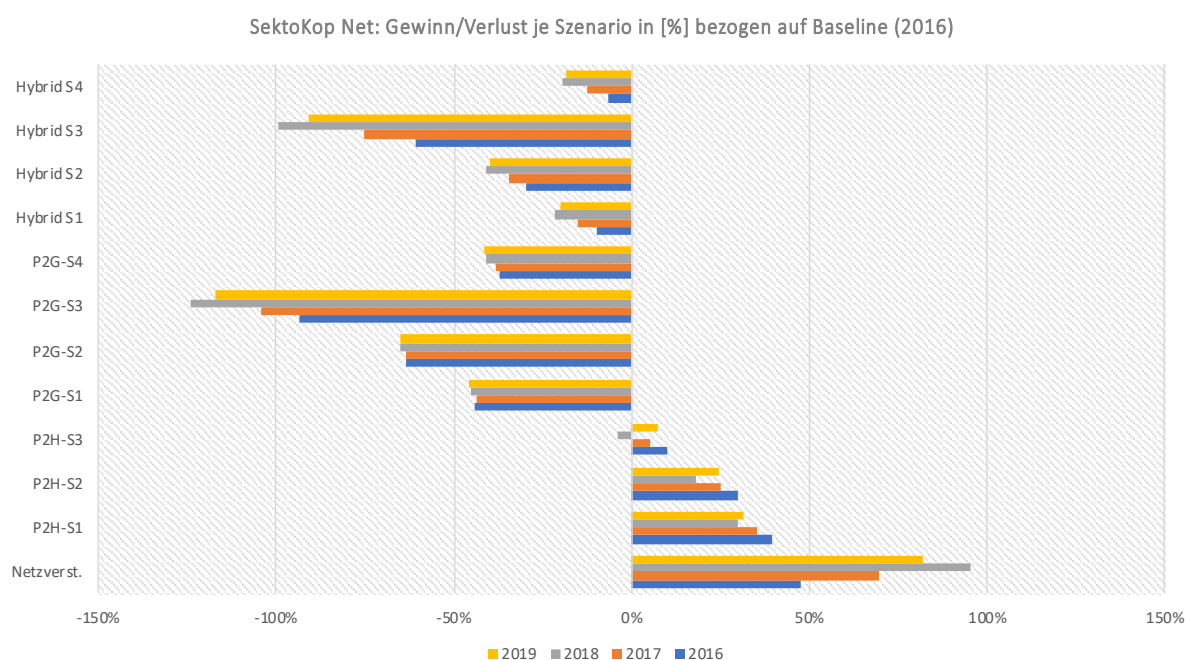


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

285.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

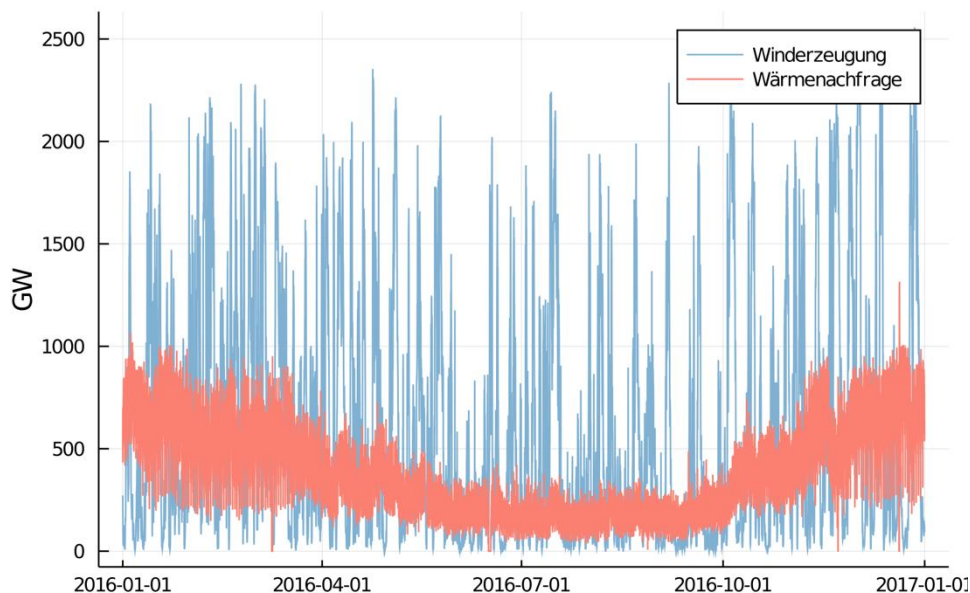


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

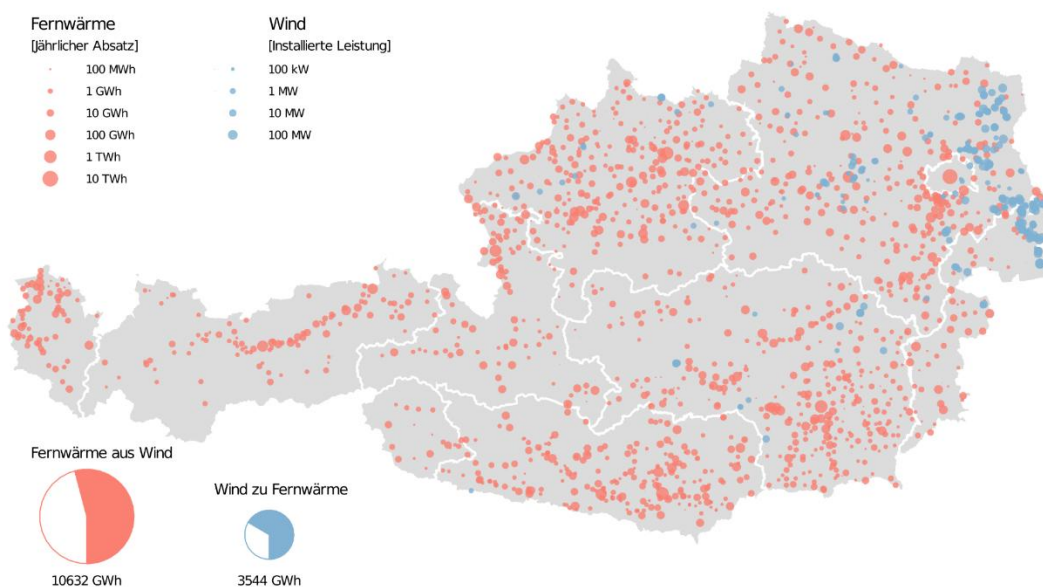


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

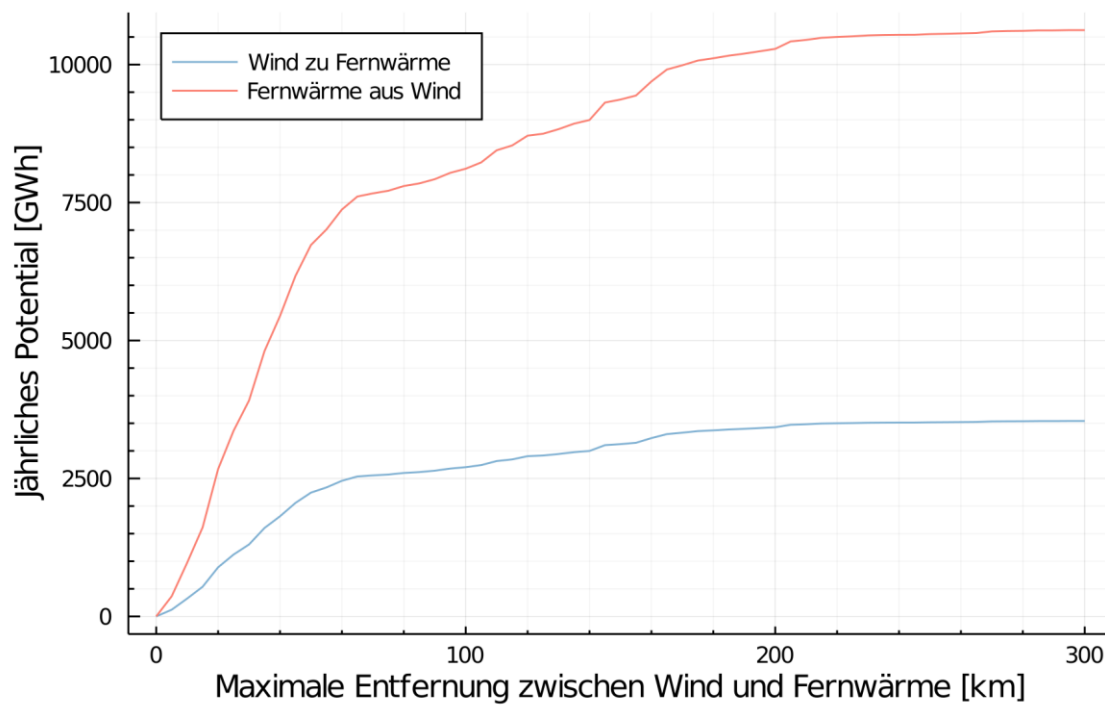


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

286. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

286.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

286.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

287. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

288. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

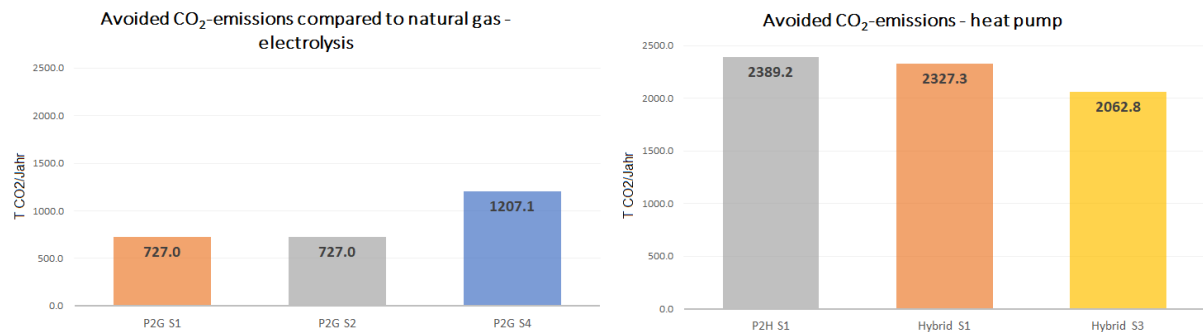


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

288.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

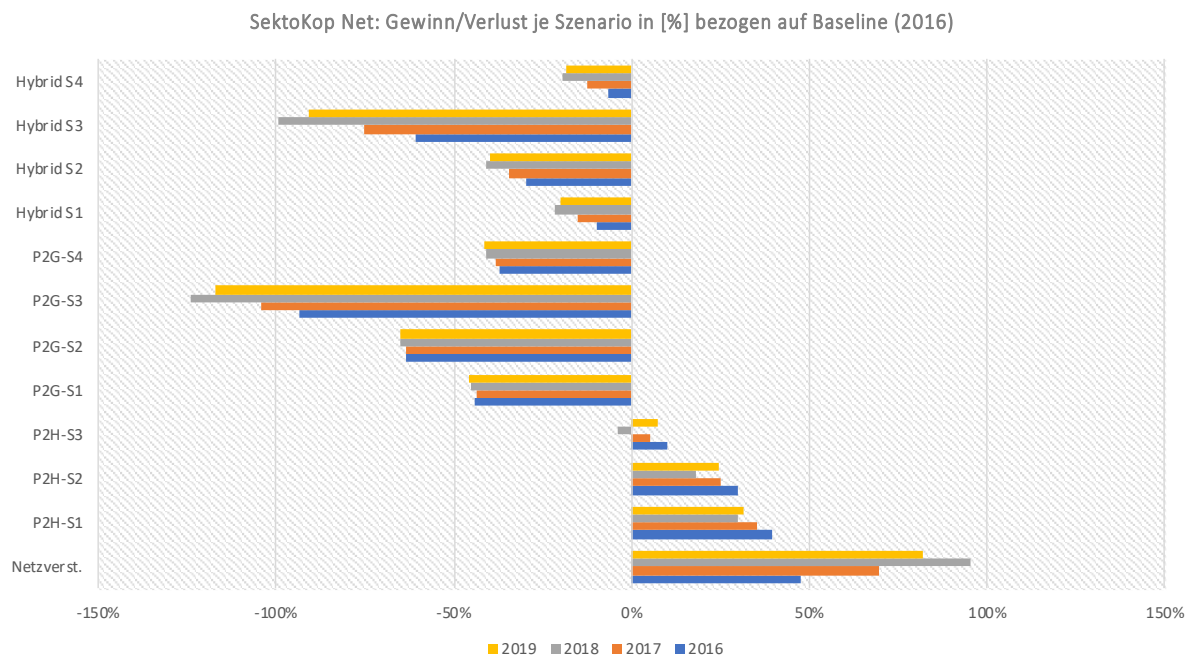


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

288.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

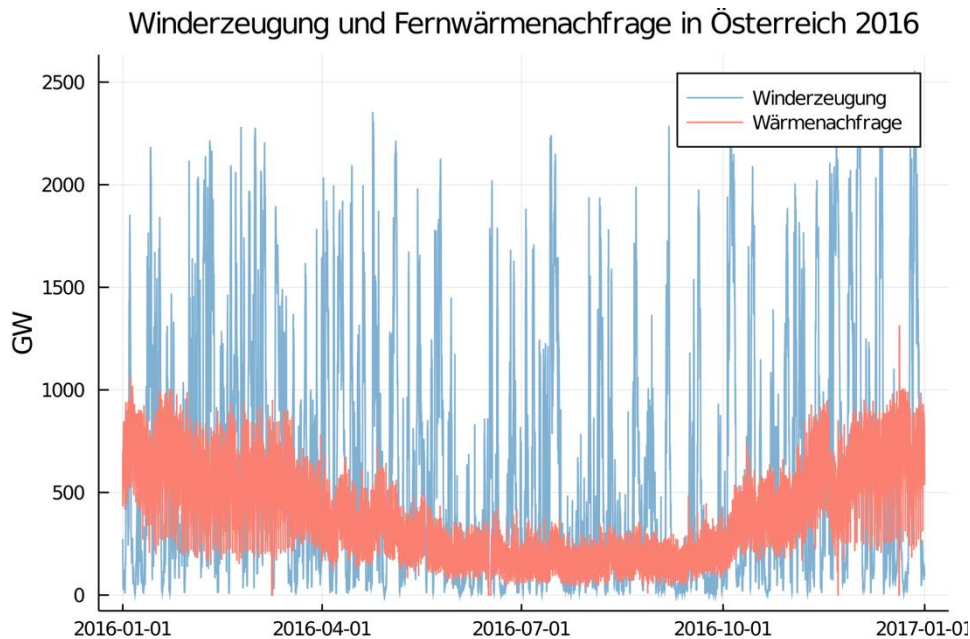


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

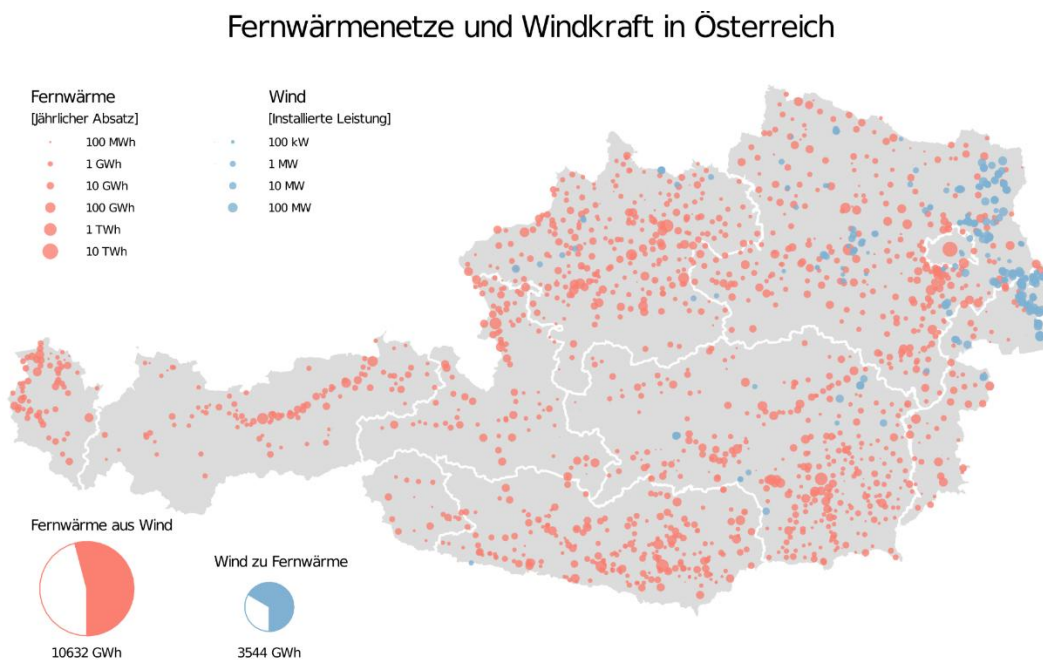


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

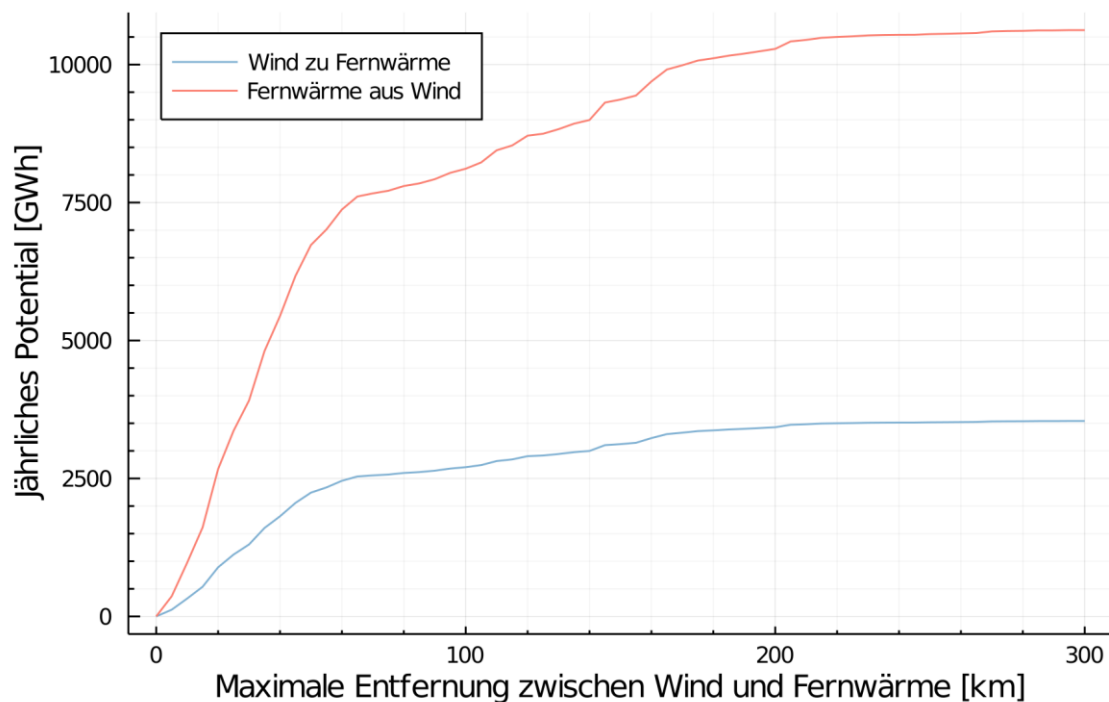


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

289. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

289.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

289.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

290. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

291. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

aufgeführt.

	P2H			P2G				Hybrid			
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Netzausbau	x										
Direktleitung zwischen Windpark und Wärmepumpe	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x
Wärmepumpe		x	x					x	x	x	x
Elektrolyseur				x	x	x	x	x	x	x	x
Methanisierungsprozess					x				x		
Wasserstoff-Speichereinheit						x				x	
KWK-Anlage						x				x	
Direkter Wasserstoffverkauf						x				x	
Gaskessel							x				x

Tabelle 1: Überblick über die verwendete Technologie in jedem Szenario

Darüber hinaus wurde ein Basisszenario entwickelt und zum Vergleich herangezogen, das aus einem lokalen Wärmebedarf, der durch Wärme aus einer Biomasse-Wärmequelle gedeckt wird, einem lokalen Gasbedarf, der mit Gas aus dem Gasnetz versorgt wird, und einem Windpark, der Strom an den Strommarkt verkaufen kann, besteht.

Zusätzlich wurde eine systemische Analyse darüber durchgeführt, wie das System auf das Auftreten von Ungleichgewicht reagieren würde. Es wurde ein Szenario mit einer einzelnen Wärmepumpe bewertet, wobei verschiedene Leistungsanteile der Wärmepumpenkapazität für die Reaktion auf die Regelenergie reserviert wurden (25% reservierte Kapazität in Szenario 1, 50% reservierte Kapazität in Szenario 2).

Quantifizierbare Ergebnisse

Die monetären Vorteile der in den untersuchten Szenarien verwendeten Sektorkopplungstechnologien im Vergleich zum Basisszenario sind in Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

291.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

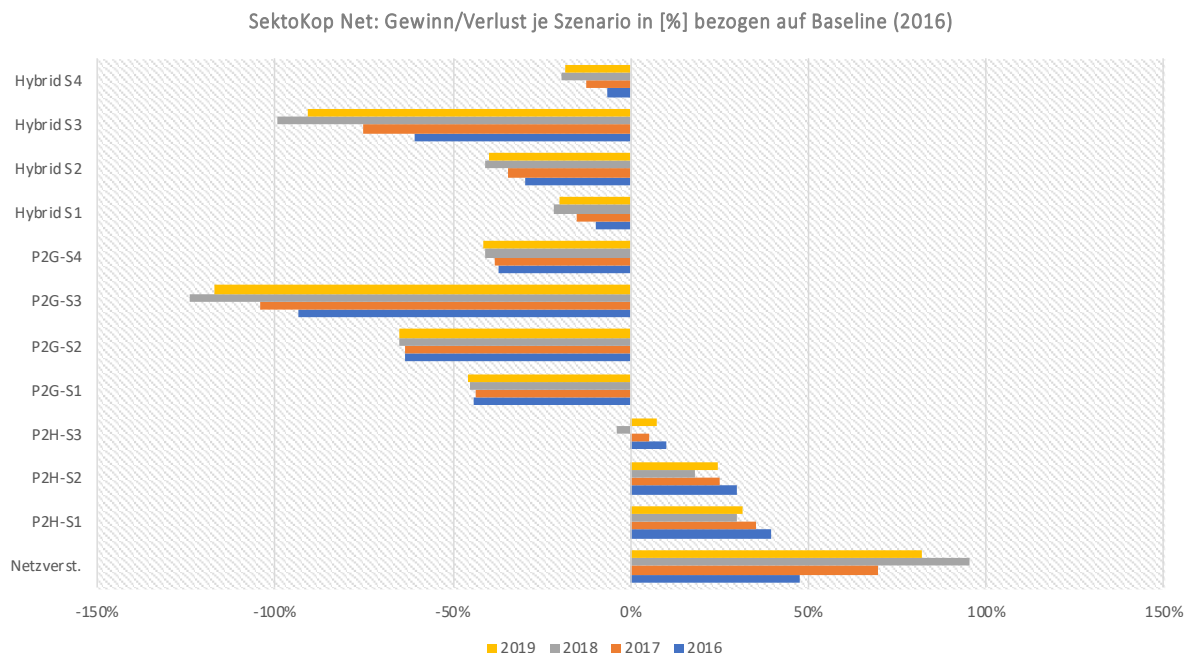


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

291.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

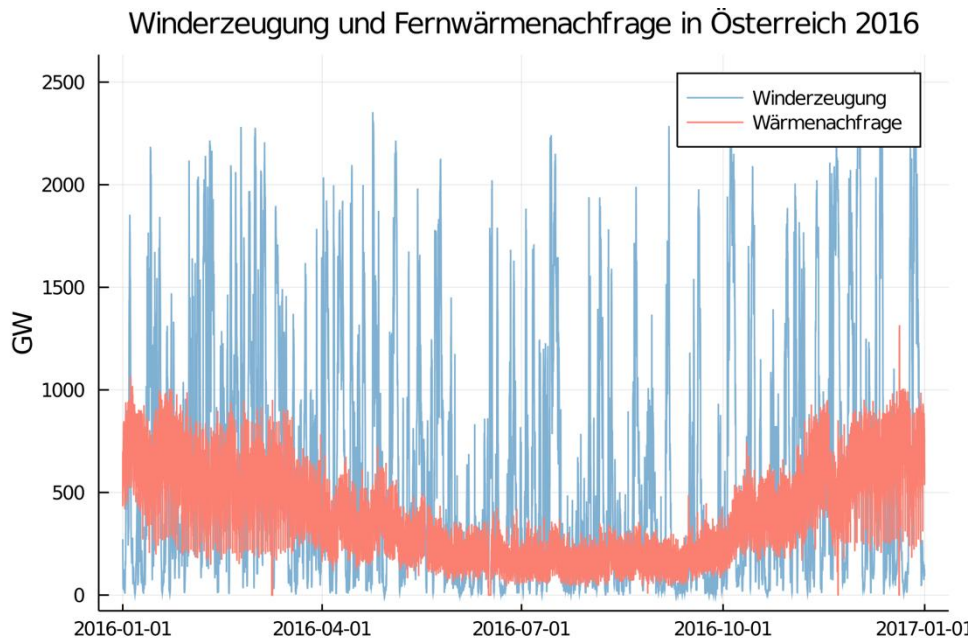


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

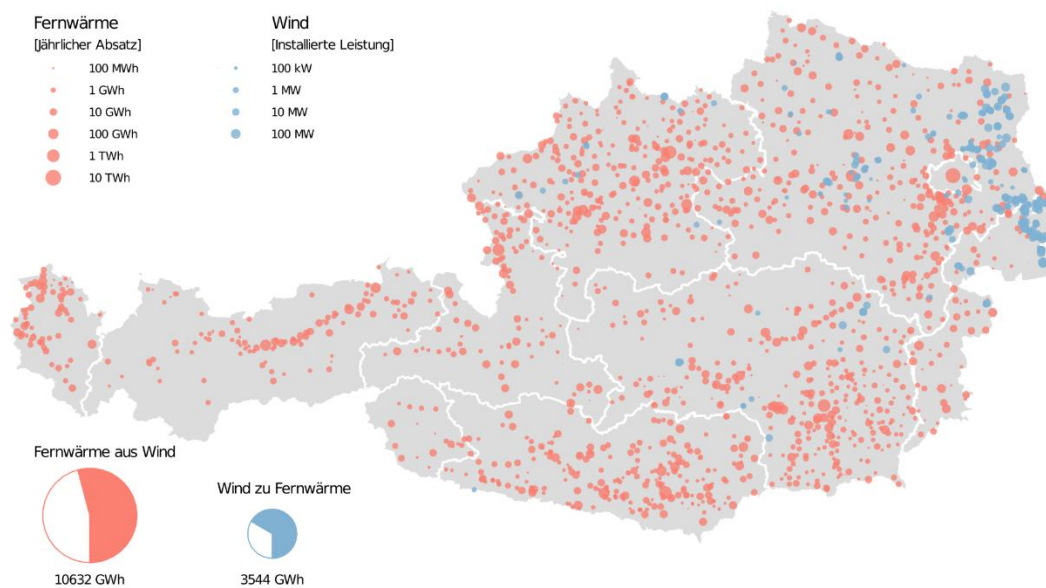


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

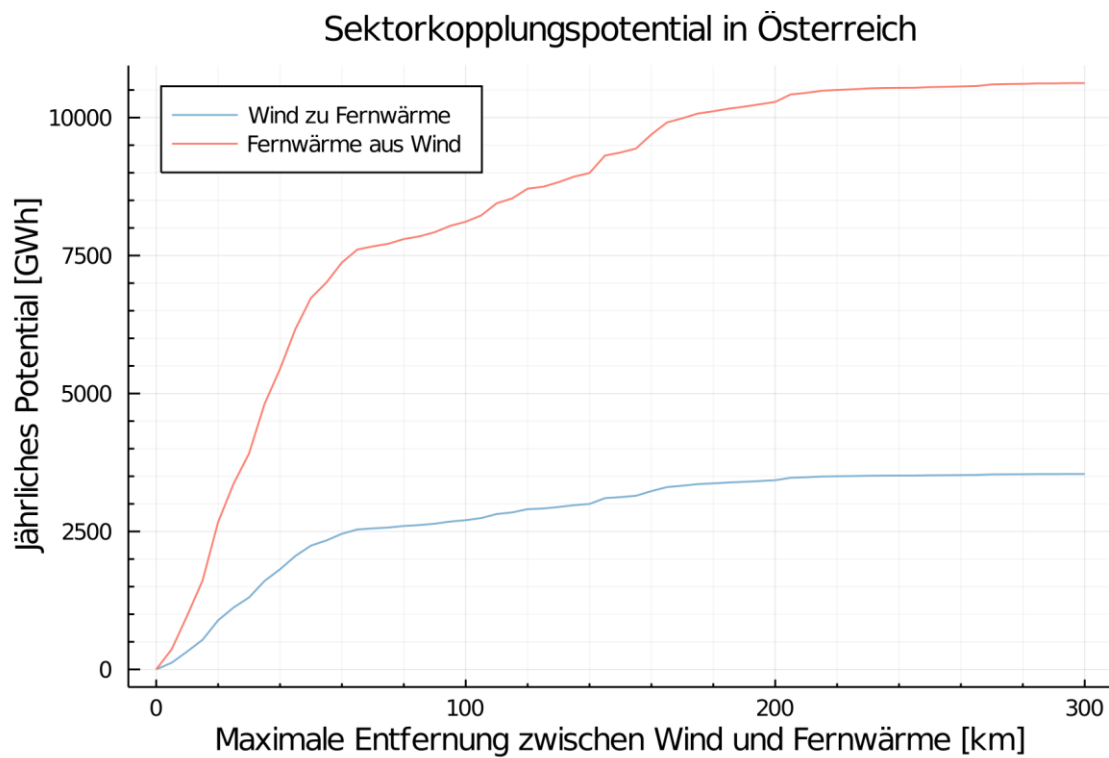


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

292. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

292.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

292.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

293. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

294. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

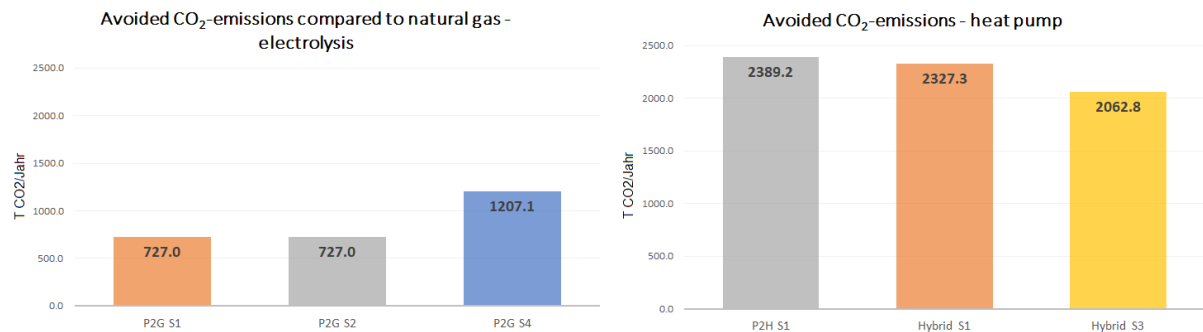


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

294.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

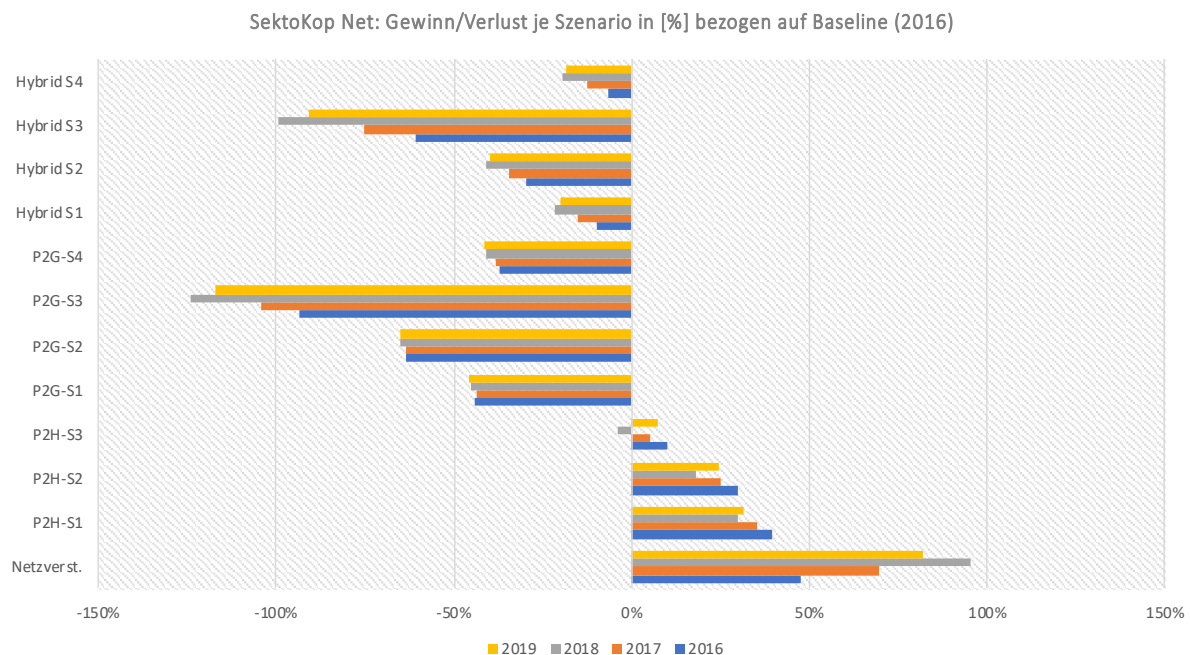


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

294.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

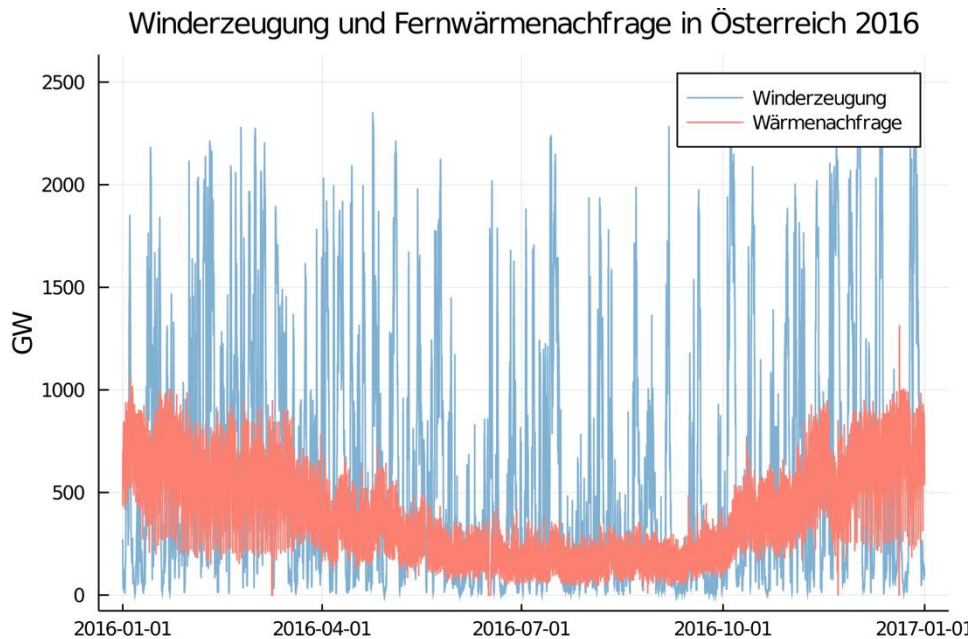


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

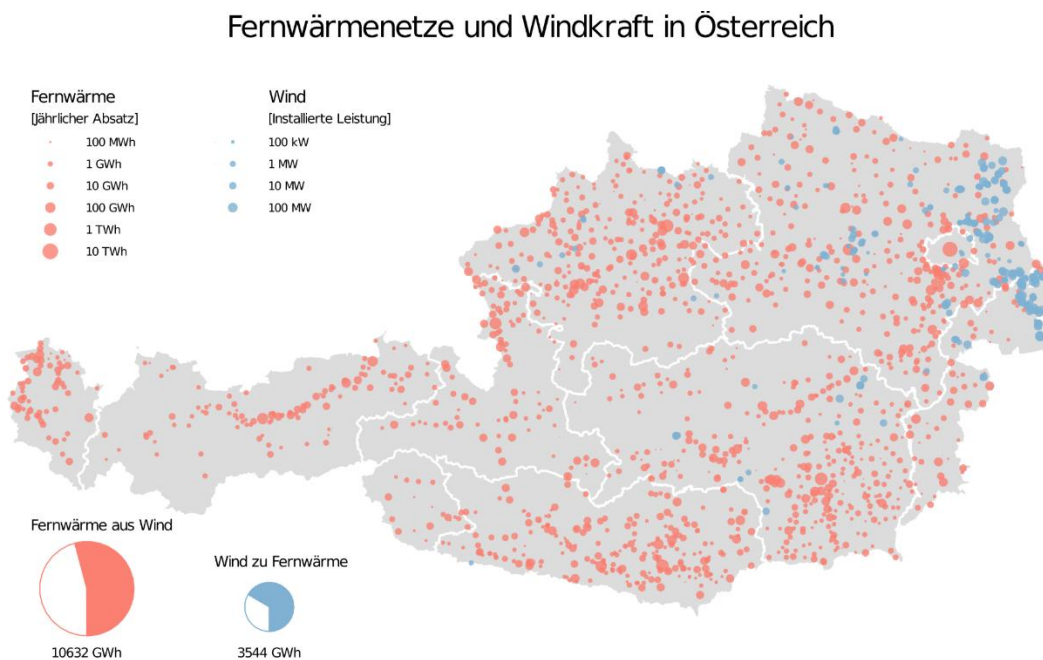


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

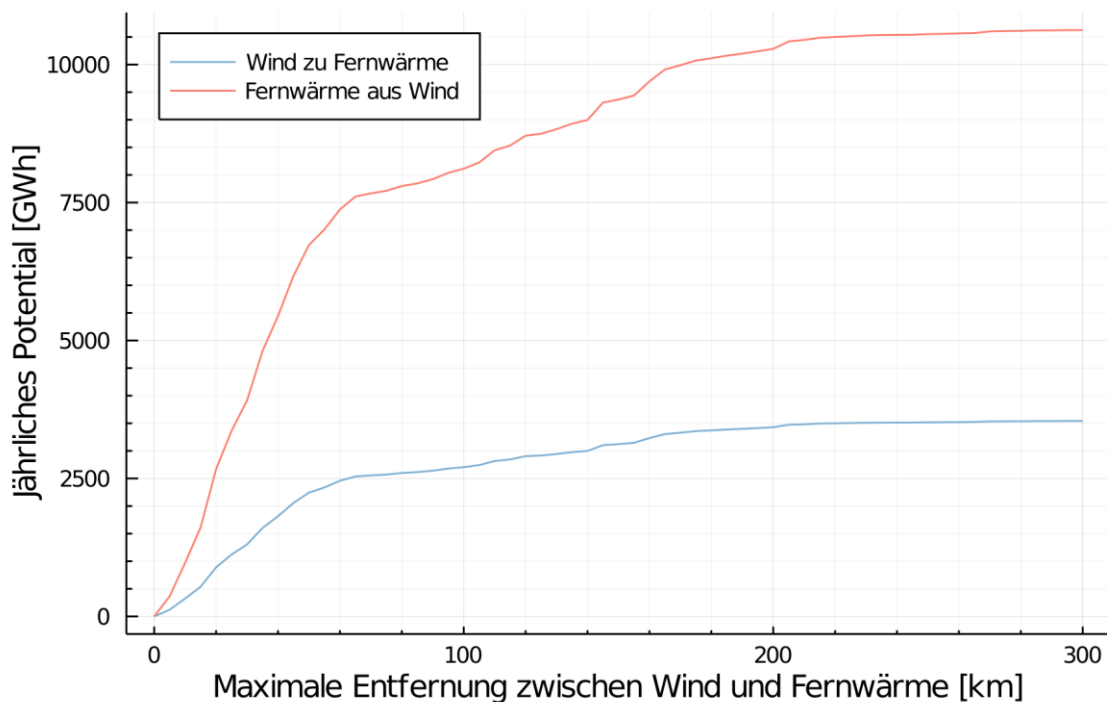


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

295. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

295.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

295.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

296. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

297. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

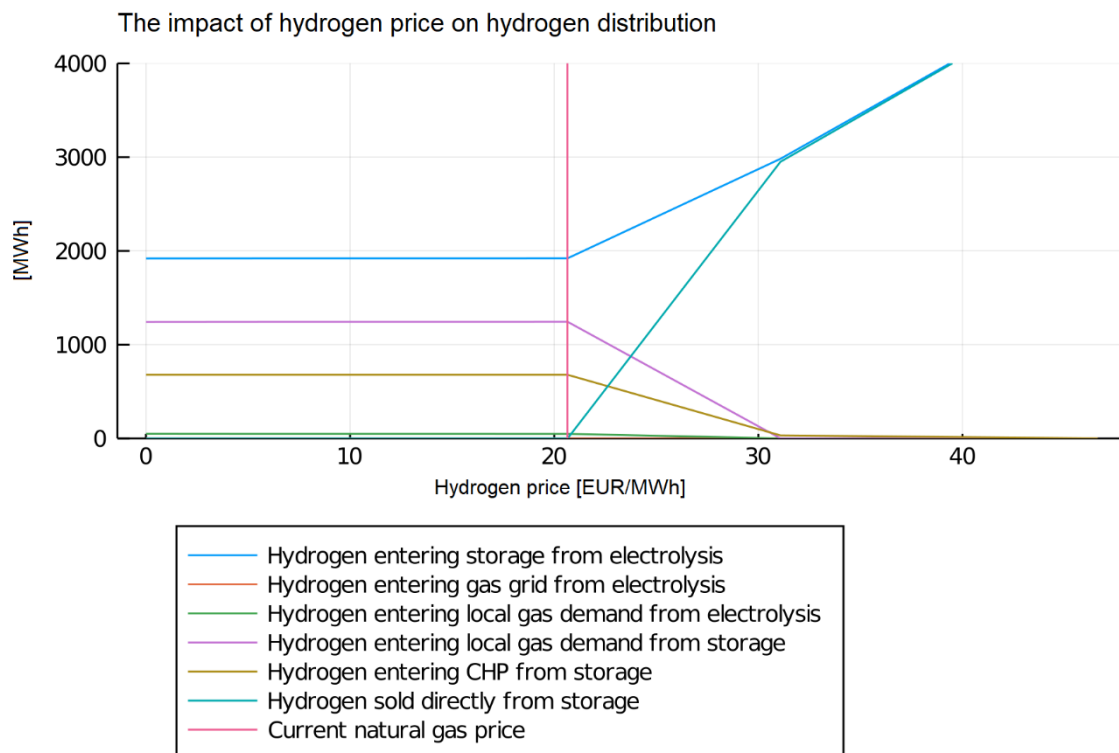


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

297.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

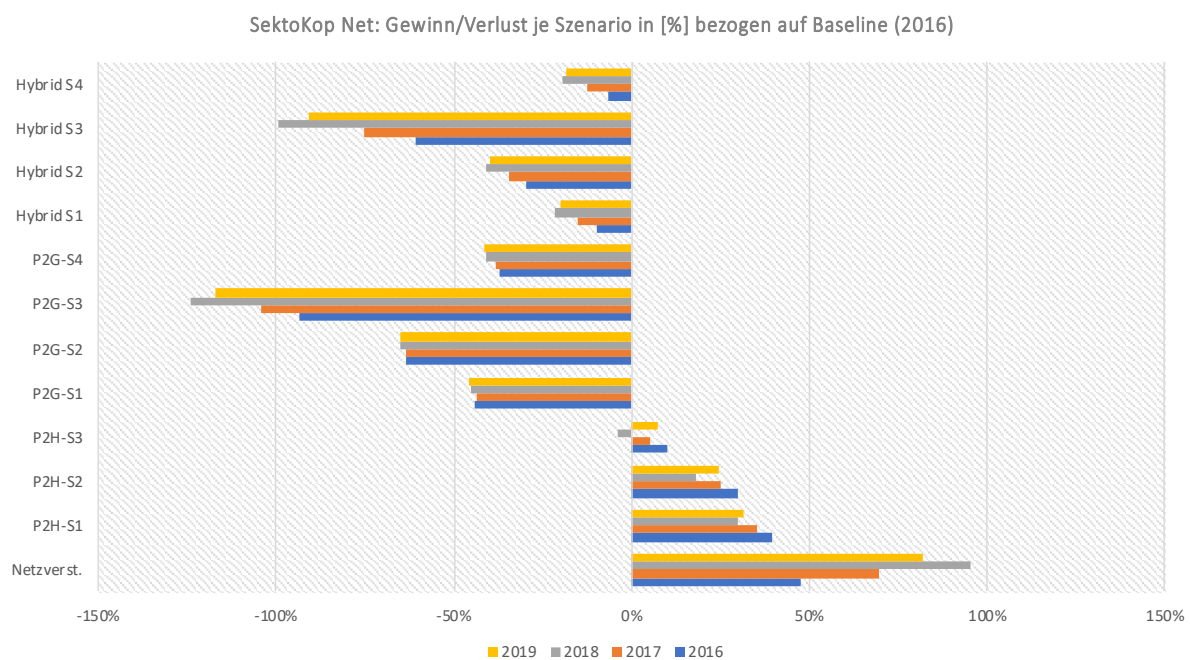


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

297.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

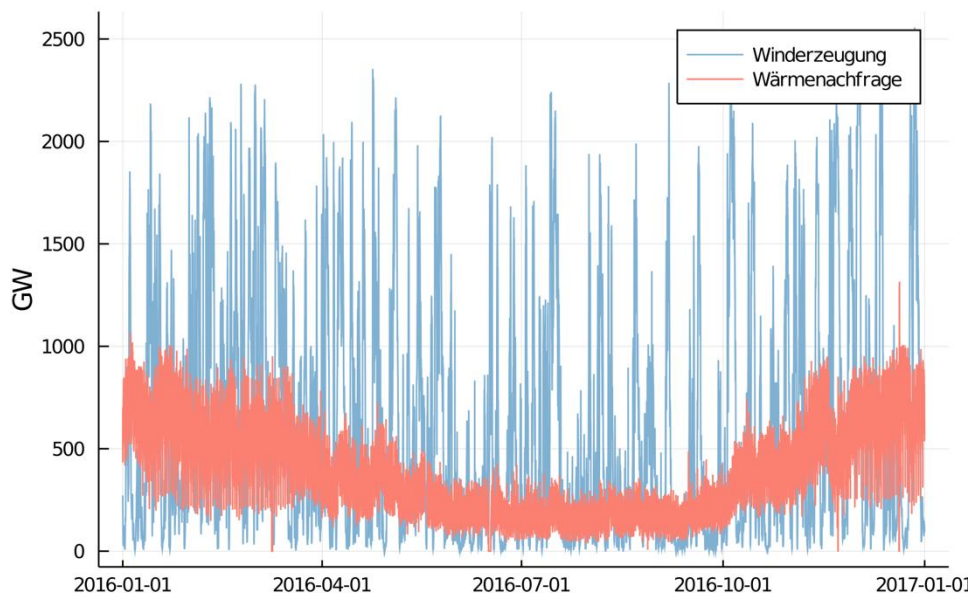


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

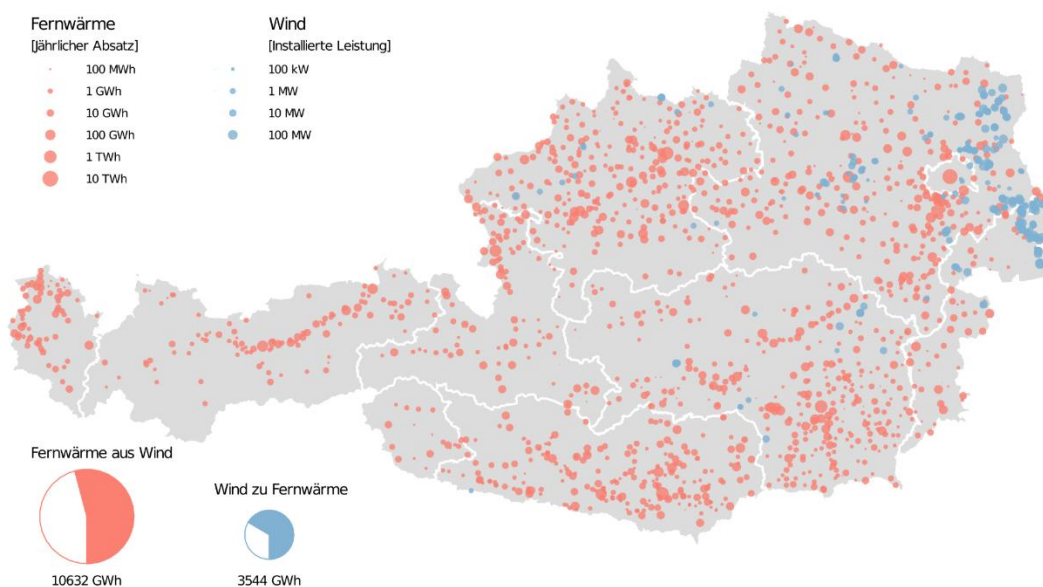


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

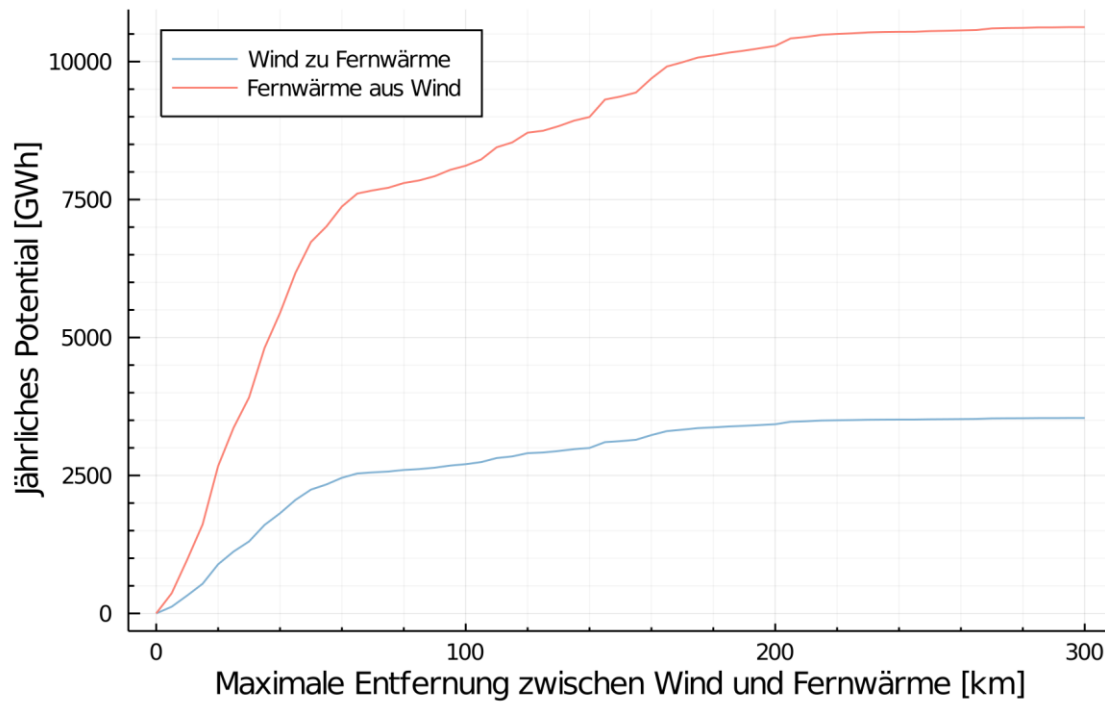


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

298. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

298.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

298.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

299. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

300. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

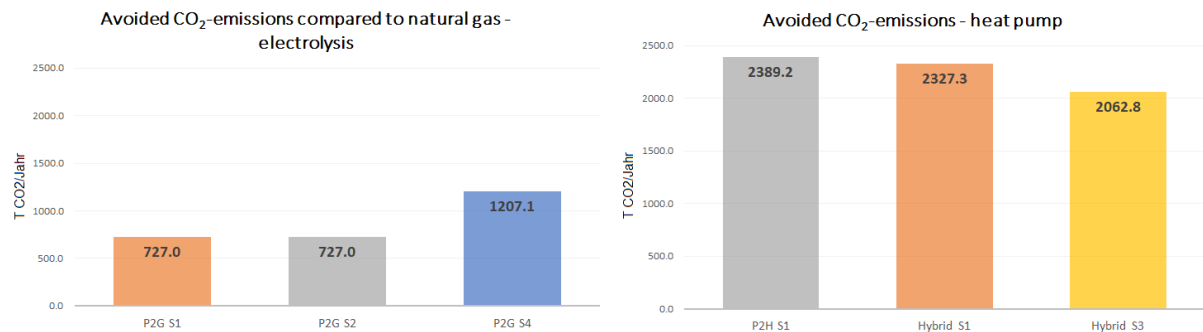


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

300.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

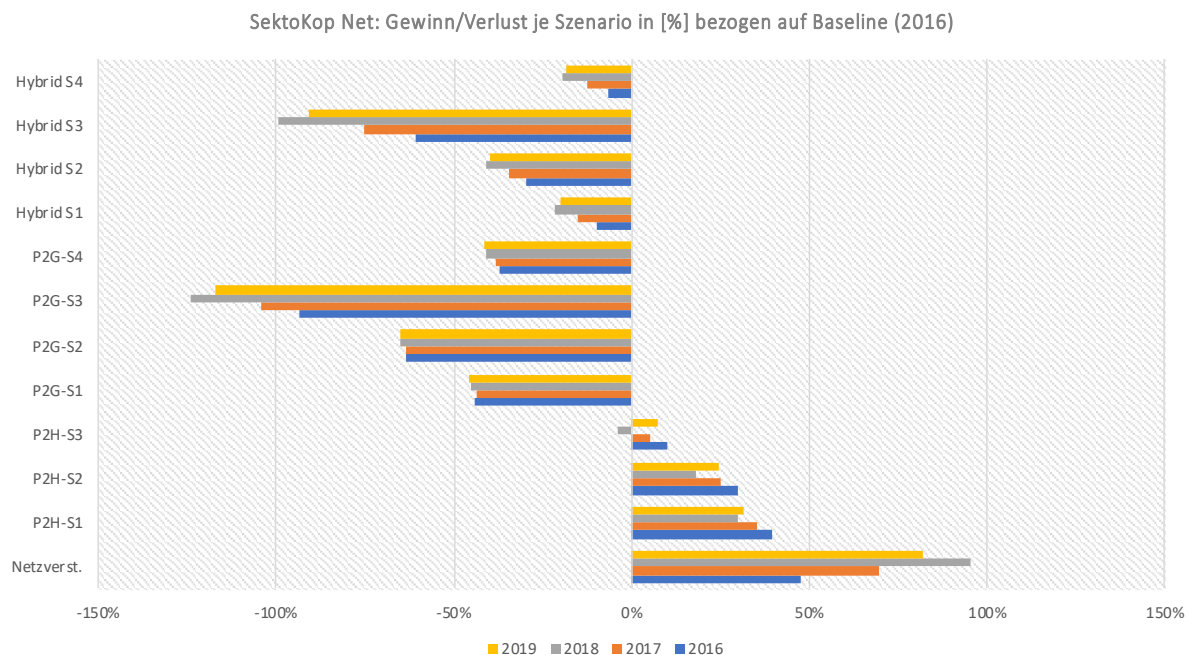


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

300.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

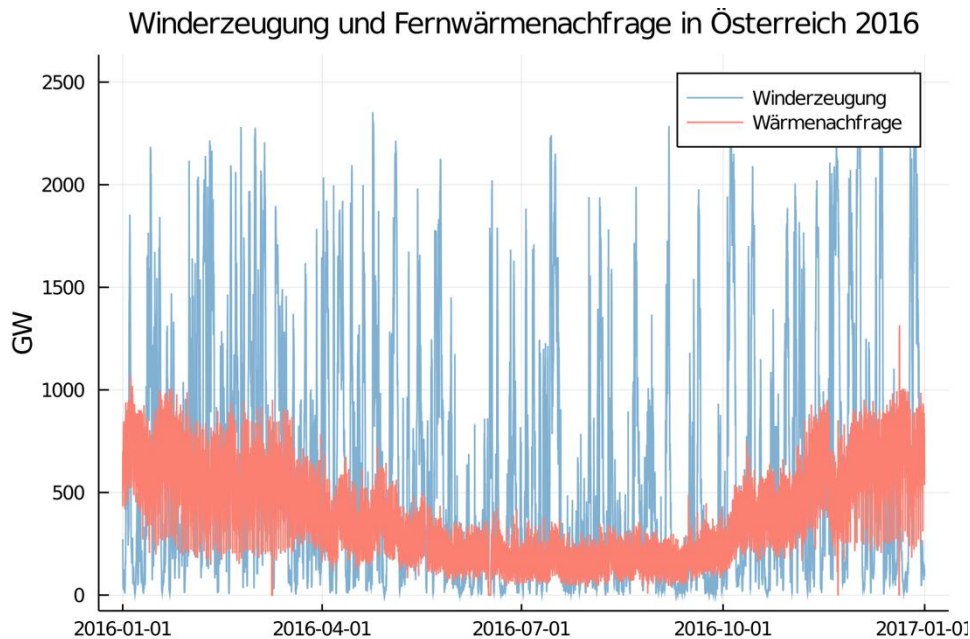


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

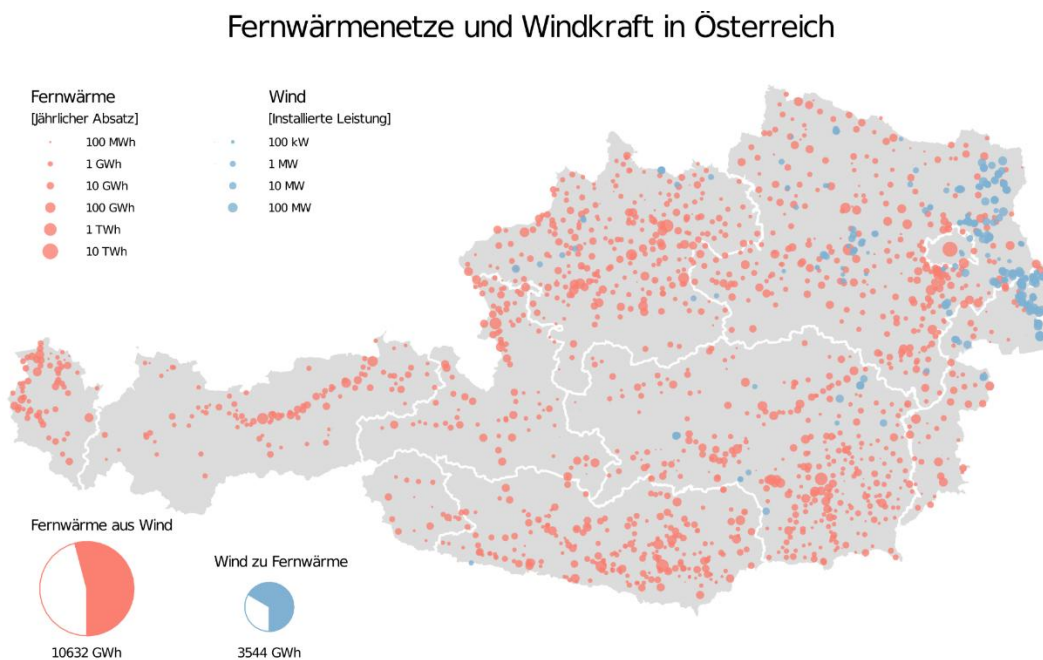


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

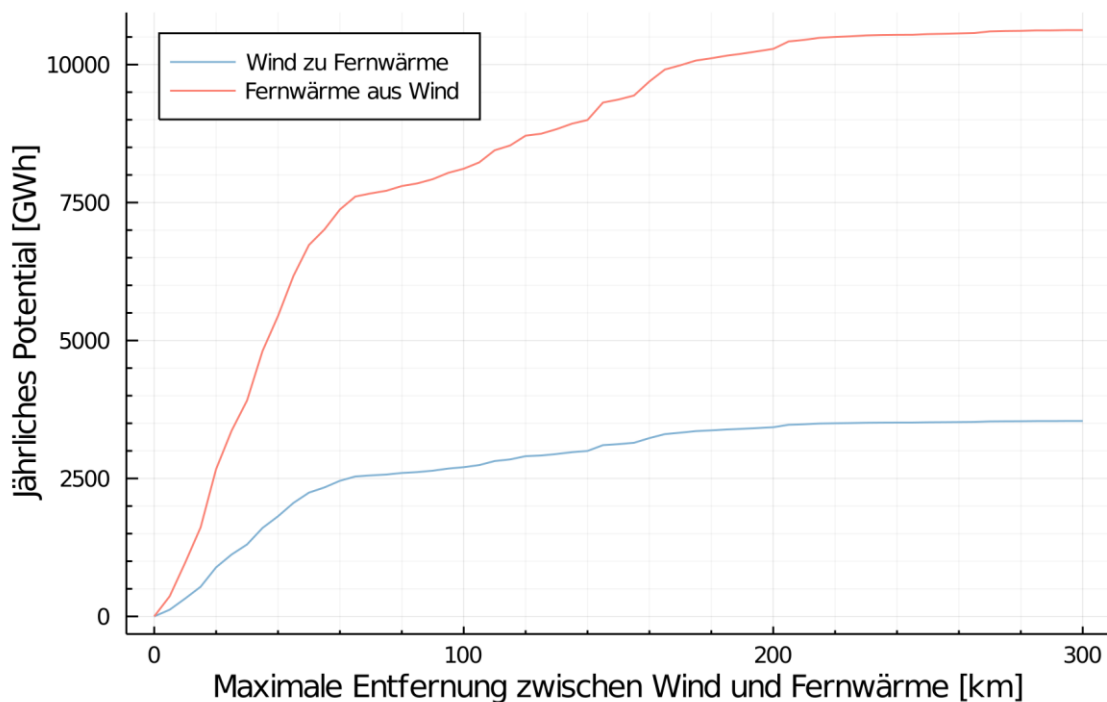


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

301. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

301.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

301.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

302. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

303. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

303.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

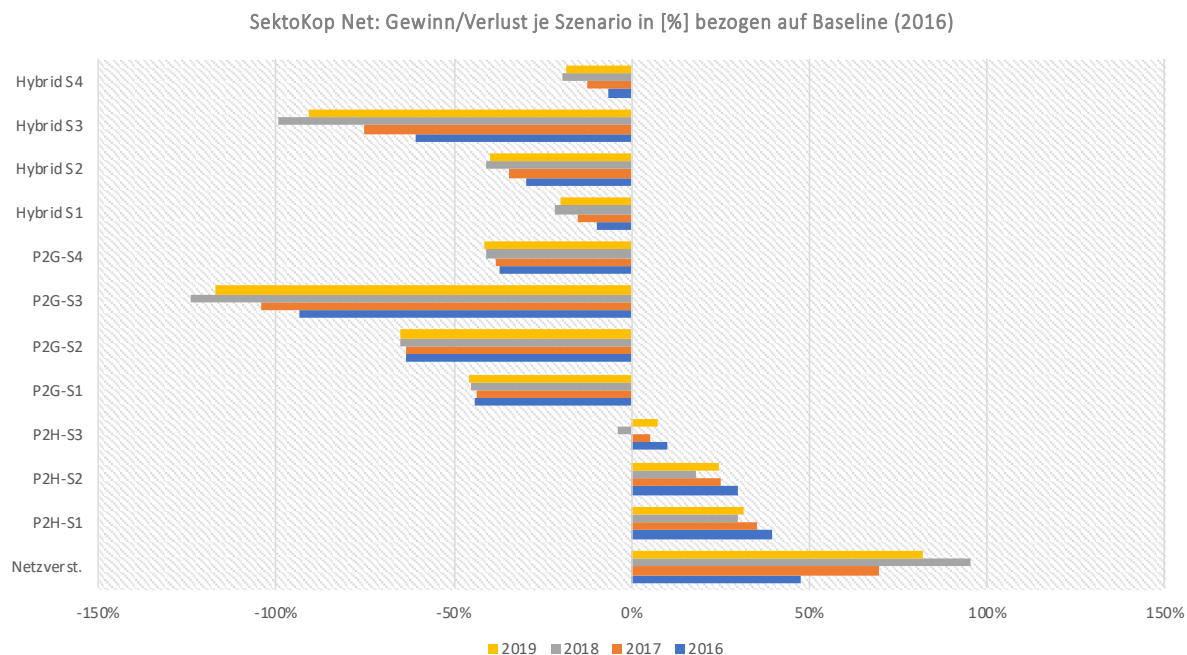


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

303.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

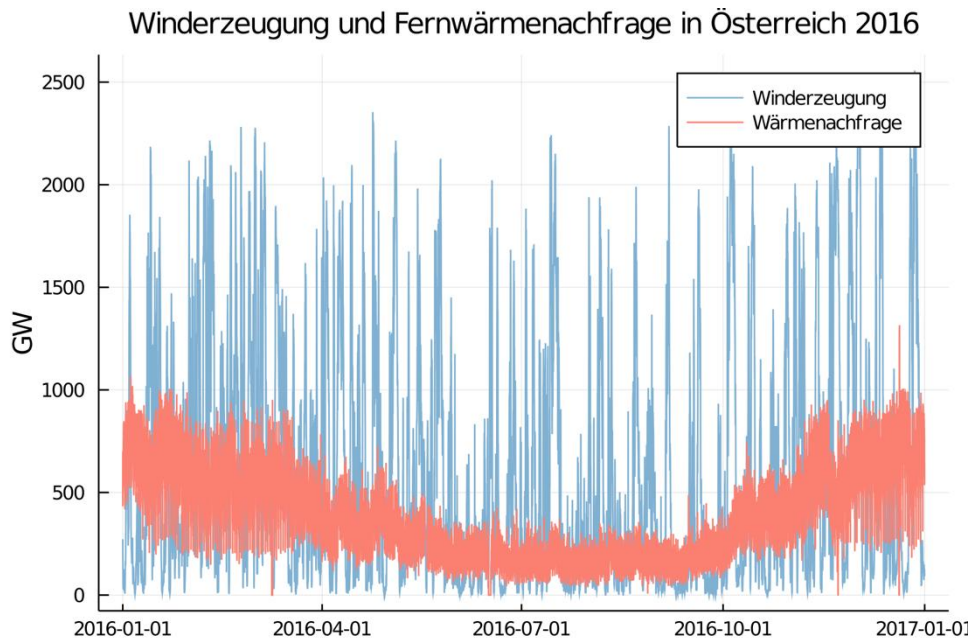


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

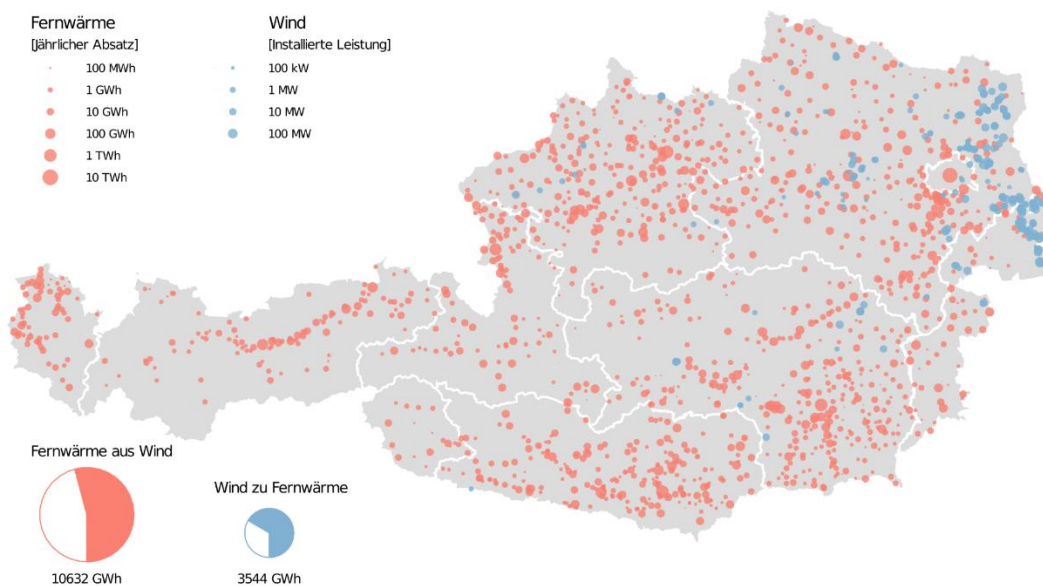


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

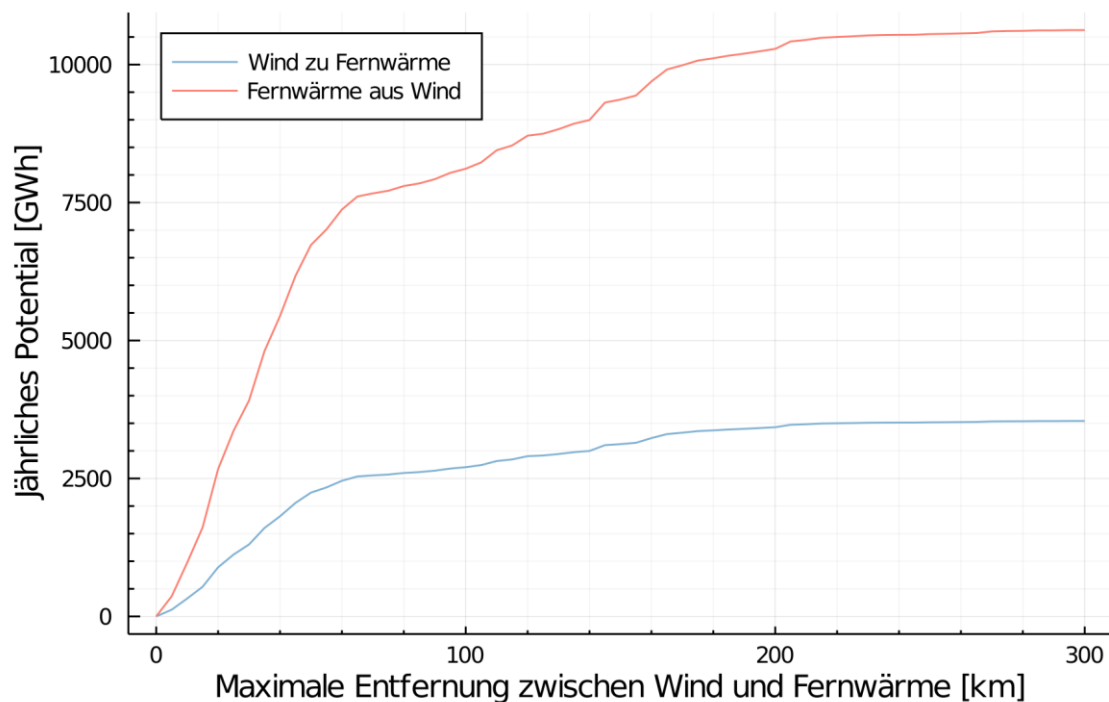


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

304. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

304.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

304.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

305. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

306. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

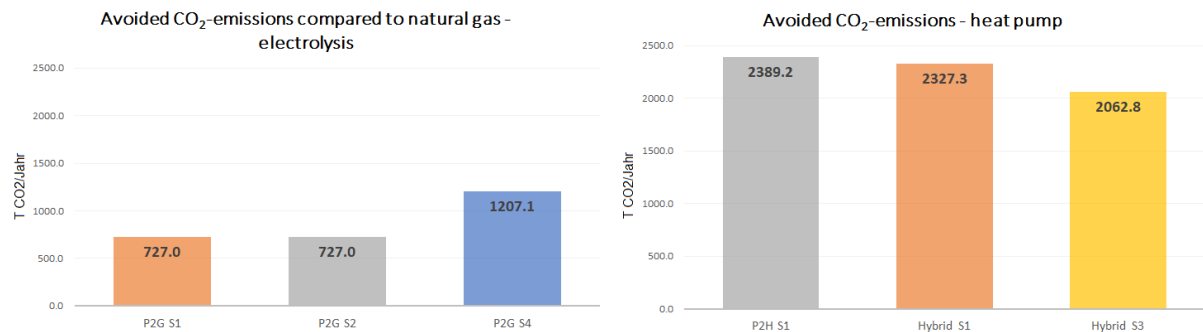


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

306.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

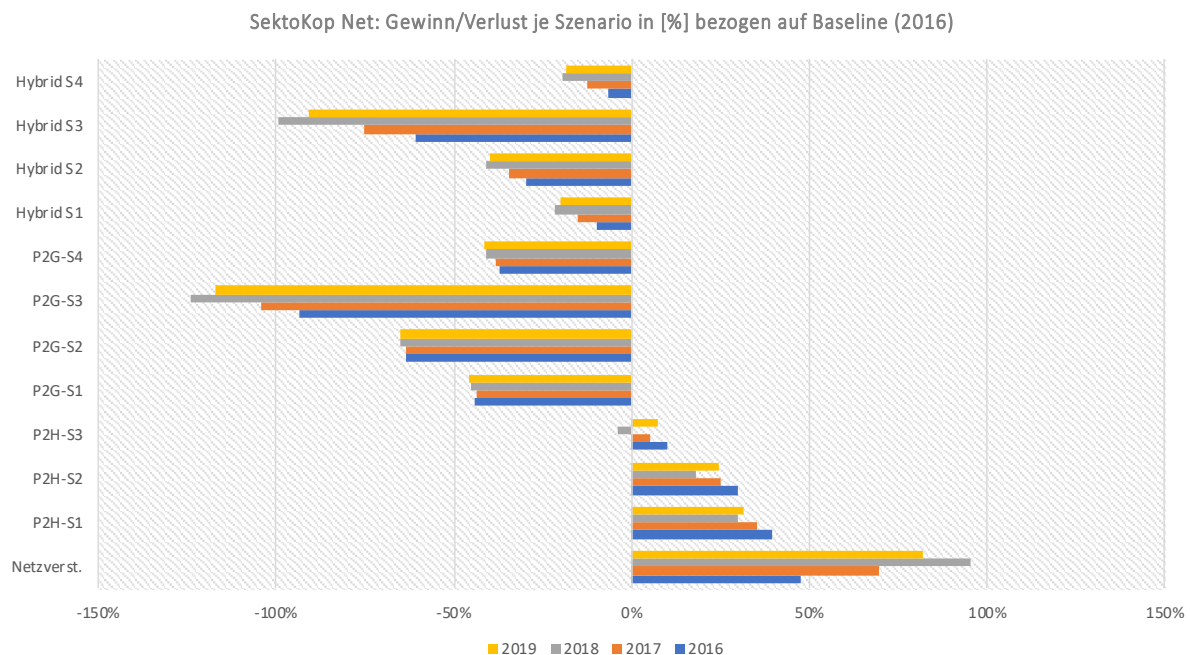


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

306.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

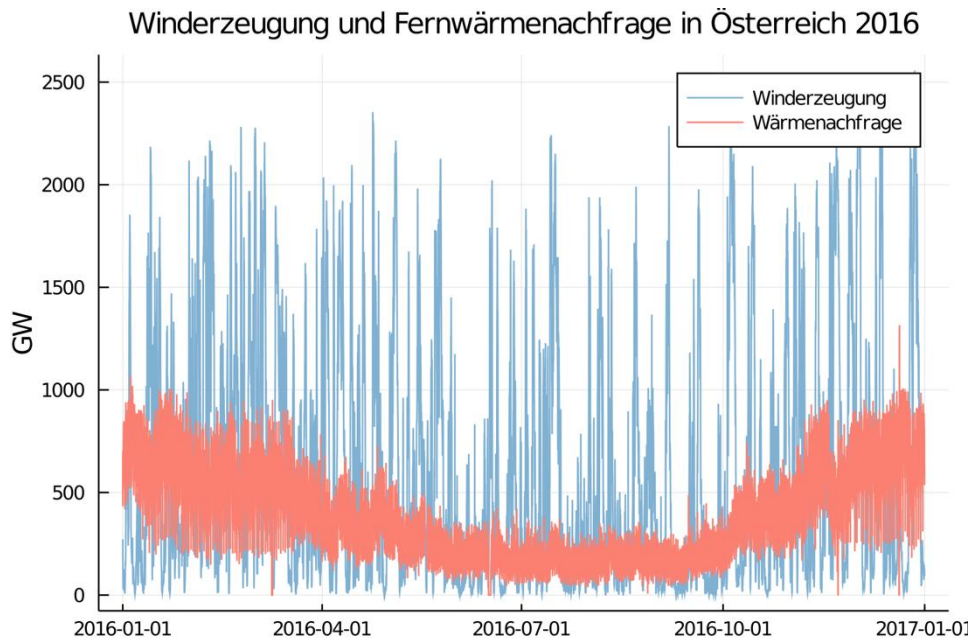


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

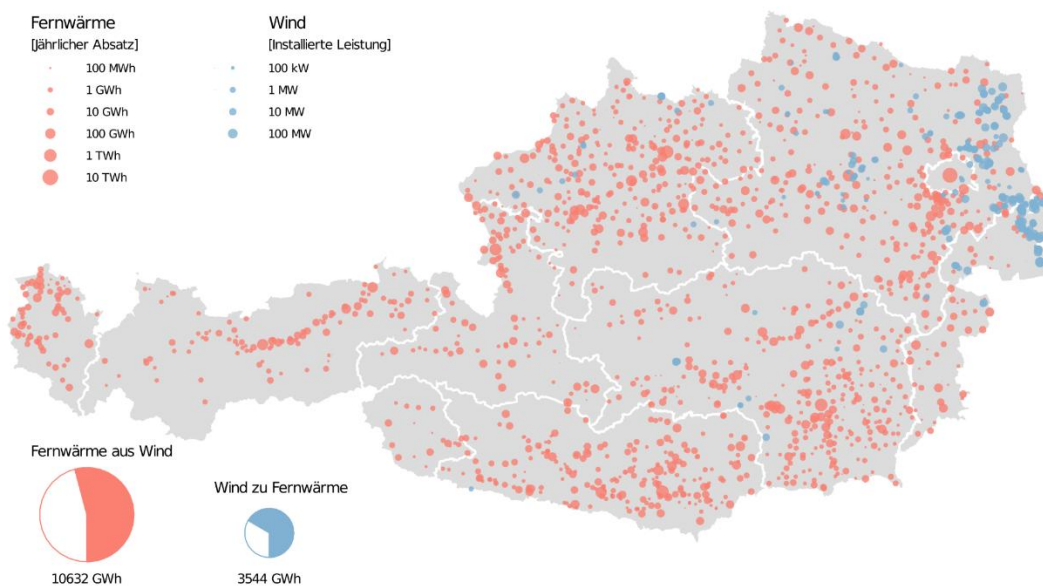


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

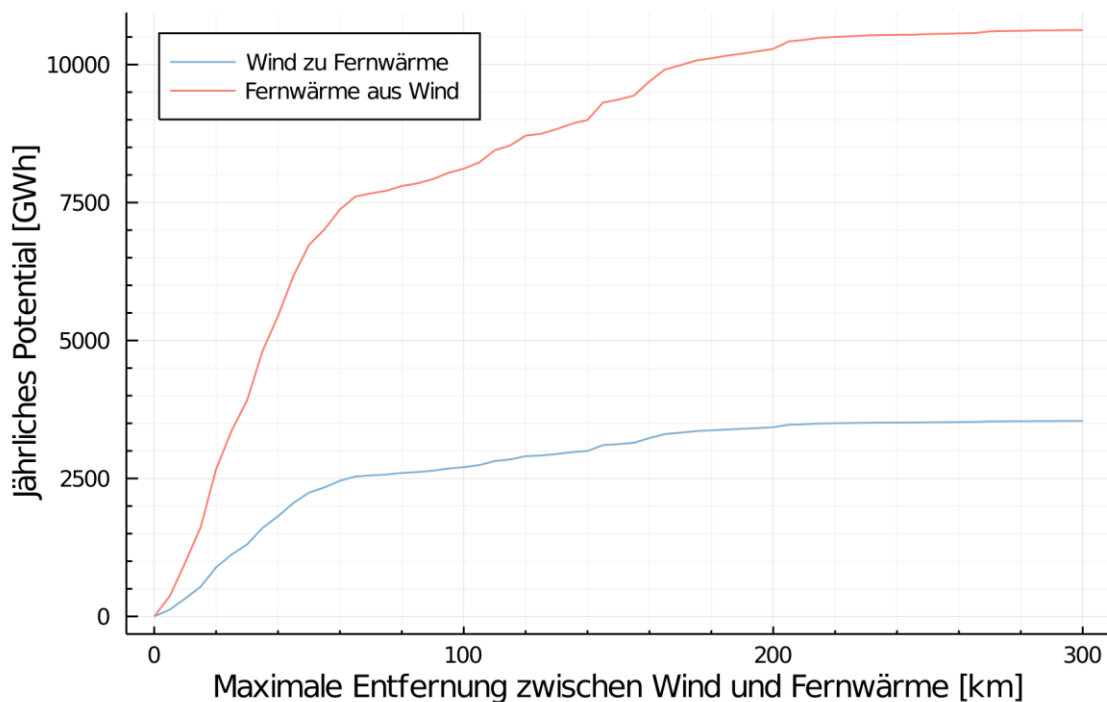


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

307. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

307.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

307.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

308. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

309. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

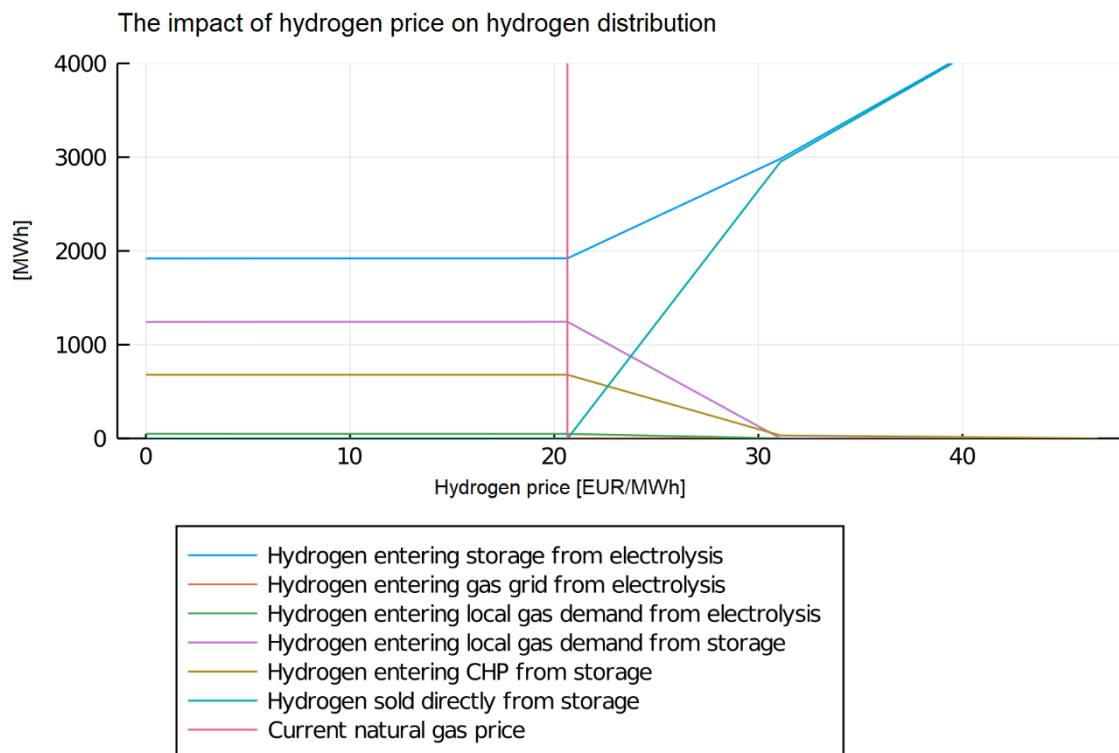


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

309.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

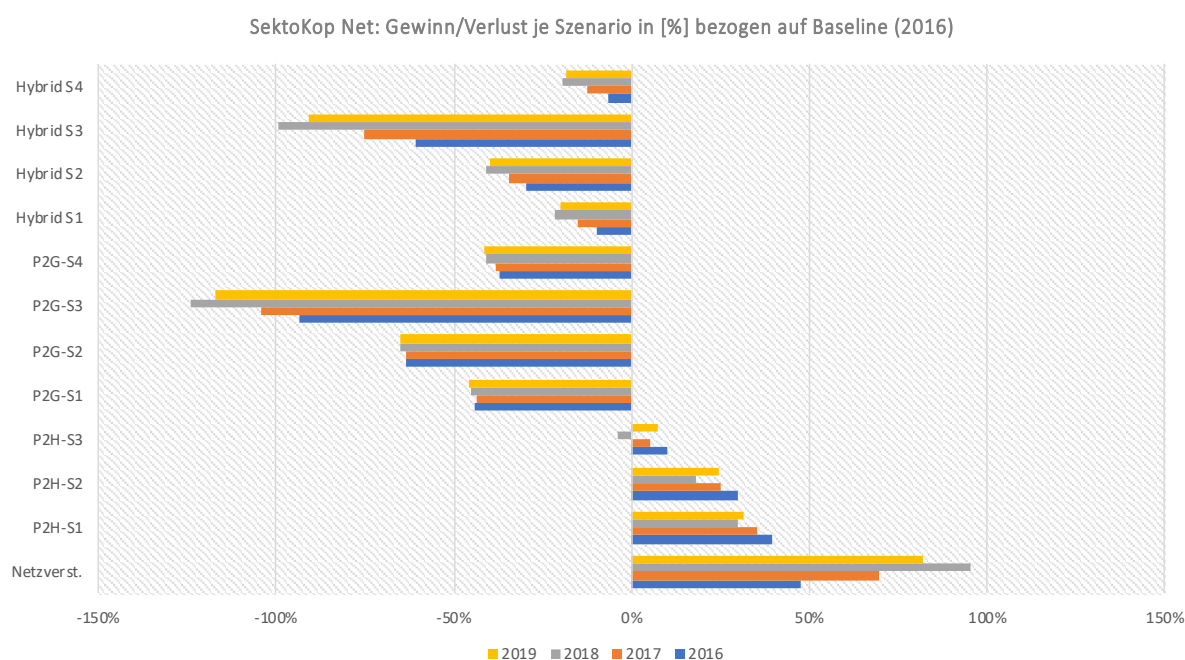


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

309.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

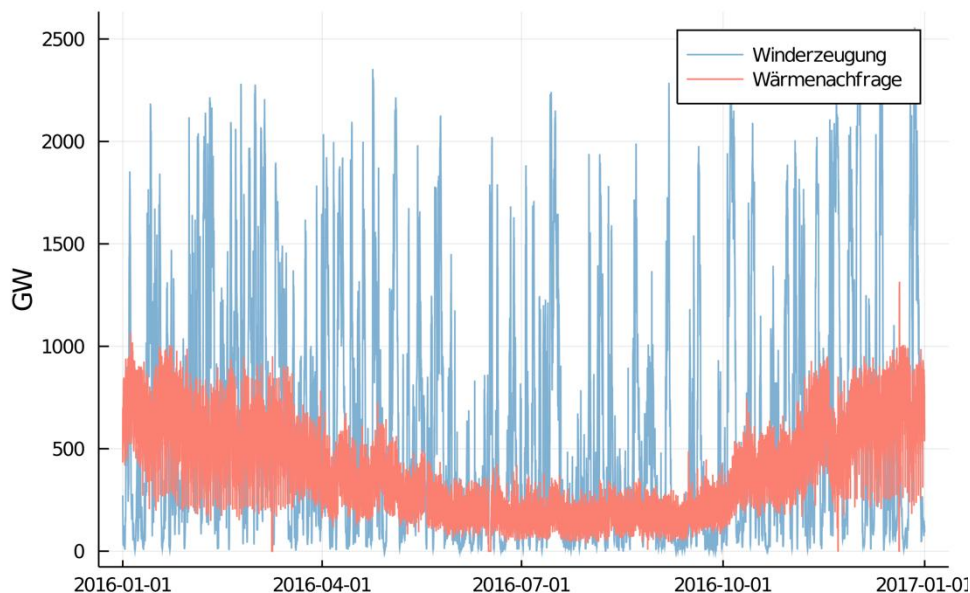


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

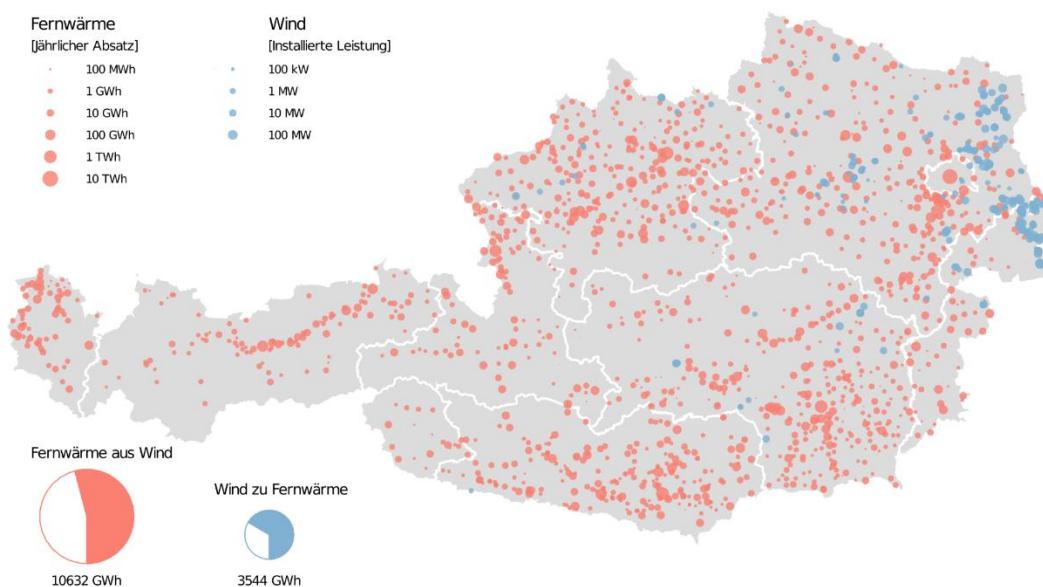


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

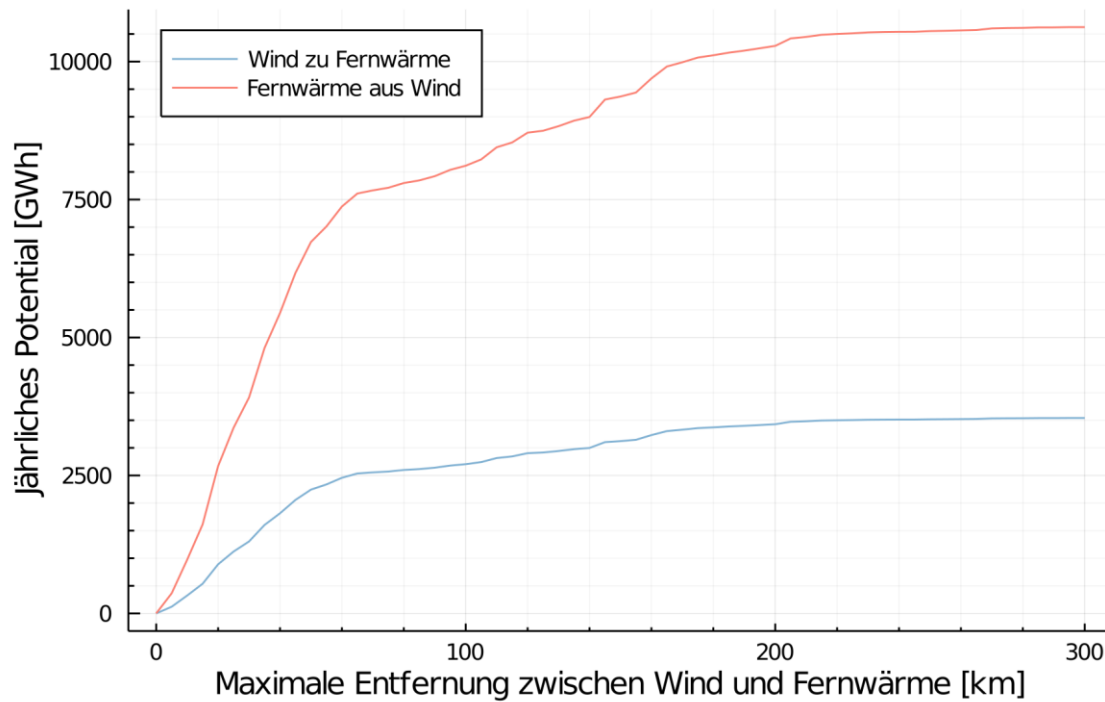


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

310. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

310.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

310.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

311. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

312. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

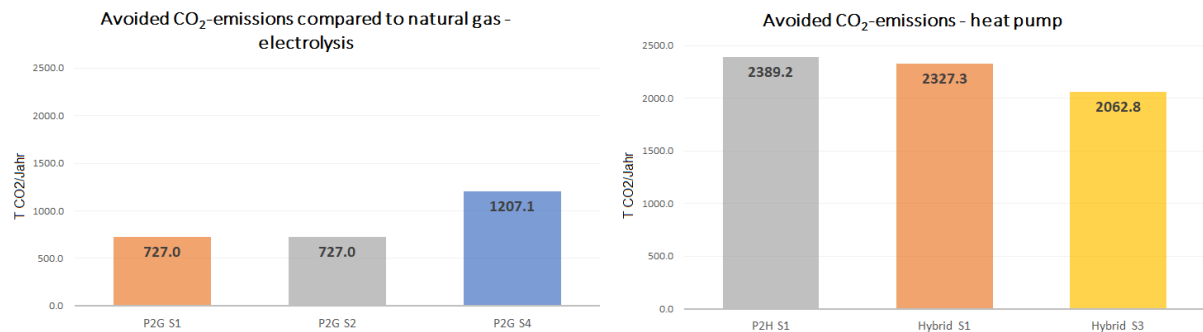


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

312.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

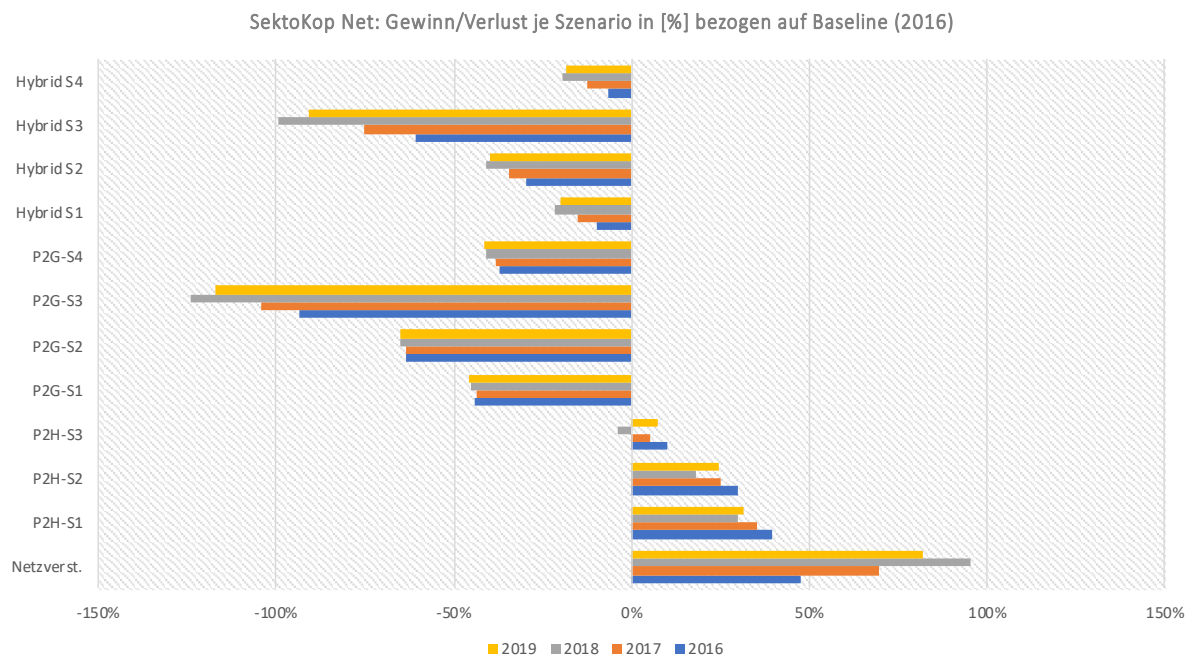


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

312.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

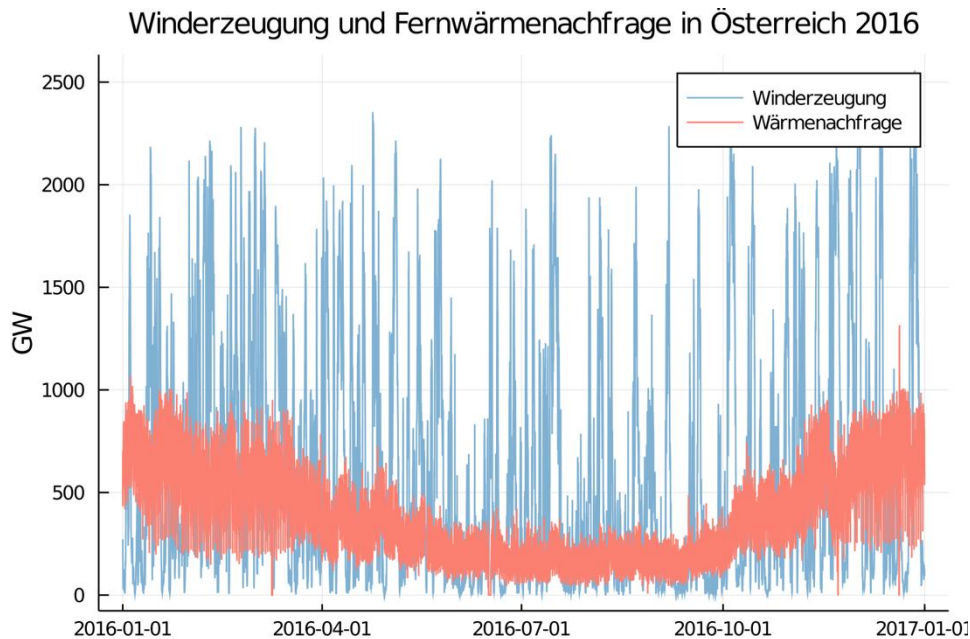


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

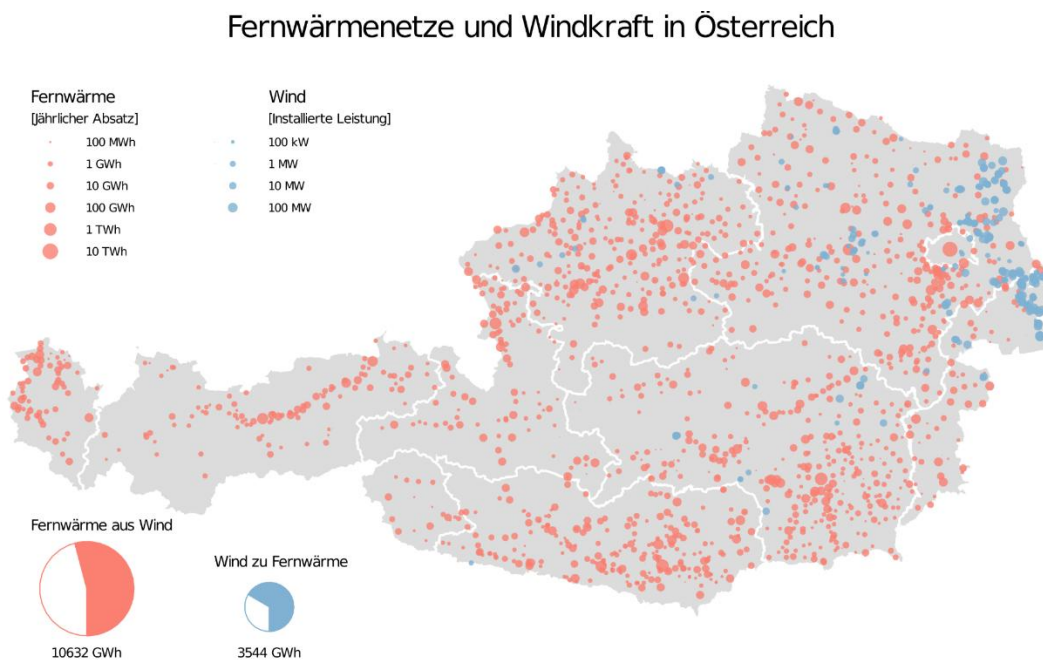


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

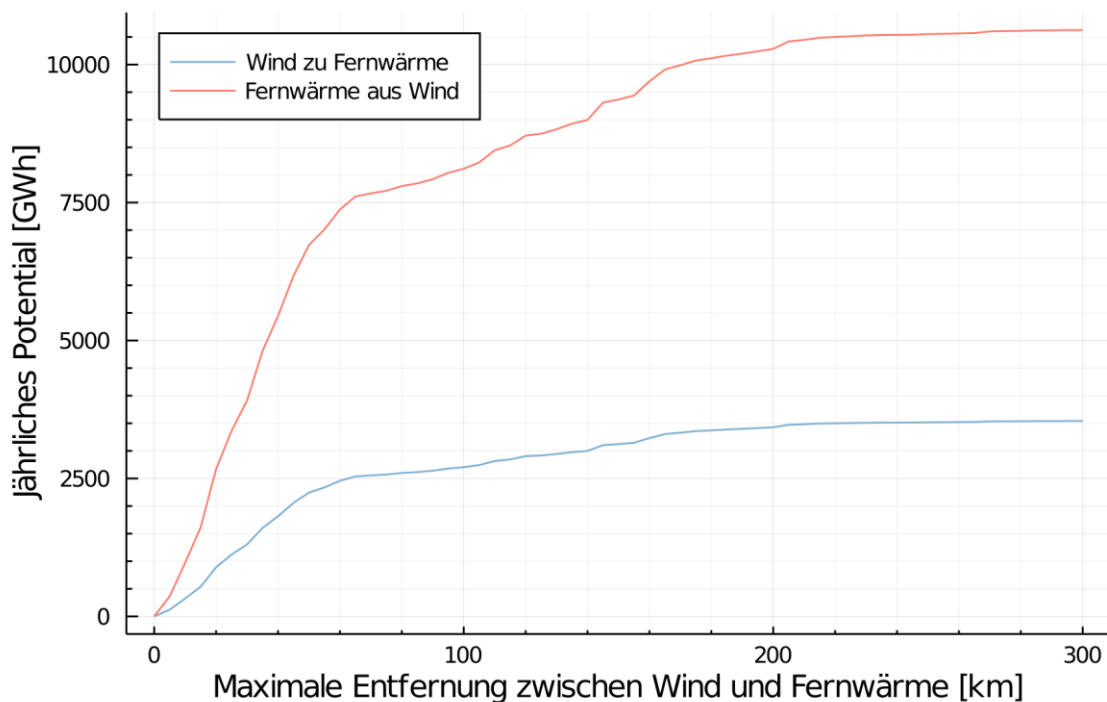


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

313. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

313.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

313.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

314. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

315. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

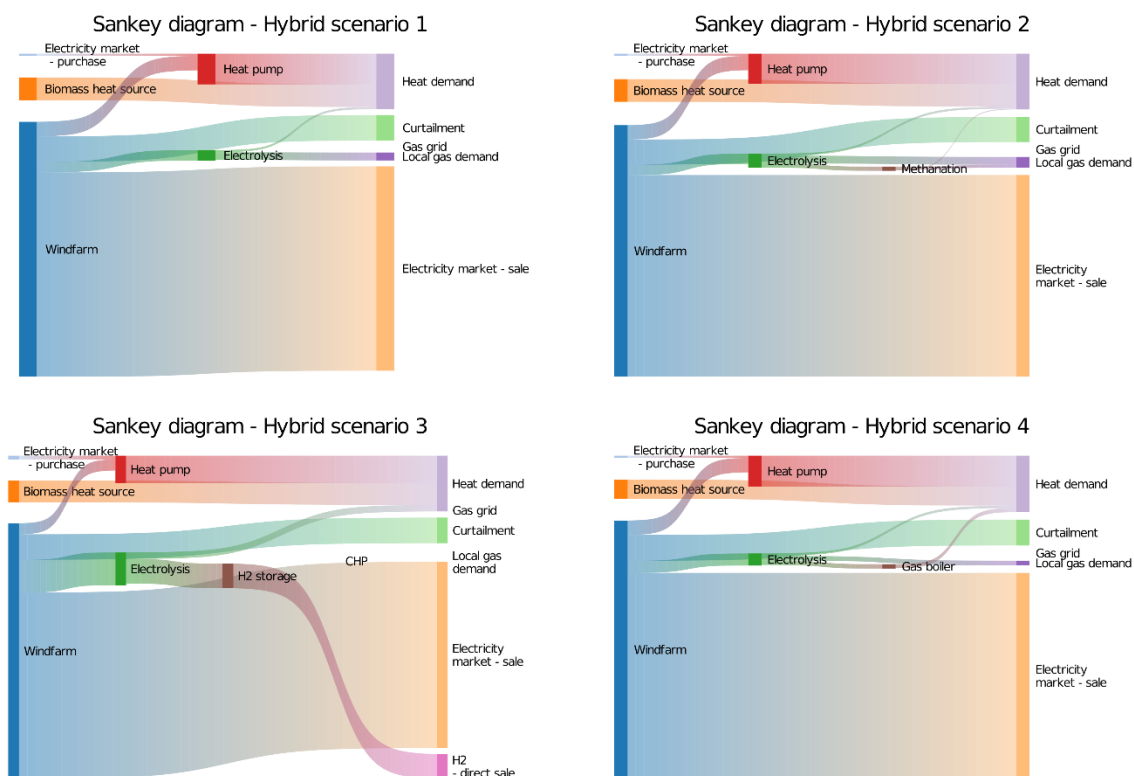


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

315.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

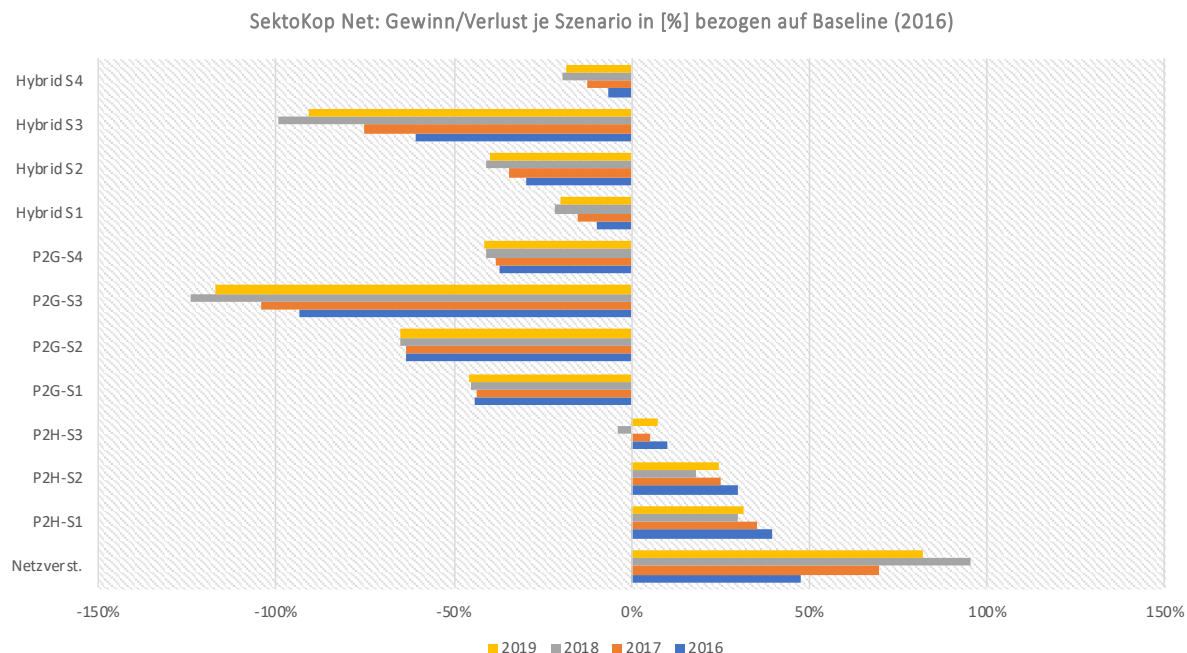


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

315.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

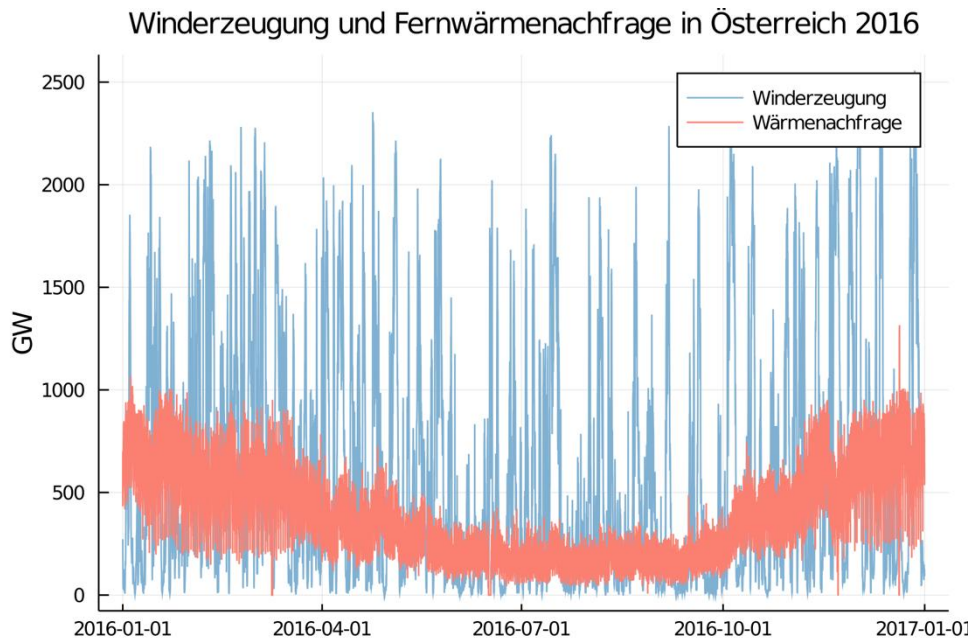


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

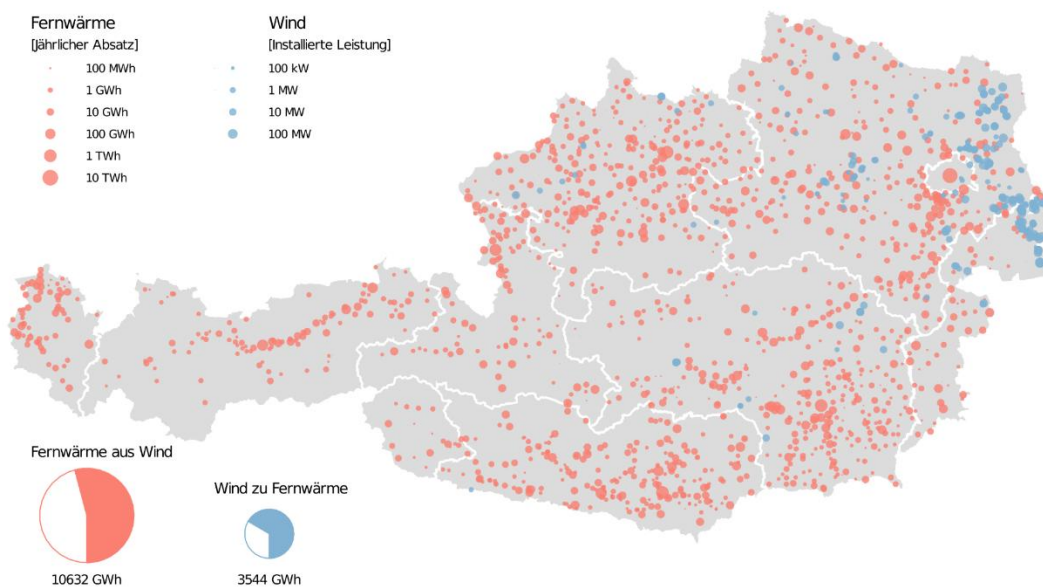


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

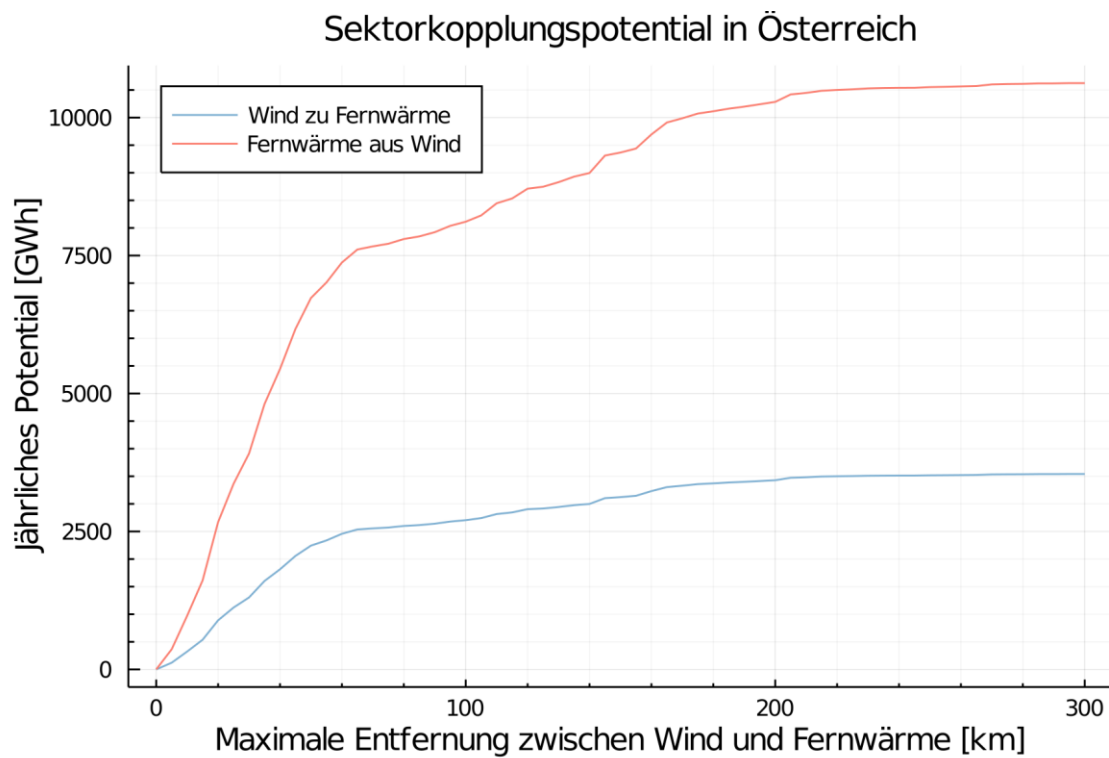


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

316. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

316.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

316.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

317. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

318. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

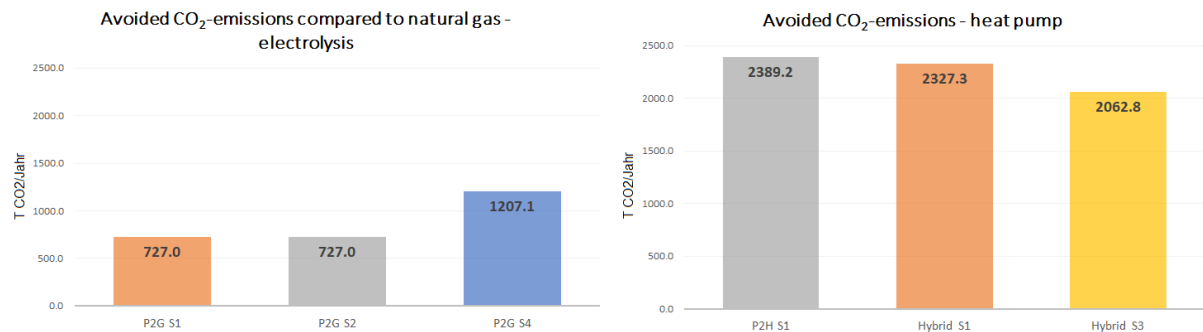


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

318.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

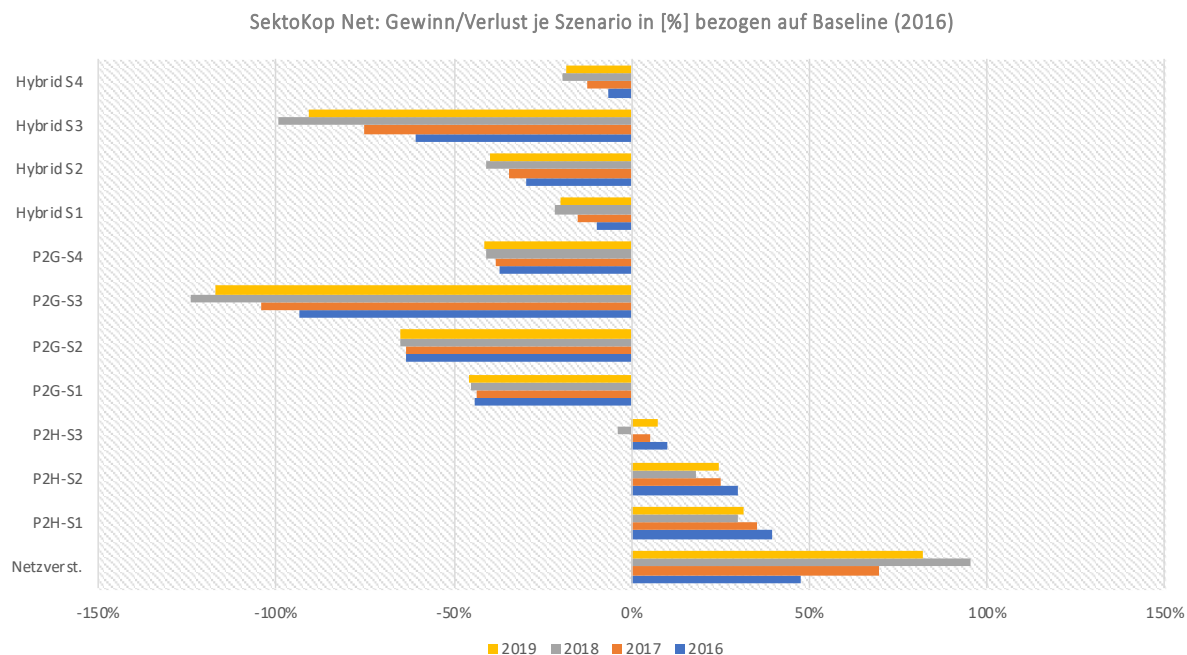


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

318.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

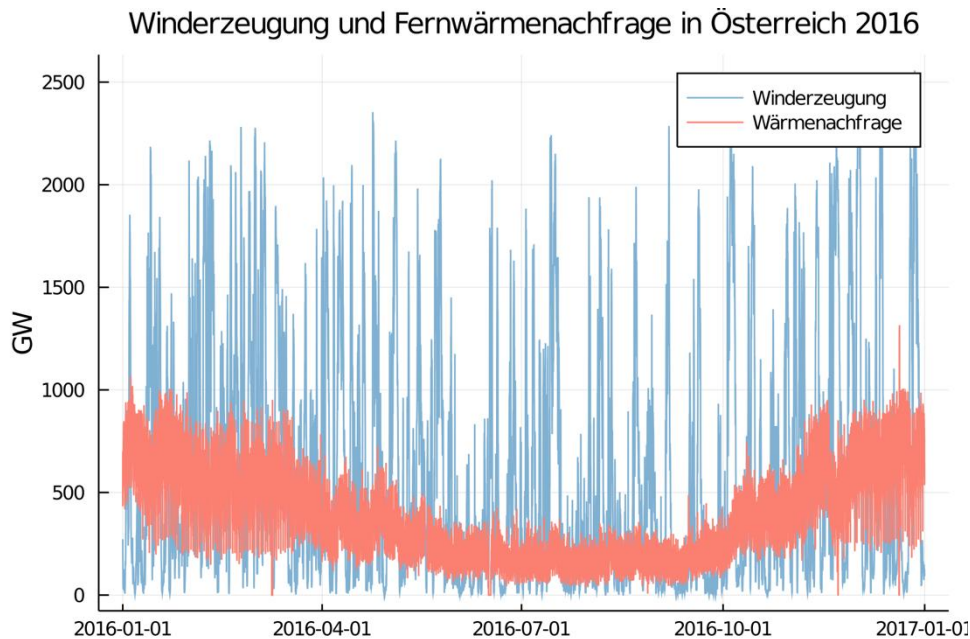


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

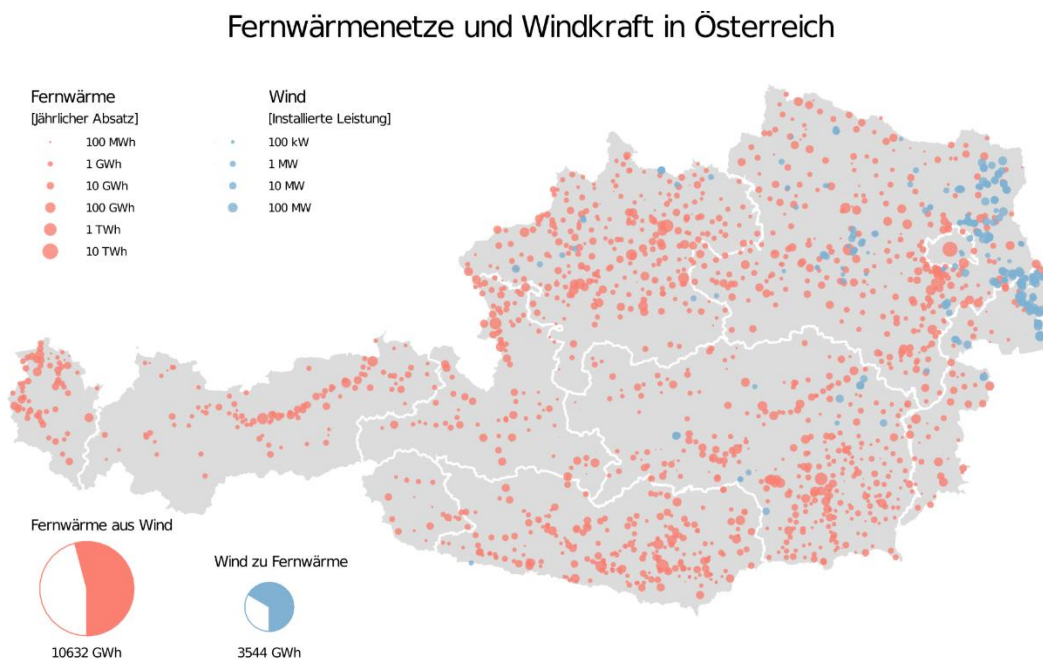


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

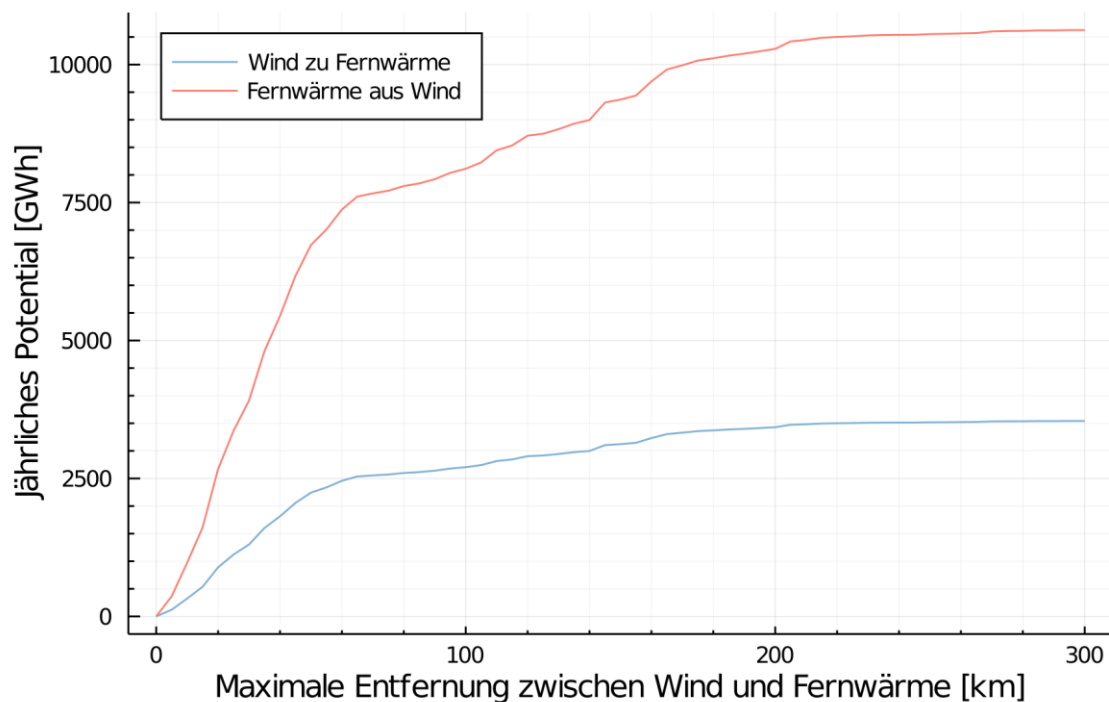


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

319. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

319.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

319.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

320. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

321. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

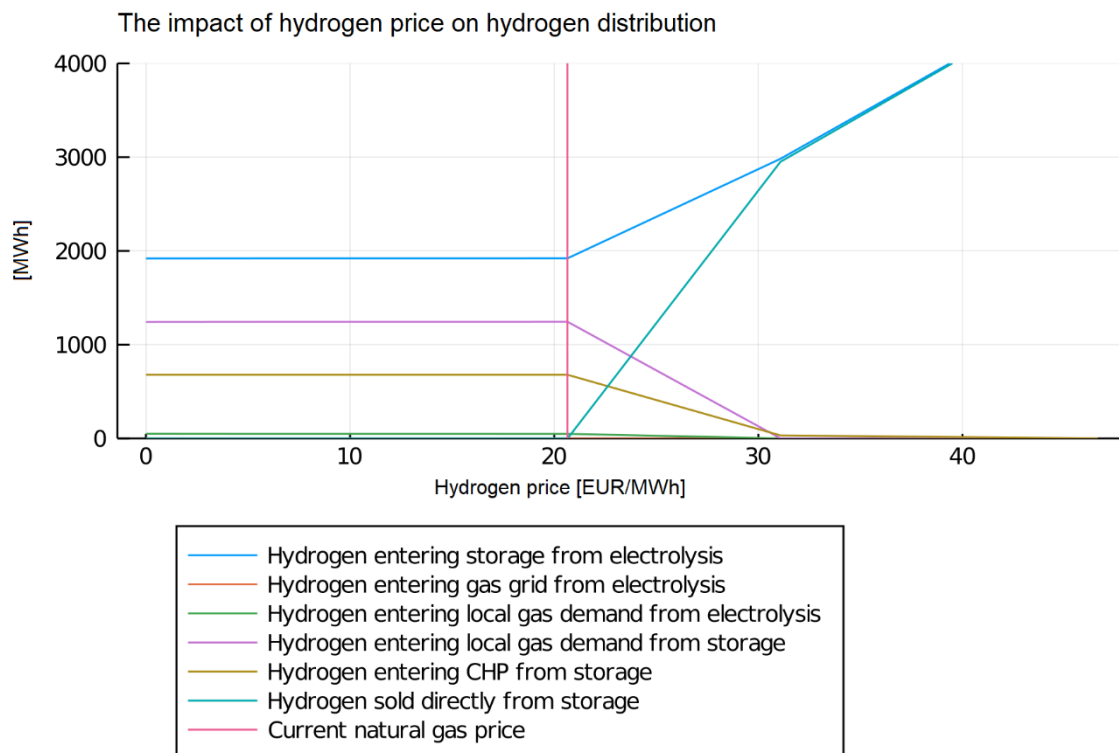


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

321.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

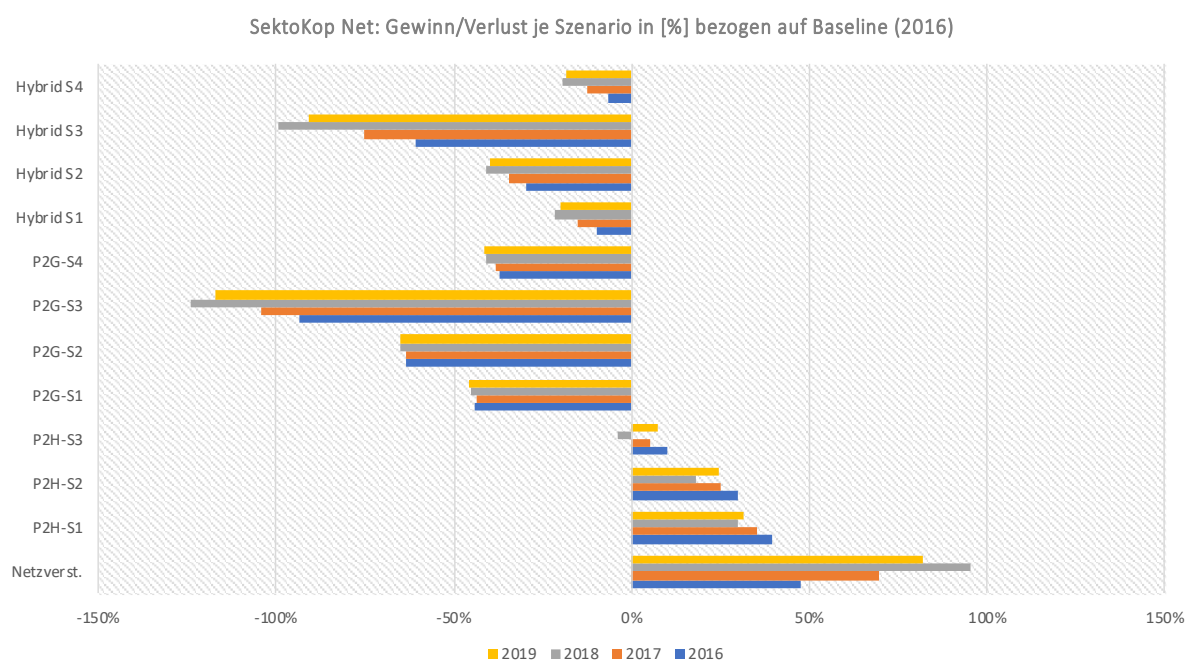


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

321.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

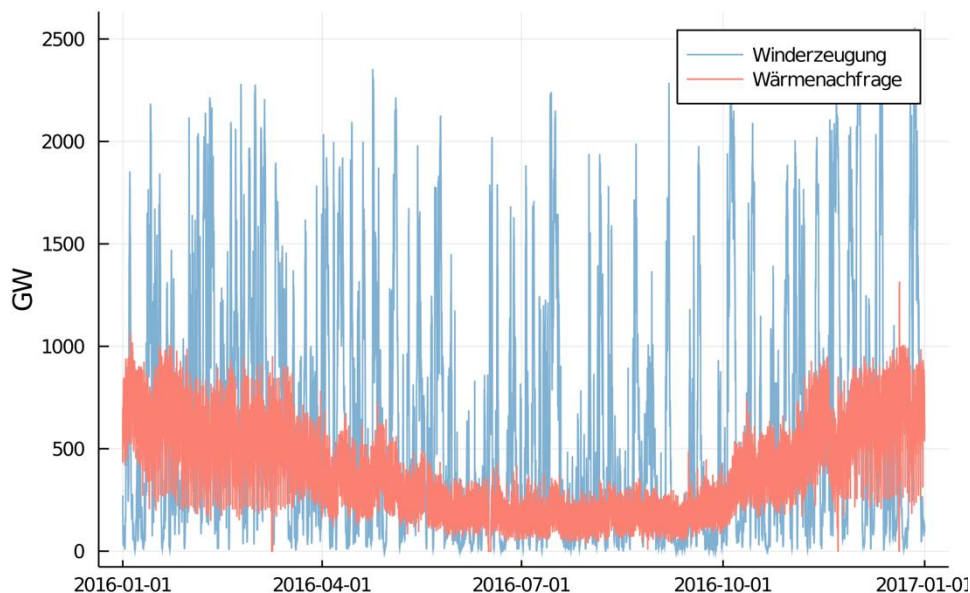


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

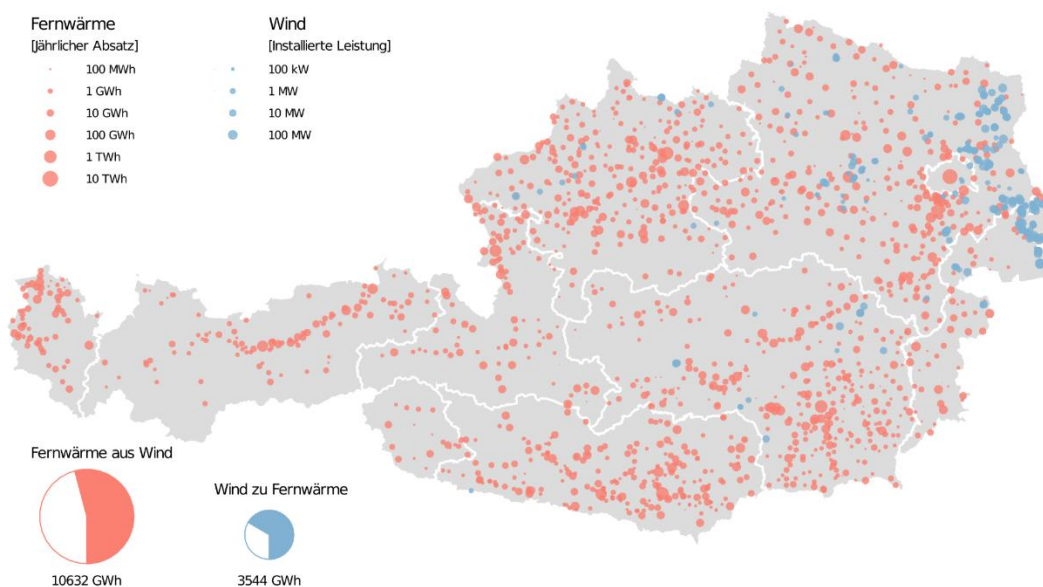


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

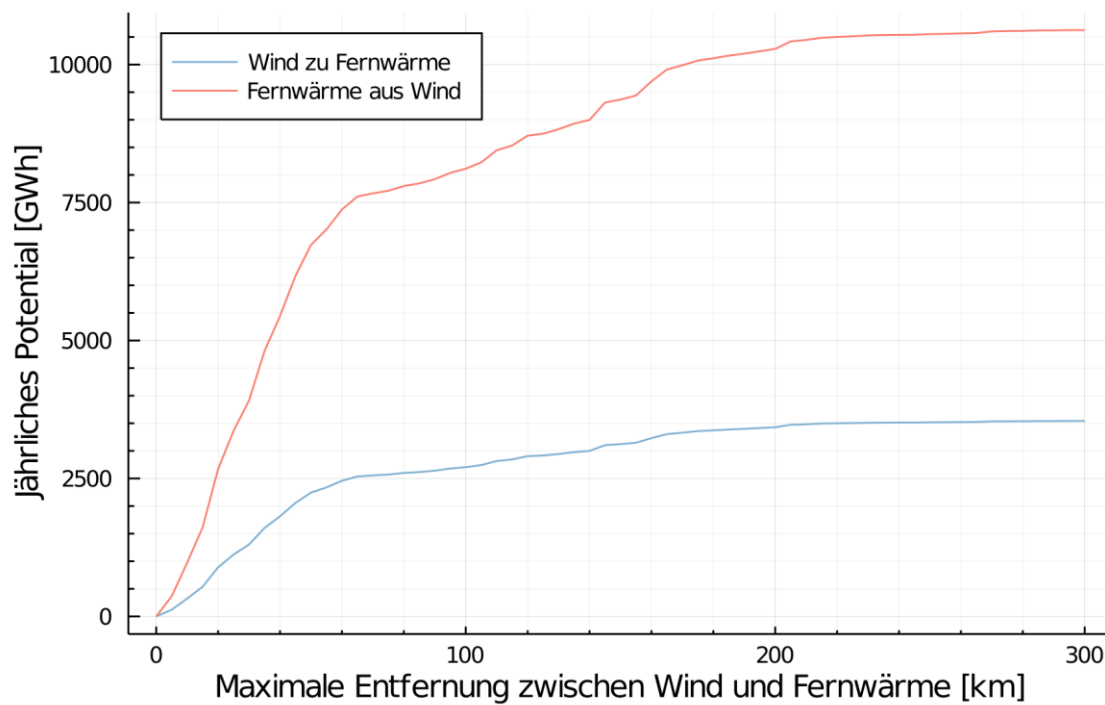


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

322. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

322.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

322.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

323. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

324. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

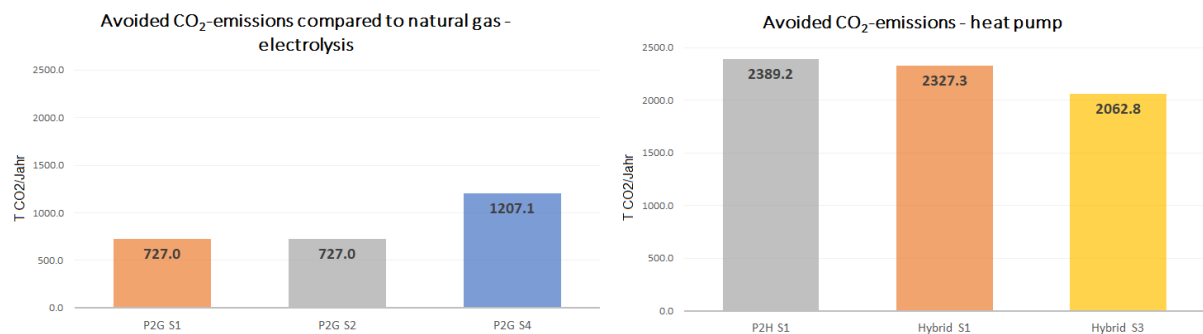


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

324.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

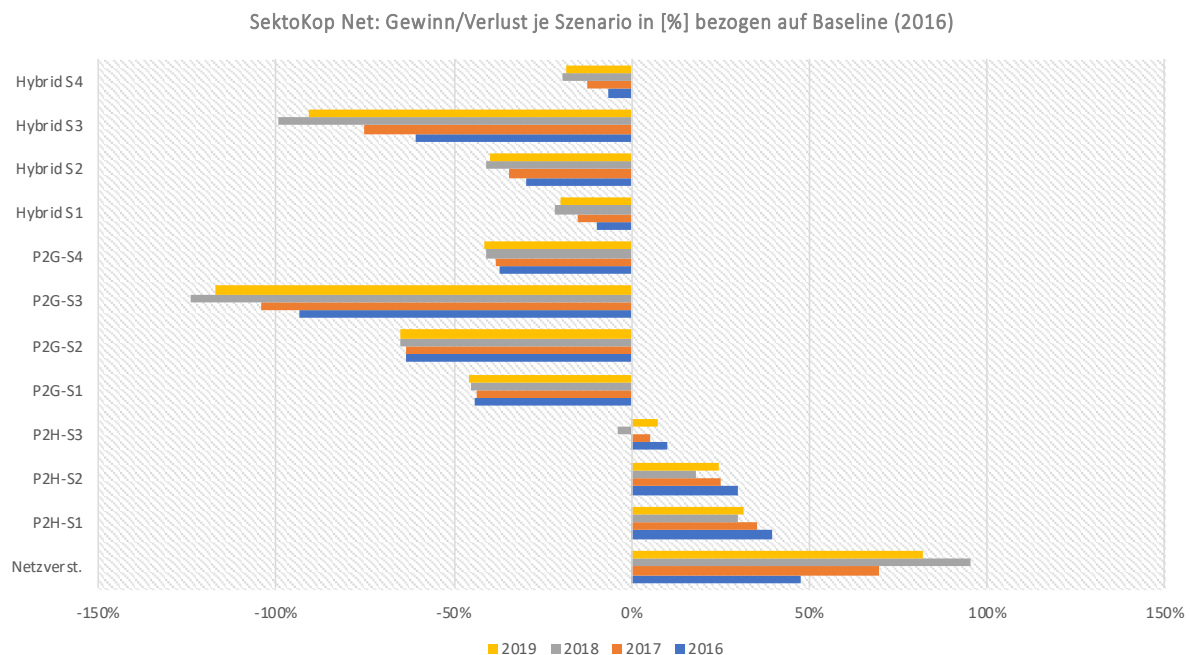


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

324.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

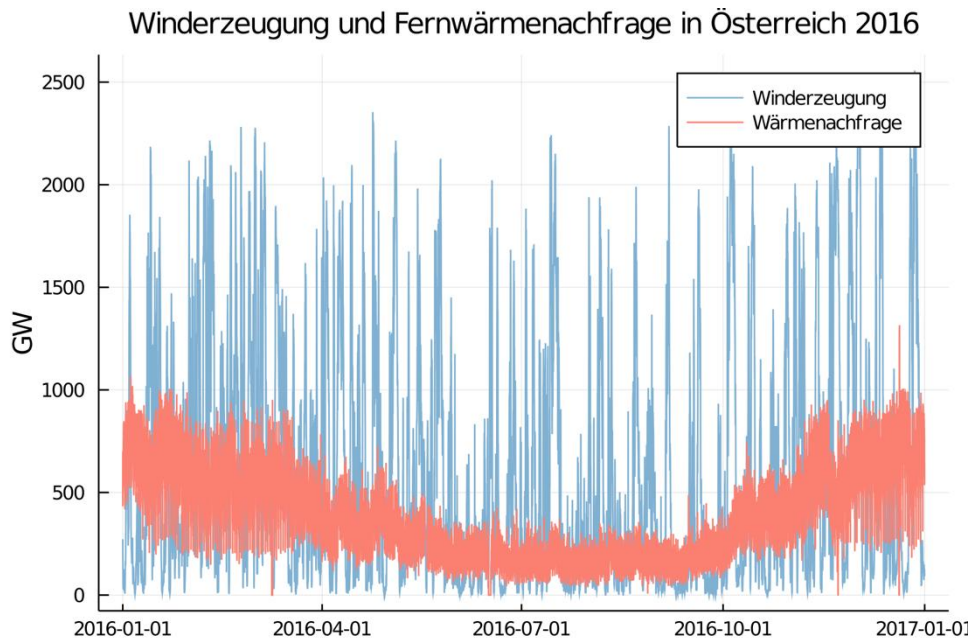


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

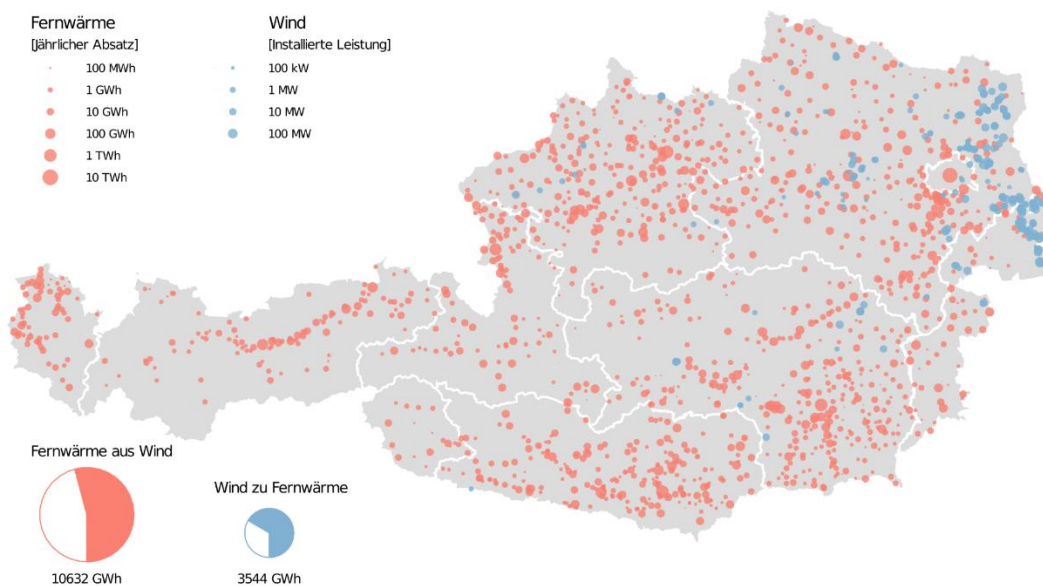


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

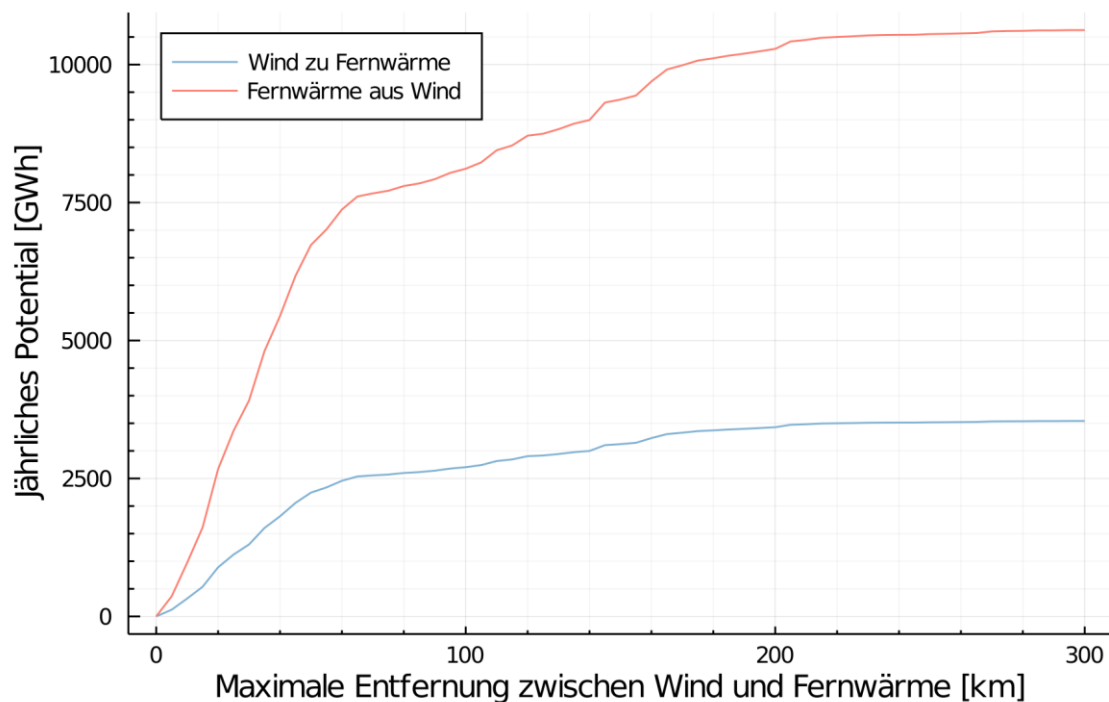


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

325. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

325.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

325.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

326. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

327. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

327.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

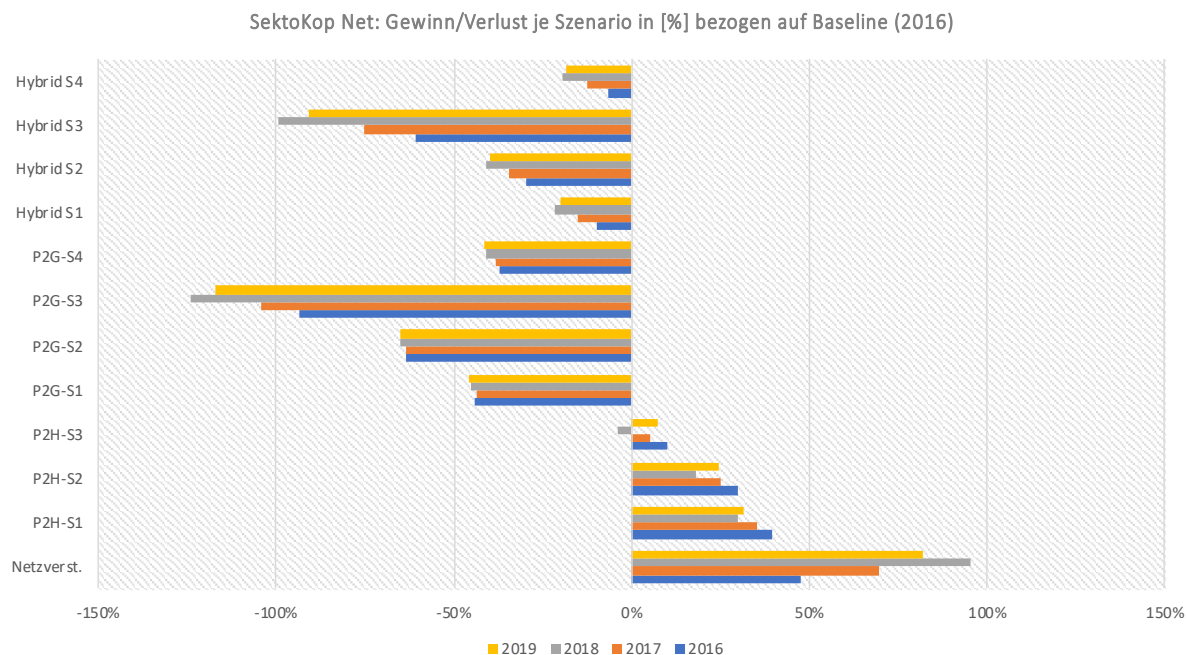


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

327.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

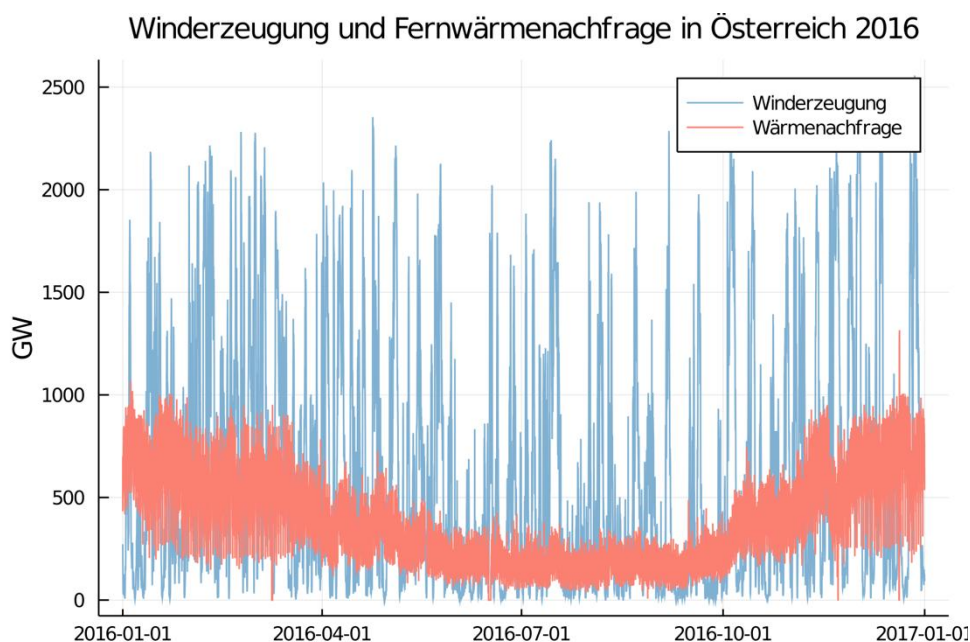


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

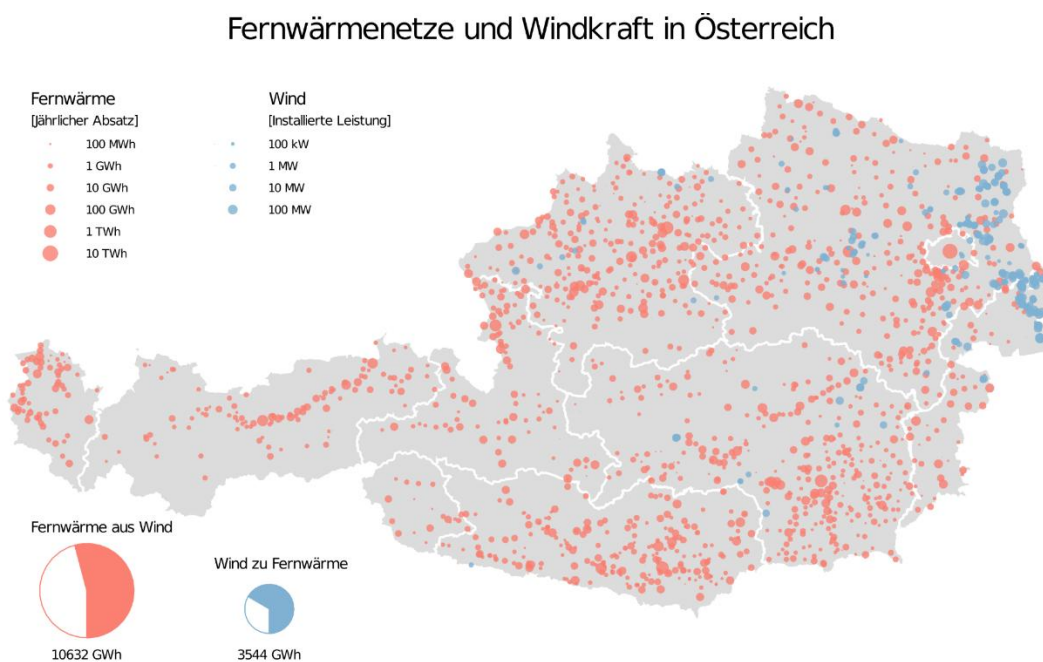


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

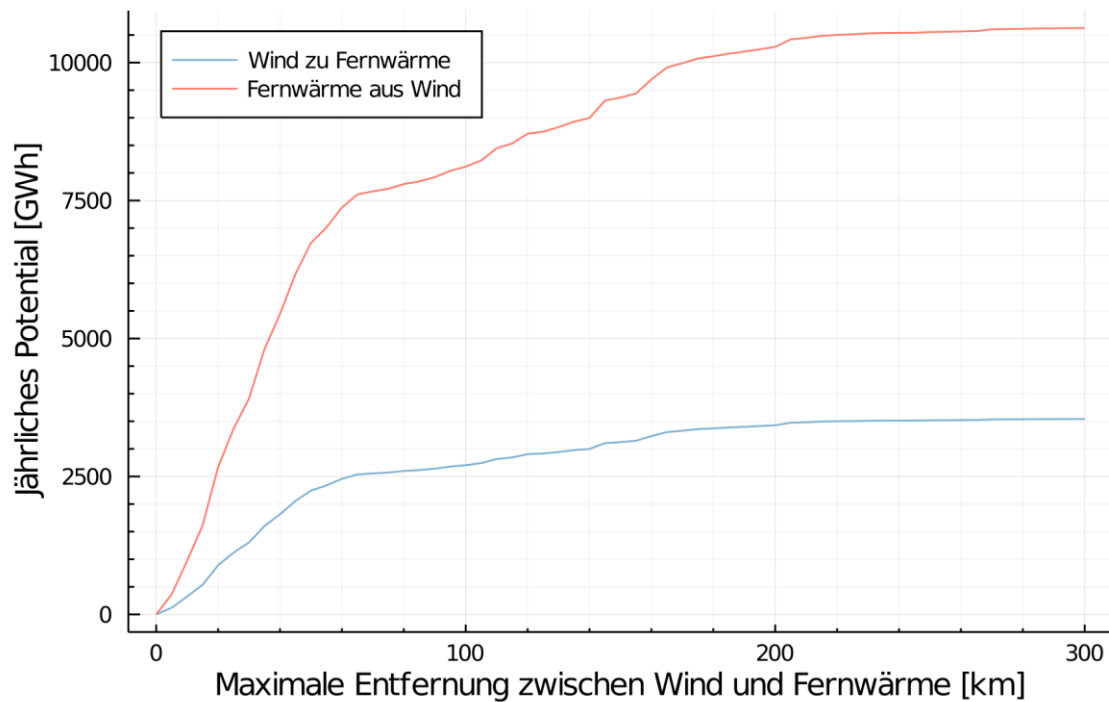


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

328. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

328.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

328.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

329. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

330. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

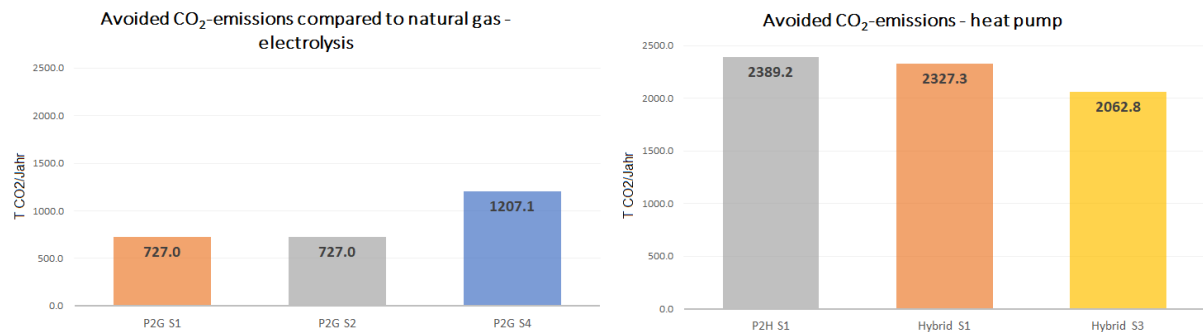


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

330.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

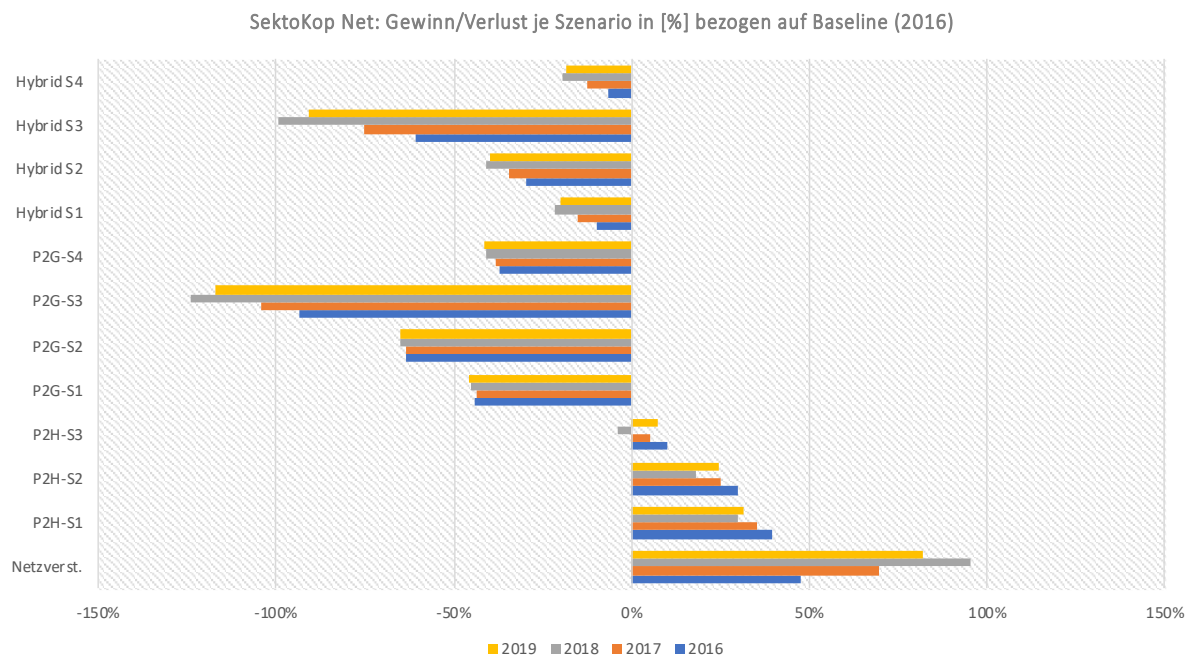


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

330.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

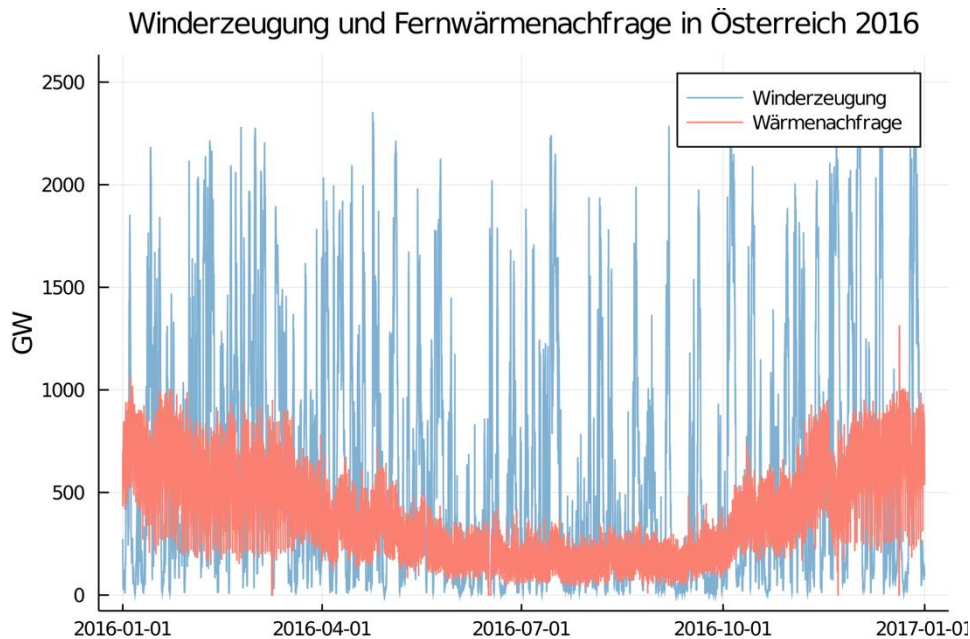


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

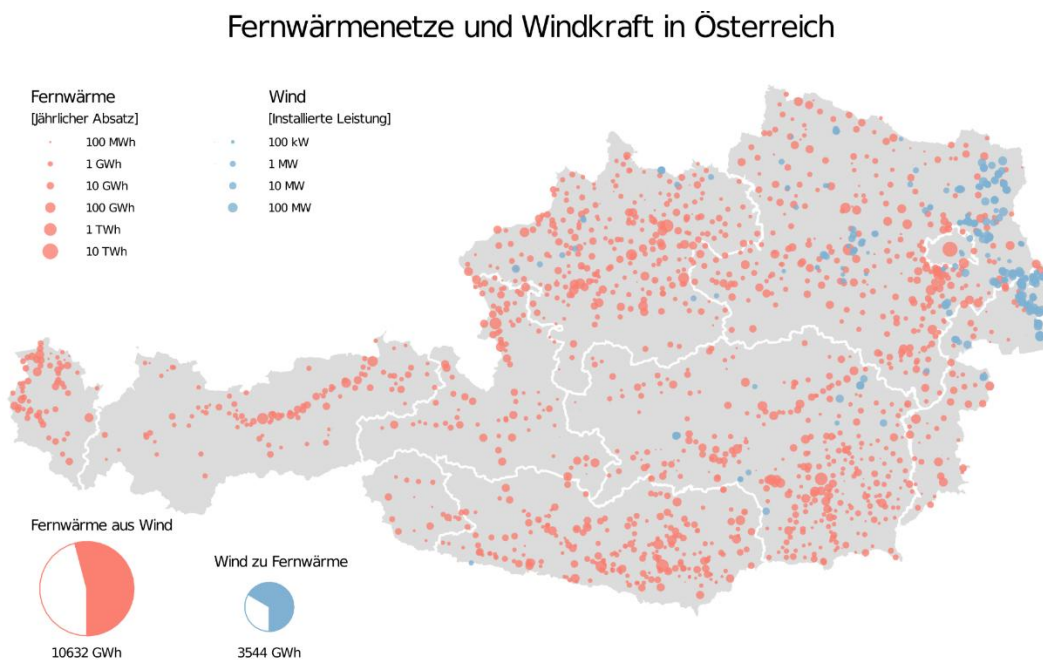


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

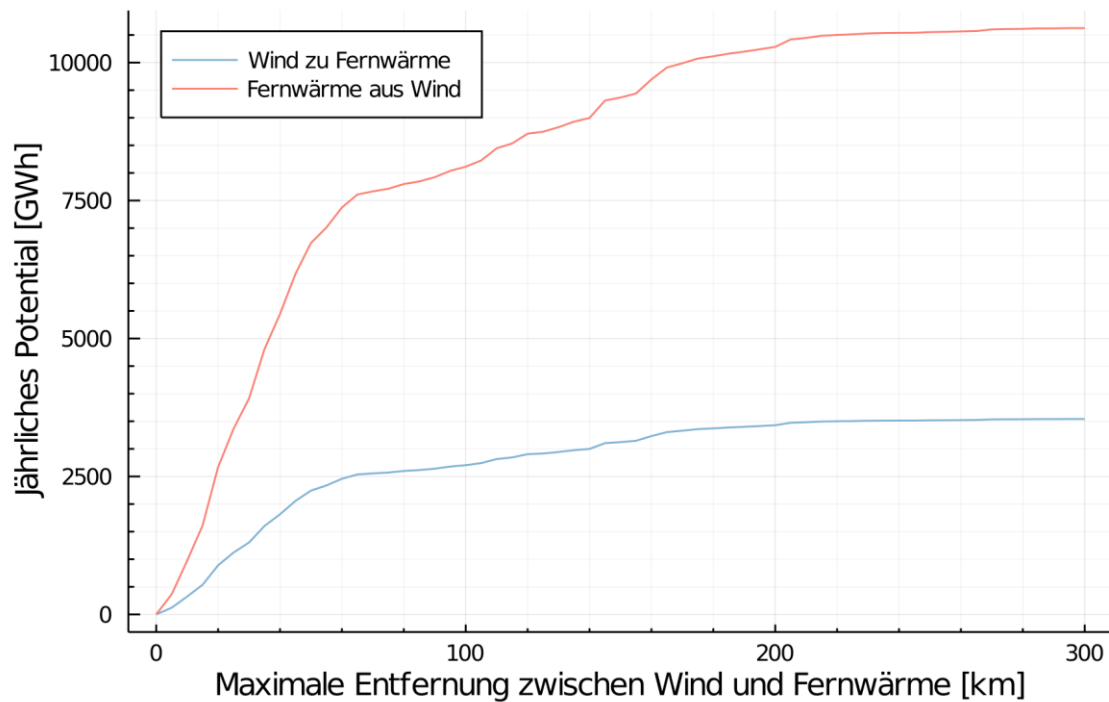


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

331. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

331.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

331.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

332. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

333. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

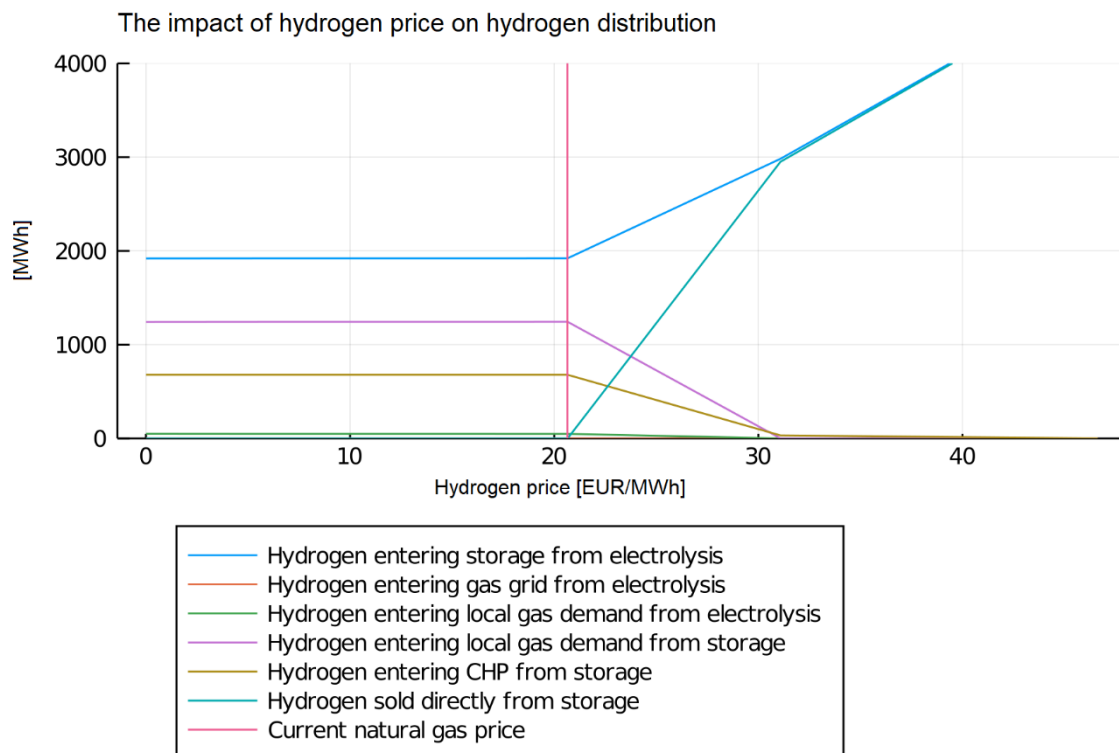


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

333.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

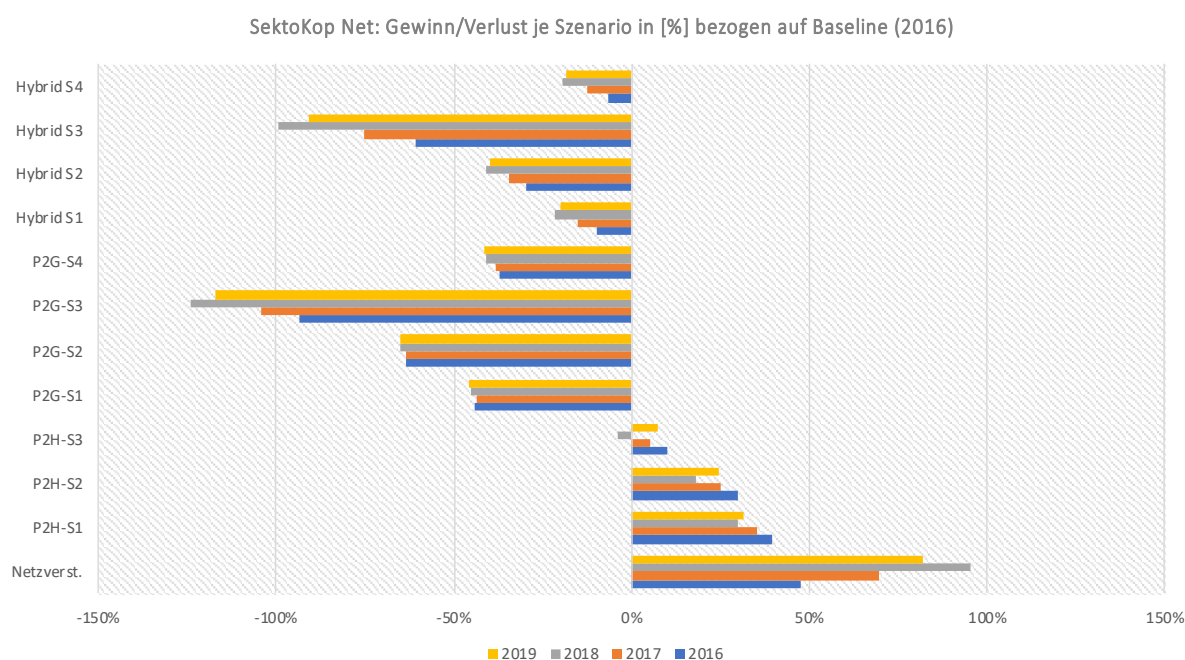


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

333.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

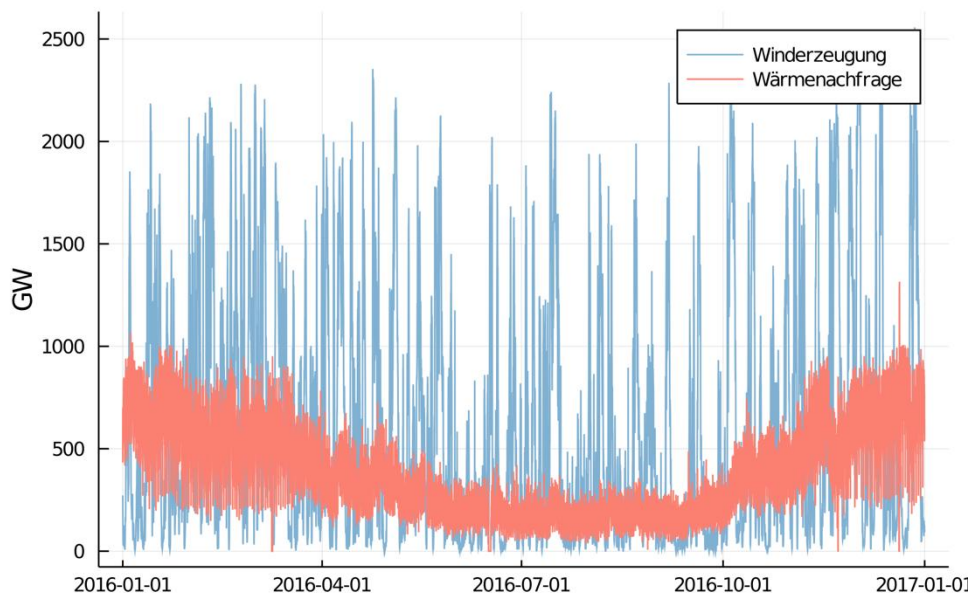


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

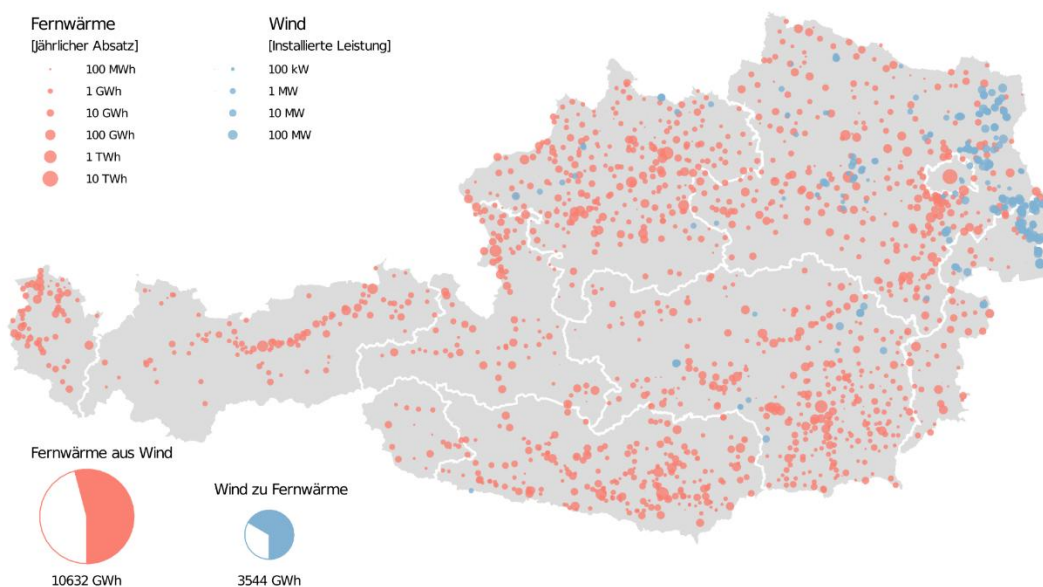


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

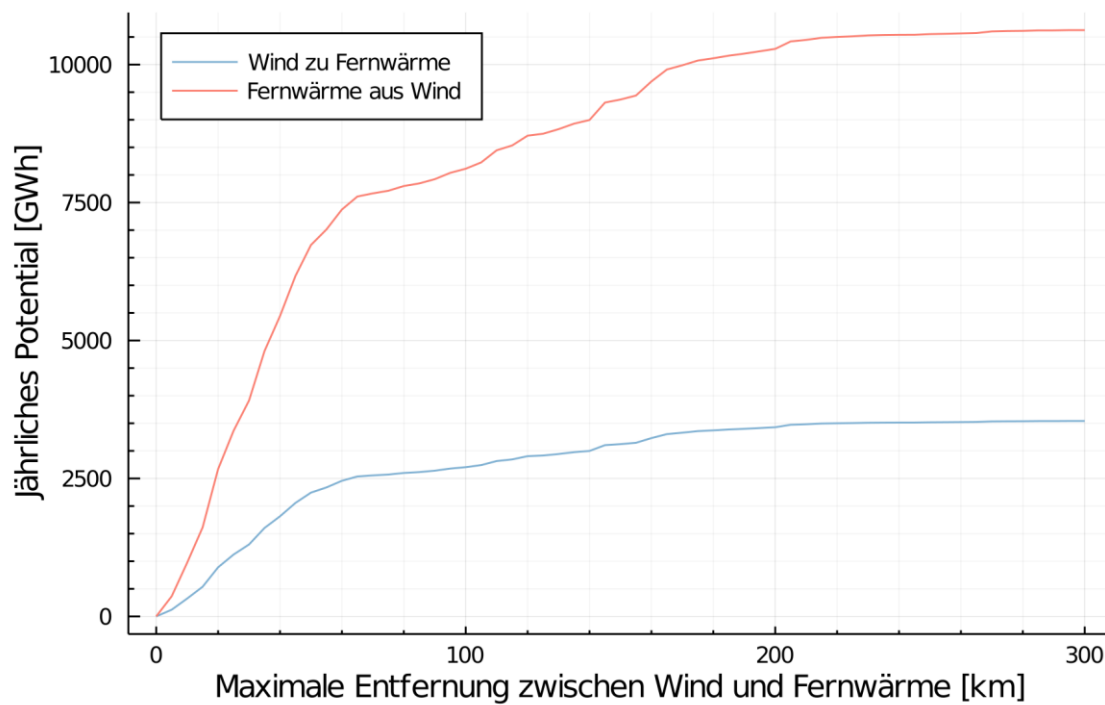


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

334. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

334.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

334.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

335. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

336. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

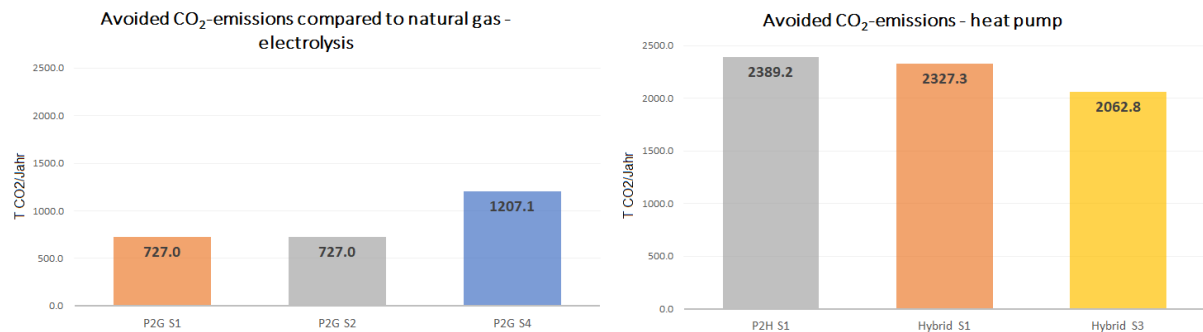


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

336.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

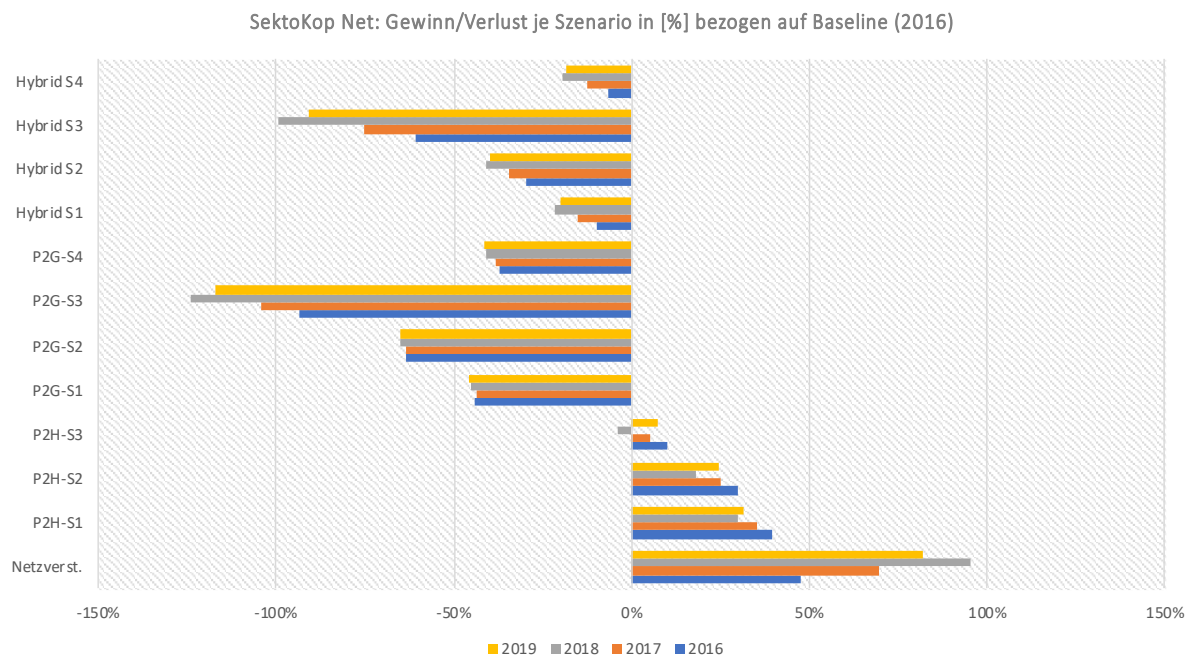


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

336.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

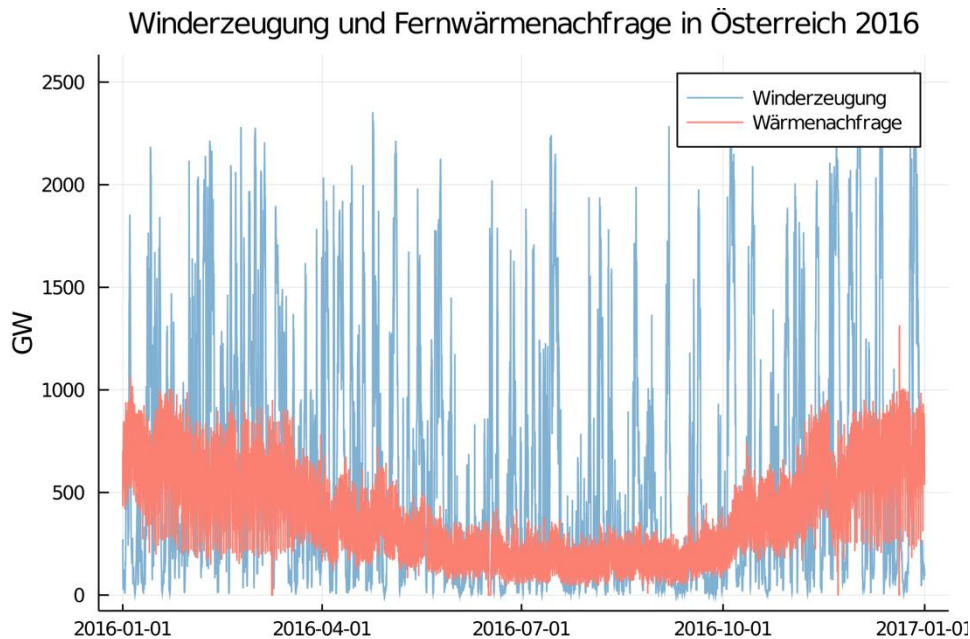


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

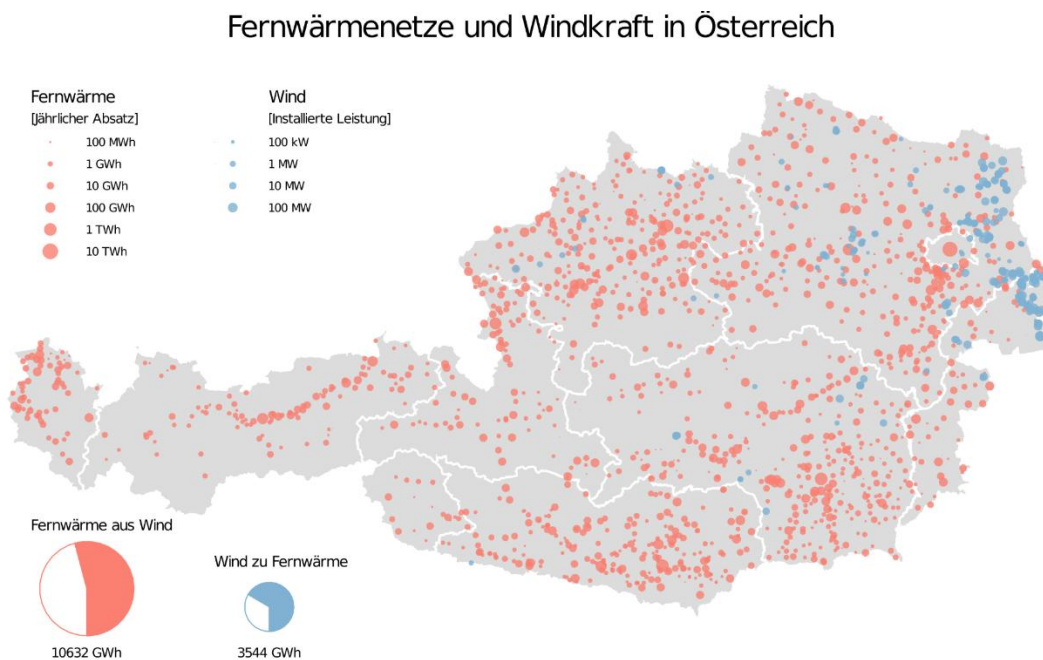


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

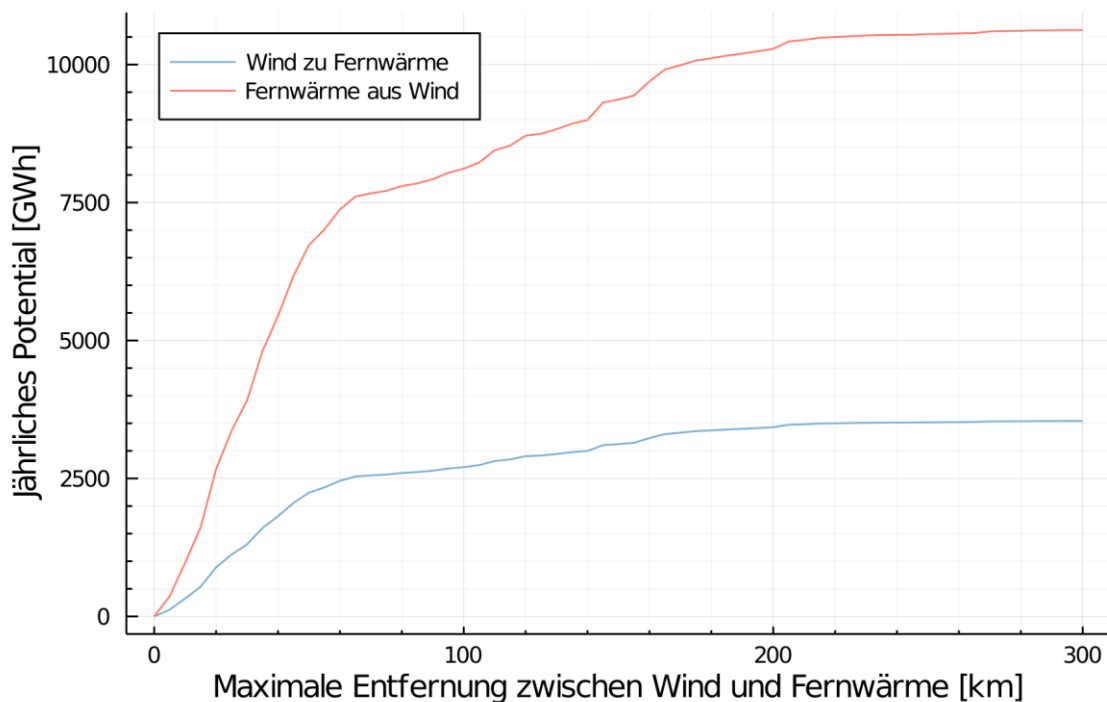


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

337. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

337.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

337.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

338. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

339. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

in Prozentwerten dargestellt.

Hybride Szenarien erwiesen sich (ohne Betrachtung der Investitionskosten) im Vergleich zu den P2H- und P2G-Szenarien als profitabler, da mehr Kopplungstechnologien zur Verfügung stehen und somit in hohem Maße Zugewinne in den Erlösen und Kostensenkungen erzielt werden können. So sind Szenarien mit einem höheren Grad an Flexibilität tendenziell profitabler, da der Lösungsraum größer ist, was bessere Optimierungsergebnisse ermöglicht.

Der Einsatz von Technologien, die Wärme erzeugen, wie z.B. die Wärmepumpe und der Gaskessel, wirkt sich positiv aus, da die Heizkosten deutlich sinken. Darüber hinaus trägt die bei den Elektrolyse- und Methanisierungsprozessen erzeugte Überschusswärme je nach Einsatz der Technologie in jedem Szenario in unterschiedlichem Maße zur Deckung des lokalen Wärmebedarfs bei. Im Hybrid-Szenario 3 wurde eine KWK-Anlage in Betracht gezogen, die zusätzlich eine Wärmepumpe, einen Wasserstoffspeicher und die Möglichkeit des Direktverkaufs von Wasserstoff umfasst. Aufgrund der hohen Wasserstoffverkaufspreise wurde die KWK-Anlage jedoch nicht genutzt.

Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden. Der Grad der erzielten Kostenreduktion hängt von der Menge des in jedem Szenario produzierten Gases sowie von der Art der Nutzung des Gases ab. In den Szenarien, in denen ein direkter Wasserstoffverkauf möglich ist, wird aufgrund des hohen Wasserstoffverkaufspreises keine Gaskostensenkung erreicht. Der gesamte produzierte Wasserstoff wird direkt aus dem Speicher verkauft, was bedeutet, dass der lokale Gasbedarf durch Gas aus dem Gasnetz gedeckt werden muss. Der Wasserstoffverkaufspreis kann daher in den untersuchten Szenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor angesehen werden.

Darüber hinaus weist das Netzausbauszenario im Vergleich zum Basisszenario eine signifikante Rentabilität auf, was darauf hindeutet, dass die Einnahmen aus dem Stromverkauf an den Strommarkt einen erheblichen Teil der Rentabilität eines Systems ausmachen. Obwohl das Netzausbauszenario unerwünschtes Abregeln eliminiert, sollte berücksichtigt werden, dass das Szenario weniger Vorteile bietet als die Kopplungsszenarien. Da die lokale Wärmenachfrage vollständig durch die von der Biomasse-Wärmequelle erzeugte Wärme gedeckt wird, sind die in diesem Szenario erzielten CO₂-Emissionsreduktionen geringer als in Szenarien, die "erneuerbare Wärme", d.h. Wärme nutzen, die aus im Windpark erzeugtem Strom gewonnen wird. Darüber hinaus werden in Bezug auf den Gasbedarf keine zusätzlichen Umweltvorteile erzielt, da kein Wasserstoff erzeugt wird und der lokale Gasbedarf vollständig durch das Gasnetz gedeckt wird.

Es ist anzumerken, dass die folgende Analyse ohne Berücksichtigung der Investitionskosten durchgeführt wurde, die für eine vollständige wirtschaftliche Analyse erforderlich wären. Die dynamische Investitionskostenanalyse wird im folgendem Kapitel 3.2 beschrieben.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft
FFG

Werte in Prozent	P2H			P2G				Hybrid				P2H mit systemdienli- chem Einsatz („Bilanz- treue“)	
	S1	S2	S3	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2
Optimierungs- zugewinn inkl. Wartungs- kosten	0,5	0,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,1	0,4	0,4	0,7	0,5	0,3	0,2
Optimierungs- zugewinn exkl. Wartungs- kosten	0,5	0,5	0,3	0,1	0,1	0,6	0,1	0,6	0,6	1,0	0,6	0,4	0,2
Einnahmen Wind- erzeugung	12,1	1,2	0,0	1,9	1,9	1,9	1,9	2,9	2,9	2,9	2,9	0,9	0,9
Wärmekosten	0,0	-31,6	-21,1	-1,8	-1,8	-5,9	-22,0	-34,3	-35,9	-37,8	-41,9	-20,2	-1,5
Gaskosten	0	0	0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	0,0	-0,1	-44,2	-25,4

Tabelle 2: Monetäre Vorteile der Sektorkopplung im Vergleich zum Basisszenario in Prozent

Für jedes untersuchte Szenario wurden Analysen in Bezug auf die Energiemengen durchgeführt. Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

339.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

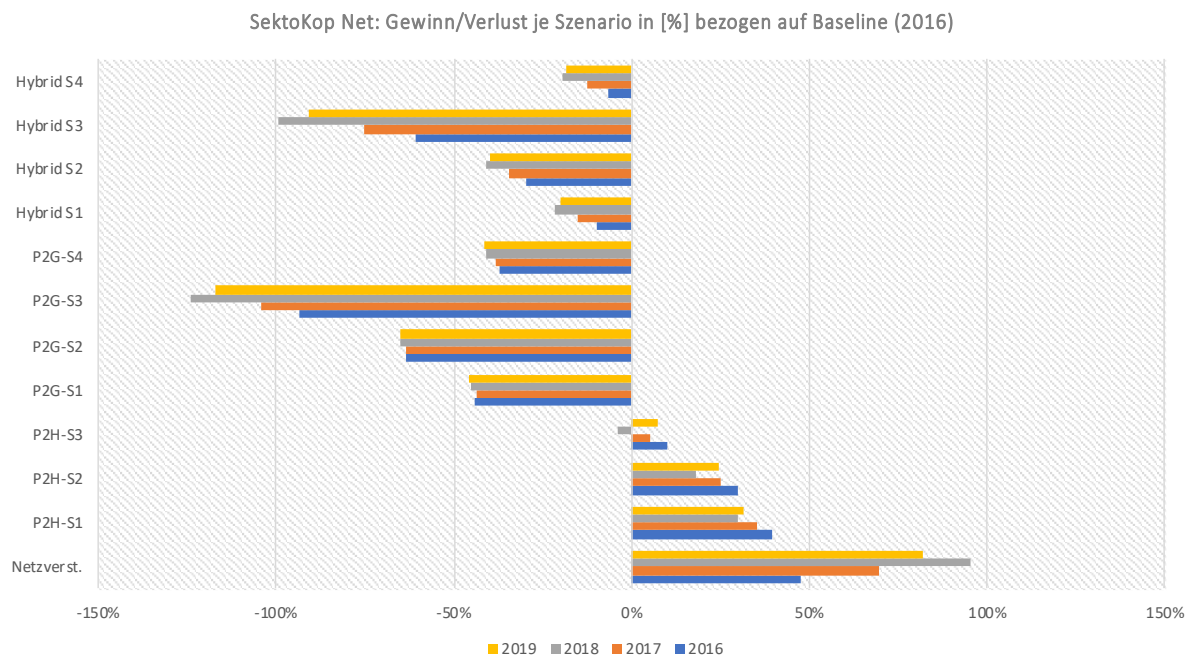


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

339.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

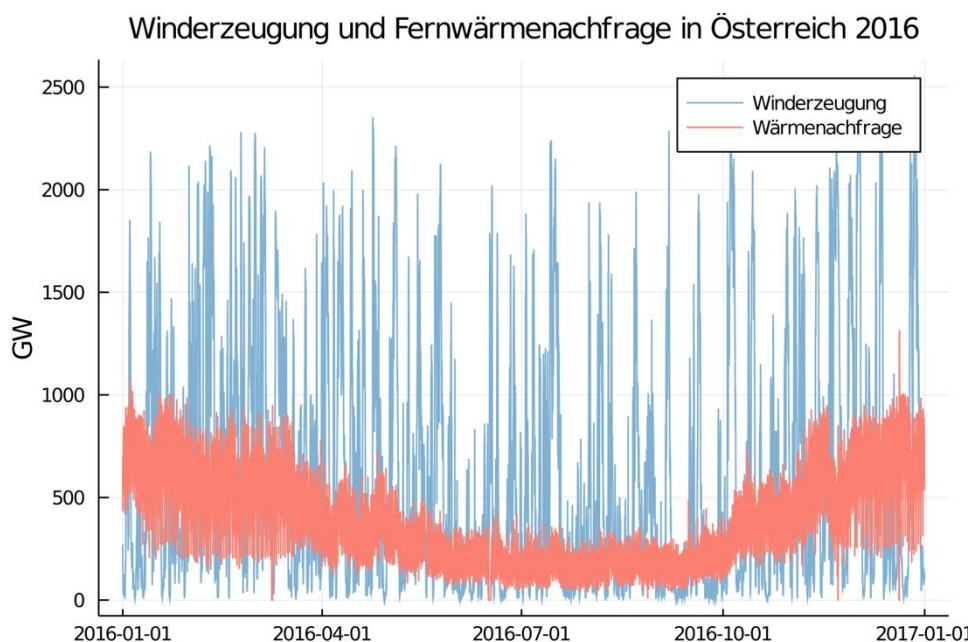


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

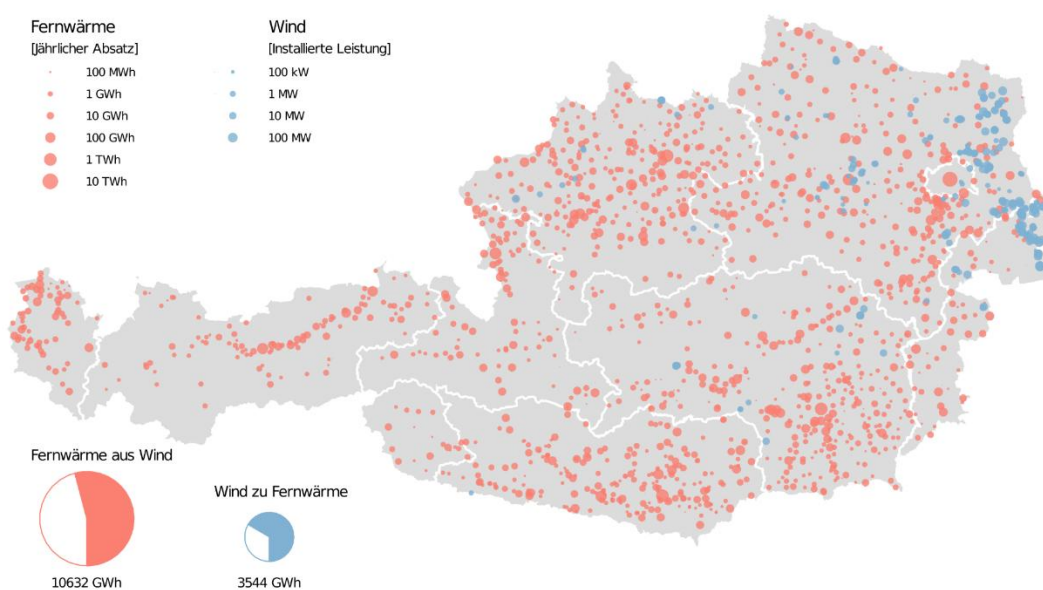


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

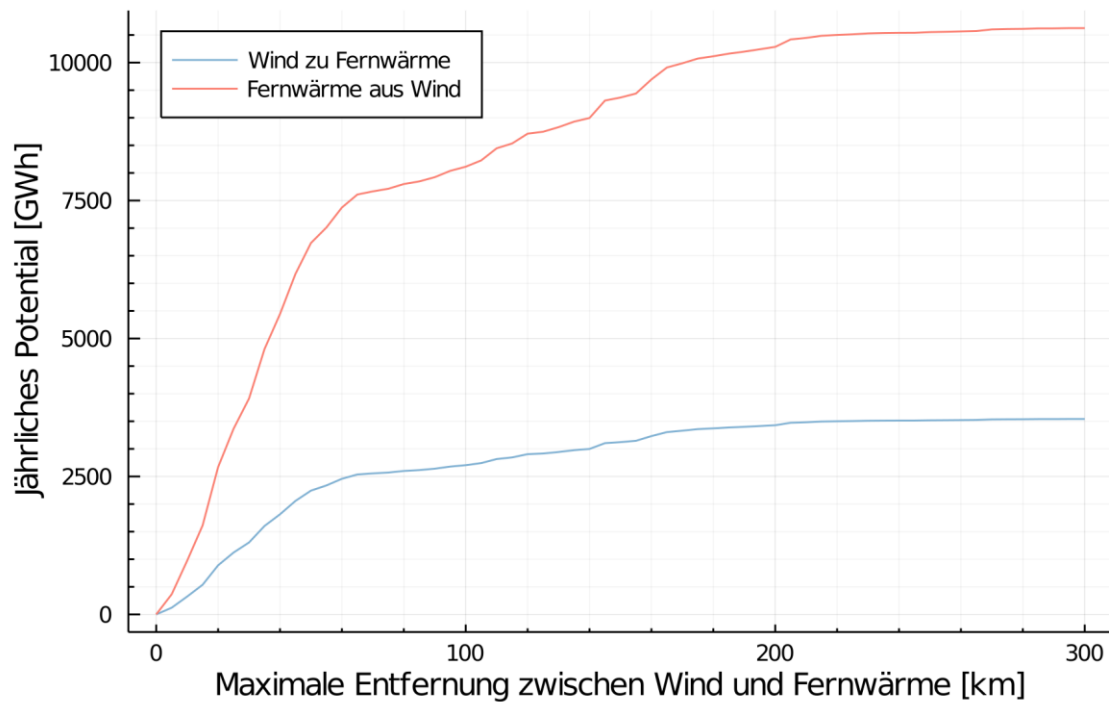


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

340. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

340.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

340.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

341. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

342. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

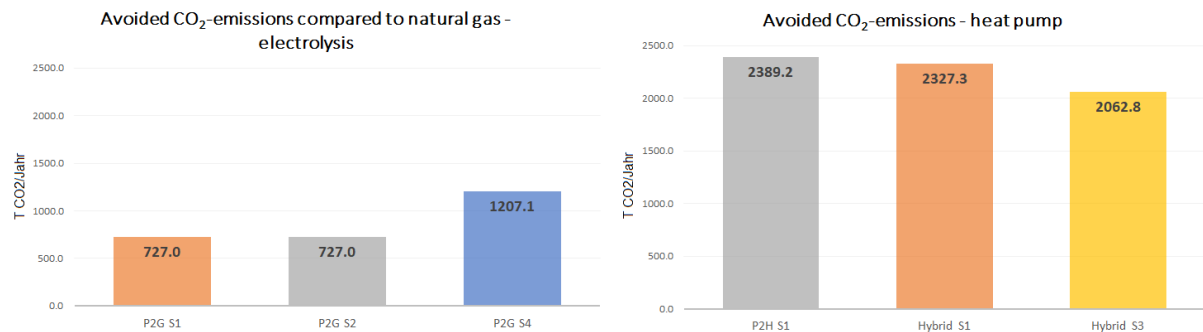


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

342.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

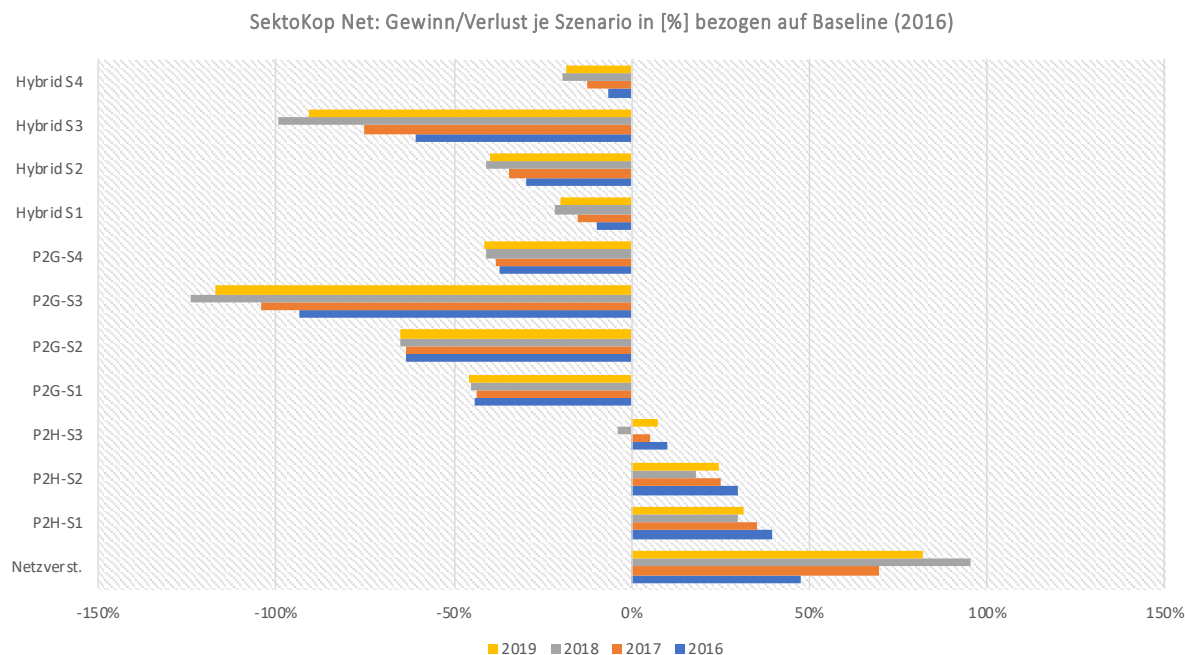


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

342.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

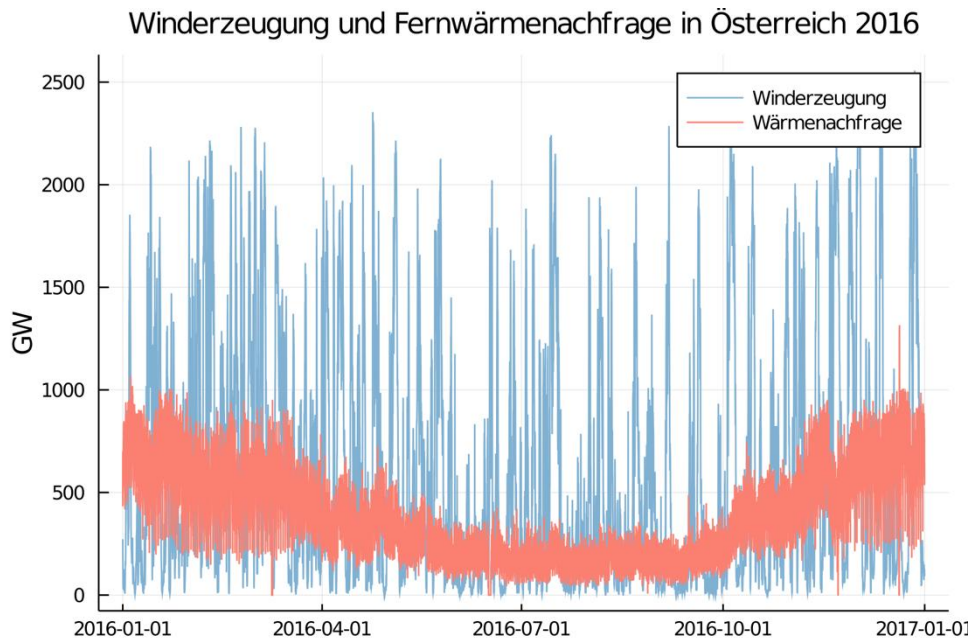


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

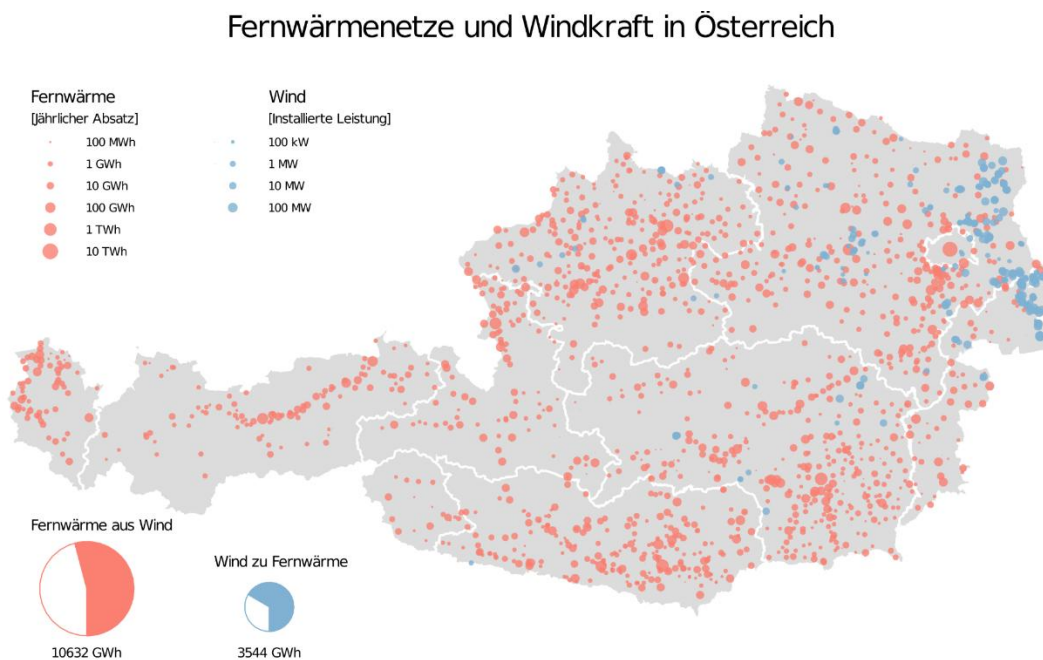


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

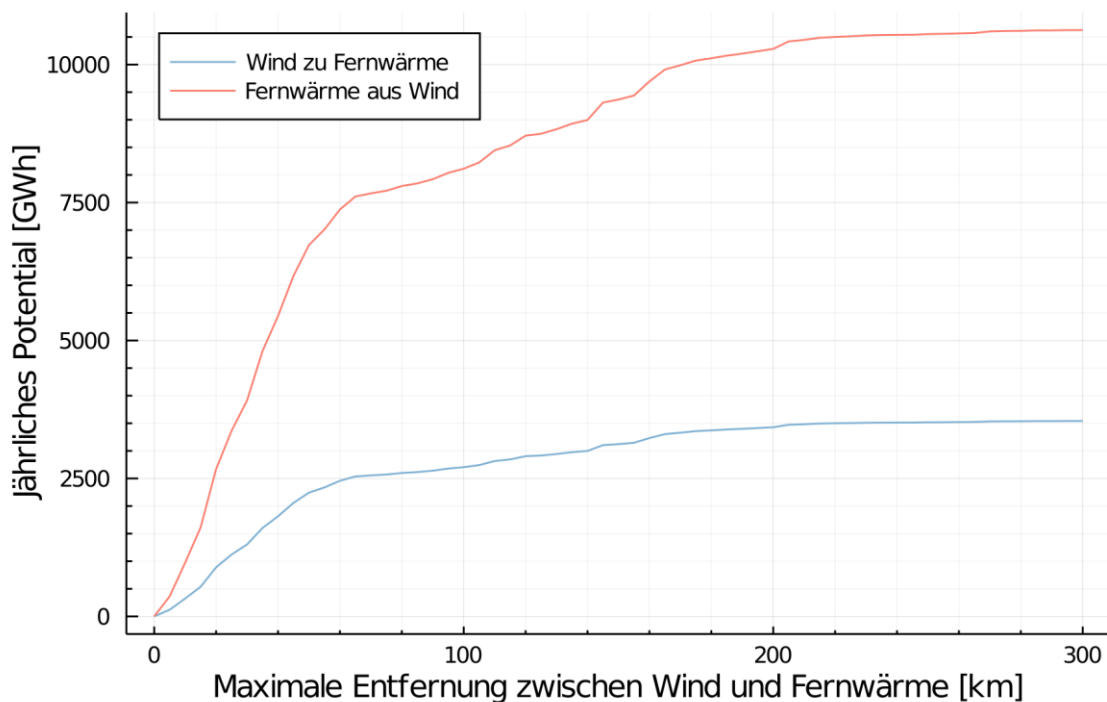


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

343. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

343.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

343.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

344. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

345. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

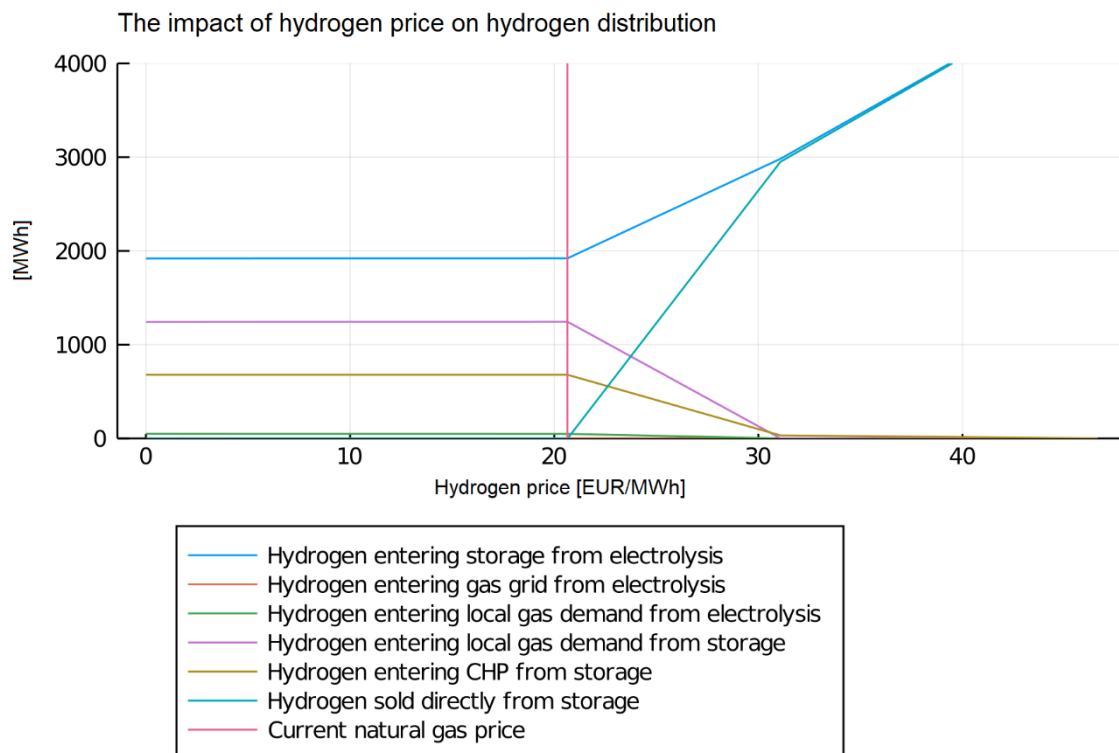


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

345.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

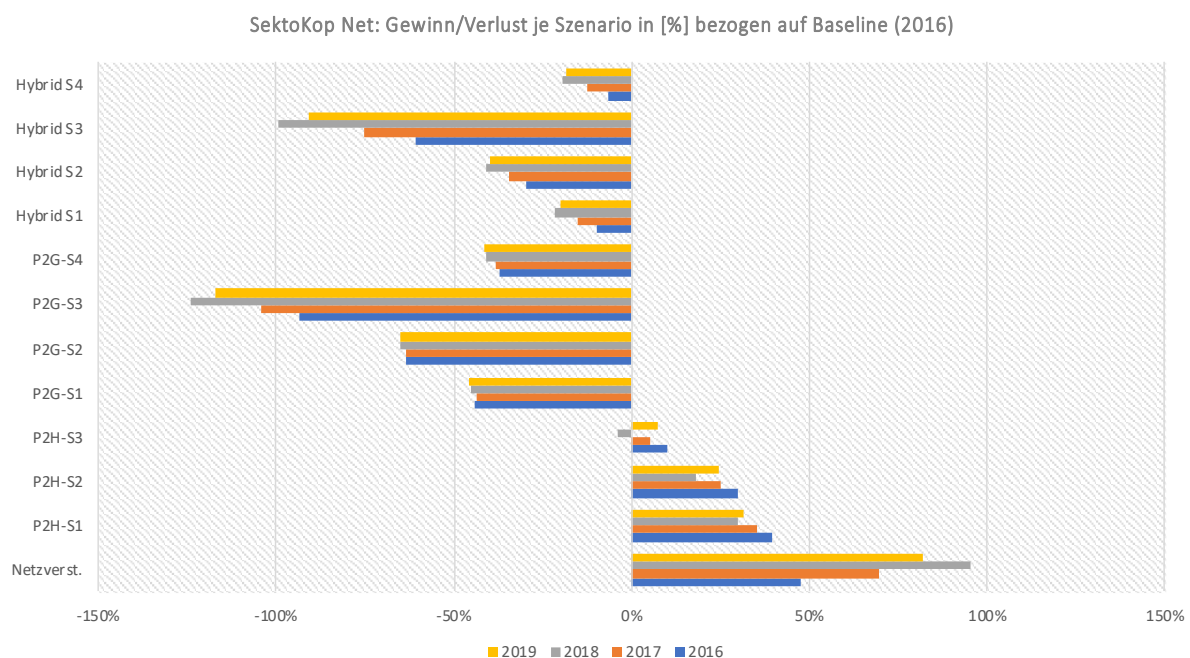


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

345.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

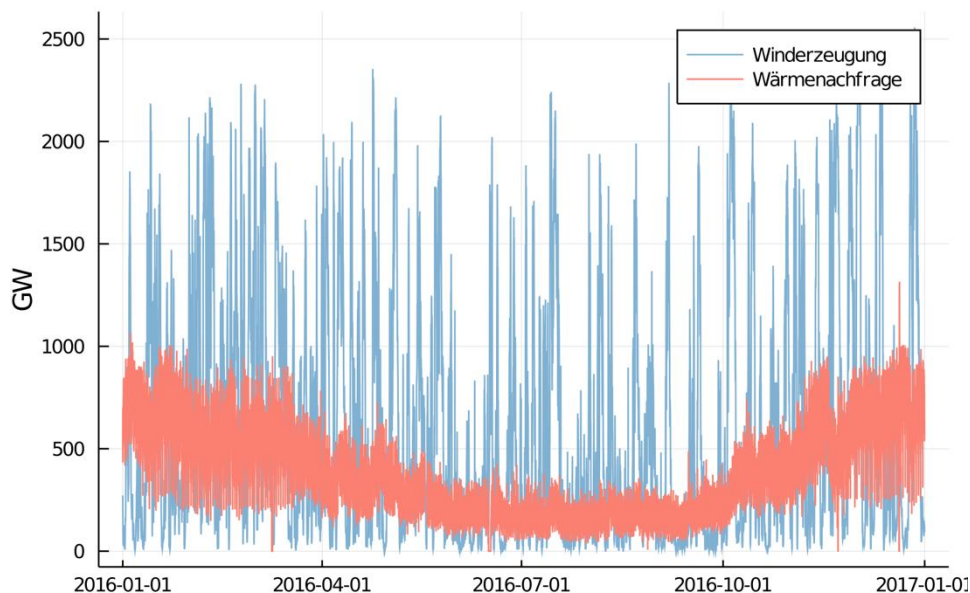


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

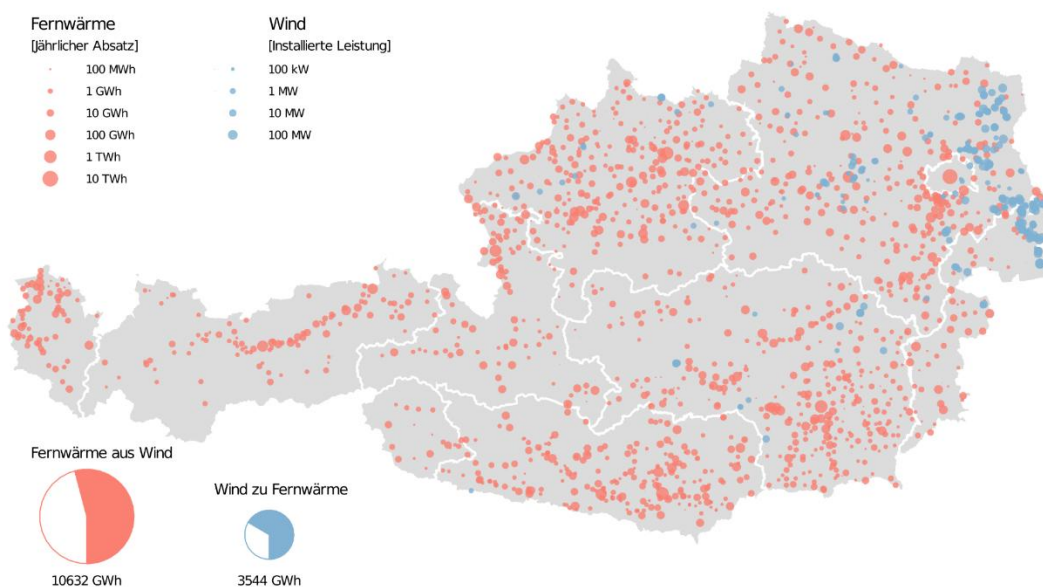


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

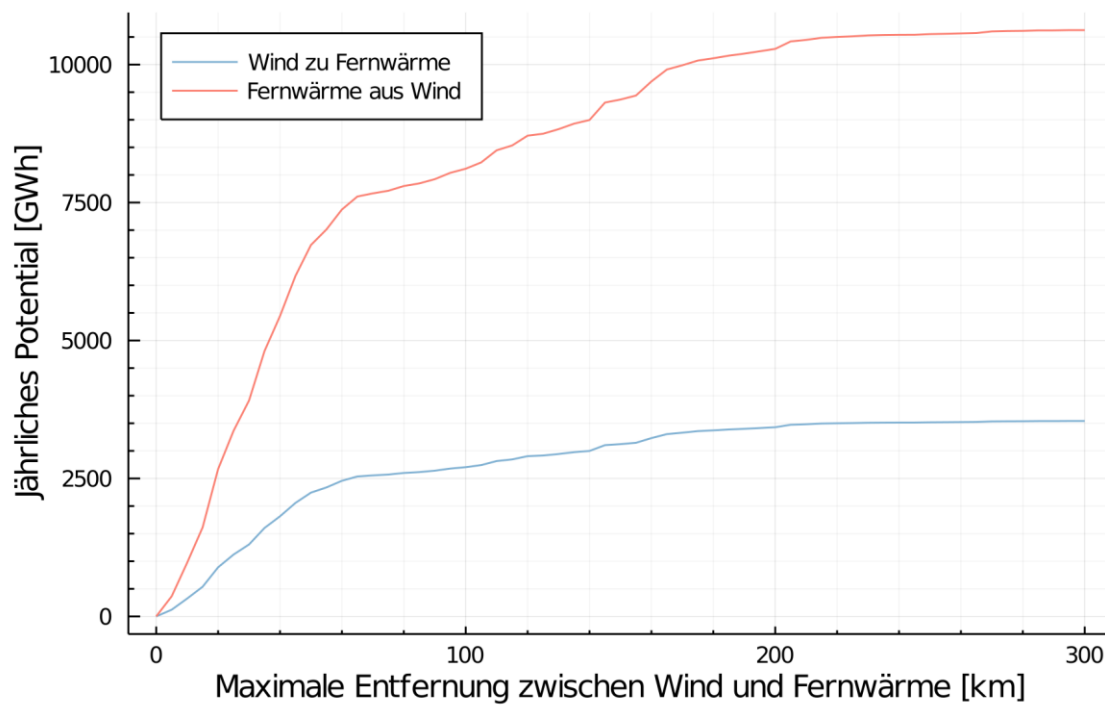


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

346. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

346.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

346.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

347. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

348. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

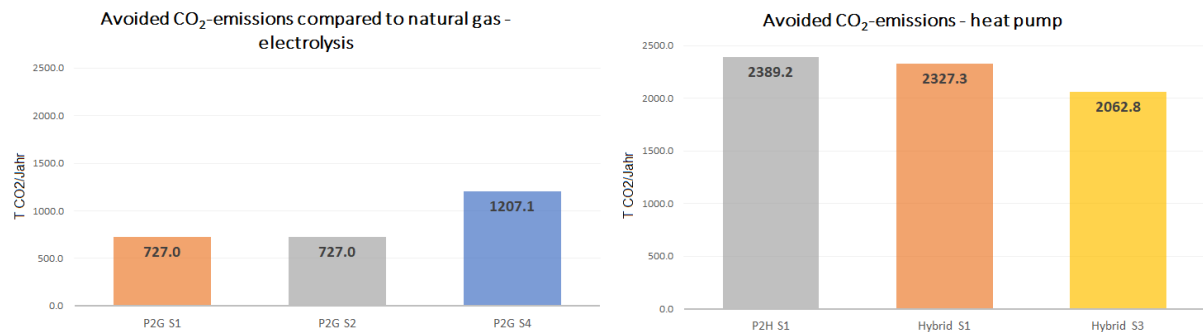


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

348.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

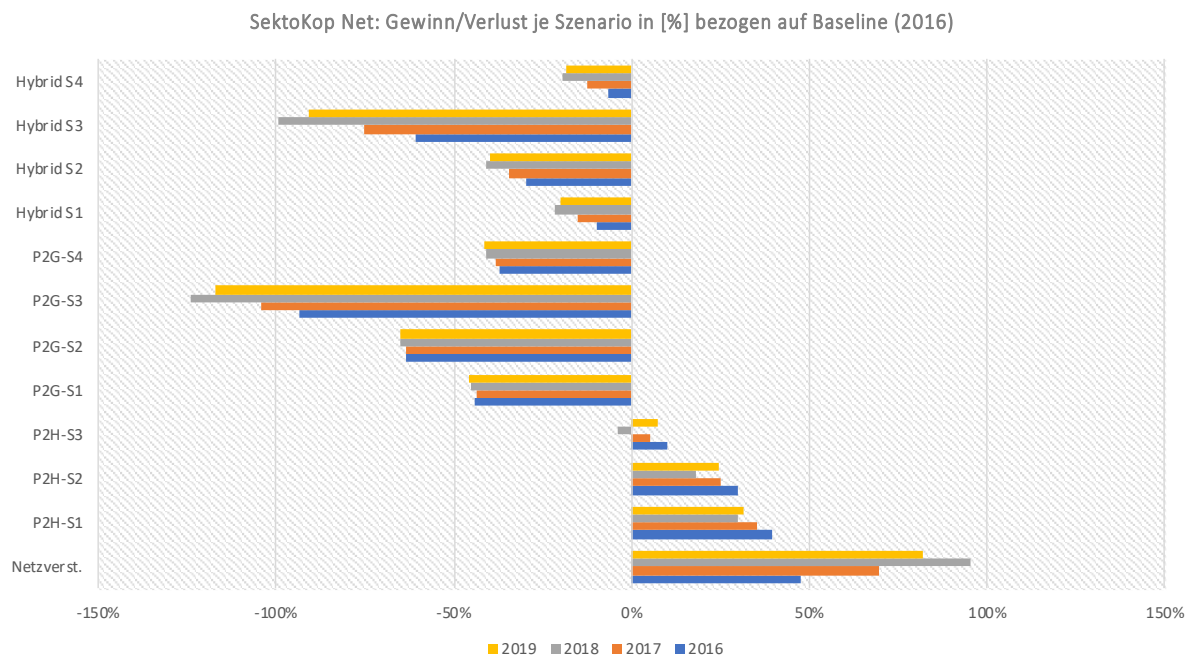


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

348.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

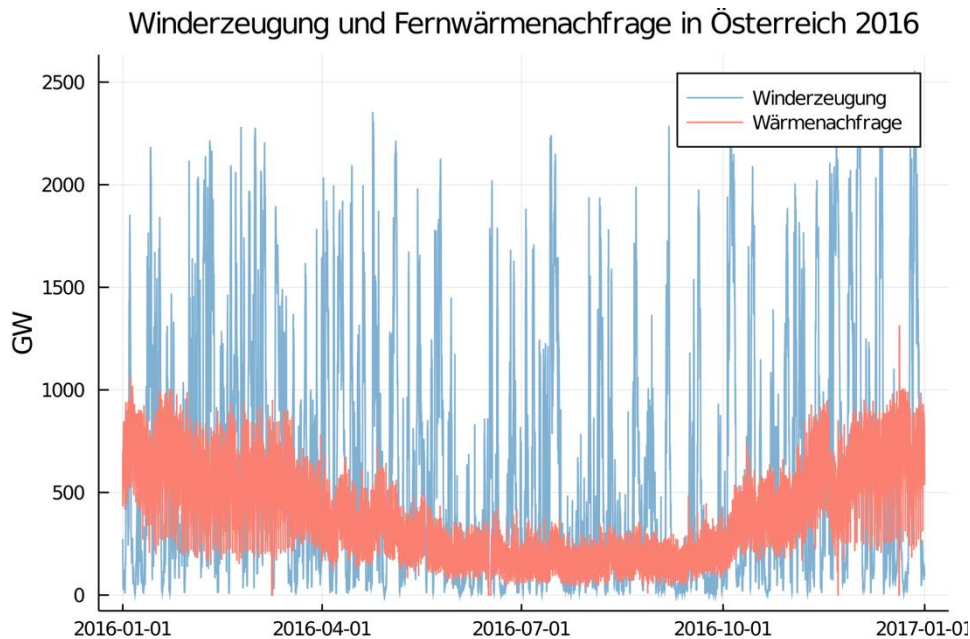


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

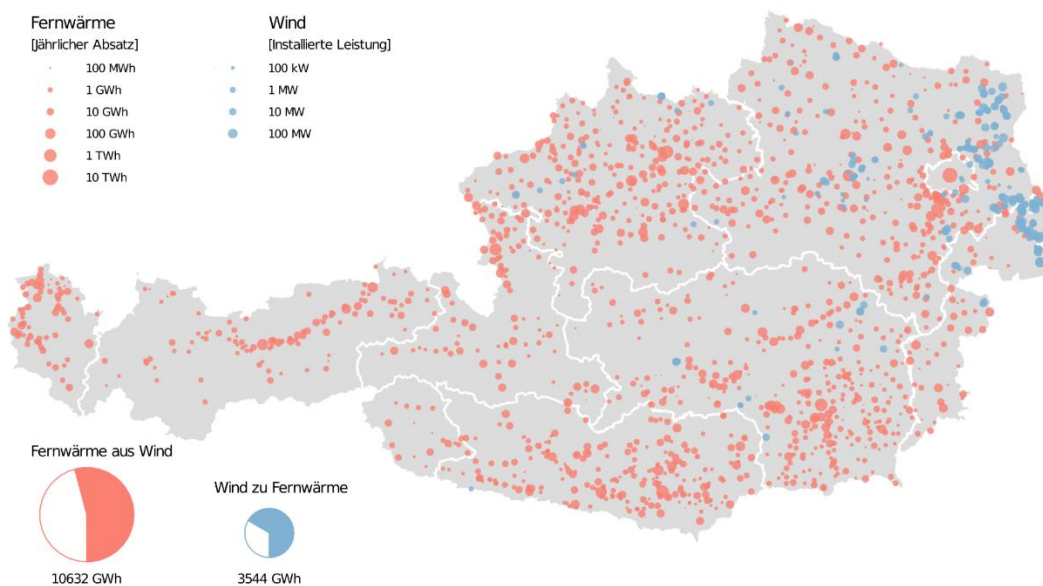


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

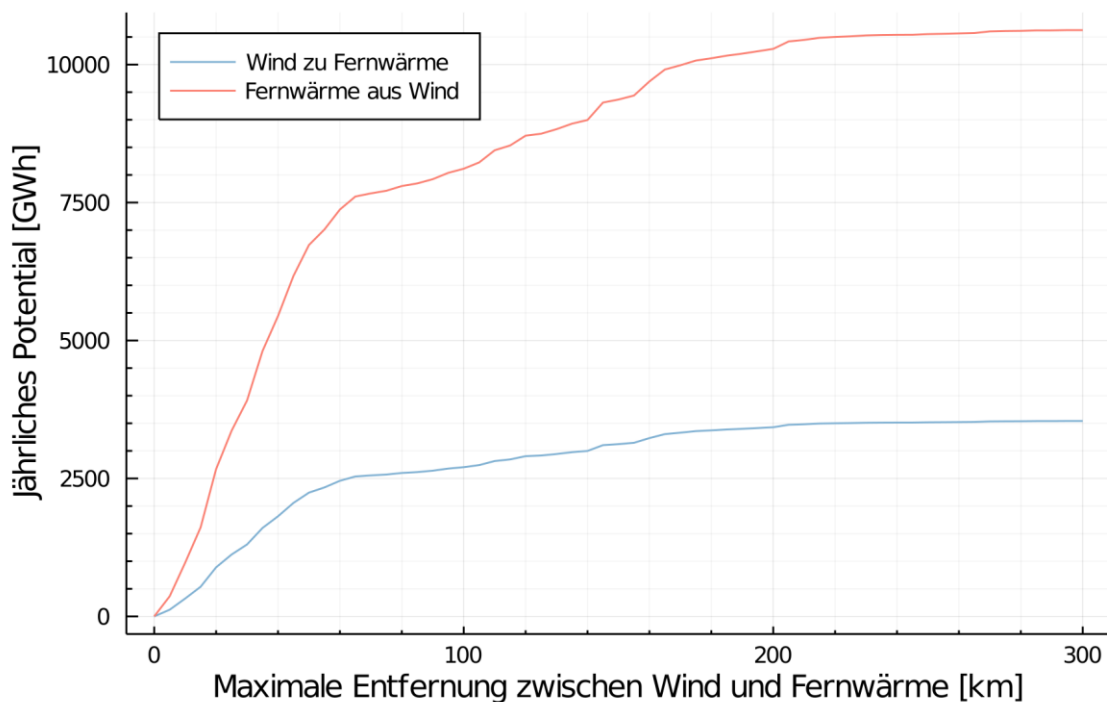


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

349. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

349.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

349.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

350. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

351. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

351.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

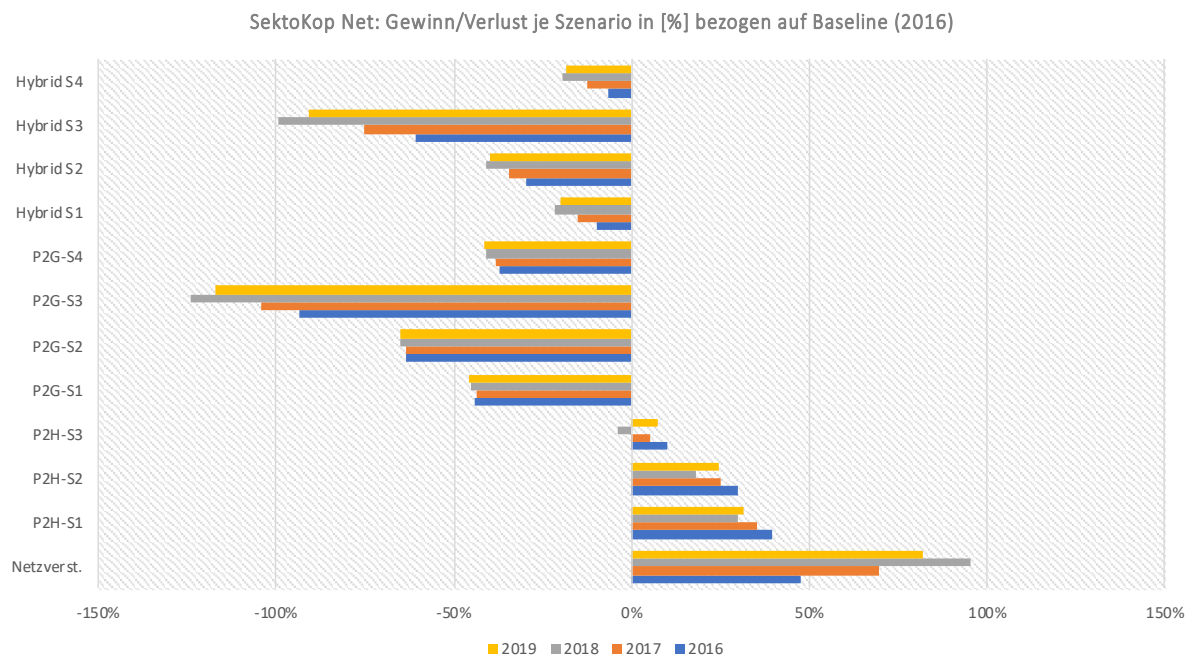


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

351.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

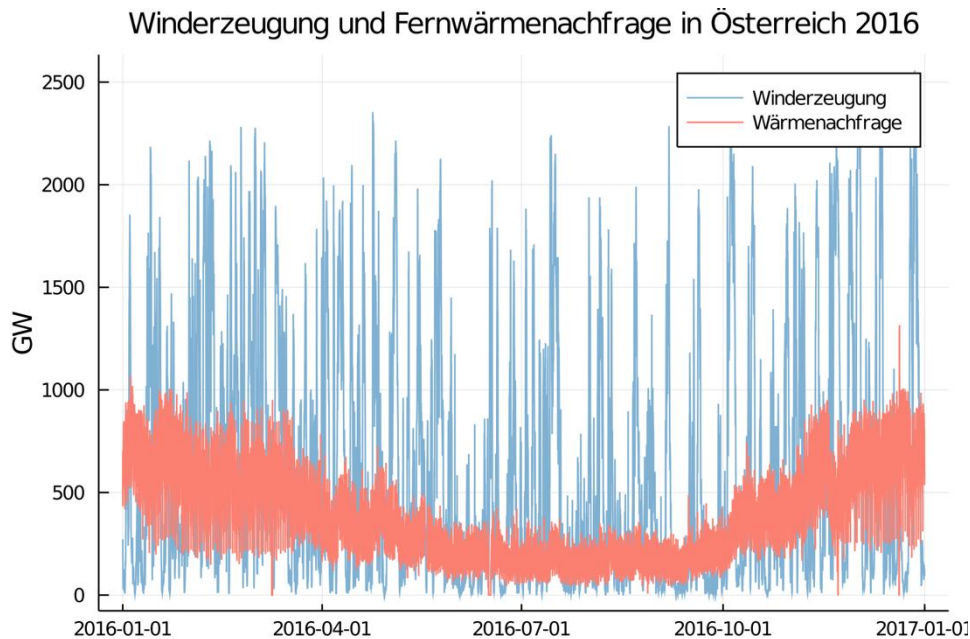


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

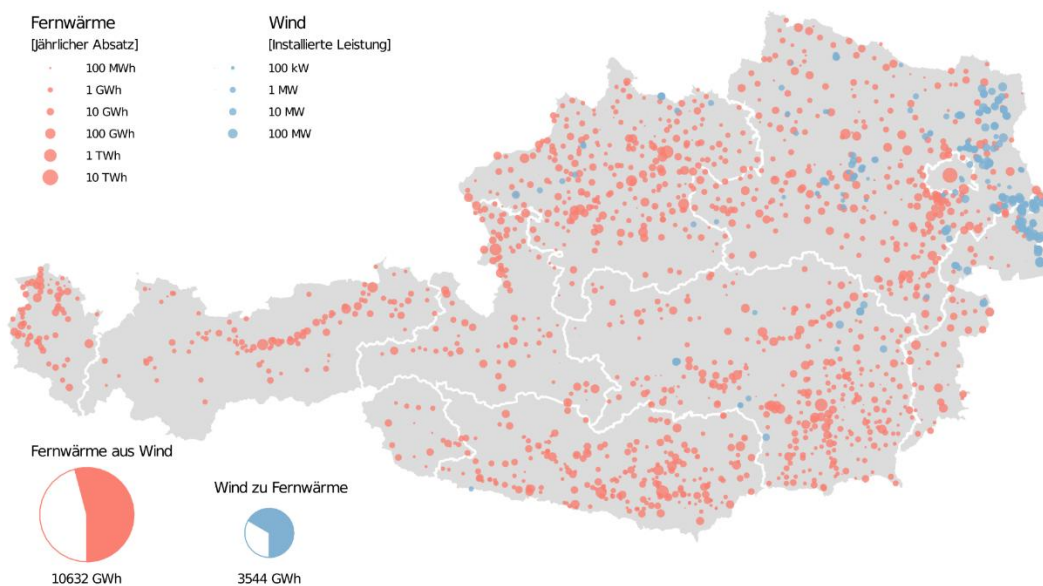


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

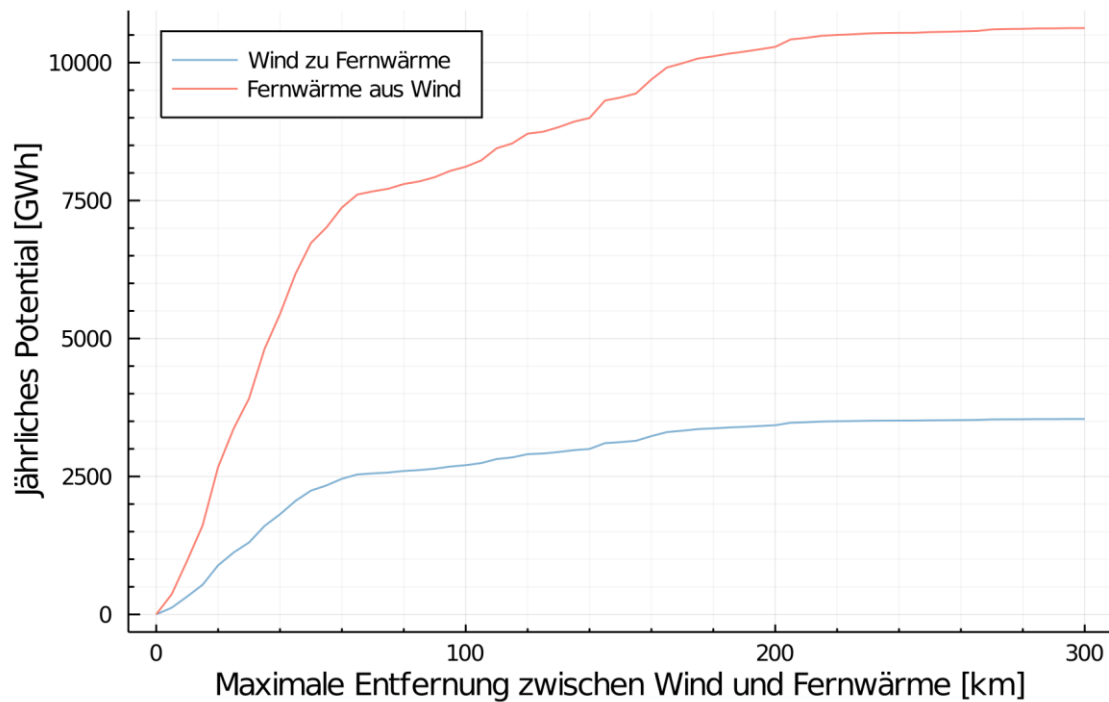


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

352. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

352.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

352.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

353. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

354. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

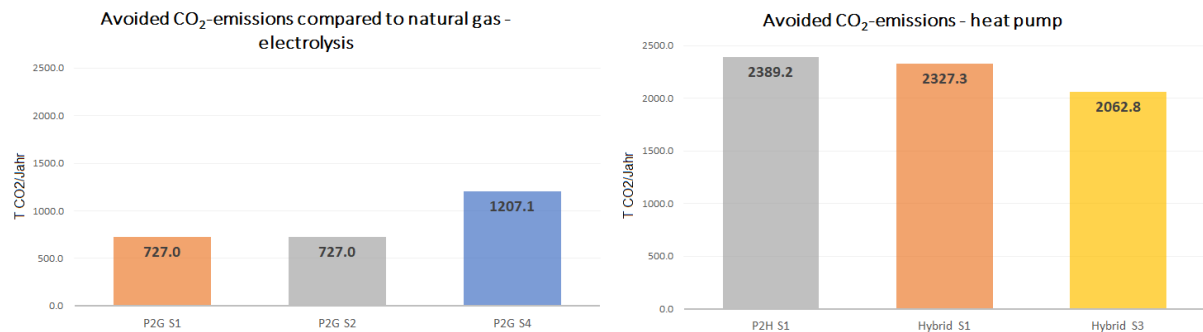


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

354.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

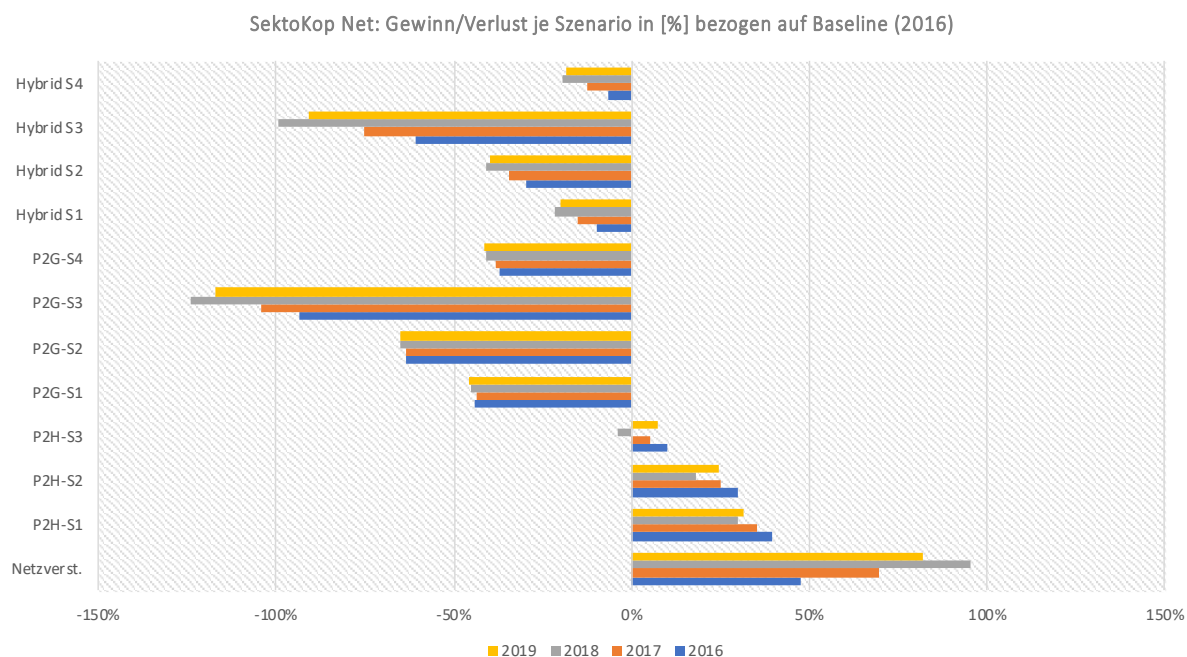


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

354.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

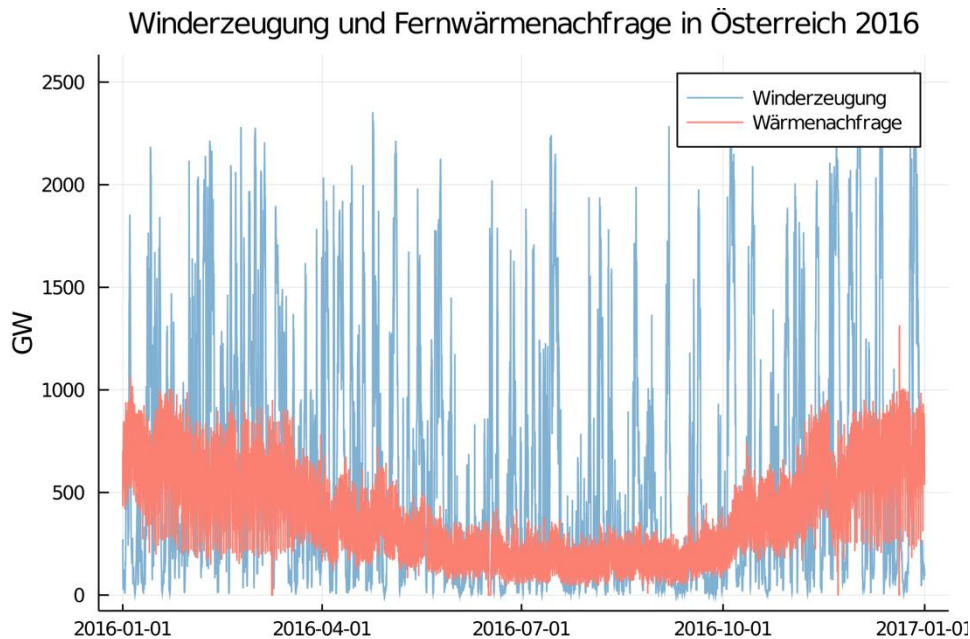


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

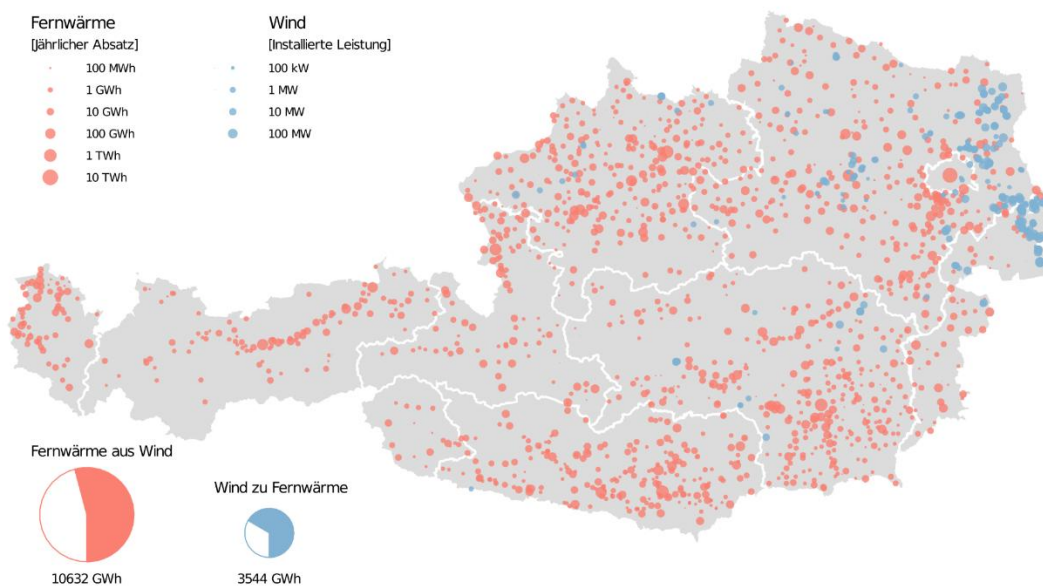


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

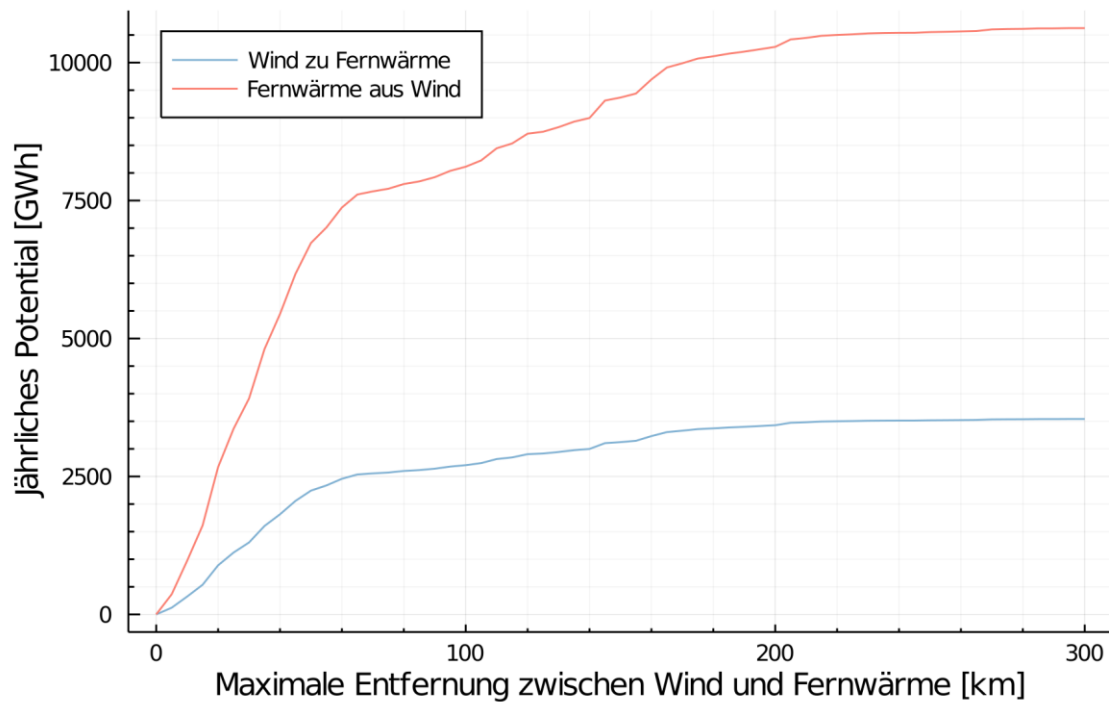


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

355. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

355.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

355.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

356. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

357. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

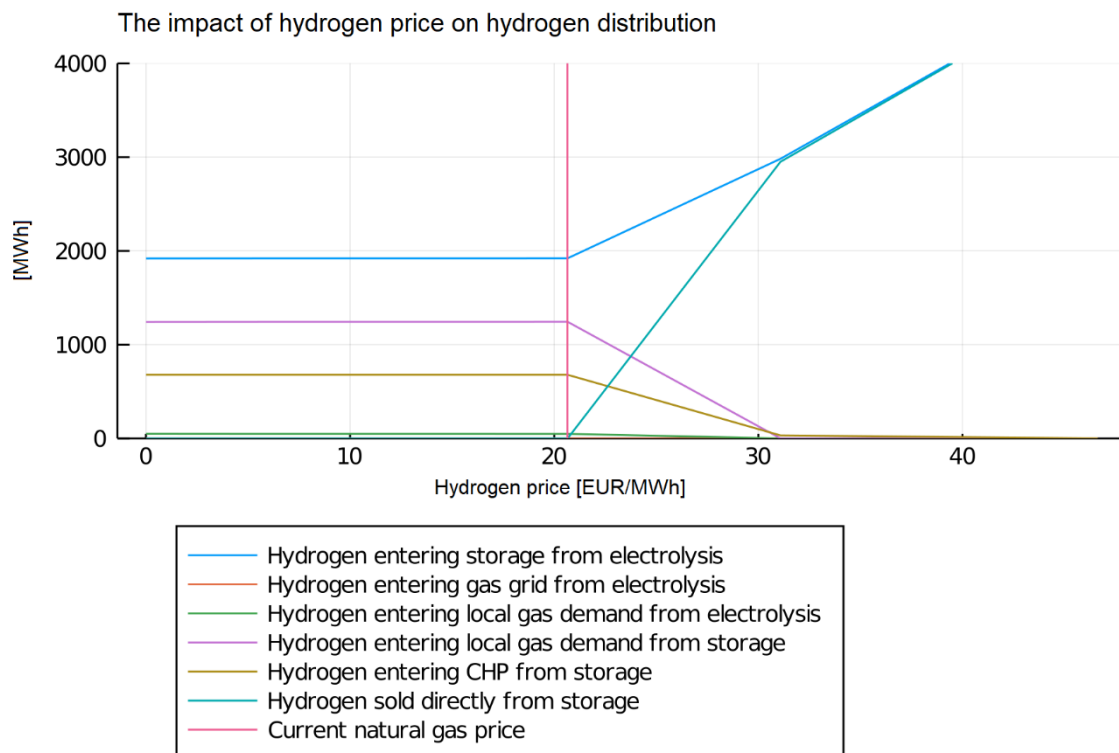


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

357.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

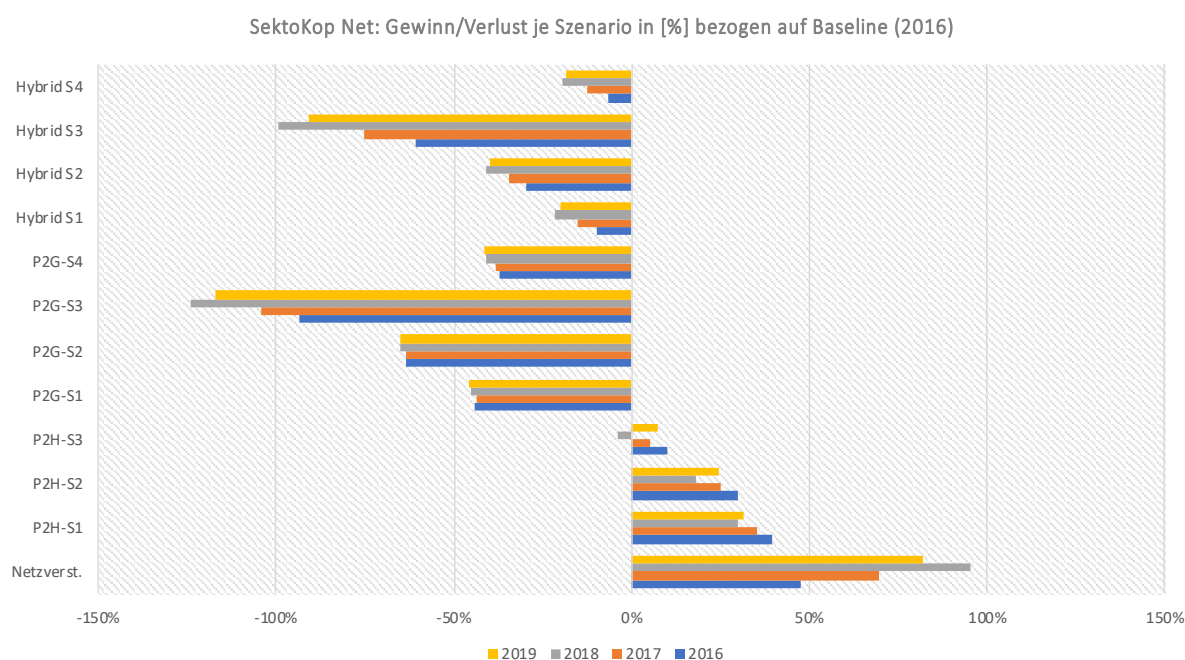


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

357.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

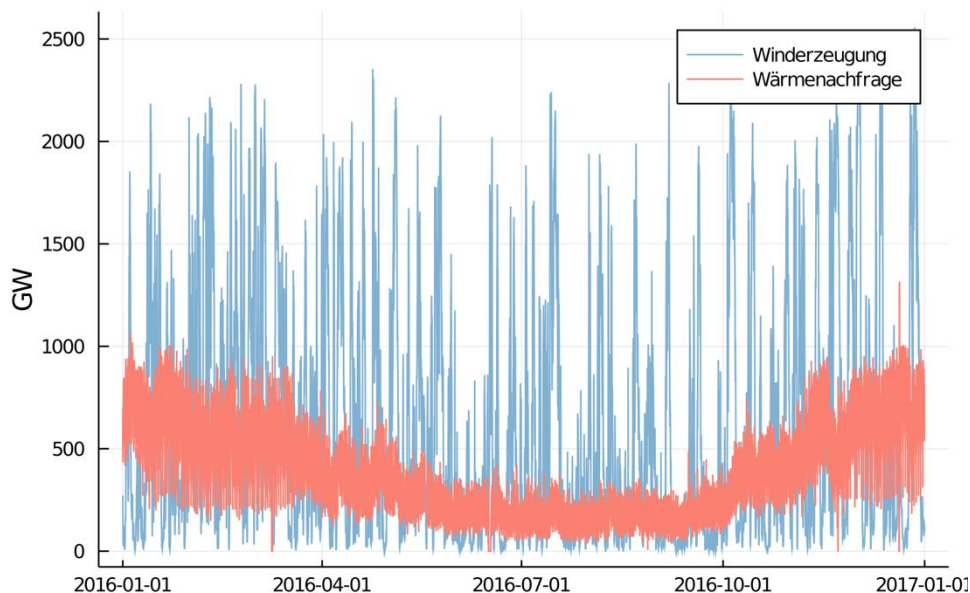


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

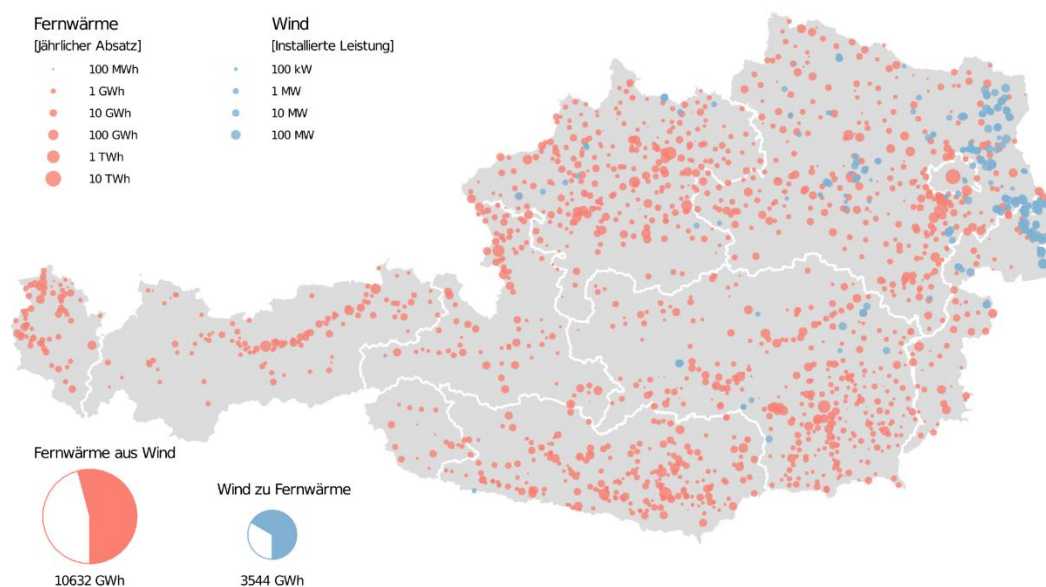


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

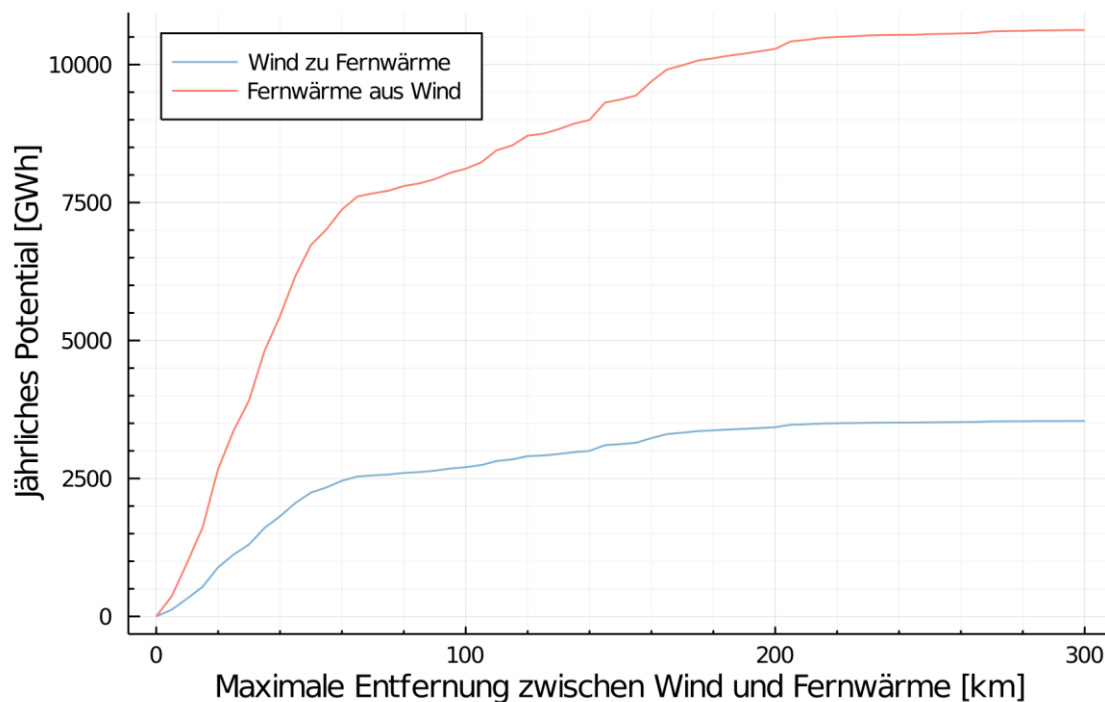


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

358. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

358.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

358.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

359. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

360. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

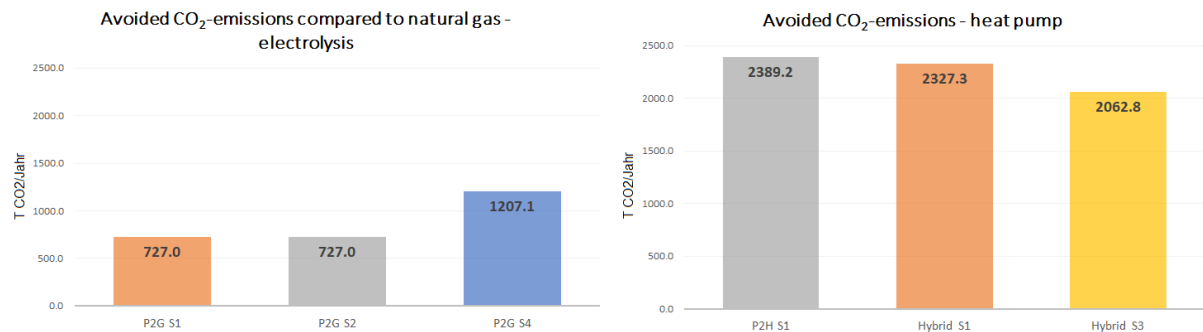


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

360.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

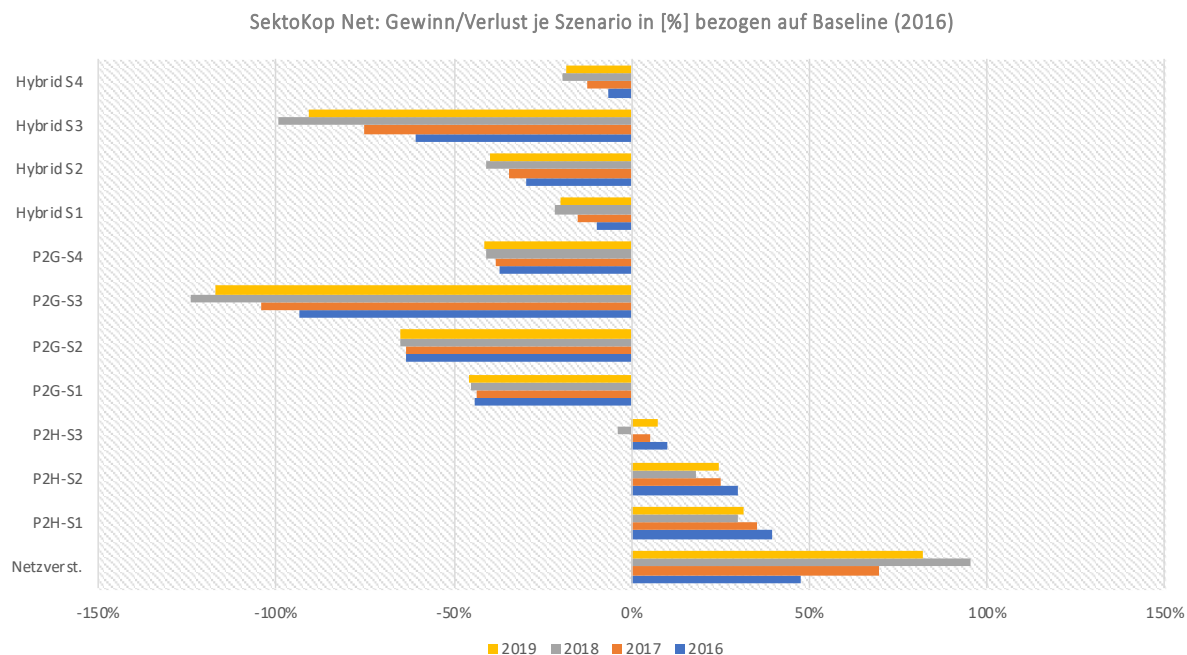


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

360.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

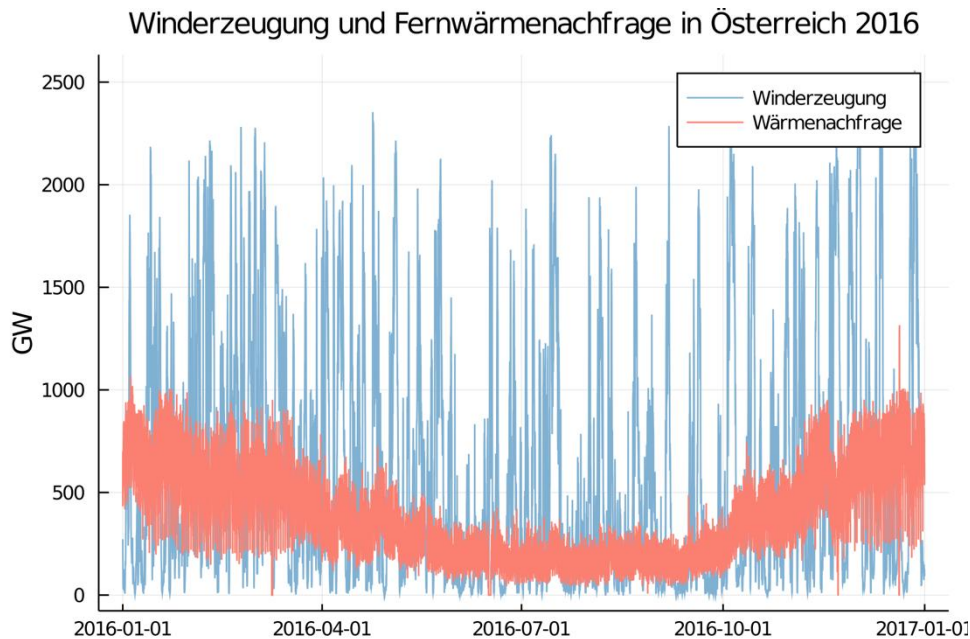


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

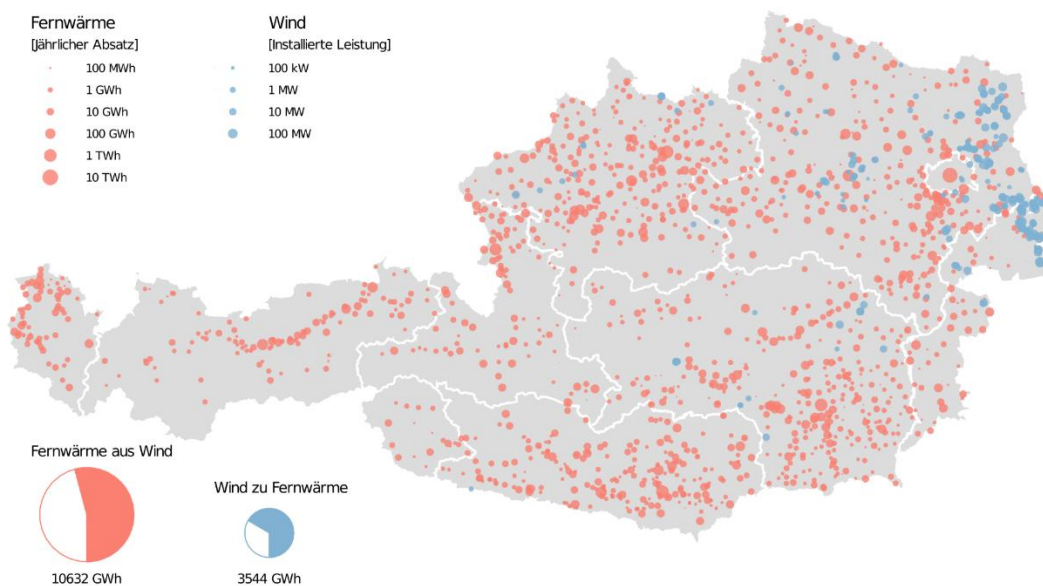


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

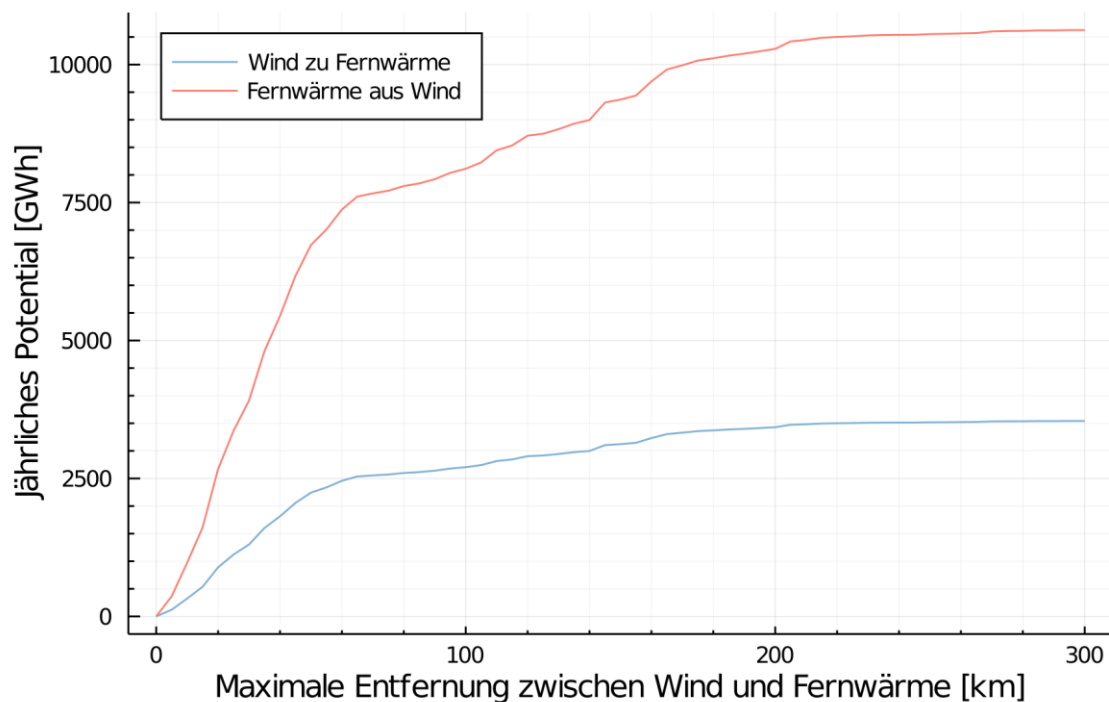


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

361. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

361.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

361.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

362. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

363. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

zeigt eine Darstellung der quantitativen Analyse, die in Bezug auf den hybriden Anwendungsfall als Sankey-Diagramme durchgeführt wurde. Die Diagramme geben einen grafischen Überblick über die im System auftretenden Energieflüsse. Der Großteil des erzeugten Stroms wird direkt an den Strommarkt geliefert. Darüber hinaus werden beträchtliche Mengen des erzeugten Stroms in die Wärmepumpe eingespeist oder abgeregelt, während nur eine kleinere Menge Strom für die Elektrolyse verwendet wird. Wenn jedoch ein Direktverkauf von Wasserstoff möglich ist, steigt die Auslastung der Elektrolyse deutlich an, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der lokale Gasbedarf wird in unterschiedlichem Maße gedeckt, je nachdem, welche Technologie in den einzelnen Hybridszenarien eingesetzt wird.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

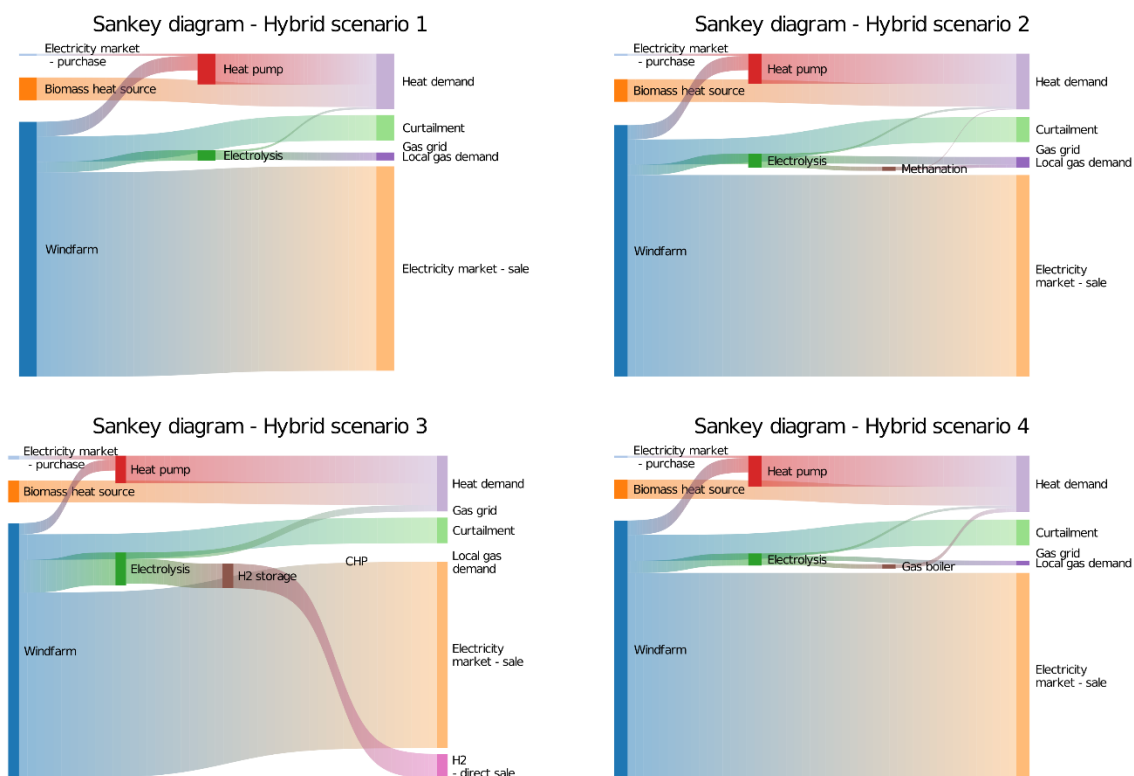


Abbildung 1: Sankey-Diagrammdarstellung für die hybriden Anwendungsfälle

Wärmepumpen- und Elektrolysebetrieb bei gegebenen RES-Anteilen am Strommix

Im Sondierungsprojekt wurde auch eine Analyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie die Wärmepumpe und der Elektrolyseur bei unterschiedlichem RES-Anteil im österreichischen Strommix betrieben wird. Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

363.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

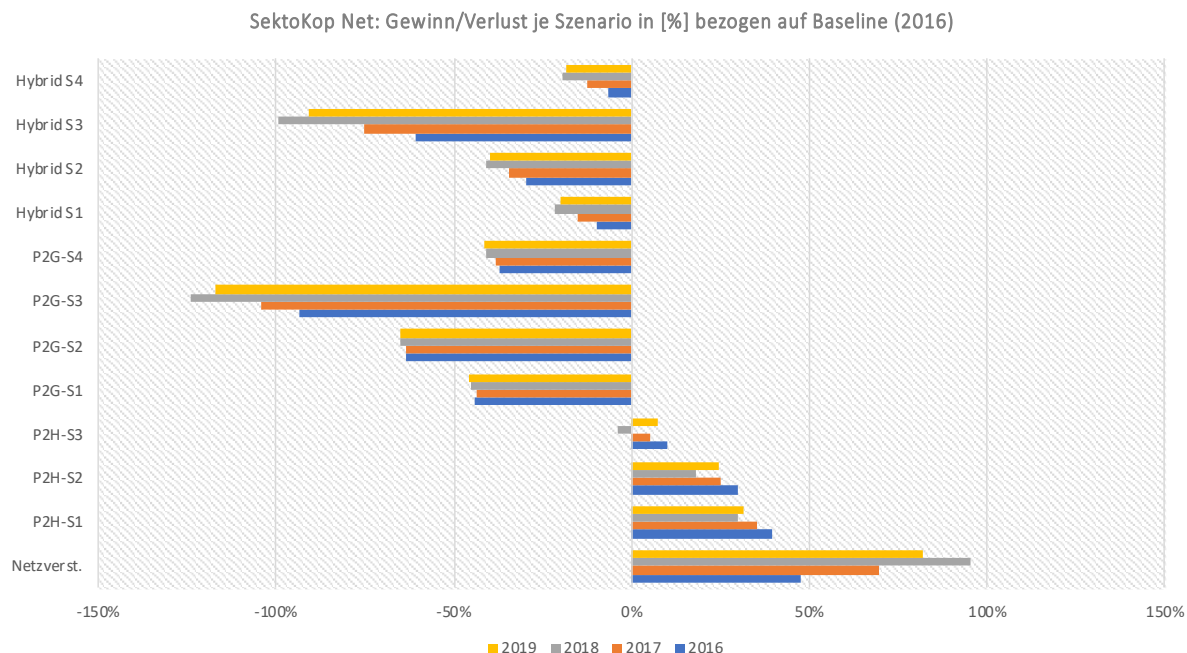


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

363.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

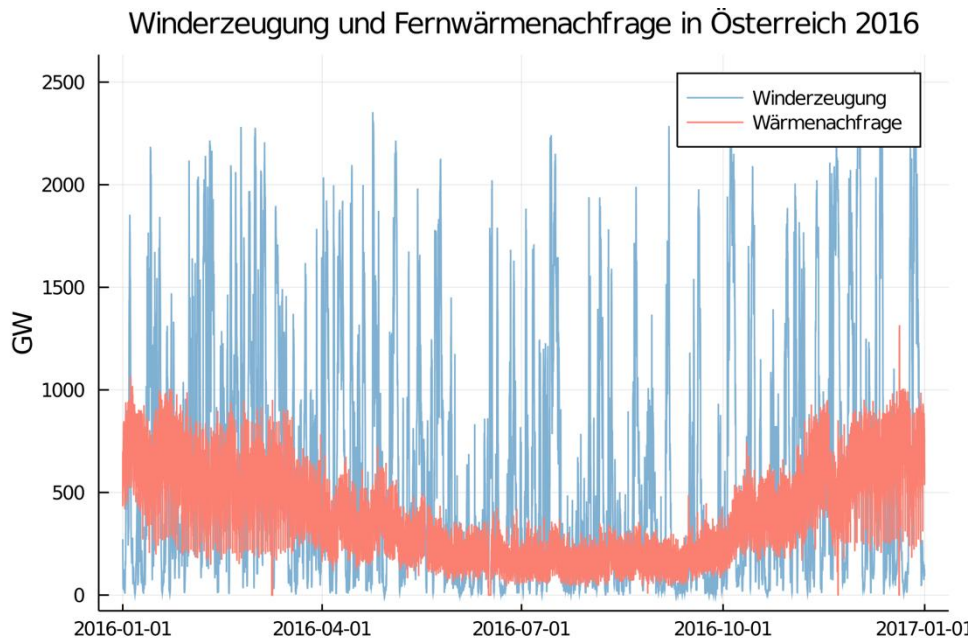


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

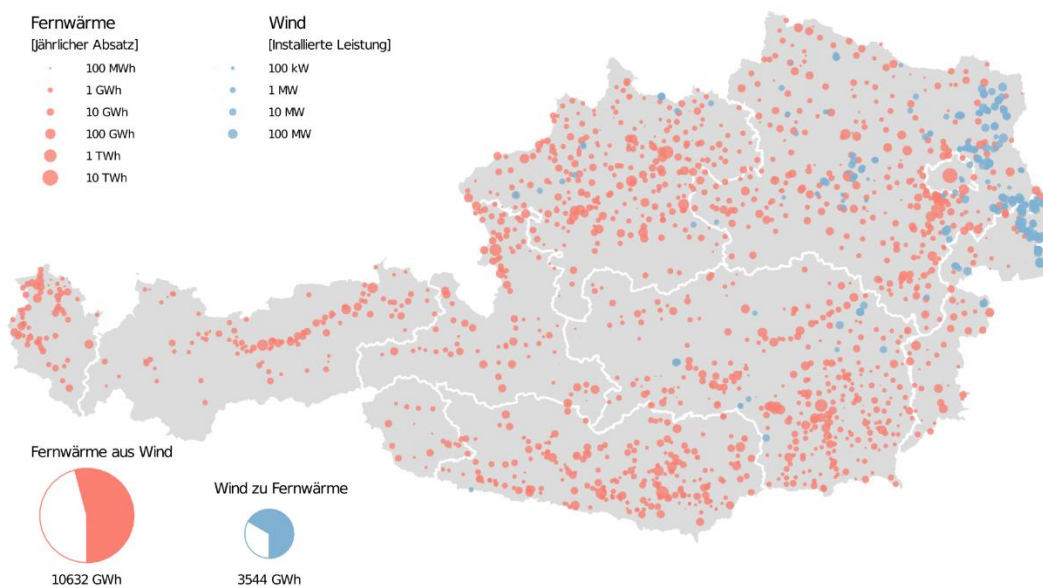


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

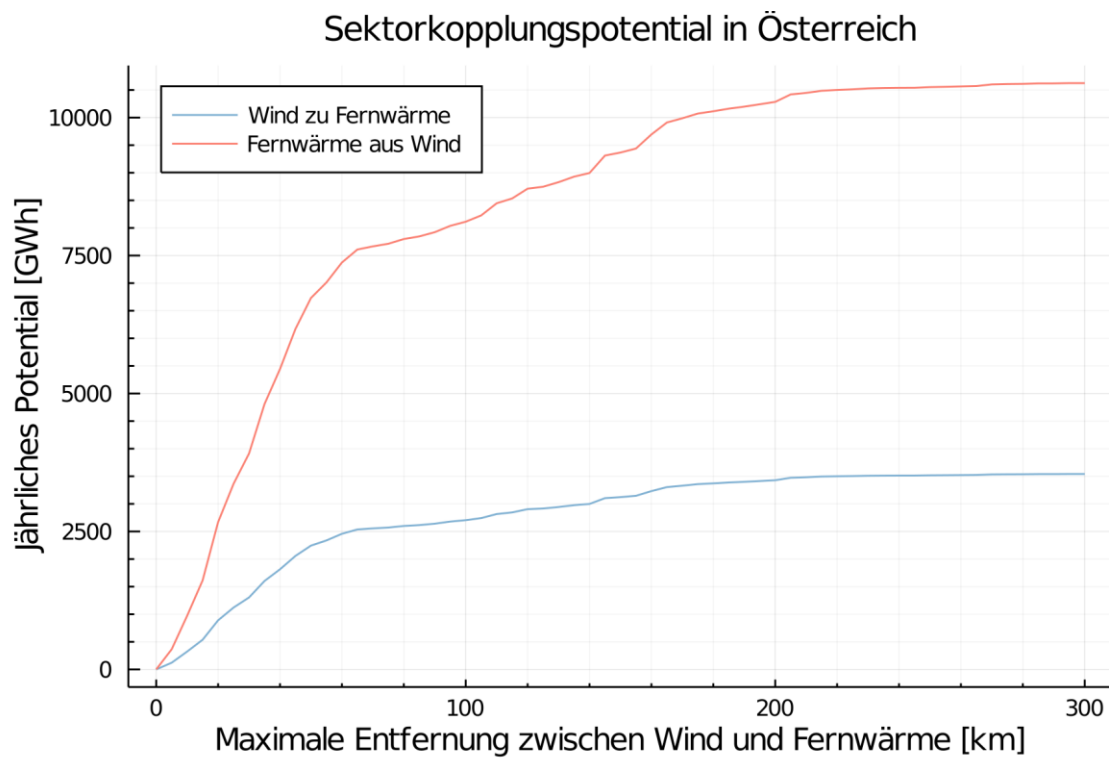


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

364. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

364.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

364.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

365. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

366. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

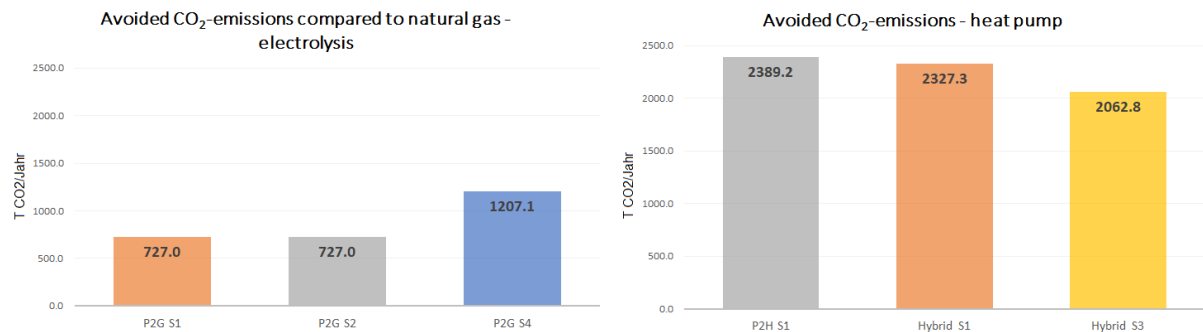


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

366.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

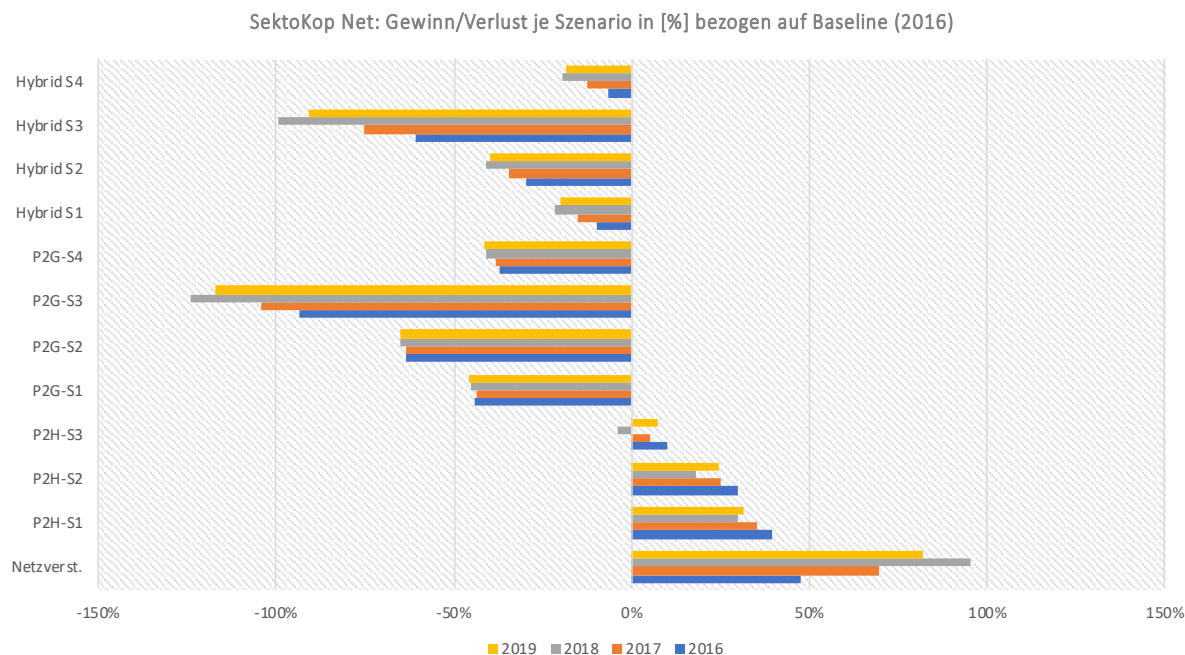


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

366.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

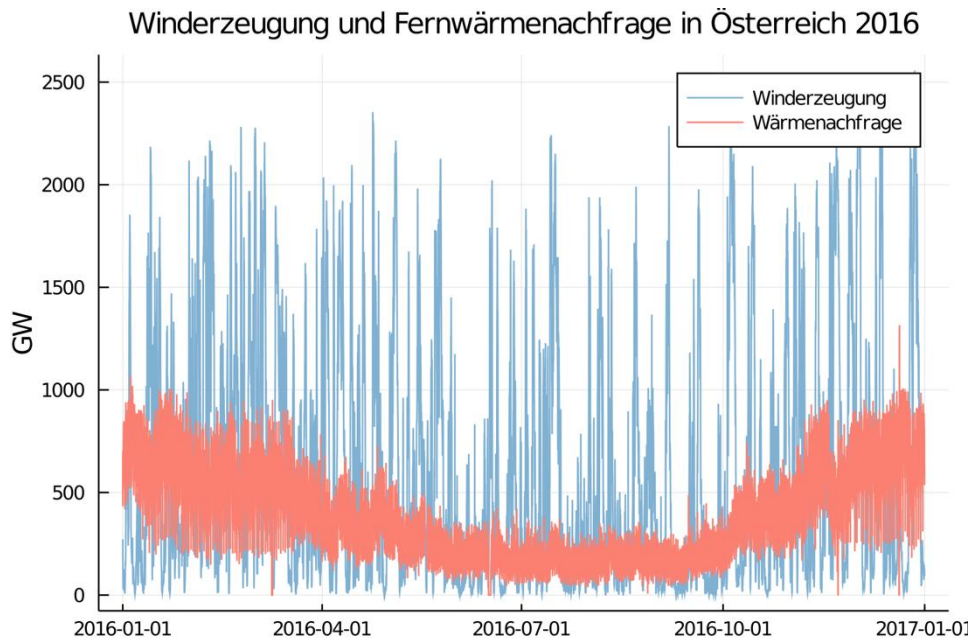


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

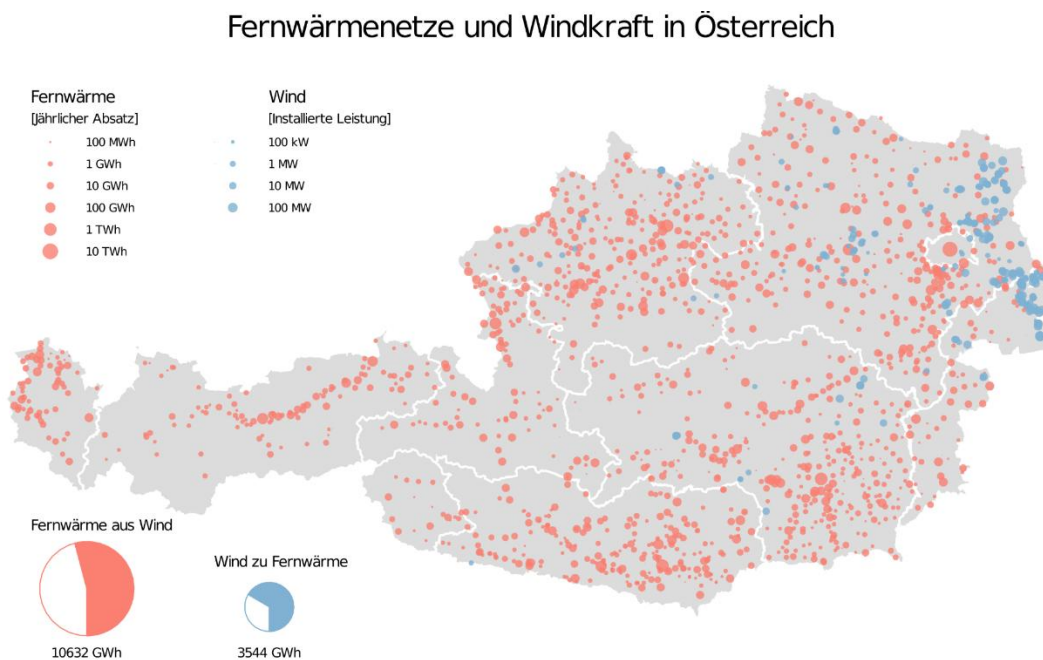


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

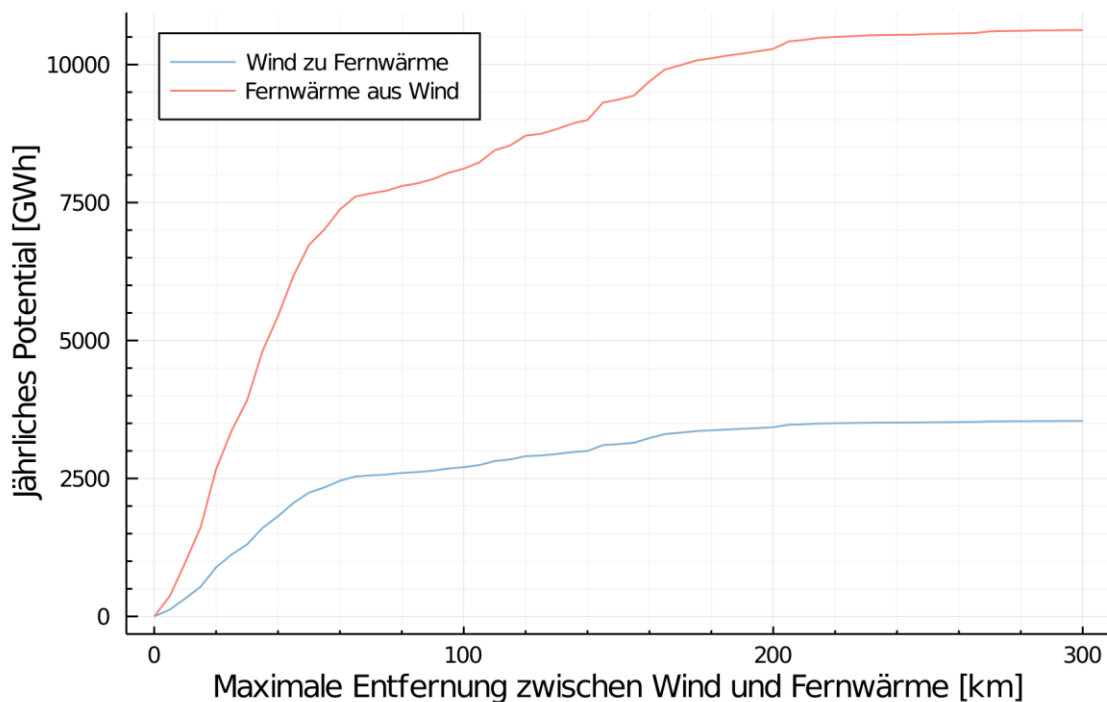


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

367. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

367.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

367.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

368. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

369. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

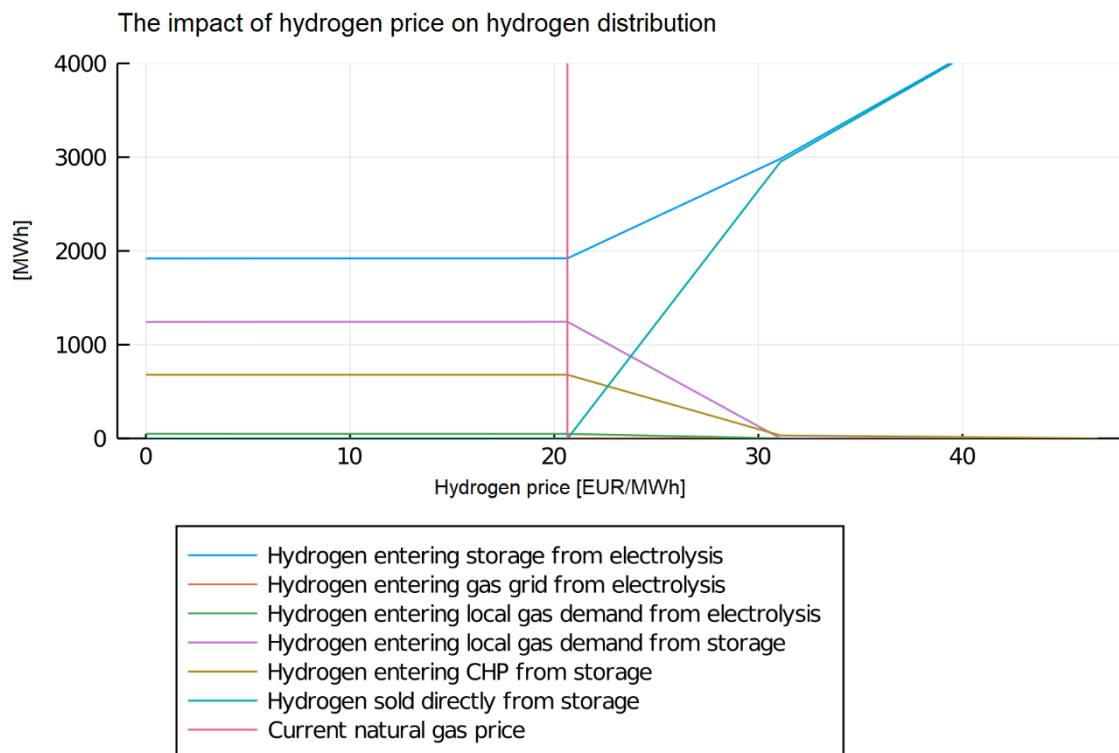


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

369.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

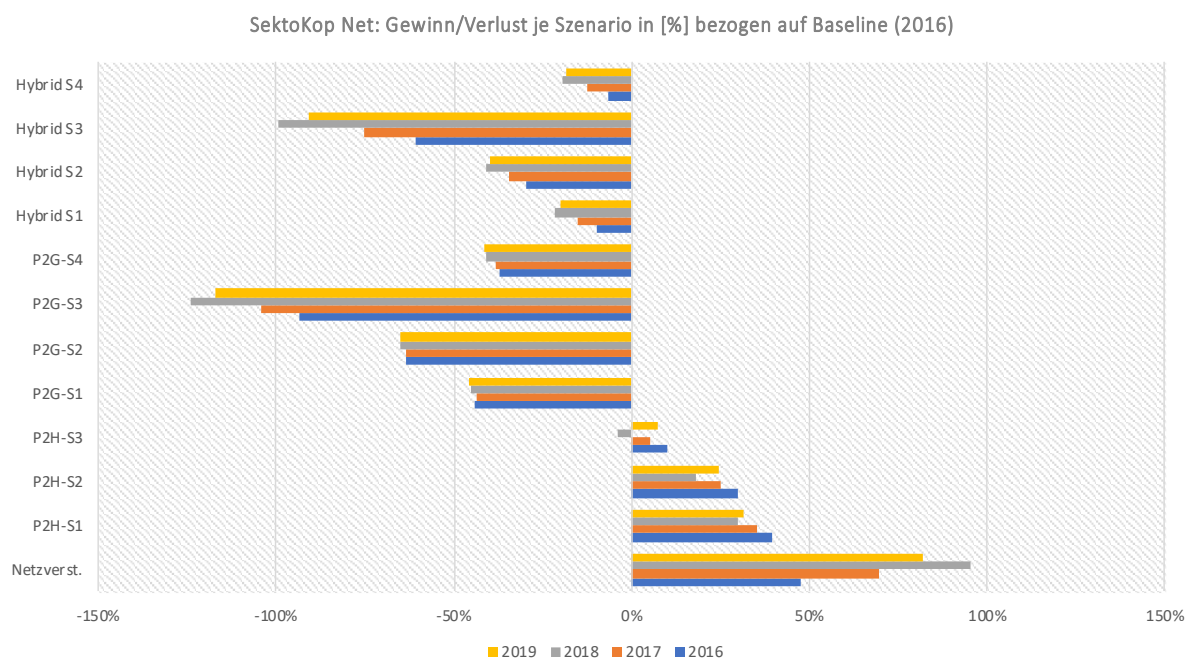


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

369.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

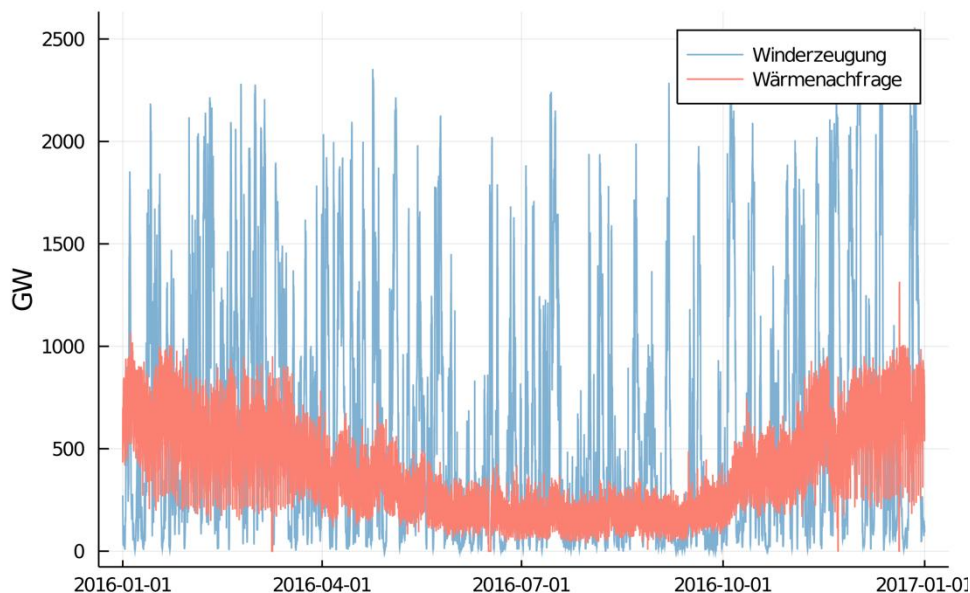


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

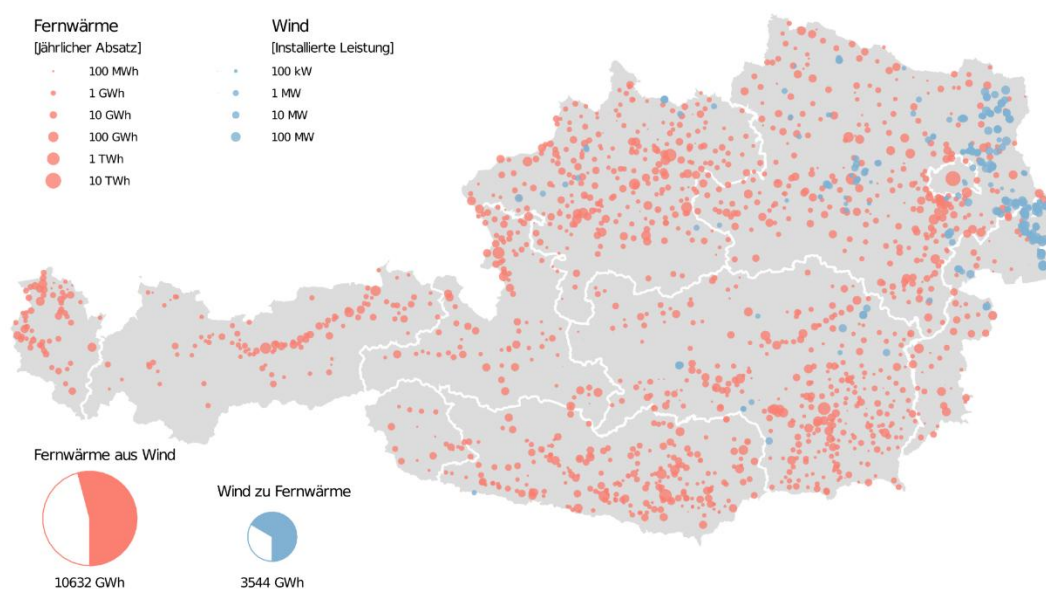


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

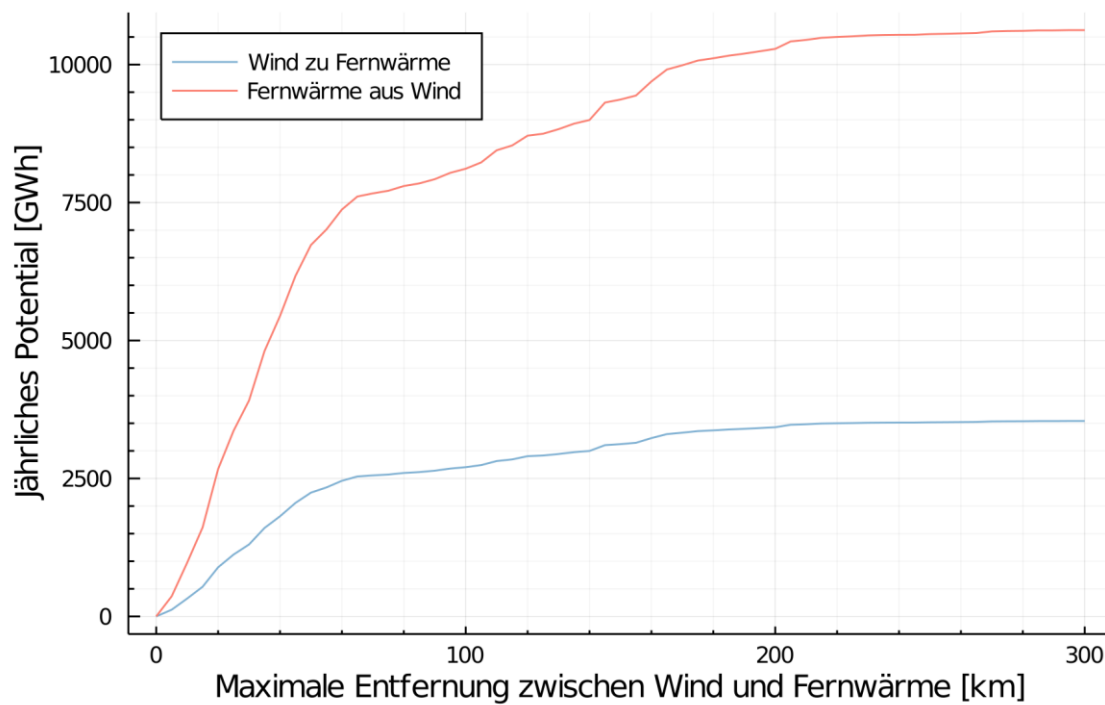


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

370. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

370.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

370.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

371. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

372. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

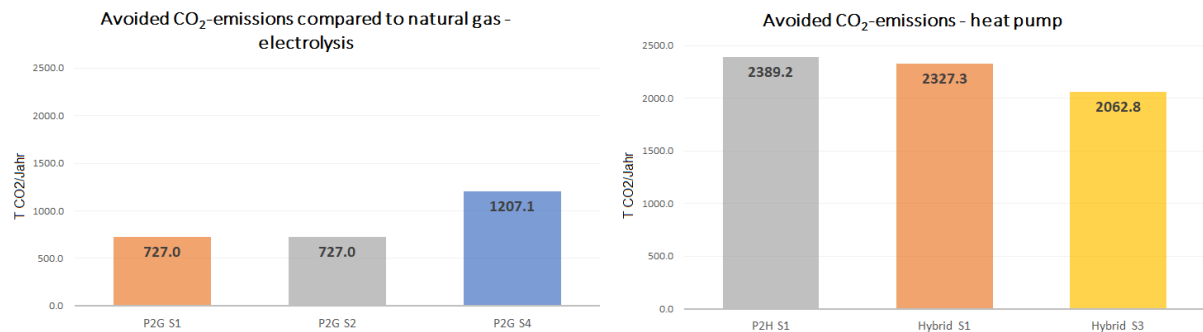


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

372.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

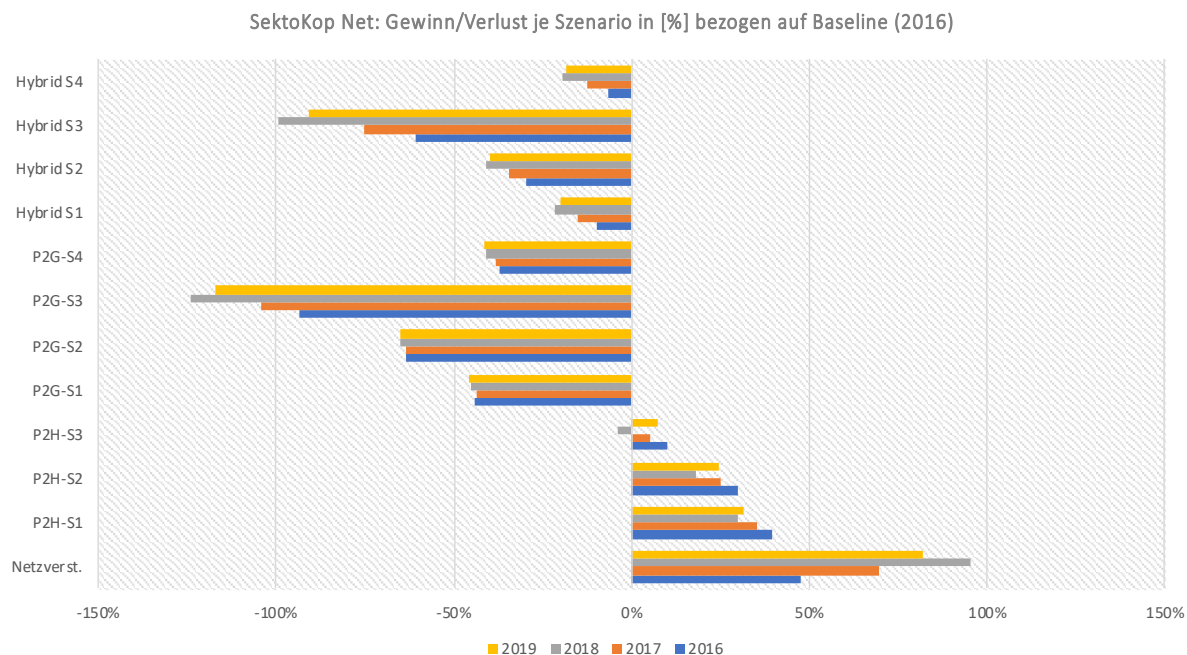


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

372.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

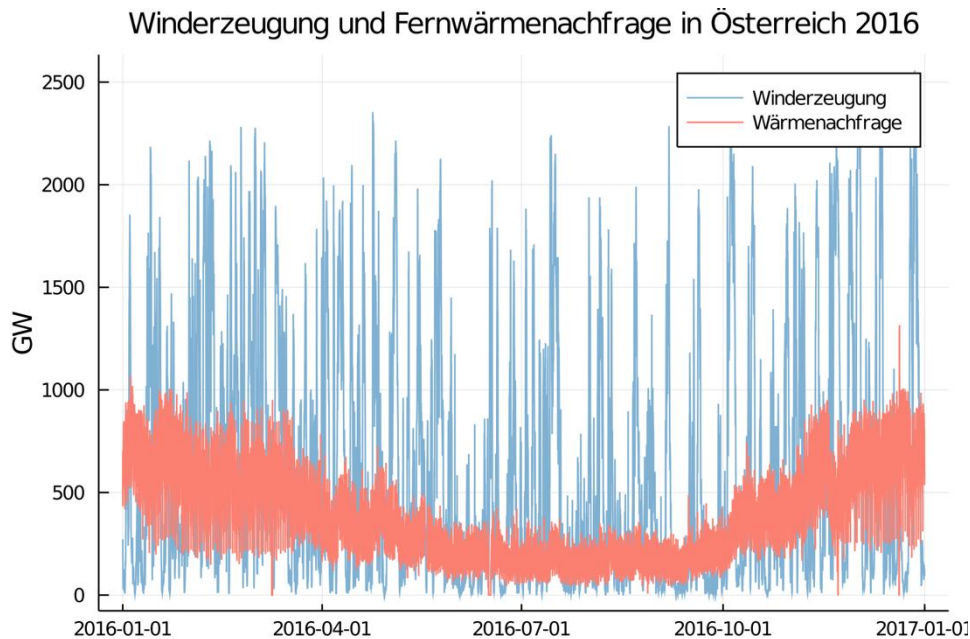


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

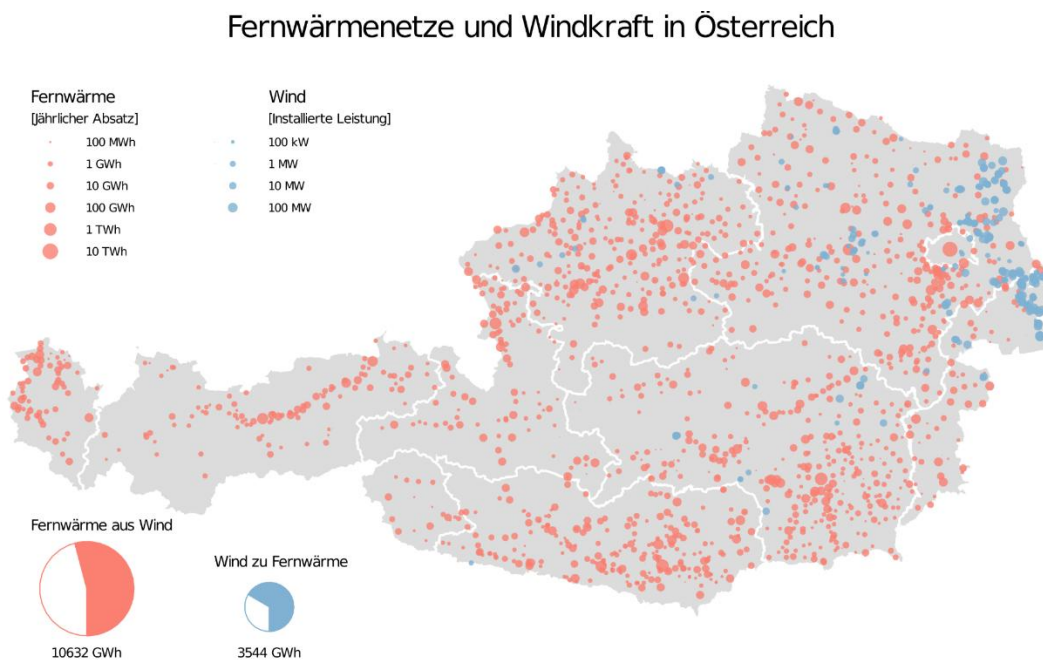


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

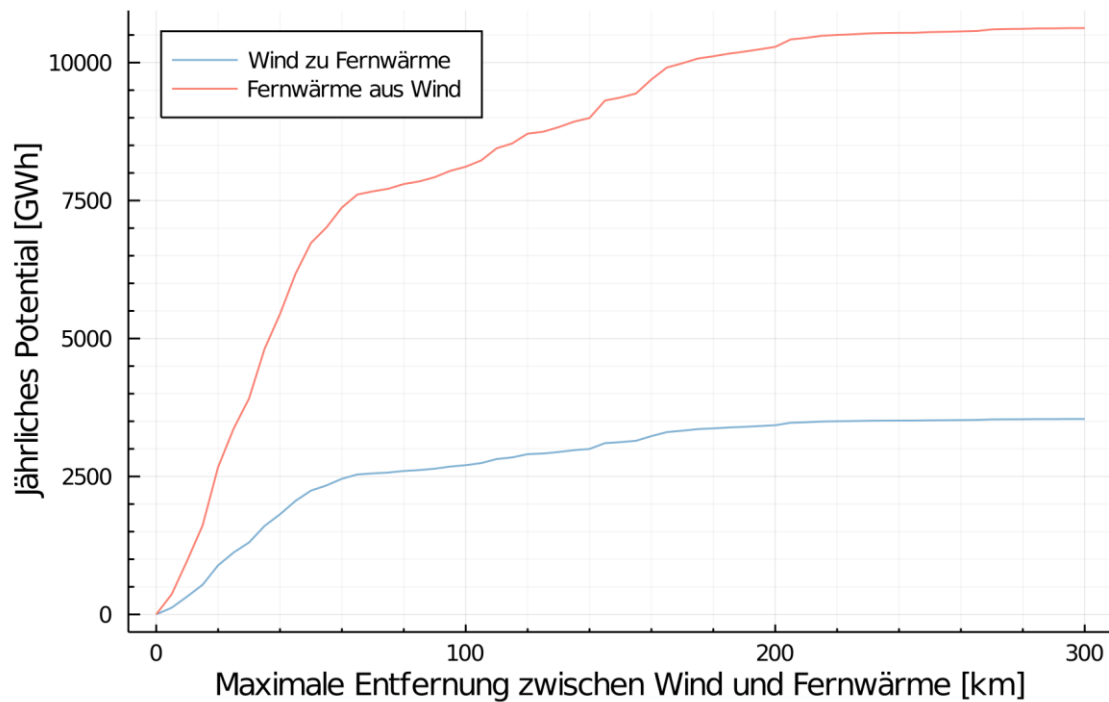


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

373. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

373.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

373.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

374. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

375. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

gibt einen Überblick darüber, wie hoch der Anteil der Gesamtproduktion unter gegebenen RES-Anteilen für die beiden Technologien in bestimmten Szenarien ist. Es besteht eine klare Korrelation zwischen dem Anteil an der Gesamtproduktion und dem Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix.

Wärmepumpe				Elektrolyseur			
RES Anteil	P2H S1	Hybrid S1	Hybrid S3	P2G S1	P2G S2	P2G S4	P2G S4
Unter 25%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.3%	0.2%	0.2%
Zwischen 25% und 50%	4.5%	4.5%	4.8%	2.9%	2.9%	3.2%	3.0%
Zwischen 50% und 75%	34.8%	35.3%	37.4%	33.6%	33.6%	32.2%	32.0%
Über 75%	60.4%	59.8%	57.4%	63.1%	63.1%	64.4%	64.8%

Tabelle 3: Betrieb von Wärmepumpe und Elektrolyseur unter verschiedenen RES-Anteilen

Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Es wurde eine Analyse durchgeführt, um die Auswirkung des Wasserstoffverkaufspreises auf die Nutzung von Wasserstoff zu bewerten. Die Analyse wurde in Bezug auf das Hybrid-Szenario 3 durchgeführt und die Ergebnisse sind in Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

375.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungzinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

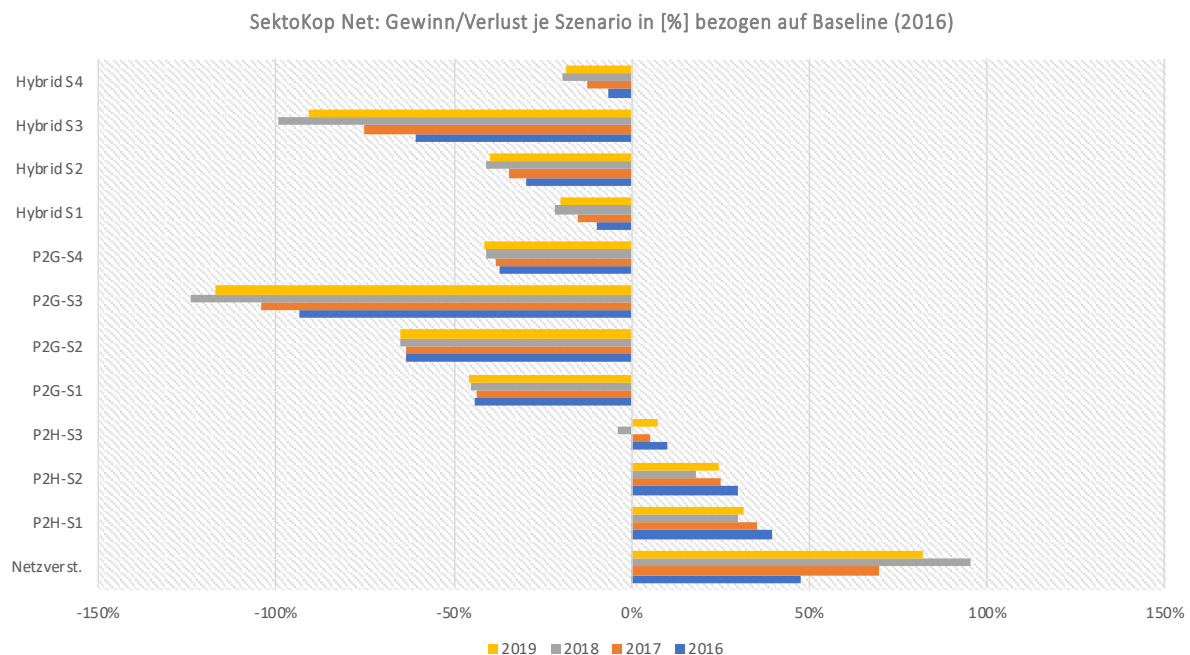


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

375.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

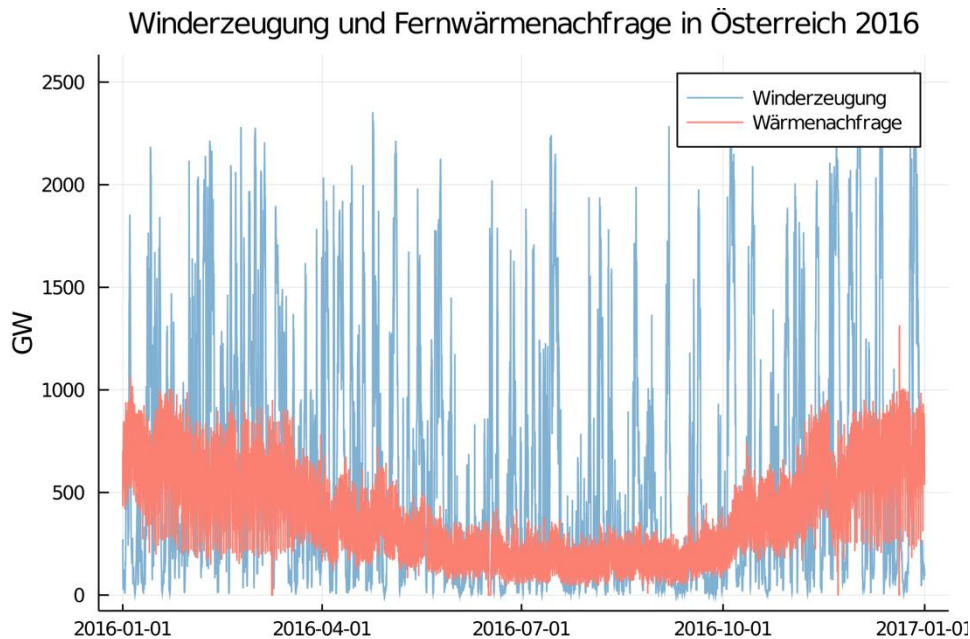


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

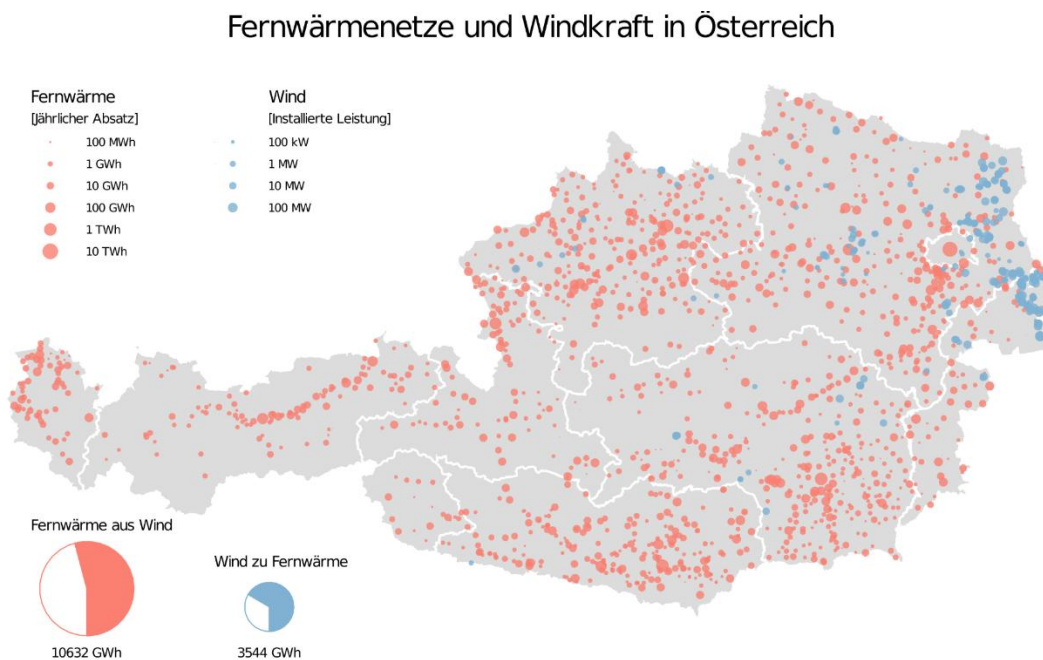


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

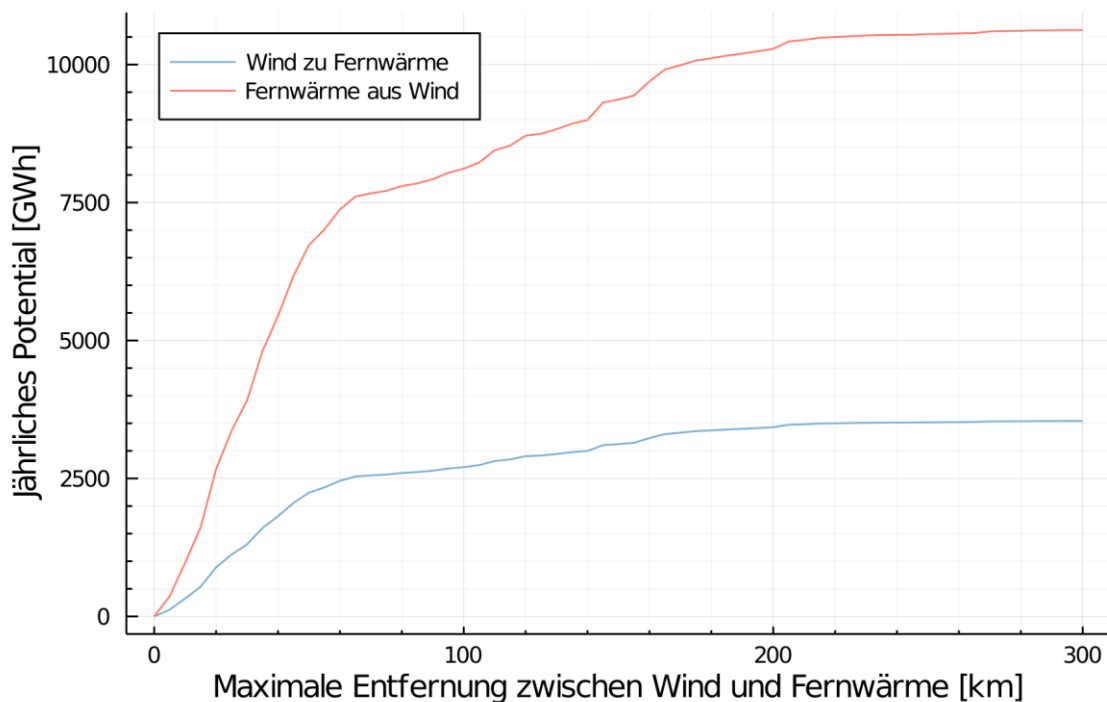


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

376. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

376.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

376.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

377. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

378. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

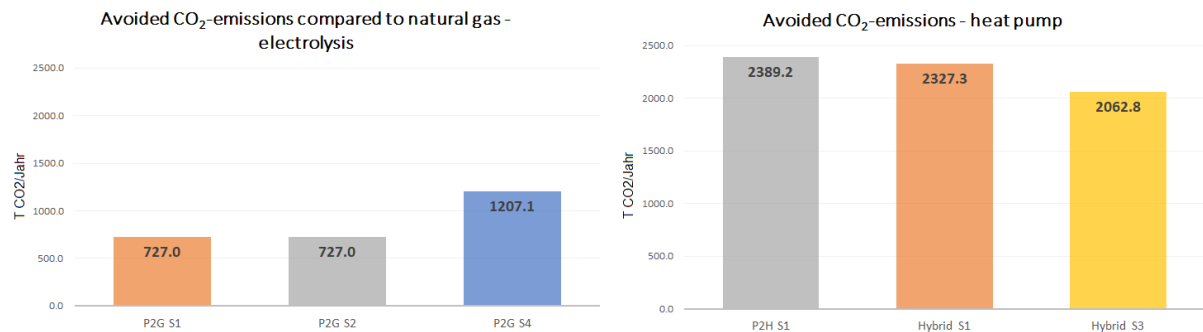


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

378.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

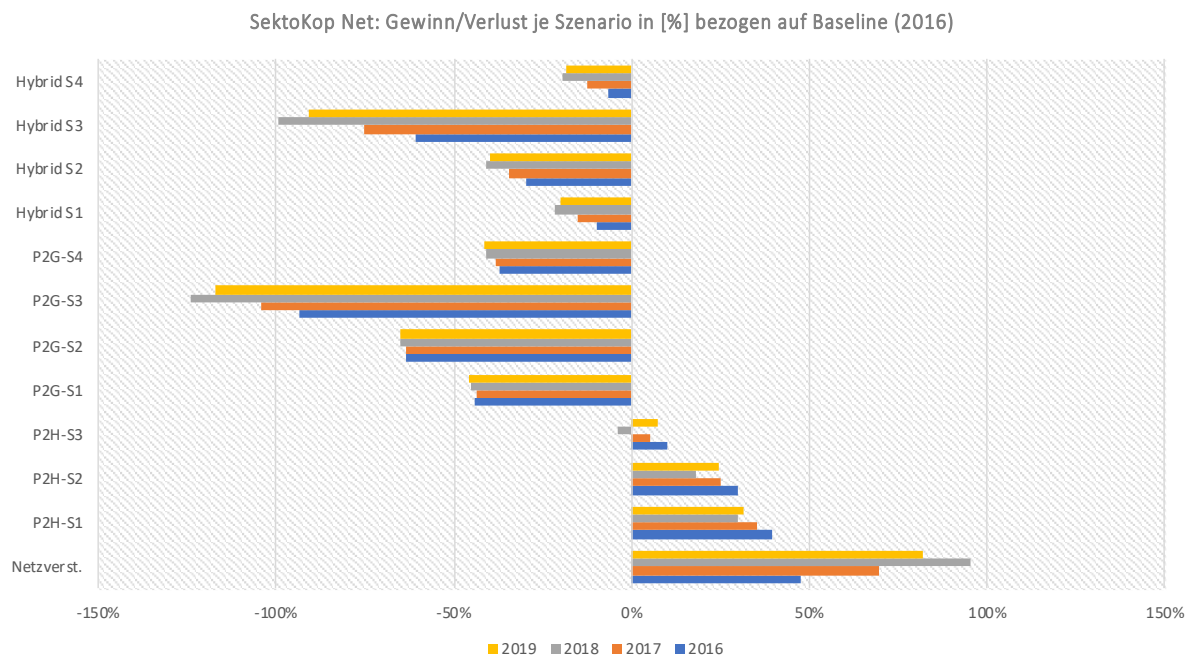


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

378.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

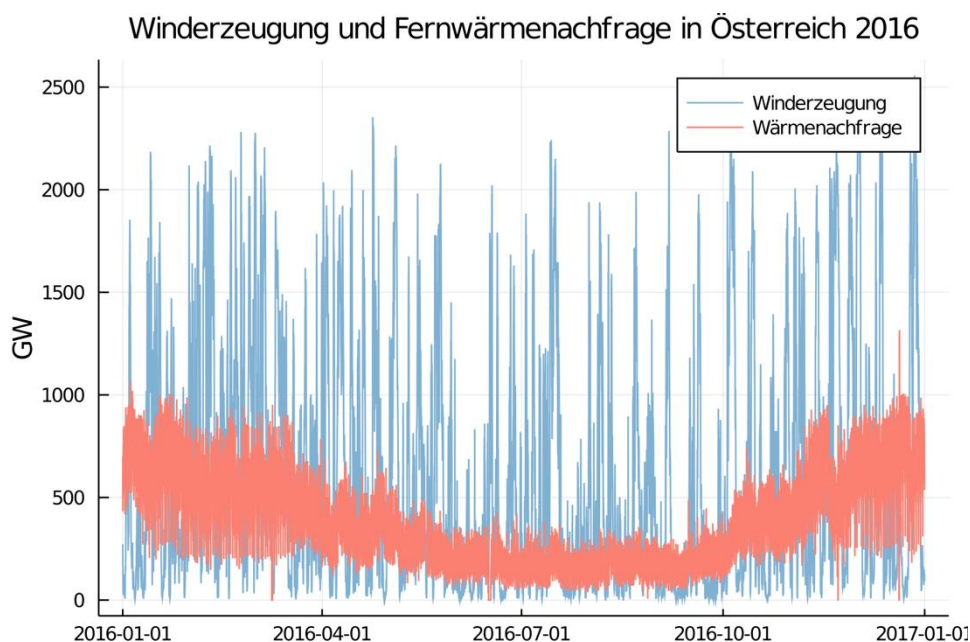


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

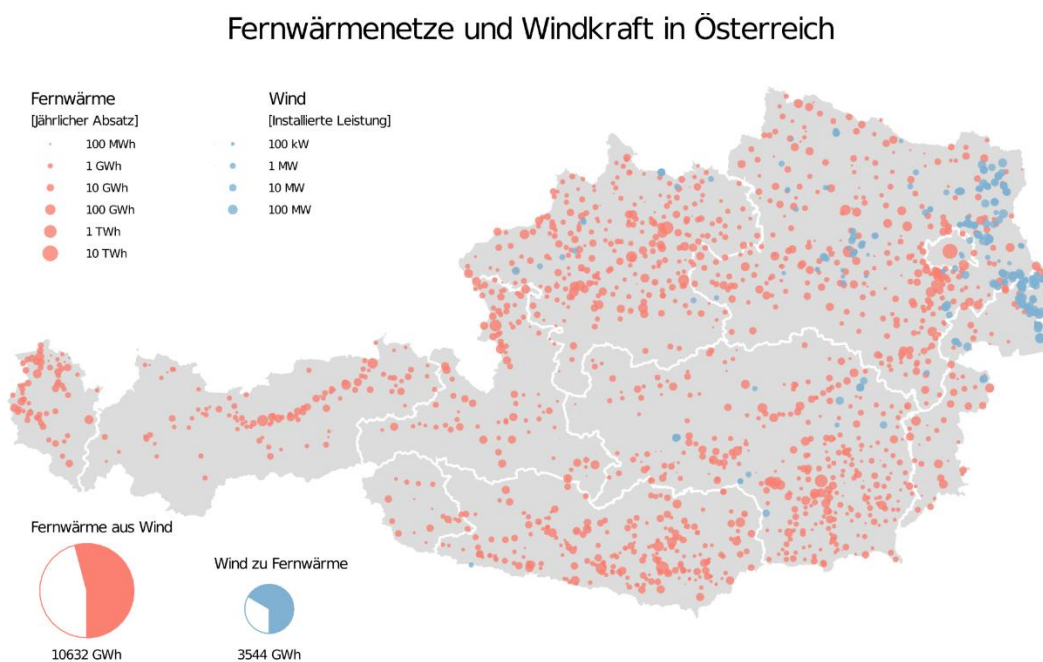


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

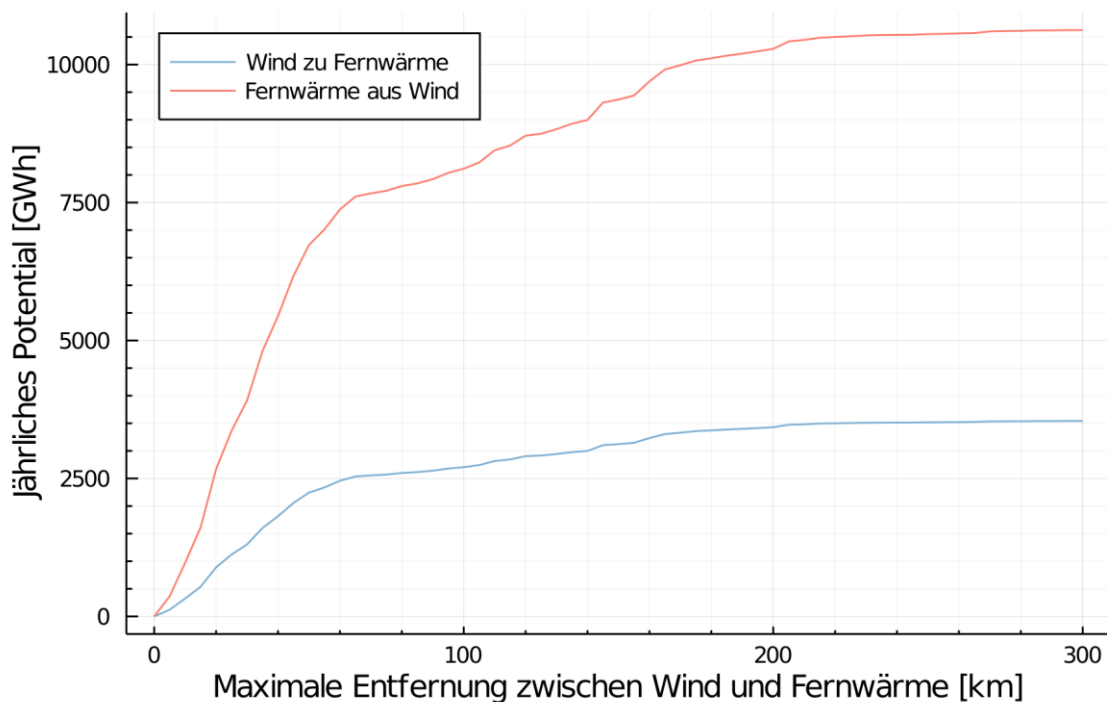


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

379. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

379.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

379.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

380. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

381. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

dargestellt. Die vertikale Linie stellt den Preis für Erdgas (zum Projektzeitpunkt) dar. Eine Senkung des Wasserstoffverkaufspreises unter den verwendeten Erdgaspreis führt dazu, dass kein Wasserstoff direkt aus dem Speicher verkauft wird¹. Der durch die Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird entweder zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet oder in die KWK-Anlage eingespeist, wo Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Anstieg des Verkaufspreises von Wasserstoff über den Erdgaspreis führt zu einer Erhöhung der Wasserstoffmenge, die aus der Elektrolyse in den Speicher gelangt. Folglich nimmt die Menge des direkt aus dem Speicher verkauften Wasserstoffs rasch zu. Die Menge des Wasserstoffs, die zur Deckung des lokalen Gasbedarfs aus dem Speicher verwendet oder aus dem Speicher in die KWK-Anlage geschickt wird, nimmt mit steigendem Wasserstoffverkaufspreis jedoch ab.

¹ Durch den um ca. 1/3 geringeren Brennwert von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas wäre der äquivalente Vergleichspreis sogar nur 1/3 vom Erdgaspreis.

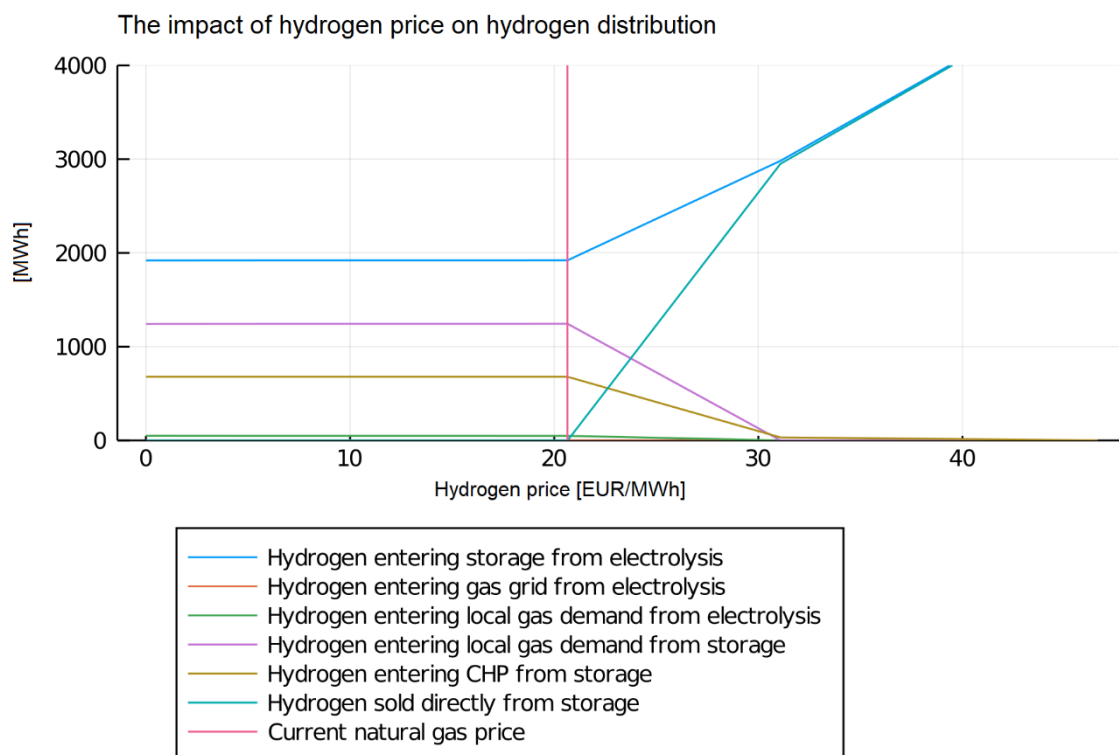


Abbildung 2: Sensitivitätsanalyse zu den Auswirkungen des Wasserstoffverkaufspreises auf die Wasserstoffverteilung im System

Vermiedene CO₂-Emissionen

Durch die Nutzung von Sektorkopplungskonzepten zur Erzeugung erneuerbarer Produkte, wie „Grüne Wärme“ oder „Grüner Wasserstoff“, können die CO₂-Emissionen, die bei der Deckung des Wärme- und Gasbedarfs entstehen, deutlich reduziert werden.

Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

381.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr

angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

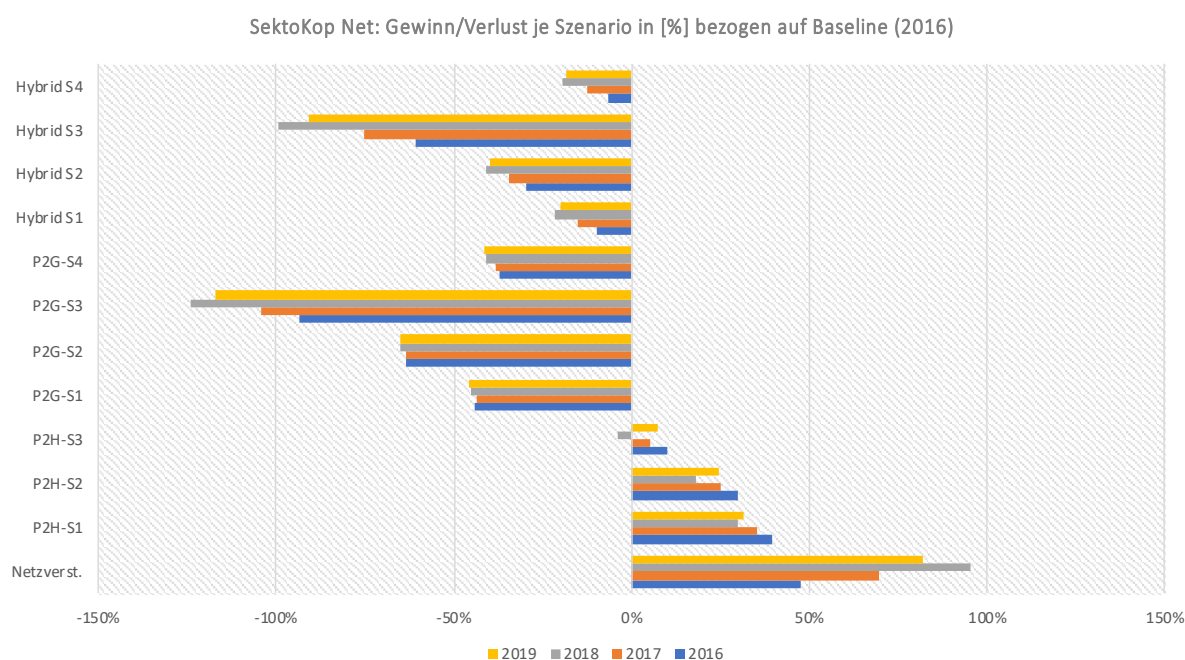


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

381.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich 2016

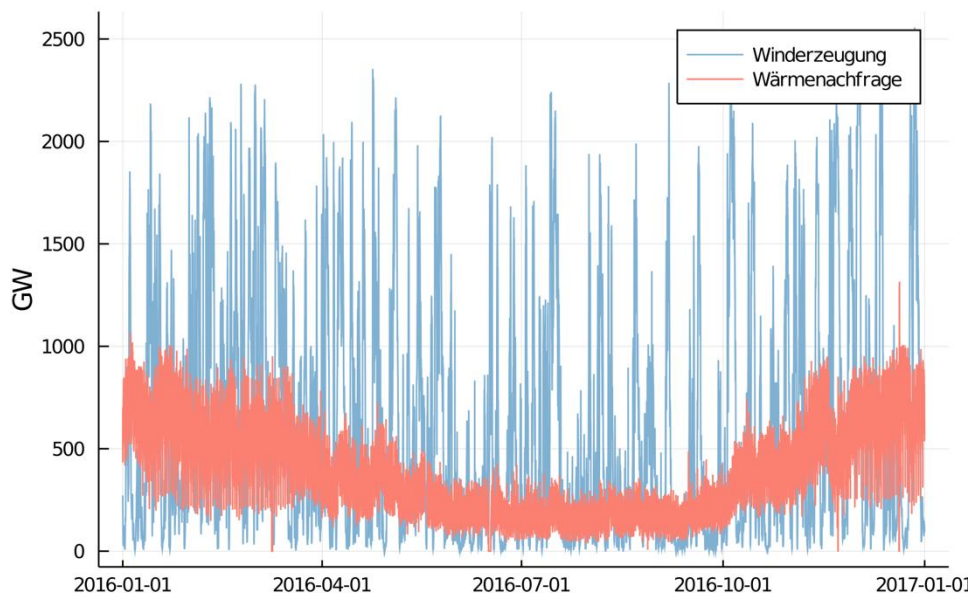


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

Fernwärmenetze und Windkraft in Österreich

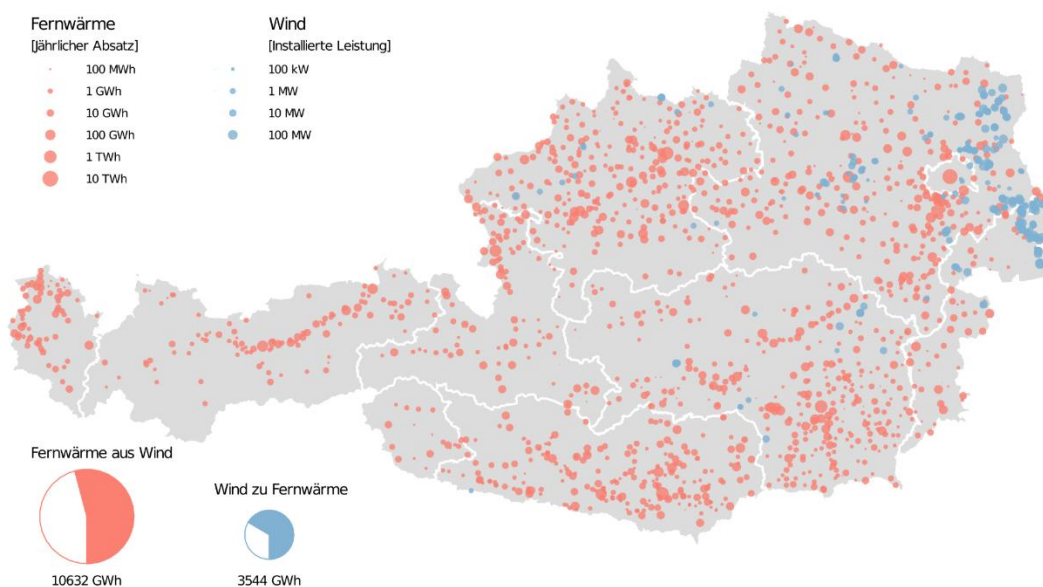


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal.

Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

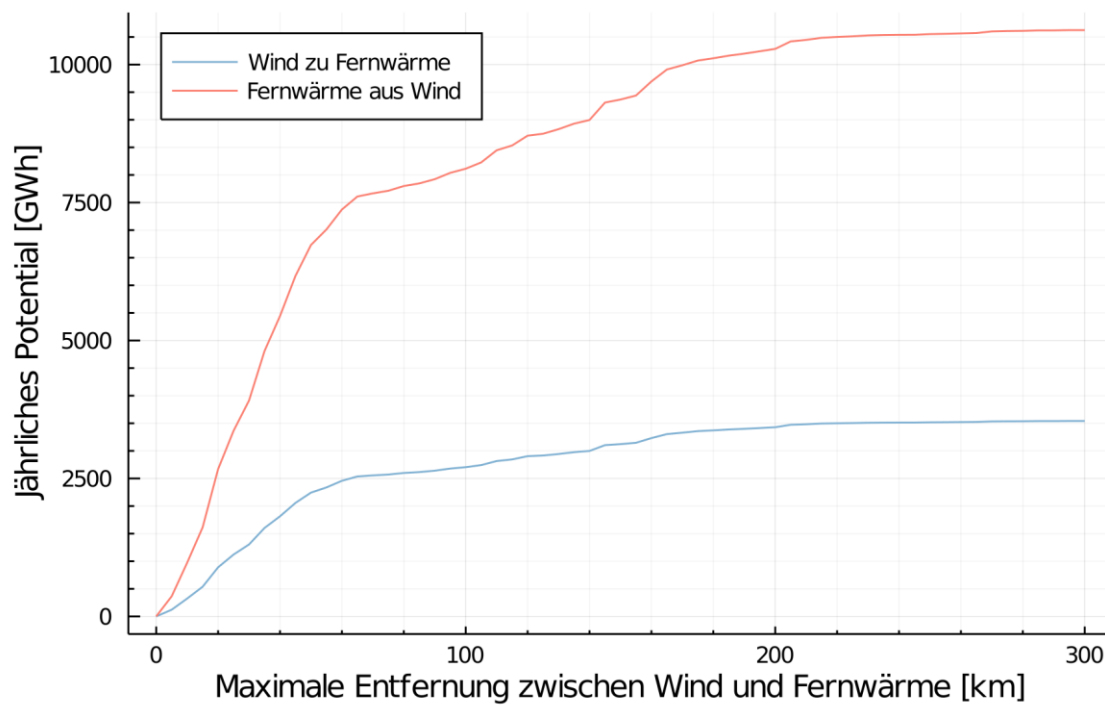


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmefachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

382. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

382.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig .
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern

382.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden .

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

383. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

384. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler

stellt die Menge der CO₂-Emissionen dar, die durch den Einsatz von Sektorkopplungstechnologien zur Deckung des lokalen Wärme- und Gasbedarfs im Vergleich zur Deckung des Wärme- und Gasbedarfs mit herkömmlichen Energiequellen vermieden werden. Zum Zwecke des Vergleichs wurde angenommen, dass „Grüne Wärme“ Wärme aus einem Gaskraftwerk und „Grüner Wasserstoff“ Erdgas ersetzt. Die insgesamt hohe Auslastung der Wärmepumpe in den untersuchten Szenarien führte zu einer signifikanten Vermeidung von CO₂-Emissionen. Auch die Nutzung der Elektrolyse zur Erzeugung von regenerativem Wasserstoff hat das Potenzial, je nach Nutzungsgrad erhebliche CO₂-Emissionseinsparungen zu erzielen.

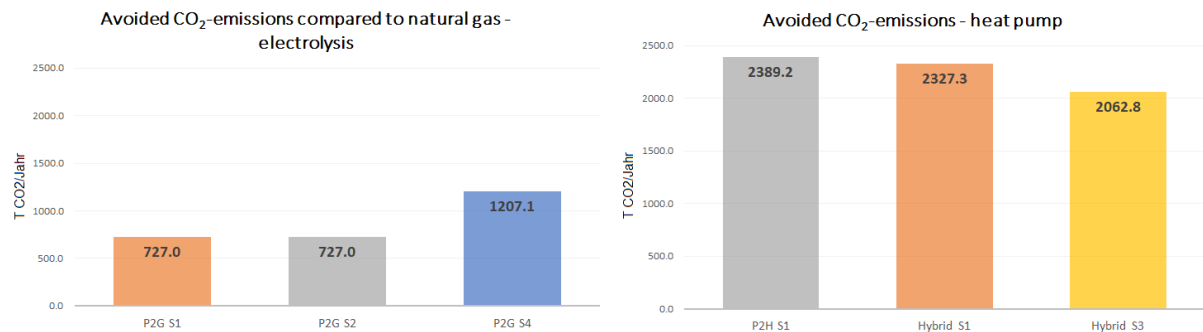


Abbildung 3: Vermiedene CO₂-Emissionen

384.1. Kosten-Nutzen-Analyse

Ergänzend zu den vorangegangenen Optimierungsmodellanalysen wurde auch eine Kosten—Nutzen-Analyse vorgenommen. Dazu wurden neben den operativen Kosten (engl. - Operational Expenditures – kurz: OPEX) nun auch die Investitionskosten der eingesetzten Komponenten je Szenario herangezogen und mit dem Referenzszenario (Baseline) verglichen.

Der Bewertungszinssatz wurde mit 4% festgelegt und eine Restnutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) des Windparks mit 15 Jahren veranschlagt. Zur Ableitung der im Modell berechneten jährlichen Cashflows wurde eine Erlössteigerungsrate von 1,5% pro Jahr angenommen, wobei diese mit einer Inflationsrate von durchschnittlich 2% pro Jahr diskontiert wurden. Das Referenzszenario bildet die Ausgangsbasis zur Bewertung der jährlichen Mehr- oder Mindererlöse, die in den untersuchten Szenarien erreicht werden können.

Werden alle analysierten Szenarien verglichen, ergeben sich die in Abbildung 4 dargestellten Gewinne bzw. Verluste im Vergleich zum Referenzszenario. In dieser Darstellung ist gut zu erkennen, dass in den Hybrid Szenarien die positiven P2H Gewinne die P2G Verluste teilweise kompensieren. Da dies betriebswirtschaftlich jedoch nicht sinnvoll erscheint, steht auch dies der Umsetzbarkeit eines netzgekoppelten Infrastrukturbetriebs entgegen.

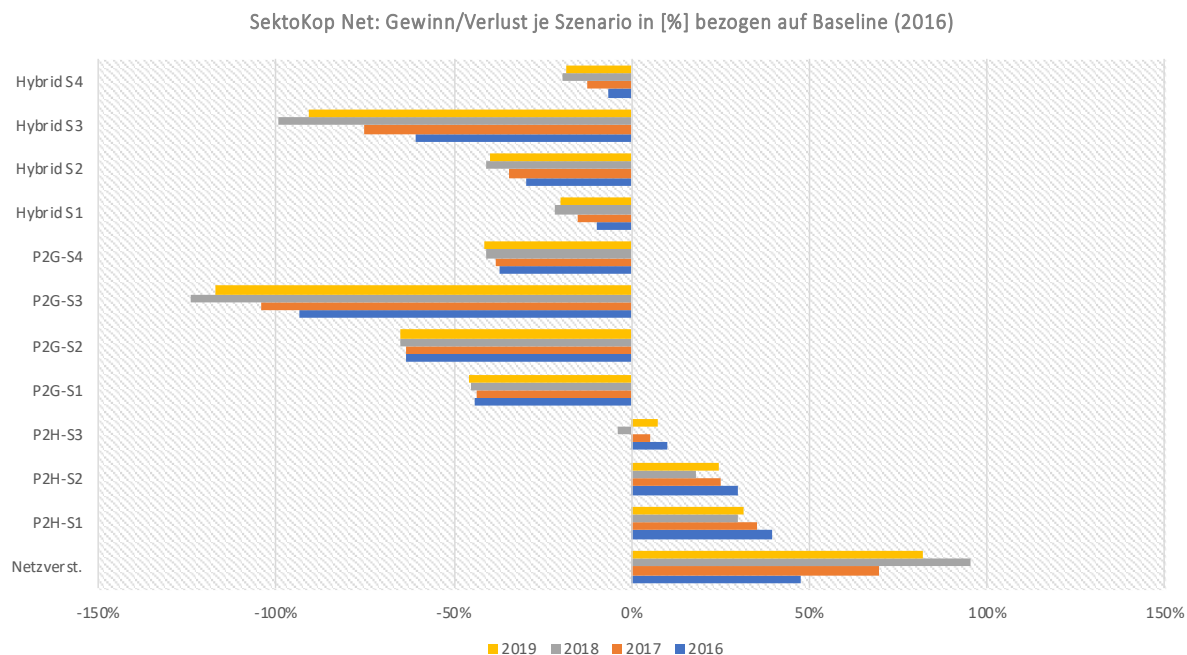


Abbildung 4 Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse

384.2. Potentialanalyse

Zur Erhebung des Potentials zur lokalen Sektorkopplung mittels Wärmepumpen in Österreich wurden neben der installierten Leistung an Windkraft und dem jährlichen Absatz von Fernwärmenetzen auch deren geographische Lage berücksichtigt. Zusätzlich wurde auch die Gleichzeitigkeit zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage berücksichtigt.

Abbildung 5 zeigt die Profile für die gesamte Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Österreich im Jahr 2016. Unter Vernachlässigung etwaig vorhandener Netzrestriktionen und der Annahme, dass Winderzeugung bevorzugt mittels Wärmepumpen zur Deckung der Fernwärmenachfrage verwendet wird, ergibt sich ein jährliches Potential von 3544 GWh (Windenergie). Dies entspricht 67 % der gesamten Winderzeugung. Dabei wurde vereinfacht eine durchschnittliche Wärmepumpenarbeitszahl von 3 angenommen. Damit ergeben sich umgekehrt 10632 GWh, oder 54 % der Wärmenachfrage, die mit Winderzeugung gedeckt werden könnten. Dieses Potential ist in Abbildung 6 dargestellt.

Energieforschungsprogramm - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

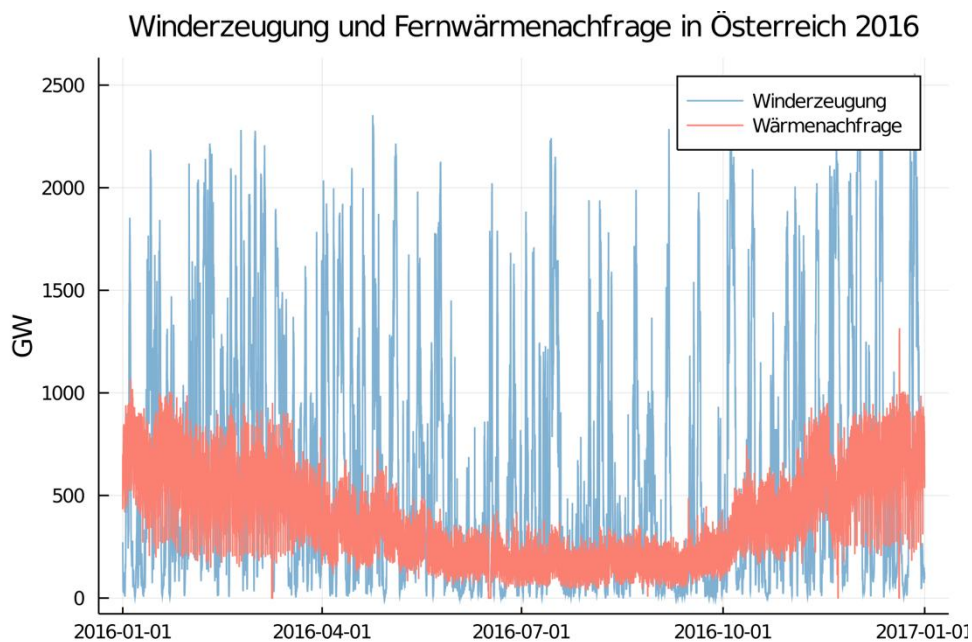


Abbildung 5 Erzeugungsprofil für Wind und Nachfrageprofil für Fernwärme in Österreich für das Jahr 2017

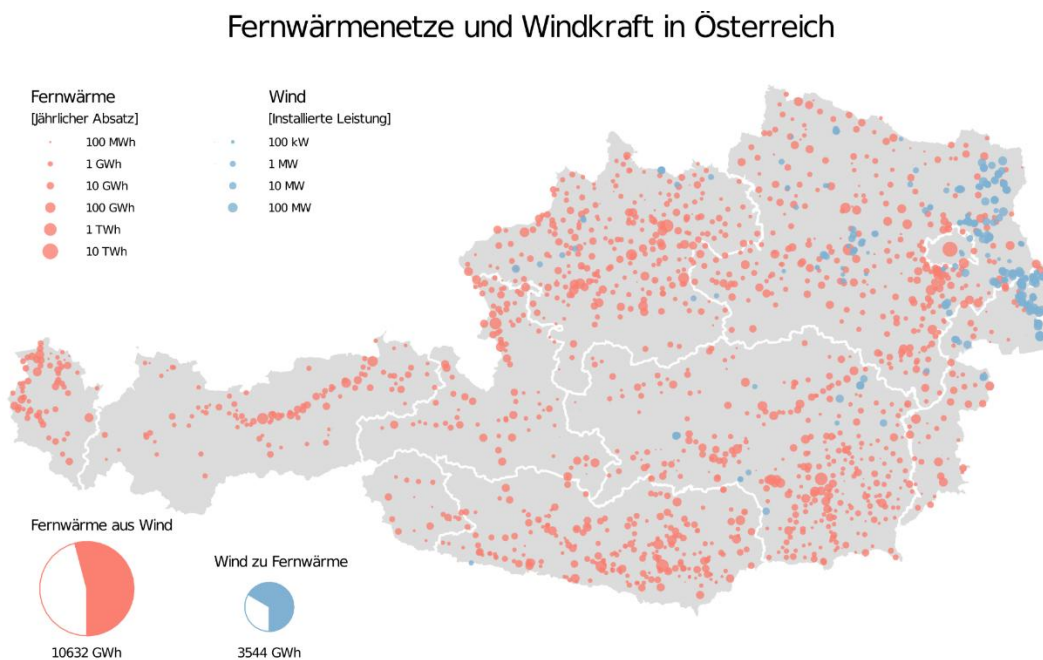


Abbildung 6 Jährlicher Absatz österreichischer Fernwärmenetze, installierte Leistung von Wind und Potential zur Sektorkopplung mittels Wärmepumpen

Nimmt man hingegen an, dass Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärme nur lokal stattfindet, so reduziert sich das Potential stark in Abhängigkeit der Definition von lokal. Beschränkt man die maximale Entfernung zwischen Windkraftanlage und Fernwärme zum Beispiel auf 10 km, ergibt sich ein Windpotential von 324 GWh (6 %) und ein

Fernwärmepotential von 972 GWh (5 %). In Abbildung 7 ist das Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Wind und Fernwärme für unterschiedliche maximale Entfernungen zwischen den beiden Technologien dargestellt.

Sektorkopplungspotential in Österreich

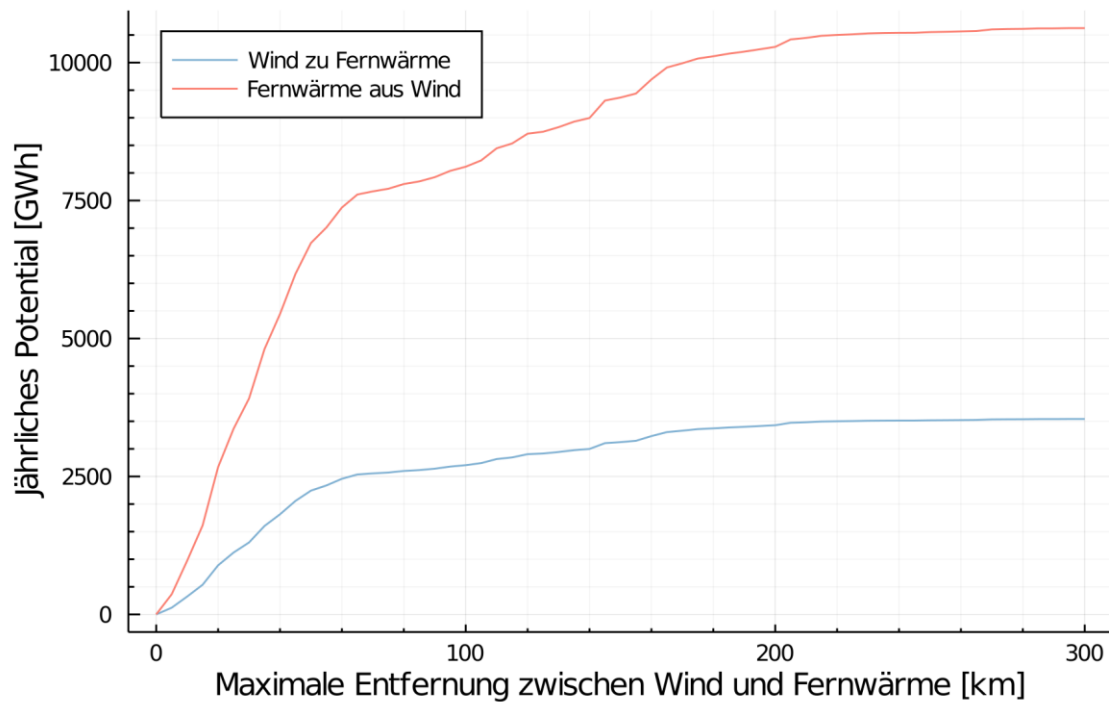


Abbildung 7 Potential zur lokalen Sektorkopplung zwischen Winderzeugung und Fernwärmenachfrage in Abhängigkeit der maximalen Entfernung

385. Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

385.1. Schlussfolgerungen der Analysen

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Auswirkungen der Sektorkopplung feststellen:

- Der Einsatz von wärmeerzeugenden Technologien hat das Potenzial, die Heizkosten zu senken.
- Eine Senkung der Gaskosten kann erreicht werden, wenn der produzierte Wasserstoff und das Methan zur Deckung des lokalen Gasbedarfs verwendet werden.
- Der Wasserstoffverkaufspreis muss bei der Bewertung von P2G- und Hybridszenarien als ein wesentlicher Einflussfaktor betrachtet werden, da ein hoher Wasserstoffpreis dazu führt, dass der gesamte produzierte Wasserstoff für direkte Wasserstoffanwendungen (z.B. Mobilität) genutzt wird.
- CO₂-Emissionen können durch die Umsetzung von Sektorkopplungskonzepten deutlich reduziert werden.
- Obwohl sich nicht auf Sektorkopplung basierende Szenarien (Netzausbauszenario) als rentabel erwiesen haben, ist anzumerken, dass Vorteile wie reduzierte Treibhausgasemissionen ohne die Umsetzung der Sektorkopplung verloren gehen.
- Der Einsatz von P2H Lösungen erscheint für einzelne Spezialfälle als betriebswirtschaftlich durchaus interessant.
- Für P2G Lösungen wären aktuell Kostenreduktionen zwischen 60 und 80% nötig.
- Eine allgemeine Anwendbarkeit der betrachteten P2H, P2G und Hybrid-Lösungen erscheint daher unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Preisniveaus als nicht gegeben.
- Als Folge ist auch ein gekoppelter Netzbetrieb der Infrastrukturen Strom, Wärme und Gas als nicht realisierbar anzusehen.

Basierend auf den durchgeführten Analysen konnten innerhalb der Projektlaufzeit folgende Punkte - kategorisiert in Stärken, Schwächen, Chancen und Barrieren – der Sektorkopplung identifiziert werden:

Stärken:

- Erhöht die Systemflexibilität und gewährleistet die Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der zukünftigen Energielandschaft.
- Reduziert unfreiwillige Abregelung.
- Generiert erneuerbare Produkte, die traditionelle Alternativen ersetzen/ergänzen können, wodurch die Abhängigkeit von Energieimporten verringert wird.

- Anreiz für fortgesetzte Investitionen in erneuerbare Technologien.

Schwächen:

- Mehrere Sektorkopplungstechnologien sind in Bezug auf Kosten und Leistung noch nicht wettbewerbsfähig [14].
- Verfügbarkeit der Infrastruktur.
- Abhängig von passenden geografischen Bedingungen.

Chancen:

- Für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen könnte in der Zukunft Flexibilität bereitgestellt werden.
- Langfristig ist bei der derzeitigen Gestaltung des Strommarktes mit einer Zunahme der Preisvolatilität und höheren Preisspannen auf dem Strommarkt zu rechnen.
- Die Kopplung der Energiesektoren ist eine mögliche Lösung, um Marktsegmente für neue Energiedienstleistungen und -produkte zu erschließen.

Barrieren:

- Es gibt aktuell keine parallelen/abgestimmten Fahrpläne zwischen Gas/Wärme- und Strommarktteilnehmern.
- IT-Steuerungssysteme der Sektoren sind aktuell unabhängig voneinander, z.B. Ausgleichsenergie wird aus beiden Sektoren unabhängig voneinander beansprucht.
- Instabilität in der Klima- und Energiepolitik der EU und das Fehlen einer angemessenen Kohlenstoffpreisgestaltung behindern Sektorenkopplungsansätze in großem Maßstab [14]
- Die Ermöglichung der Sektorkopplung wird überprüfte Betriebsstandards für die unterschiedlichen Energieinfrastrukturen erfordern [14]

385.2. Ausblick und Empfehlungen

Die Analyse des Rechtsrahmens für die Sektorkopplung zeigt, dass das Konzept als wichtiger Teil der Lösung zur Erreichung der Klimaziele des Pariser Übereinkommens angesehen wird. Es sollten jedoch weitere Analysen durchgeführt werden, um den Sinn der derzeit gültigen Regelungen im Hinblick auf die Erfüllung nationaler und internationaler energiepolitischer Ziele zu ermitteln und darüber hinaus die Einhaltung ökologischer Anforderungen sicherzustellen.

Darüber hinaus wäre zu erwarten, dass die Erleichterung einer koordinierten Infrastrukturplanung und Stilllegung dazu beitragen würde, gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Technologien zu schaffen, die Risiken einer entkoppelten und unkoordinierten

Infrastrukturplanung sowie die Risiken im Zusammenhang mit der Interoperabilität über Märkte und Grenzen hinweg zu vermeiden [15].

Um die Flexibilität der Umsetzung der Sektorkopplung unter unterschiedlichen Umweltbedingungen und nationalen Vorschriften weiter zu bewerten und technologisches Lernen zu ermöglichen, könnten zusätzliche Analysen an unterschiedlichen geographischen Standorten unter Verwendung unterschiedlicher Kombinationen von Technologien durchgeführt werden.

386. Literaturverzeichnis

- [1] C. Wulf, J. Linssen und P. Zapp, „Power-to-Gas—Concepts, Demonstration, and Prospects,“ in *Hydrogen Supply Chains*, Academic Press, 2018, pp. 309-345.
- [2] Europäische Kommission, „Übereinkommen von Paris,“ Europäische Kommission, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de. [Zugriff am 2020].
- [3] EXAA, „Organisierter Marktplatz,“ Energy Exchange Austria, [Online]. Available: <https://www.exaa.at/de/spotmarkt-strom/marktplatz>. [Zugriff am 2020].
- [4] Next, „Was bedeutet Day-Ahead-Handel?,“ Next Kraftwerke GmbH, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>. [Zugriff am 2020].
- [5] EpexSpot, „European Market Coupling,“ EpexSpot, [Online]. Available: <https://www.epexspot.com/en/marketcoupling>. [Zugriff am 2020].
- [6] Next, „Was ist ein Bilanzkreis?,“ Next, [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>. [Zugriff am 2020].
- [7] Mission Innovation, „Update on clean energy innovation policies and strategies,“ Mission Innovation, [Online]. Available: <http://mission-innovation.net/our-members/austria/highlights-in-2018/>. [Zugriff am 2020].
- [8] #mission 2030, „Die österreichische Klima- und Energiestrategie,“ BMNT und BMVIT, Wien, 2018.
- [9] Österreichs Energie, „Integrierte Klima- und Energiestrategie #mission2010: Anmerkungen von Österreichs Energie,“ Wien, 2018.
- [10] Österreichs Energie, *StromLinie*, 1/2018.
- [11] E-Control, „UNSERE ENERGIE SCHAFFT VORSPRUNG,“ E-Control, 2018.
- [12] E-Control, „1. Energie Round Table 2019 Die Rolle von Gas im zukünftigen Energieträgermix,“ E-Control, 2019.
- [13] CEER, „Study on the Future Role of Gas from an Regulatory Perspective,“ DNV GL, Bonn, 2018.
- [14] L. V. Nuffel, J. G. Dedecca, T. Smit und K. Rademaekers, „Sector coupling: how can it be enhanced in the EU to foster grid stability and decarbonise?,“ European Parliament, Brussels, 2018.
- [15] C. Riechmann, D. Bothe, C. Galano, V. Balachandar, T. Steinfort, B. Kampman, R. v. d. Veen, T. Scholten, A. v. Grinsven, Å. Jenssen und A. Mekki, „Potentials of sector coupling for decarbonisation - Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU - Final report,“ European Commission, Brussels, 2019.

387. Kontaktdaten

- (A) ProjektleiterIn: Georg Lettner, Frida Revheim, Daniel Schwabeneder
Technische Universität Wien – Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe –
Energy Economics Group (TUW-EEG)
Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien
Tel.: +43-(0)1-58801-370303
Fax: +43-(0)1-58801-370397
lettner@eeg.tuwien.ac.at,
revheim@eeg.tuwien.ac.at,
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at
- (P1) MOOSMOAR Energies OG: Wolfgang Prügler
- (P2) Energie Burgenland AG: Teresa Handler