

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

31/10/2024

Projekttitle: LEOPOLD

Projektnummer: 881122

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Ausschreibung	6. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/03/2021
Projektende	31/07/2024
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	40 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Fraunhofer Austria Research GmbH (Konsortialführung)
AnsprechpartnerIn	Dr. techn. Thomas Sobottka
Postadresse	Theresianumgasse 7, 1040 Wien
Telefon	+4367688861626
E-mail	thomas.sobottka@fraunhofer.at
Website	https://www.fraunhofer.at/ https://www.tuwien.at/mwbw/iet/e302-03-forschungsbereich-industrielle-energiesysteme/forschungsprojekte/leopold

LEOPOLD

industrial**L** Energy **OPT**imizati**On** and **fL**exibility through **D**igitalization

AutorInnen:

Thomas Sobottka, Johannes Breitschopf, Felix Kamhuber, Julian Perwitz,
René Hofmann, Gabriela Zabik, Felix Birkelbach

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Einleitung	6
3	Projektergebnisse	7
4	Ausblick und Empfehlungen.....	46
5	Publikationen im Projektrahmen.....	48
6	Kontaktdaten.....	49

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

2 Einleitung

Überblick:

Im Forschungsvorhaben LEOPOLD wurde eine digitale Methode zur Flexibilisierung von Energiesystemen durch optimierte Planung und Steuerung industrieller Gesamtsysteme, auf Basis einer flexiblen und effizienten Modellierung und Optimierung, entwickelt.

Der gesellschaftlich erkannten Notwendigkeit, Industrie nachhaltiger und energieeffizienter zu betreiben, steht das Fehlen leistungsfähiger, anwendungsbereiter, digitaler Werkzeuge für die optimierte Gestaltung und Planung von komplexen Energie- und Produktionssystemen für die Industrie gegenüber. Obwohl die grundsätzliche Möglichkeit und das Nutzenpotential einer Synchronisation des industriellen Energiebedarfes mit dem (vermehrt, durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energiequellen im Versorgungsmix) fluktuierenden Energieangebot erkannt wird, fehlen auch hierfür digitale Werkzeuge, aber auch Konzepte für die flexible Energieversorgung für industrielle Verbraucher. Damit bleibt ökologisches und ökonomisches Optimierungspotential in einem Hochtechnologieumfeld ungenutzt.

LEOPOLD adressiert diese Potentialfelder: Komplexe Energiesysteme in Industriebetrieben werden mit einer digitalen Methode optimiert gestaltet (Struktur von Produktionssystem und verbundenem Energiesystem) und gesteuert (Ablauf des Produktionsprozesses und der Steuerung der Anlagen im Energiesystem), sowie mit dem Ablauf des Industriellen Kernprozesses (Produktion) bestmöglich abgestimmt und dabei auch mit dem fluktuierenden Energieangebot der Energieversorgung synchronisiert. Die zu entwickelnde Methode bietet daher die Möglichkeit, die Industriesysteme bedarfsgerecht in variierendem energetischen Detail zu Modellieren und Optimieren: Für das Gesamtsystem wird eine vorwiegend diskrete Simulation genutzt, für energetisch relevante Bestandteile der Fabrik wird physikalisches Energieverbrauchs-Verhalten in einer hybriden diskret-kontinuierlichen Simulation abgebildet und für komplexe Energiesysteme und seine Elemente (z.B. Speicher/regelbare Einheiten) wird mathematisch sowie datenbasiert (Machine Learning/AI Methodeneinsatz auf Komponentenebene) modelliert und gradientenbasiert lokal optimiert. Die lokale Energiesystemoptimierung wird mit der globalen Gesamtsystemoptimierung abgestimmt, die metaheuristikbasiert ist und die Simulation des Gesamtsystems als Bewertungsfunktion nutzt; eine hybride Optimierung entsteht. Der Ansatz wurde in eine integrierte digitale Methode entwickelt, die eine Perspektive für die Praxisverwendung schafft. Gleichzeitig wurde, unter Einbeziehung von Energieversorgern ein Konzept für die flexible Abstimmung von Energieversorgern und industriellen Energieverbrauchern für die optimierte synchronisierte Energiebeschaffung entwickelt und in die digitale Methode integriert.

LEOPOLD zielt auf eine Energieeffizienzsteigerung und CO₂-Emissions-Reduktion im Gesamtprozess als auch auf Ebene der Komponenten komplexer Energiesysteme ab. Gleichzeitig wird durch die Synchronisation von Energiebedarf und -angebot ein Kostenvorteil für die Unternehmen erschlossen, sowie ein Effizienzvorteil – und damit ökologischer Nutzen – für das gesamte System aus Energieerzeugung und industriellen Energieverbrauchern erschlossen.

Das Projekt und seine Methodenentwicklung wurde von einem umfangreichen industriellen Use-Case, mit zwei energieintensiven Unternehmen im Bereich Stahlprodukte in einer Wertschöpfungskette, begleitet, der vom Konzept über die Methodenentwicklung bis zur Implementierung die Praxisrelevanz des Ansatzes sicherstellt und das Nutzenpotential quantitativ in einem Demonstrator abschätzt. Durch die Integration eines Energieversorgers ist zudem die direkte Anwendungsperspektive des Konzeptes der flexiblen und synchronisierten Energiebeschaffung bzw. Abstimmung zwischen Energie-Versorger und -verbraucher gesichert.

3 Projektergebnisse

Im Folgenden werden die Projektergebnisse in Form von Ausschnitten aus wesentlichen Deliverable des Projektes gegeben, die entlang der Arbeitspaketstruktur angeordnet sind. Für in sich geschlossene und auf Innovationsgehalt fokussierte Ergebnisdarstellungen des Projektes möchten die Autoren zudem auf die im Projektrahmen verfassten Publikationen verweisen, die im Folgenden Abschnitt 4 dieses Berichtes aufgleistet bzw. referenziert sind.

Anforderungsanalyse

Im Zuge der Anforderungsanalyse wurde der zweiteilige Use Case spezifiziert und dokumentiert. Ziel war es hier, alle Komponenten der Produktionskette zu identifizieren und zu analysieren. Ferner wurden anhand von groben Energiedaten die Hauptenergieverbraucher erfasst. Daraus lassen sich die Optimierungspotentiale in Bezug auf die Ablaufoptimierung als auch auf das Energiesystem ableiten. Nachfolgend werden die zwei Use Cases beschrieben.

Use Case Stahlverarbeitung

Durch mehrere Arbeitsmeetings mit dem Industriepartner konnten die wesentlichen Produktionsabläufe sowie Komponenten identifiziert werden. Abbildung 1 zeigt die möglichen Prozessabläufe. Das Warmwalzen, die Wärmebehandlungen sowie die mechanische Bearbeitung stellen die wichtigsten Produktionsblöcke dar.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

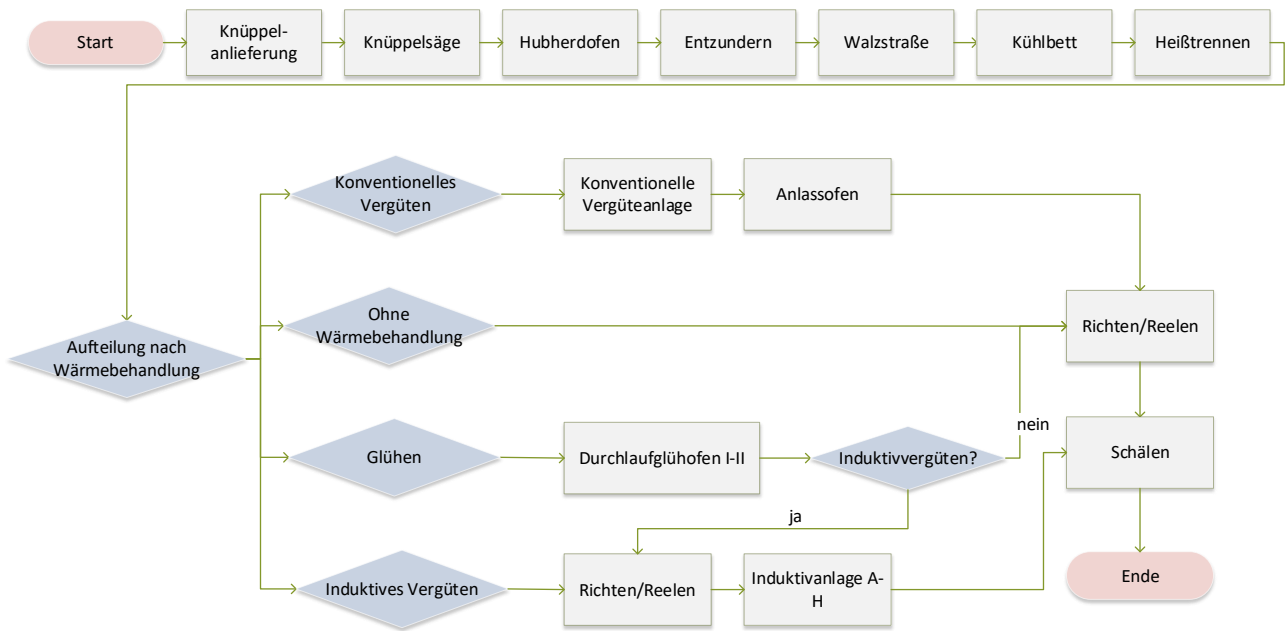


Abbildung 1: Vereinfachtes Fließbild der relevanten Prozesse und Wärmebehandlungsverfahren

Energiesystem

Um ein Gesamtbild über die Energieverteilung des Prozesses zu bekommen, wurden im ersten Schritt die Energieträger sowie spezifische Energieverbräuche der einzelnen Anlagen betrachtet. Die Daten wurden von dem Industriepartner zur Verfügung gestellt.

Der Endenergiebedarf des untersuchten Use Case wird durch Gas und Strom gedeckt. Die Erfassung der Energieverbräuche der einzelnen Verbrauchergruppen soll zur Identifikation der Stellschrauben für das zu entwickelnde Planungstool dienen. Anhand der verbraucherspezifischen Energiebedarfe wird entschieden, welche Anlagen modelliert und simuliert werden. Ziel ist es die wesentlichen Verbrauchergruppen so genau wie nötig und so grob wie möglich abzubilden. Unwesentliche Verbrauchergruppen werden auftragsunabhängig zusammengefasst werden.

Im nächsten Schritt war es wichtig ein tieferes Verständnis für den Prozess und die einzelnen Anlagen aufzubauen, um mögliche Potentiale in Bezug auf die Energie- sowie die Produktionsoptimierung zu erfassen. In vielen Arbeitsmeetings mit dem Industriepartner konnte ein detailliertes Wissen vom Prozess erarbeitet werden.

Im Hinblick auf eine nachfolgende Energieoptimierung wurde der Prozess auf Flexibilitäten wie Energiespeicher, Fernwärmeeinspeisung, Kraft-Wärme-Kopplung oder Abwärmenutzung untersucht. Es wurden Analysen zur Nutzung der Abwärmeenergie durchgeführt. Durch die Öfen ergeben sich signifikante Abwärmeströme durch das Abgas. Möglichkeiten zur Verstromung von Abwärmeenergie bei konkret anfallenden Abwärmeleistungen sowie Temperaturniveau bieten beispielsweise ORC-Prozesse oder Dampfturbinen. Die Erweiterung des Energiesystems des Use Cases ist notwendig, um das Energiesystem zu flexibilisieren.

Produktionssystem

Die Anforderungsanalyse und Potentialabschätzung in Bezug auf das Produktionssystem und die Verplanung der Produktionsressourcen richtete sich nach dem Materialfluss und wurde grob in 4 Bereiche gegliedert:

- Walzung/Huberherdofen
- Konventionelle Wärmebehandlung/Glügen
- Induktive Wärmebehandlung
- Mechanische Bearbeitung/Schälen

Gemeinsam mit der Planungsabteilung und den Verantwortlichen vor Ort wurde die derzeitige Planungsmethode in den jeweiligen Bereichen von der Grobplanung bis hin zur anlagenspezifischen Feinplanung analysiert. Neben der Planungslogik wurde dabei auch ein Hauptaugenmerk auf verwendete Systeme (z.B. SAP add on IT nova), erforderliche und verfügbare Datengrundlagen und die Auswirkung der Produktionsplanung auf Energieverbrauch und -effizienz gelegt. Es stellte sich heraus, dass im Bereich der Grobplanung sowie im Bereich der Walzlistenerstellung aufgrund der bereits SAP-toolgestützten Planung sowie bestehender technischer Restriktionen bei der Walzung das Optimierungspotential trotz des vorherrschenden hohen Energieverbrauchs in diesem Bereich gering ausfällt. Von der Entwicklung alternativer Planungsansätze wurde im Bereich der Grobplanung sowie der Walzung/Hubherdofen deshalb vorerst abgesehen. Ein anderes Bild ergab sich auf der Ebene der Feinplanung insbesondere an den Durchlaufglühöfen sowie Induktivanlagen im Bereich der Wärmebehandlung. Die Entscheidungsfindung zur Belegung sowie zur Rüstung und Umsteuerung der Anlagen erfolgt erfahrungsbasiert und obliegt dem jeweiligen Vorarbeiter. Eine toolgestützte und Algorithmen basierte Planung ist somit nicht vorhanden und wurde als möglicher Verbesserungsansatz identifiziert. Darüber hinaus konnte durch mögliche Rüst- und Umsteuerverluste ein starker Zusammenhang zwischen der Qualität der Feinplanung einer Anlage und dem sich ergebenden Energieverbrauch festgestellt werden.

Planungsmethode

Modellierung des Energieverbrauches

Im Zuge der Modellierung wurden datengetriebene, lineare Modelle erstellt, die den Energieverbrauch der einzelnen Anlagen abbilden sollen. Zweck der datengetriebenen Modellierung war einerseits die Erstellung passender Modelle für die nachfolgende Optimierung. Andererseits konnte man sich einen Überblick über die Datenlage verschaffen und bewerten, wo die Datenlage nicht ausreichend war. In

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

diesen Fällen sind entweder zusätzliche Messungen an den Anlagen oder die Erstellung von Grey-Box- oder White-Box-Modellen notwendig sein.

Als Hauptverbraucher wurden sechs Anlagen beziehungsweise Bereiche identifiziert, die im Mittel zusammen 89,4 % des gesamten Energieverbrauches verursachen. Für diese Anlagen und Bereiche wurden datengetriebene lineare Modelle erstellt, die den Energieverbrauch der einzelnen Anlagen abbilden sollen.

Für die Validierung der erstellten Modelle wurden die Ergebnisse mit den vorhandenen Daten als Eingangsgröße berechnet. Größen für die Eingangsgrößen sind Massenströme, Temperaturen sowie Zeitspannen. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Ergebnisse mit den realen Daten für den Energiebedarf im Anwendungsunternehmen. Für die gasbetriebenen Anlagen wurde das Volumen des Erdgases weiters mit dem Heizwert $H_i = 10,02 \text{ MWh/Nm}^3$ multipliziert, um so auf die Einheit MWh zu kommen:

$$E_{gas} = V_{Br} H_i$$

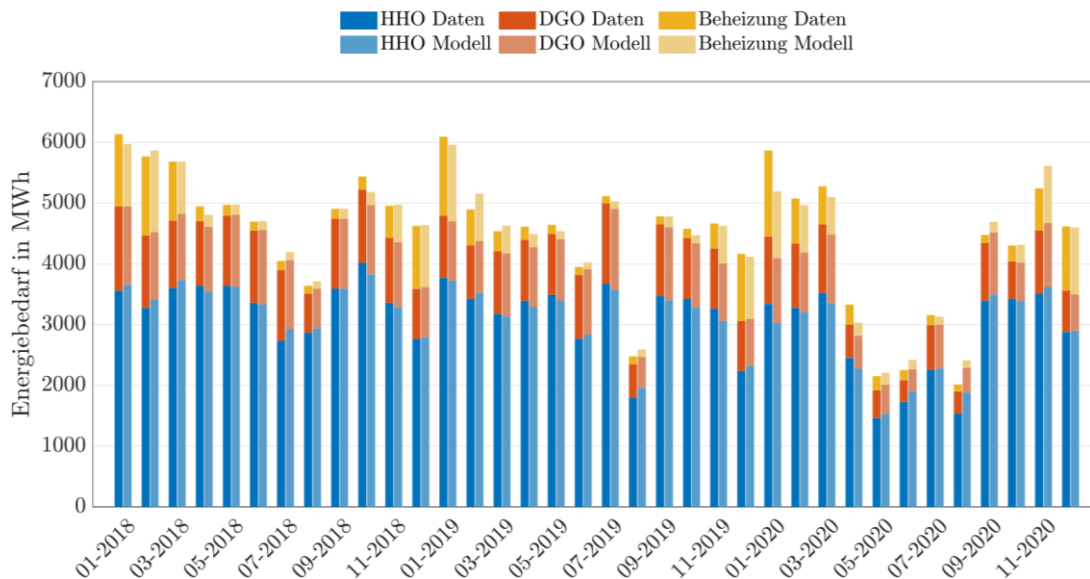


Abbildung 2: Gegenüberstellung Daten und Modell für den Gasverbrauch.

In der Abbildung 2 sind die Energieverbräuche der drei modellierten Anlagen für gasbetriebenen Anlagen ersichtlich. Linksseitig sind die Datenwerte zu sehen und rechts die errechneten Werte aus den Modellen. Circa 90 Prozent der relativen Abweichungen liegen zwischen $\pm 5 \%$.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

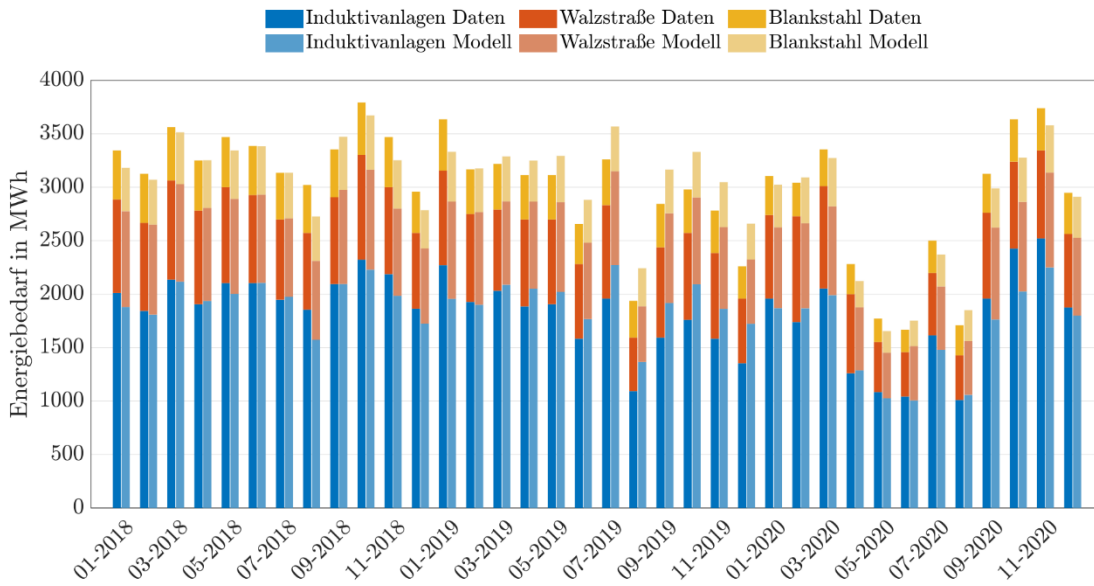


Abbildung 3: Gegenüberstellung Daten und Modell für den Stromverbrauch.

In Abbildung 3 ist analog zum Gasverbrauch der Energieverbrauch für die modellierten strombetriebenen Anlagen dargestellt. Etwa 90 % der relativen Abweichungen liegen dabei zwischen $\pm 10\%$.

Es lässt sich ableiten, dass die Modelle für den Hubherdofen sowie für die Durchlaufglühöfen die besten Ergebnisse liefern. Ausschlaggebend dafür war, dass hier die Datengrundlage die Beste war. Weitere Verbesserungen dieser beiden Modelle könnten durch Einbindung noch größerer Datenmengen erzielt werden. Ein genaues Modell für die Beheizung aufzustellen erweist sich als nicht einfach. Das bestehende Modell kann den Energiebedarf in groben Zügen abbilden, wobei die Abweichungen recht groß sind. Nachdem es sich hier um einen vergleichsweise kleinen Verbraucher handelt, genügt allerdings das Modell in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Bei der Modellbildung für die elektrisch betriebenen Anlagen müssen die Modelle in weiterer Folge verfeinert werden. Bei den Induktivanlagen wird ein Modell in Abhängigkeit des Werkstück- und Spulendurchmessers zielführend sein. Für die Modellierung der Induktivanlagen sind Messungen an den Anlagen erforderlich. Diese werden aller Voraussicht nach im zweiten Projektjahr erfolgen.

Optimierung im Bereich Wärmebehandlungen

Nach Analyse des Energieverbrauchs und der Datengrundlage sowie nach ausführlicher Potentialbestimmung mit den Experten vor Ort wurde in der Modellierung der Fokus auf die

Wärmebehandlung gelegt. Insbesondere die Belegung der Durchlaufglühen sowie Induktivanalgen wurden analysiert und Stellhebel, Restriktionen und Zielfunktionen ermittelt. Für die Verplanung der Durchlaufglühöfen wurde ein Optimierungsalgorithmus entwickelt, der auf Grundlage von Meta-Heuristiken unter Einhaltung produktionsbedingter Restriktionen den Energiebedarf sowie die Termintreue optimiert. Ergebnis ist ein Maschinenbelegungsplan auf Wochenbasis, welcher für jeden Auftrag eine Anlage sowie einen Bearbeitungszeitpunkt definiert. Das Optimierungsproblem konnte wie folgt formuliert werden.

- Variablen und Stellhebel pro Auftrag: Anlage, Bearbeitungszeitpunkt, selektiertes Glühprogramm, Möglichkeit zum Vorziehen eines Auftrages der Folgeweche
- Restriktionen und Nebenbedingungen: Schichtende, Materialverfügbarkeit (Walzdatum)
- Zielfunktionen: Energiebedarf bewertet anhand linearer Modelle modelliert aus historischen Daten, Verspätung gemessen an den Fristigkeiten eines jeden Auftrags

In den nachstehenden Grafiken sind 2 Belegungsvarianten der beiden Durchlaufglühöfen dargestellt. In der ersten ist dabei die tatsächlich stattgefunden Belegung einer Referenzwoche abgebildet, die zweite zeigt eine vom Algorithmus optimierte Variante. Die unterschiedlichen Farben stellen dabei verschiedene Glühprogramme mit jeweils spezifischen Temperaturprofilen dar. Es deutlich zu sehen, dass durch den Optimierungsalgorithmus sowohl die Auswahl der zu fertigenden Aufträge, aber auch deren Belegungsreihenfolge im Vergleich zum Ist-Zustand variiert. In Bezug auf die Zielfunktion konnte dadurch ein Potential von 20% im Bereich des Energiebedarfes festgestellt werden, die Termintreue konnte in diesem Lauf um ca. 10% verbessert werden. Die nächsten Schritte umfassen vor allem programmierseitige Verbesserungen in Hinblick auf einen operativen Einsatz sowie weitere Evaluierungszyklen und geringfügige Modellanpassungen. Der entwickelte Optimierungsalgorithmus bildet somit die Grundlage für eine Weiterentwicklung zu einem Use-Case basierten Demonstrator wie in den folgenden Arbeitspaketen vorgesehen.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

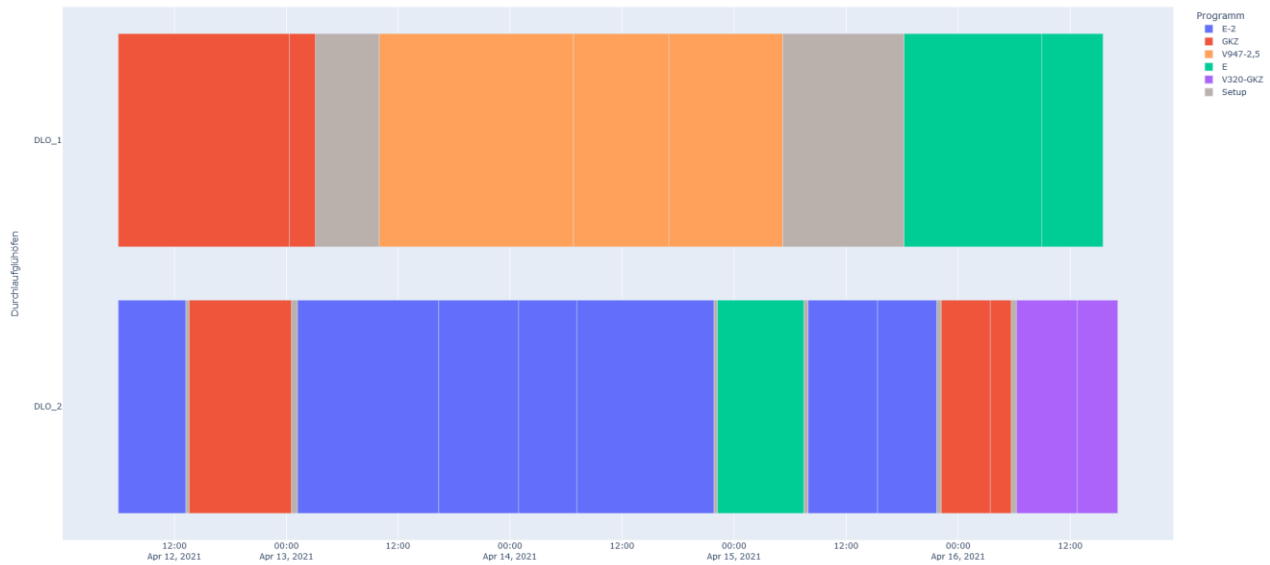


Abbildung 4: Ist-Anlagenbelegung der Durchlaufglühöfen

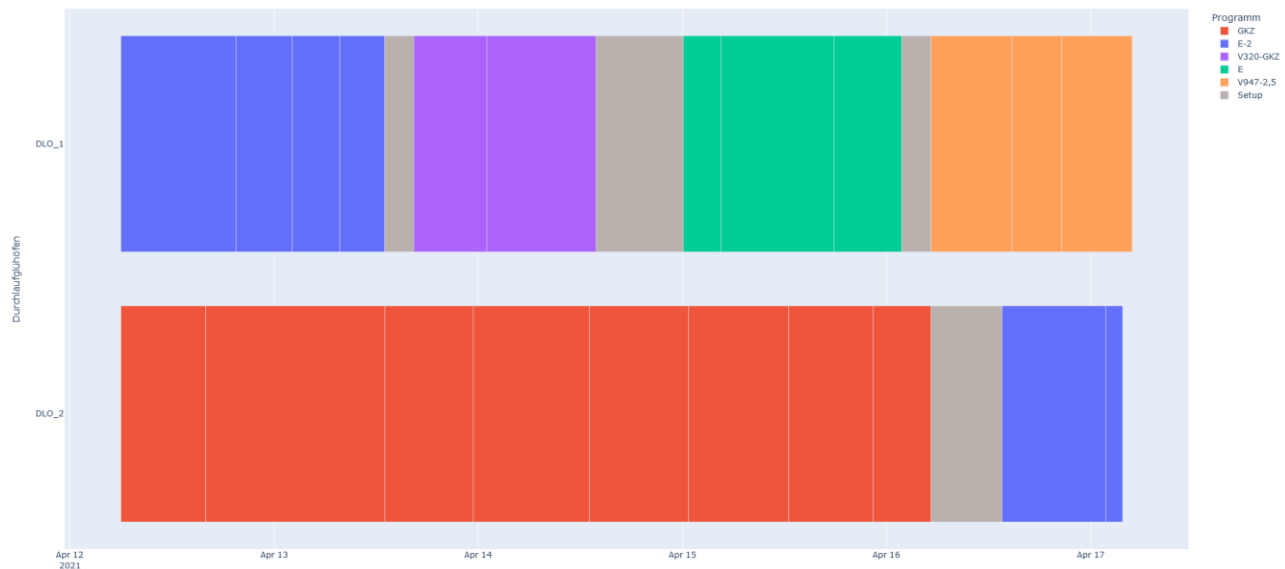


Abbildung 5: Optimierte Anlagenbelegung der Durchlaufglühöfen

Im Bereich der Induktivanlagen konnte aufgrund der ausstehenden Messungen noch keine datengestützte Modellierung erfolgen. Die Einfluss- und Stellgrößen, Zielfunktionsbestandteile sowie Restriktionen wurden jedoch festgehalten. Der Energiebedarf der Induktivanlagen wird als Funktion in Abhängigkeit des Luftspalts zwischen den Stäben und den Induktivspulen modelliert. Neben der Zuordnung der Aufträge zu bestimmten Anlagen ist daher auch die Rüstung mit entsprechenden Spulen in der Optimierung zu berücksichtigen. Ziel ist es, den Luftspalt und daher den Energieverlust möglichst zu minimieren, gleichzeitig jedoch auch die Aufwände des Umrüstens der Spulen in die Optimierung miteinzubeziehen. Unter Einhaltung produktionsseitiger Restriktionen, wie Schichtzeiten, gilt es daher

die optimale Balance zwischen einer energieeffizienten Nutzung und einer Minimierung der Rüstzeiten zu finden.

Parametrierte Modelle der relevanten Komponenten des Use-Case

Messungen und Modellierung von Induktivanlagen

Nachdem die Datenlage in Bezug auf Energie nur sehr grob vorhanden war (Monatswerte für Energieverbrauch aller 8 Induktivanlagen), wurde an einer der Anlagen eine Messkampagne durchgeführt, um spezifische Energieverbräuche zu erfassen und den Einfluss der Größe des Luftspalts zwischen Induktionsspule und Werkstück zu messen. Die Messdaten sollten als Grundlage für die weitere Modellierung der Induktivanlagen dienen, die für die Gesamtoptimierung benötigt wird.

Die Messkampagne wurde bei einem Industriepartner in der stahlverarbeitenden Industrie, vor Ort durchgeführt. Die Induktivanlagen werden zur Härtung von Werkstücken eingesetzt. Je nach den zu erzielenden Werkstoffeigenschaften wird die Temperatur über die Leistung eingestellt.

Um den Einfluss der Luftspaltgröße zu ermitteln, wurden drei verschiedene Konfigurationen gemessen.

- Konfiguration 1: 3 Spulen 50 mm, 5 Spulen 65 mm
- Konfiguration 2: alle Spulen 50 mm
- Konfiguration 3: alle Spulen 65 mm

Der Werkstückdurchmesser blieb dabei gleich. Dabei haben sich folgende Leistungen ergeben:

- Konfiguration 1: 490 kW
- Konfiguration 2: 455 kW
- Konfiguration 3: 500 kW

Es wurden außerdem die Zeiten für einen Spulenwechsel gemessen. Diese werden benötigt, um in der Optimierung die Rüstzeit miteinzubeziehen.

Die Ergebnisse der Messkampagne zeigten, dass die Energieeffizienz der Induktivanlagen verbessert werden kann, indem der Luftspalt zwischen Induktionsspule und Werkstück optimiert/verkleinert wird. Da die Anzahl der Messpunkte begrenzt war (3 Messpunkte), war eine rein datengetriebene Modellierung nicht realisierbar. Daher wurde zuerst ein physikalisches Modell auf Basis mathematischer Gleichungen aufgestellt, welches den Energiebedarf der Induktivanlagen in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern, wie beispielsweise dem Spulenabstand, der Temperatur und dem Durchmesser des Werkstückes, beschreibt. Das Modell wurde anhand der verfügbaren Messdaten angepasst, wobei es sich um ein sogenanntes Grey-Box-Modell handelt. Das bedeutet, dass das Modell sowohl auf physikalischen als auch empirischen Grundlagen basiert. Das Modell ist nur für einen definierten Bereich und für eine bestimmte Temperatur gültig.

Die ersten Versuche dienten vor allem dazu, das Potenzial zur Energieeinsparung abzuschätzen. Die Ergebnisse zeigten, dass eine signifikante Menge an Energie eingespart werden kann, indem der Luftspalt optimiert wird. Die zusätzlichen Messungen, die geplant waren, sollten dazu beitragen, das Modell weiter zu verbessern und zu verfeinern. Diese Messungen waren jedoch mit einem Aufwand verbunden, da Personal benötigt wird, um die Messungen durchzuführen, und eine Anlage freigemacht werden muss, um die Messungen durchzuführen. Es wurden die zusätzlichen Messungen aufgrund von Komplikationen infolge der Energiekrise aufgrund des Ukraine-Konflikts bisher nicht durchgeführt.

Energiesystem

Im Rahmen des AP3 wird eine Methode entwickelt, um die Produktionsplanung und Energiesystemoptimierung zusammenzuführen. Das Ziel ist es, die Energieeffizienz zu verbessern und die Kosten zu reduzieren, indem die Produktionsplanung und das Energiesystem optimal aufeinander abgestimmt werden.

Die Abbildung 6 zeigt den prinzipiellen Ablauf der gesamten Optimierung. Der erste Schritt der Optimierung besteht aus einer Designoptimierung des Energiesystems. Hierbei war eine Erweiterung des Energiesystems mit flexiblen Komponenten wie Speicher, Wärmetauscher-Netzwerke und Abwärmenutzung angedacht.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

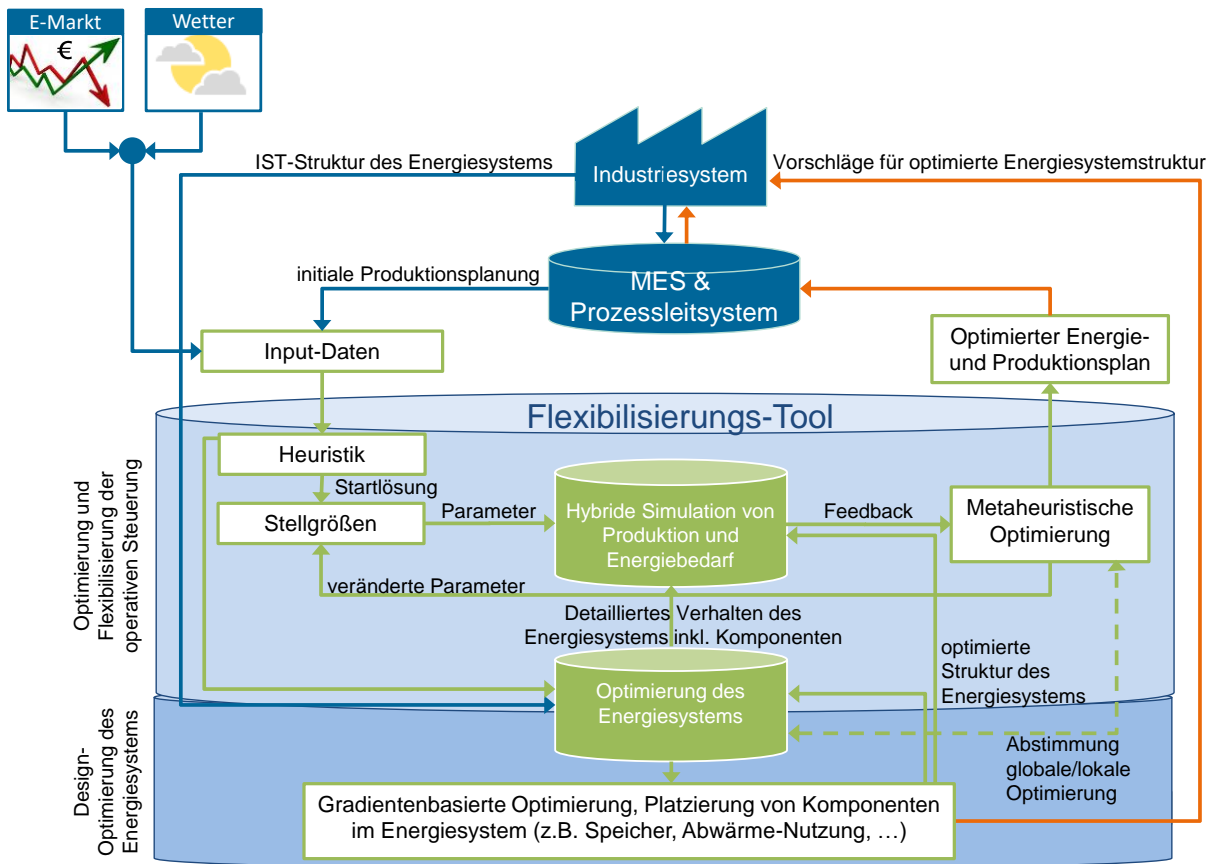


Abbildung 6: Übersicht und Ablaufschema der entwickelten Planungsmethode

Nach einer ausführlichen Analyse zur Einführung solcher flexiblen Komponenten hat sich jedoch herausgestellt, dass die Einführung zusätzlicher Komponenten in dem speziellen Use Case nicht sinnvoll bzw. nicht von Vorteil ist. Abwärme entsteht durch die Öfen im Betrieb (Hubherdofen, Durchlaufglühofen, Anlassofen). Diese Abwärme eignet sich gut für die Vorwärmung des Materials oder der Verbrennungsluft, lässt sich ansonsten innerbetrieblich jedoch kaum nutzen (außer für die Gebäudebeheizung, dafür ist aber nicht so viel Abwärme nötig und auf einem viel geringeren Temperaturlevel als anfällt).

Im Falle, wenn das Energiesystem nicht erweitert wird, bestehen keine Flexibilitäten im Energiesystem, was keine sinnvolle Optimierung zulässt. Um dennoch eine Methode zu entwickeln, die unter sinnvollen Rahmenbedingungen umgesetzt werden kann, wurde eine alternative Herangehensweise überlegt. Statt das bestehende Energiesystem zu erweitern, wurde ein neues Energiesystem entworfen, das auf erneuerbaren Energien basiert und in sich flexibel ist. Die zunehmende Dekarbonisierung der Industrie hat dazu geführt, dass sich Unternehmen vermehrt Gedanken darüber machen, wie sie ihre Prozesse klimafreundlicher gestalten können. Im Rahmen des vorliegenden Use Cases wurde daher überlegt, wie eine Dekarbonisierung umgesetzt werden kann.

In weiterer Folge wurden Konzepte aufgestellt, die eine Vorortproduktion von alternativen Brennstoffen vorsehen. Speziell wurden die Optionen Wasserstoff, synthetisches Methan und Ammoniak untersucht. Durch diese alternativen Energiebereitstellungsprozesse können Flexibilitäten im Energiesystem geschaffen werden, die eine sinnvolle Optimierung der Brennstoffproduktion und -nutzung ermöglichen.

Die folgende Abbildung zeigt den Aufbau eines Systems zur Wasserstofferzeugung vor Ort. Die Anlage umfasst eine Elektrolyseeinheit, einen Kompressor, Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher und einen Wiederaufheizofen. Der bei der Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff wird ebenfalls gespeichert und kann für die Verbrennung genutzt werden. Außerdem erzeugt der Stahlwiederaufwärmofen überschüssige Wärme.

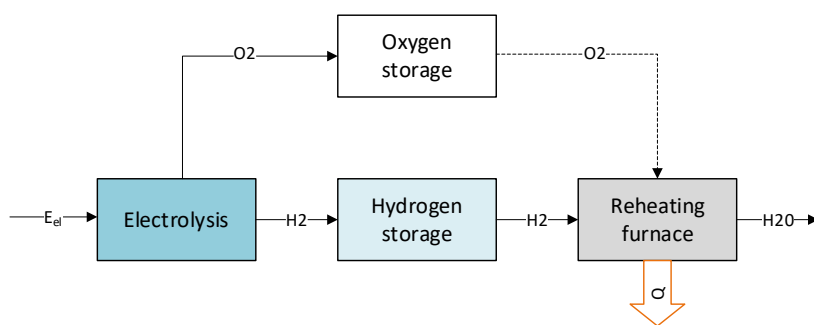


Abbildung 7: System Wasserstoff

Die folgende Abbildung veranschaulicht den Aufbau des Systems für die SNG-Produktion. Das SNG-System besteht aus mehreren Komponenten, darunter Elektrolyse, Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher, Methanisierungseinheit und SNG-Speicher. Darüber hinaus ist ein System zur Kohlenstoffabscheidung installiert, das aus einem Absorber und einem Desorber besteht. Das aus dem Rauchgas abgeschiedene CO₂ wird für die Methanisierungsanlage verwendet. Vor der Absorption muss das Rauchgas über einen Wärmetauscher abgekühlt werden, wobei überschüssige Wärme entsteht. Der Sauerstoff kann auch gespeichert und für die Verbrennung genutzt werden.

Bei der katalytischen Methanisierung entsteht überschüssige Wärme, die für die Hochtemperaturelektrolyse genutzt werden kann. Die überschüssige Wärme aus dem Ofen kann für den Standby-Betrieb der katalytischen Methanisierungsanlage oder für die Hochtemperaturelektrolyse mit SOECs genutzt werden. Die überschüssige Wärme, die während des Betriebs der katalytischen Methanisierung erzeugt wird, kann auch für die Hochtemperaturelektrolyse genutzt werden. Insgesamt hat das SNG-System mit Kohlenstoffabscheidung das Potenzial, die während der verschiedenen Prozessstufen erzeugte überschüssige Wärme zu nutzen, um seine Gesamteffizienz zu verbessern.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Aufgrund der beiden Umwandlungsschritte ist der Wirkungsgrad des Prozesses jedoch geringer und es wird zusätzlicher Platz für die zusätzliche Anlage benötigt.

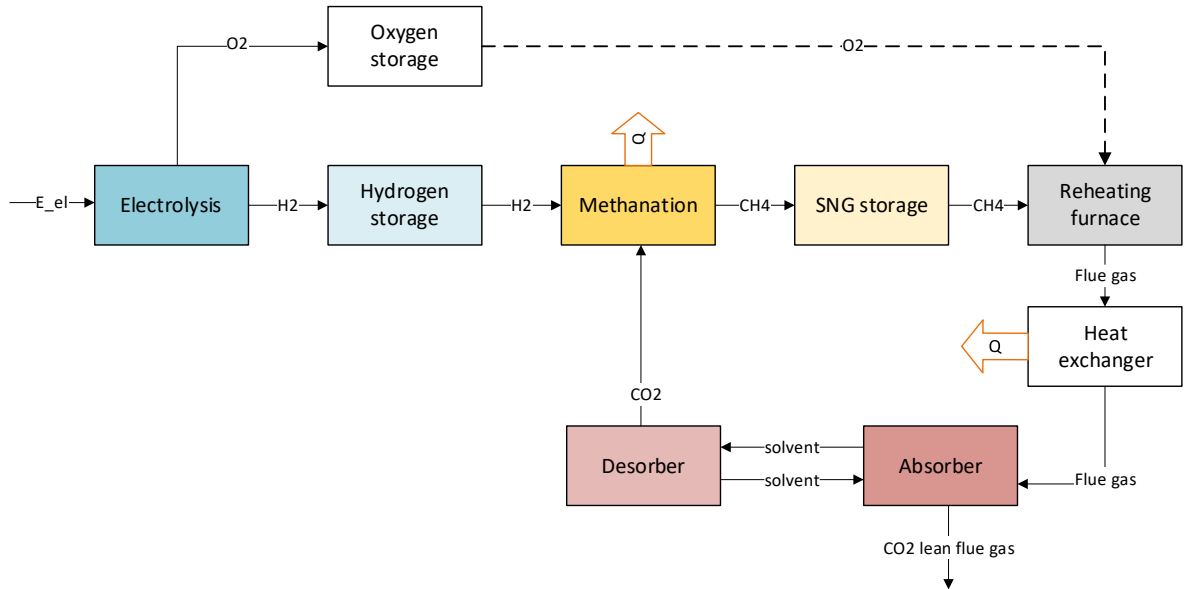


Abbildung 8: System SNG

Die folgende Abbildung zeigt den Aufbau des Ammoniaksystems. Es besteht aus einer Elektrolyseeinheit, einem Wasserstoff- und Sauerstoffspeicher, einer Luftzerlegungsanlage, einer Haber-Bosch-Anlage, einem Ammoniakspeicher und einem Nachwärmofen. Überschusswärme wird sowohl von der Haber-Bosch-Anlage als auch vom Nachwärmofen erzeugt. Da keine Verbrennung von Ammoniak mit reinem Sauerstoff erfolgt, wird der gewonnene Sauerstoff nicht im System verwendet.

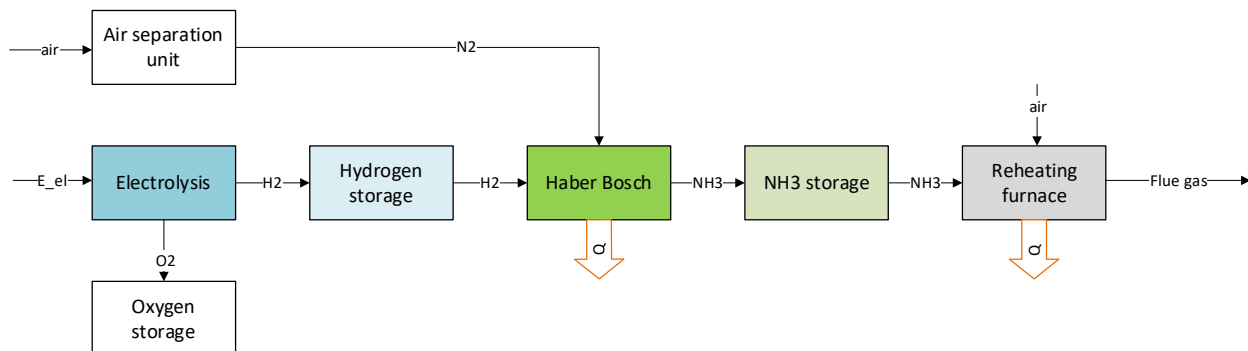


Abbildung 9: System Ammonia

Nachdem es sich um ein Energiesystem handelt, das es physisch (noch) nicht vorhanden ist, wurden physikalische Modelle für die Simulationen aufgestellt. Es wurden einfache Modelle verwendet, die ein genaues Verhalten der Prozesseinheiten nicht im Detail wiedergeben. Für die Optimierung ist es von

Vorteil möglichst einfachen Modelle zu verwenden, da sie Rechenzeit stark mit der Komplexität der Modelle skaliert.

Designoptimierung Energiesystem

Es wurde eine Designoptimierung des Energiesystems aufgesetzt. Da der Elektrolyseur und der Wasserstoffspeicher eine zukünftige Option für das Stahlwerk sind und das Energiesystem physisch nicht vorhanden ist, wurden einfache physikalische Modelle verwendet, um das Verhalten des Elektrolyseurs und des Speichersystems darzustellen. Die maximalen Kapazitäten des Elektrolyseurs und des Speichers wurden durch eine Designoptimierung auf der Basis von MILP ermittelt. Feste Parameter der Elektrolyseeinheit sind die maximale Kapazität, der Wirkungsgrad, die maximale Änderungsrate und die Mindestlast. Die Modellgleichungen für das einfachste Modell von Elektrolyseur und Speicher sind folgende:

Elektrolyse:

Constraints:

% general constraints electrolysis

```
Con = [Con, 0 <= PinElec + Qwaste <= PmaxElec,           % power between 0 and Pmax
       PinElec >= minLoadElec*PmaxElec,                 % PinElec greater minimum load
       PinElec >= 0,                                     % non-negativity constraint
       PoutElec == etaElec*(PinElec + Qwaste)];          % H2 output
```

Wasserstoffspeicher:

Parameter:

Minimum/maximum charge/discharge rate

Constraints:

```
Con = [Con, Lmin <= fillH2 <= fillMaxH2,                % fill level must be between Lmin and Lmax in
       kWh
       FdisH2 <= flowH2 <= FcharH2,                     % flow between -Fmax and Fmax in
       kWh
       flowH2(1:n-1) == -(fillH2(2:n)-fillH2(1:n-1))/dt, % H2 flow for every time step in kW
       flowH2(n) == -(fillH2(1)-fillH2(n))*1/dt,         % H2 flow for last time step in kW
       fillMaxH2 <= restrictH2Store];                    % restrict Lmax
```

Es wurden Simulationen für unterschiedliche Elektrolysetechnologien und unterschiedliche Methanisierungstechnologien durchgeführt. Diese unterscheiden sich in ihrer Dynamik, Wirkungsgrad, Lebensdauer, Effizienz. Szenarien für konstante Strompreise und für Spotmarktpreise wurden durchgeführt. Des Weiteren wurde ein Szenario mit einem Peak und Base Preis durchgerechnet.

- Preis konstant für 0,1 € bis 0,9 €
- Spotmarktpreis
- Peak and Base Modell

Es kommen technisch umsetzbare Kapazitäten heraus, sowohl für die Elektrolyse als auch für den Speicher. In allen Szenarien wurde SOEC aufgrund der möglichen Abwärmenutzung als die vielversprechendste Technologie unter den Elektrolyseuren identifiziert. Die Energiekosten machen den Großteil der Gesamtkosten aus. Bei Spotmarktpreisen ergeben sich sehr große Speicher, da am Wochenende bei niedrigem Preis produziert werden kann.

Die Kopplung von Planungs- und Energiesystem wird über einen integrativen simulationsbasierter Optimierungsansatz verfolgt. Dieses Modell umfasst dabei die konventionelle Wärmebehandlung (Durchlaufglühöfen), induktives Härten (Induktivanalgen), lokale Wasserstofferzeugung (Elektrolyseur), sowie auch die Energiemodelle und Strommarktdaten, welche den Verbrauch und die verbundenen Kosten der einzelnen Systembestandteile simulieren. Die separierten Optimierungsprobleme für jede einzelne Anlage werden dabei im nachfolgendem Deliverable 4.2 nochmals ausgeführt.

Die Gesamtoptimierung nutzt eine Simulation des Produktionssystems und des zugehörigen Energiesystems, um iterativ jede vom Optimierungsalgorithmus erzeugte Zwischenlösung zu bewerten (berechnet auf Basis des Simulationsfeedbacks mit der multikriteriellen Zielfunktion). Die Simulation des Produktionssystems bildet dabei die Belegungspläne der wasserstoffbefeuchten und induktiven Wärmebehandlungsanlagen über die Zeit ab. Rüstvorgänge und technische Restriktionen, z.B. produktspezifische Vorschubgeschwindigkeiten der Transportbänder in den Wärmebehandlungsöfen oder Spulendurchmesser, werden in erweiterten Arbeitsplänen als Basisdaten aufgenommen und in der Simulationslogik berücksichtigt, um eine technologisch zulässige Lösung zu gewährleisten. Neben den klassischen Produktionsanlagen zur Wärmebehandlung wird auch die Bewirtschaftung und einer lokalen Elektrolyse-Einheit berücksichtigt, welche die Produktionsanlagen mit Wasserstoff als alternative Verbrennungsressource zu Gas versorgt. Die Energiesystem Simulation (aus AP4) ist in die Produktionsverhaltenssimulation in Python integriert und wertet den Energieverbrauch auf Grundlage jeder Belegung aus.

Je nach Dimensionierung des Speichers und des Elektrolyseurs variiert das Optimierungspotenzial zwischen 5 % für einen 12-MW-Elektrolyseur und bis zu 30 % für den 24-MW-Elektrolyseur, verglichen mit der anfänglichen heuristischen Lösung, die mit einer manuell ermittelten Lösung vergleichbar ist, da die Regeln mit den Fachleuten und Planern der Anlage entwickelt wurden. Das Optimierungspotenzial bezieht sich auf den Wert der Zielfunktion, welche eine eingeführte multikriterielle Kostenfunktion ist. Die Analyse der Verläufe von Schlüsselindikatoren für einen optimierten Produktionszeitraum von einer Arbeitswoche ist in der folgenden Abbildung dargestellt, wobei die Verläufe der Indikatoren für die induktive Härtung oben und die Trends für die Elektrolyseeinheit und den Wasserstoffspeicher unten gezeigt werden.

Abbildung 10 zeigt durch drei beispielhafte Markierungen, wie es dem Optimierungsalgorithmus gelungen ist, den Plan für den induktiven Härteprozess zu optimieren: Markierung 1: Der Optimierer vermeidet Lastspitzen in Zeitfenstern mit hohen Strompreisen und setzt die Intensität der Wasserstoffproduktion auf null. Außerdem werden die Zeitfenster für die Spuleneinstellungen beim induktiven Härten, die im Zeitplan für das induktive Härten durch graue Kästchen gekennzeichnet sind, auf Zeitfenster mit Strompreisspitzen verschoben, um den Strombedarf zu senken. Markierung 2 zeigt die umgekehrte Situation: Der Algorithmus versucht, niedrige Energiepreise für die Wasserstoffproduktion auszunutzen und vermeidet das Aufstellen von Spulen. Markierung 3 zeigt, wie der Algorithmus die Wasserstoffspeicherstände verwaltet: Der Optimierungsalgorithmus versucht, den Energieverbrauch und damit die Auslastung des Elektrolyseurs zu minimieren, während gleichzeitig sichergestellt wird, dass immer Wasserstoff für den Glühprozess zur Verfügung steht. In diesem Szenario wurde die Speicherkapazität selbst nicht begrenzt, um gute Lösungen zu erforschen, bevor Designentscheidungen im Energiesystem getroffen werden. In zukünftigen Iterationen der Methode wird das Speichermanagement verfeinert, z. B. durch die Vorwegnahme anstehender Produktionsperioden und die Sicherstellung sinnvoller Mindestspeichermengen für Wasserstoff.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

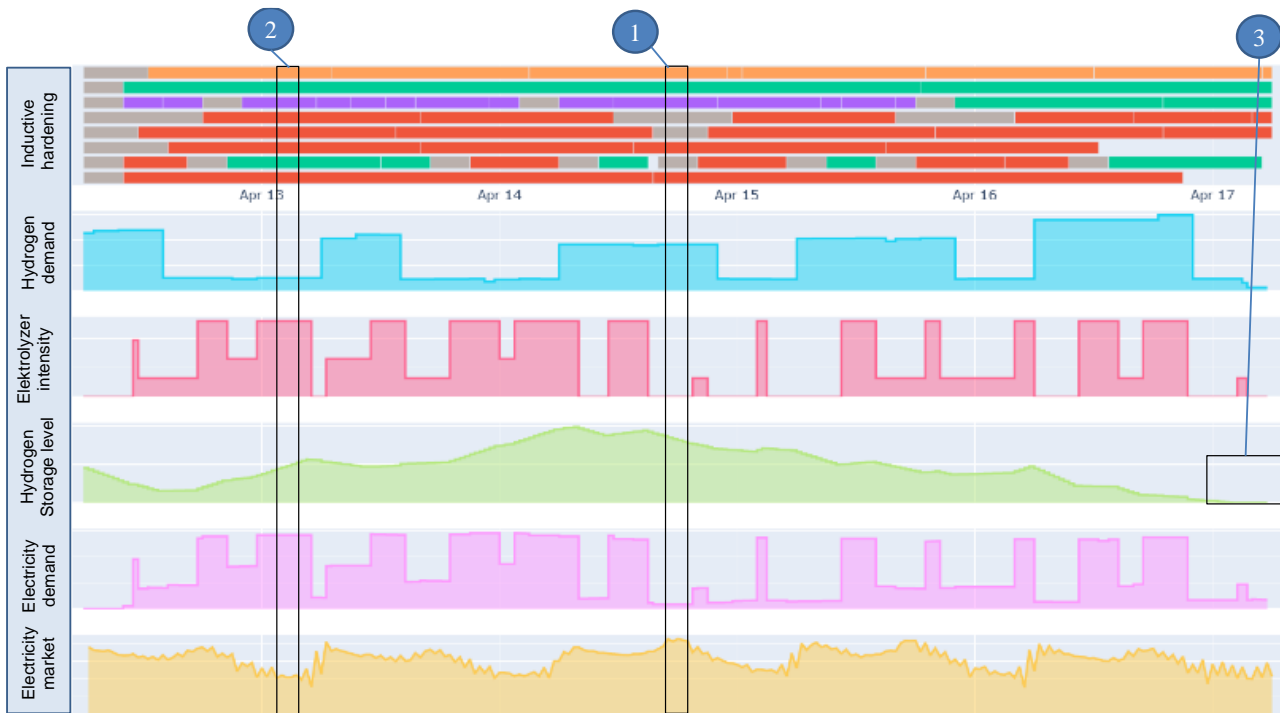


Abbildung 10: Ergebnisse der integrierten Optimierung der betrachteten Planungsdomänen

Proof-of-Concept-Demonstrator

Aufbauend auf die zuvor vorgestellten Energiemodelle wurde ein Optimierungsmodell zur Verplanung der Durchlaufglühöfen (DLO I und DLO II) entwickelt, welches testweise der dem Use-Case Unternehmen in der stahlverarbeitenden Industrie für die wöchentliche Belegungsplanung zur Verfügung steht. Zur Entwicklung des Algorithmus wurden zu Beginn systematisch die Optimierungsvariablen, Restriktionen und Zielfunktionsbestandteile ermittelt, um eine mathematische Beschreibung des Problems zur ermöglichen. Im vorliegenden Fall konnten folgende Bestandteile des mathematischen Optimierungsproblems identifiziert werden:

- Optimierungsvariablen und Stellhebel pro Auftrag: Auswahl der Anlage, Bearbeitungszeitpunkt, selektiertes Glühprogramm, Möglichkeit zum Vorziehen eines Auftrages der Folgewoche
- Restriktionen und Nebenbedingungen: Schichtende, Materialverfügbarkeit (Walzdatum),
- Zielfunktionen: Energieverlust (Umsteuer- und Rüst-Vorgänge) pro Tonne Stahl bewertet anhand linearer Modelle modelliert aus historischen Daten

Als Optimierungsalgorithmus wurde ein evolutionärer Algorithmus gewählt, welcher durch iteratives Selektieren, Rekombinieren und Mutieren eine satisfizierende Lösung ermittelt. Durch den Aufbau der Zielfunktion und Minimierung des Energieverlustes pro Tonne Stahl wird sowohl eine energieeffiziente

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

als auch eine hinsichtlich der Ofenauslastung optimierte Lösung angestrebt. Es wird dadurch auch sichergestellt, dass nur jene Aufträge der Folgeweche vorgezogen produziert werden, für welche kein zusätzlicher Energieverlust in Form von Umsteuer- und Rüstvorgängen aufgrund unterschiedlich erforderlicher Temperaturprofile anfällt. Die Input Daten für die wöchentliche Optimierung werden aus maschinell generierten Excel-Listen entnommen, welche Informationen über den Auftragsbestand und die jeweiligen Auftragspezifikationen, wie erforderliche Temperaturprofile, liefern. Der Belegungsplan selbst wird, wie in Abbildung 11 dargestellt, mit farblich markierten Rechtecken visualisiert, wobei die farbliche Codierung einem bestimmten Glühprogramm entspricht und die gräulichen Rechtecke Umsteuervorgänge symbolisieren.

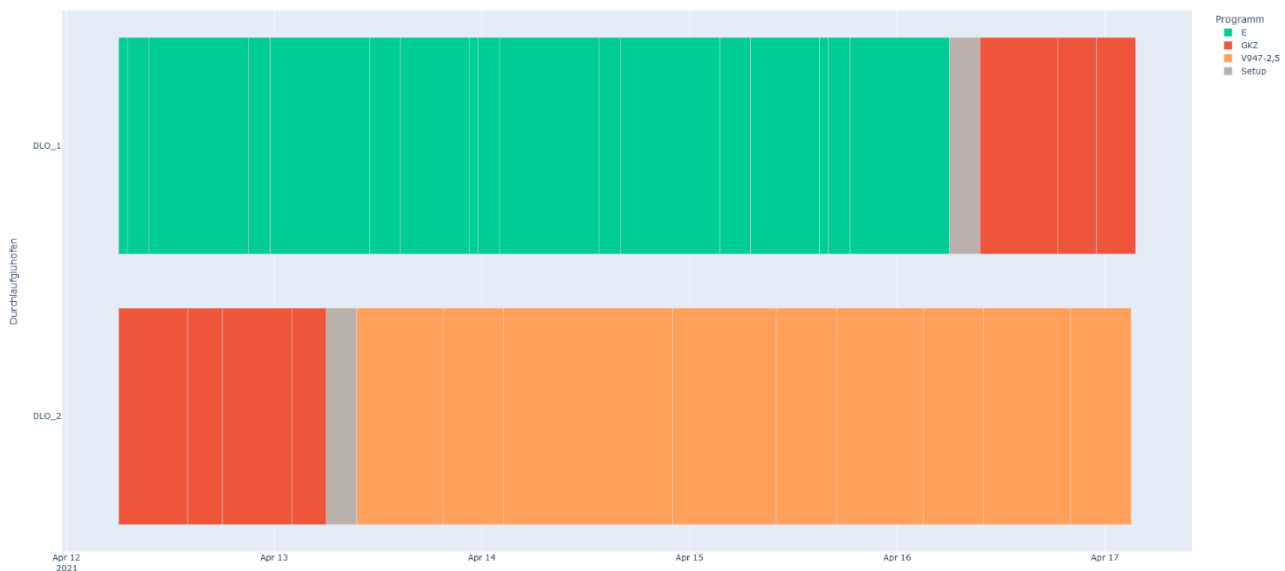


Abbildung 11: Optimierte Belegung DLO

Im Bereich der Induktivanlagen wird ebenfalls das Ziel der Energieeffizienz, sowie einer möglichst guten Auslastung verfolgt, jedoch unterscheiden sich die Rahmenbedingungen hinsichtlich Optimierungsvariablen und Restriktionen. Zur Ermöglichung einer energieeffizienten induktiven Härtung ist es erforderlich, die Dimension der Stahl-Stabdurchmesser, welche durch Spulen zur Erwärmung transportiert werden, möglichst auf den Spulendurchmesser abzustimmen und so den Luftspalt möglichst gering zu halten. Bei minimalen Luftspalt ist somit auch die erforderliche Energie zur Erreichung der notwendigen Härtetemperatur minimal. Um diese optimale Abstimmung zu erreichen kann ein zeitaufwändiger Umbau bzw. Rüstvorgang notwendig sein, damit die passenden Spulen für einen bestimmten Auftrag mit spezifischen Stabdurchmesser zur Verfügung stehen. Es herrscht damit ein Zielkonflikt zwischen der energieoptimalen Lösung und der optimalen Auslastung der Anlagen. Das Optimierungsproblem für die Belegung der Induktivanlagen ist wie folgt aufgebaut:

- Optimierungsvariablen und Stellhebeln: Auftragsstartzeitpunkt, Rüstentscheidung für jeden Auftrag

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

- Restriktionen: Schichtzeiten, Minimaler Spulendurchmesser pro Auftrag
- Zielfunktionen: Gesamtenergieverbrauch, Gesamtauslastung der Anlagen (Belegte Zeit ohne Rüsten vs. verfügbare Gesamtschichtzeit)

Da im vorliegenden Planungsproblem für die Aufträge im aktuellen Auftragspool keine Fristen oder Planwochen hinterlegt sind, kann keine einheitliche Zielfunktion abgeleitet werden, die wie im Beispiel der Durchlaufglühöfen, sowohl Energieeffizienz als auch Auslastung in einem auf Masse normierten Energieverlustansatz berücksichtigt. Stattdessen wird auf einen Optimierungsalgorithmus für multikriterielle Optimierungsprobleme (NSGA II) zurückgegriffen, welcher jene Lösungsmenge ermittelt, bei welcher für eine bestimmte Auslastung die energieeffizienteste Variante ermittelt wird. Diese Menge an Lösungen wird als Pareto-Front bezeichnet, deren Approximation durch Darstellung einzelner Punkte nachstehend visualisiert ist.

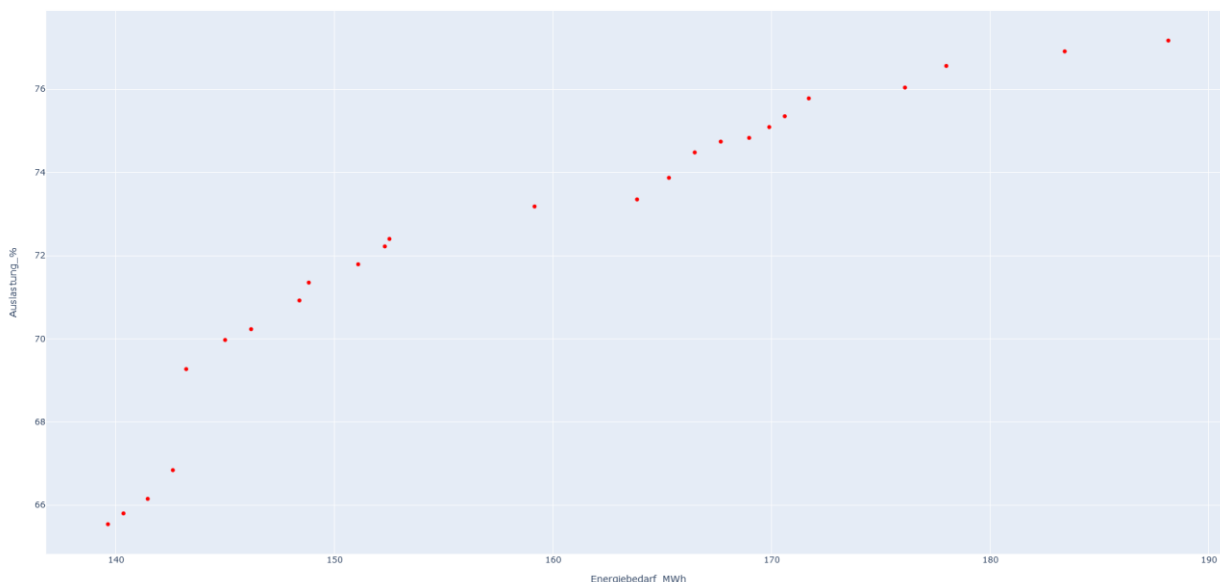


Abbildung 12: Pareto-Front Induktivanlagen

Zukunftsszenarien:

Zusätzlich zum IST-Stand des Energiesystems wurden mögliche Zukunftsszenarien des Energiesystems, sowohl mit Elektrifizierung von bislang mit Erdgas betriebenen Prozessen wie auch mit Nutzung von Wasserstoff. In beiden Basisszenarien wurden Speicher (Batterie & Elektrolyse mit Wasserstofftank) berücksichtigt.

Szenario-Beschreibung:

Bei den zwei zu optimierenden Prozessen handelt es sich um die gasbetriebene Wärmebehandlung und die Induktionswärmebehandlung, die beide zu den energieintensivsten Prozessen in der Produktionsanlage gehören.

Bei der gasbetriebenen Wärmebehandlung werden die Stahlstäbe in einem Durchlaufglühofen gegläht. Es gibt zwei gasbetriebene Glühanlagen, die sich in Bezug auf die Produktvielfalt ähneln, aber geringfügige Unterschiede in der Konstruktion und der Wärmedämmung aufweisen, die sich auf ihre Energieeffizienz auswirken. Die Hauptziele der Produktionsplanung am Durchlaufglühofen sind die Verbesserung der Energieeffizienz, z. B. durch Vermeidung unnötiger Aufheiz- und Abkühlzeiten und Wartezeiten aufgrund von Vorschubänderungen, sowie die Pünktlichkeit bei gleichbleibender Anlagenauslastung.

Das zweite betrachtete Verfahren ist das Induktionshärten, bei dem Stahlstangen auf eine bestimmte Temperatur erwärmt und abgeschreckt werden, indem sie durch Induktionsspulen transportiert werden. Es gibt acht verschiedene Induktionshärteanlagen, wobei die Zuordnung der Aufträge zu den Anlagen durch technische und auftragspezifische Restriktionen vorgegeben ist. Die Terminierung und Planung der Spulenwechsel, d. h. die richtige Abstimmung von Produkt- und Spulenabmessungen, ist ein wichtiger Faktor für die Steigerung der Energieeffizienz, da Luftspalten zwischen Stahlstäben und Induktionsspulen Energieverluste verursachen. Die Terminplanung hat auch einen erheblichen Einfluss auf das Stromlastprofil und die daraus resultierenden Energiekosten, da die Anlagen große Stromverbraucher sind.

Die dritte Komponente des Produktionsplanungsansatzes ist das Wasserstoffspeichersystem und die lokale Elektrolyseeinheit. In einem Bewertungsszenario werden die derzeitigen erdgasbefeueten Öfen der Glühanlagen durch Wasserstoffverbrennungsbrenner ersetzt, und ein Wasserstoffspeichersystem wird eingesetzt, um einen ausreichenden Füllstand zur Gewährleistung einer störungsfreien Produktion zu gewährleisten. Die Terminierung der Wasserstoffproduktion der Elektrolyse steht in Wechselwirkung mit der Produktionsplanung der Öfen und wirkt sich auf die Stromkosten aus, da die Elektrolyse auf zehn verschiedenen Laststufen zeitdiskret mit einer Granularität von 30 Minuten betrieben werden kann. Der vorgelagerte Hubherdofen, der im optimierten Fahrplan nicht berücksichtigt wird, da er kontinuierlich läuft und somit keine Flexibilität aufweist, wird in die Wasserstoffbedarfsberechnung einbezogen.

Die Berechnung der Energiekosten schließlich basiert auf den Spotmarktpreisen für Strom und den auf dem Terminmarkt gekauften Energieprodukten des Herstellers. Berücksichtigt werden Base-Call- und Peak-Call-Produkte, die eine kontinuierliche Lieferung zwischen 8 und 20 Uhr gewährleisten. Wird die zuvor gekaufte Strommenge überschritten, muss zusätzliche Energie am Spotmarkt beschafft werden. Die Daten für die Preise und die Menge der Energiederivate werden vom Hersteller zur Verfügung

gestellt, so dass die anfallenden Energiekosten auf der Grundlage der tatsächlichen Spotmarktdaten berechnet werden können.

Energiesystem-Modellierung

Da der Elektrolyseur und der Wasserstoffspeicher nur eine zukünftige Option für das Stahlwerk sind und noch keine Anlagen zur Modellierung zur Verfügung stehen, wurden einfache physikalische Modelle verwendet, um das Verhalten des Elektrolyseurs und des Speichersystems darzustellen. Die maximalen Kapazitäten des Elektrolyseurs und des Speichers wurden durch eine separate Auslegungsoptimierung auf der Basis von MILP ermittelt. Feste Parameter der Elektrolyseeinheit sind die maximale Kapazität P_{max} , der Wirkungsgrad, die maximale Änderungsrate dP_{max} und die Mindestlast P_{min} . P_{in} and P_{out} geben die Leistung an, die in den Elektrolyseur eintritt bzw. aus ihm austritt. Das Systemverhalten wird durch die folgenden Gleichungen (1-3) beschrieben (η ist der Wirkungsgrad des Systems):

$$P_{min} < P_t < P_{max} \quad (1)$$

$$P_{out} = P_{in} * \eta \quad (2)$$

$$-dP_{max} < dP < dP_{max} \quad (3)$$

Feste Parameter für den Wasserstoffspeicher sind die maximale Kapazität L_{max} und die maximale Durchflussrate dF_{max} . Das Systemverhalten wird durch die folgenden Gleichungen (4-6) beschrieben:

$$L_{min} < L_t < L_{max} \quad (4)$$

$$F_t < dF_{max} \quad (5)$$

$$L_{t+1} = F_t + L_t \quad (6)$$

Zur Modellierung des Energieverbrauchs für die beiden Durchlaufglühöfen wurde geprüft, ob es Zusammenhänge zwischen Stahlsorte, Durchsatz, Glühprogramm und Gasverbrauch gibt. Es zeigte sich, dass die Stahlsorte im Wesentlichen keinen Einfluss auf den spezifischen Gasverbrauch hat und ausschließlich durch den Massendurchsatz und das entsprechende Glühprogramm bestimmt wird. Im folgenden Schritt wurden diese Glühprogramme für jeden der beiden Durchlaufglühöfen ermittelt. Als Datengrundlage stand der Energieverbrauch für jeden Glühprozess zur Verfügung. Mit Hilfe eines Black-Box-Modellierungsansatzes wurden für jedes Glühprogramm lineare Modelle für den spezifischen Energieverbrauch erstellt. Die Modelle sind eine Funktion des Durchsatzes.

Beim Induktivhärten ergibt sich der spezifische Energieverbrauch aus der Kombination des Werkstückdurchmessers, des Spulendurchmessers sowie des Temperaturniveaus, das zur Einstellung

bestimmter Eigenschaften notwendig ist. Zur Modellierung des spezifischen Energieverbrauchs beim Induktionshärten wurde der Ansatz der Grey-Box-Modellierung verwendet. Daten aus Messungen wurden an ein physikalisches Modell für die induktive Erwärmung angepasst. Der spezifische Energieverbrauch ist eine Funktion des Werkstückdurchmessers, des Spulendurchmessers und des Temperaturniveaus.

Messungen & Modellierung Induktivanlagen

Die Effizienz der Induktivanlagen hängt von verschiedenen Faktoren ab, darunter die Temperatur des Werkstücks, die Durchmesser von Werkstück und Induktionsspule (Luftspalt) sowie die Vorschubgeschwindigkeit. Ziel dieser Modellierung ist es, die Leistungsaufnahme der Anlage und ihre Effizienz zu berechnen und zu optimieren. Bereits im Vorjahr wurden Messungen an den Induktivanlagen durchgeführt. Basierend auf den Messergebnissen als auch auf physikalischen Gleichungen wurde ein erstes Modell erstellt. Um jedoch eine bessere Genauigkeit des Modells zu erreichen, war es notwendig, mehr Messpunkte zu generieren. Eine zweite Messkampagne im Juni 2023 durchgeführt. Dies war wesentlich, um weitere Effekte beim induktiven Wärmebehandeln vom Stahl abzubilden. Eine wesentliche Erkenntnis hier war, dass der Einfluss des Spulendurchmessers im hohen Maße von dem Temperaturniveau abhängt. Bei hohen Temperaturen steigt die Effizienz mit kleiner werdendem Luftspalt, während bei niedrigen Temperaturen die Effizienz unabhängig vom Luftspalt gleichbleibt. Diese Temperaturabhängigkeit konnte nun in das Modell eingepflegt werden.

Für die Anpassung des Modells wurden gemessene Daten verwendet, die durch die Messkampagne mit folgenden Spezifikationen durchgeführt wurde:

- Werkstückdurchmesser: Rundstahl DM 28,5 mm
- Temperatur: Eine Serie von Temperaturen (600°C, 750°C und 900°C) wurden betrachtet.
- Spulendurchmesser: Verschiedene Spulendurchmesser (50 mm, 65 mm und 90 mm) wurden in die Berechnungen einbezogen.
- Gemessene Leistung: Die tatsächlich gemessene Leistung der Anlage wurde entnommen. Die Messungen ergaben 9 Messpunkte.

Aus den Messpunkten konnte die Effizienz des Erwärmungsprozesses berechnet werden. Die Effizienz der Anlage wurde durch den Quotienten der theoretisch berechneten und der gemessenen Leistung bestimmt. Die theoretische Leistung, um ein Werkstück von Raumtemperatur auf eine bestimmte Zieltemperatur zu erwärmen, basiert auf der Massendurchflussrate des Stahls und der spezifischen Wärmekapazität des Materials, die über einen Temperaturbereich integriert wird. Die so erhaltenen Effizienzwerte wurden dann in Abhängigkeit von Temperatur und Durchmesser Verhältnis durch eine

Polynomfunktion zweiten Grades approximiert. Mit Hilfe dieser Polynomfunktion kann die tatsächliche Leistung der Induktivanlage für verschiedene Temperaturen und Durchmesserhältnisse berechnet werden.

Modell Durchlaufglühofen

Im Rahmen der Optimierung der Durchlaufglühöfen wurde festgestellt, dass das größte Potential in der Reduktion der Rüstzeiten, dem gezielten Zusammenlegen von Aufträgen und der optimierten Steuerung der Glühprogramme liegt. Insbesondere eine kontinuierlich auf- oder absteigende Temperaturführung während der Glühprogramme ist von zentraler Bedeutung, um den Energiebedarf zwischen den Programmen möglichst genau abzubilden.

Das erste Modell zur Abbildung der Rüstprozesse basierte ausschließlich auf der Rüstzeit. In einem weiteren Schritt wurde dieses Modell verbessert, indem zusätzlich zur Rüstdauer auch die Temperaturdifferenz zwischen dem vorhergehenden und dem nachfolgenden Glühprogramm berücksichtigt wurde. Auf Basis von drei Jahren an Daten zum Energieverbrauch während der Rüstzeiten wurde ein datengetriebener Modellierungsansatz gewählt. Hierbei wurden die Energieverbräuche in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz und der Rüstdauer analysiert. Trotz der Streuung der Daten zeigt sich ein deutlicher Trend: Bei gleicher Rüstdauer steigt der Energieverbrauch mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen den Programmen. Für beide Öfen wurden Regressionsgeraden erstellt, um ein lineares Modell zu gewinnen, das in die Produktionsplanungsoptimierung integriert wurde.

Zusätzlich wurde der Gasverbrauch für das Aufheizen der Öfen zu Beginn der Woche in das Modell aufgenommen. Dieser Wert wird jedoch als konstanter Parameter betrachtet und nicht dynamisch modelliert.

Methode für die Operative Energieoptimierung

Die vorgeschlagene Methode basiert auf einer simulationsbasierten Optimierung. In diesem Rahmen verwendet die Optimierung eine Simulation des Produktionssystems und des entsprechenden Energiesystems als Bewertungsfunktion, die iterativ aufgerufen wird, um den Fitnesswert (berechnet auf der Grundlage des Simulationsfeedbacks mit der multikriteriellen Zielfunktion) jeder vom Optimierungsalgorithmus erstellten Zwischenlösung zu bewerten. Das Verhalten des Produktionssystems wird in einer vereinfachten Simulation in Python modelliert. In dieser Simulation

werden die Belegungspläne der gasbefeueren und induktiven Wärmebehandlungsanlagen über die Zeit abgebildet. Rüstvorgänge und technische Restriktionen, wie z.B. produktspezifische Vorschubgeschwindigkeiten der Förderbänder in den Wärmebehandlungsöfen oder Coil-Durchmesser, werden in erweiterten Arbeitsplänen als Basisdaten aufgenommen und durch eine Simulationslogik berücksichtigt, um einen technologisch korrekten Simulationsablauf zu gewährleisten. Die Energiesystemsimulation ist mit der Produktionsverhaltenssimulation in Python integriert und wertet den Energieverbrauch, den Energiespeicherinhalt und die Hydrolyse-Auslastung über die Zeit aus.

Als Optimierungsalgorithmus wird ein integrierter metaheuristischer Ansatz gewählt, um einen optimierten Produktionsplan zu erhalten, der sowohl die Planung der verschiedenen Öfen als auch die Energieversorgung umfasst. Bei früheren Planungsproblemen ähnlicher Größe erwies sich ein GA mit Anpassungen als bester Ausgangspunkt, was auch mit den in der Literatur am häufigsten verwendeten Optimierungsmethoden für nichtlineare Probleme in realen Produktionsplanungsszenarien übereinstimmt. In dem GA-Ansatz trägt jedes Individuum die Planungsinformationen von zwei Gluhanlagen, acht Induktivhärteanlagen und dem Elektrolyseur. Dies ermöglicht die Modellierung und Optimierung der Abhängigkeiten und Interaktionen zwischen den Produktions- und Energiekomponenten. Der Optimierungsalgorithmus wurde in Python (Version 3.8) auf einer Intel i7-6700K (4C/8T) CPU mit 60GB RAM implementiert.

Die im Projekt entwickelte Optimierungsmethode für die integrierte Planung von Produktions- und Energiesystemen basiert auf einem Multi-Objektiv-Algorithmus namens Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) in Kombination mit einer auf Sortierkriterien basierenden Optimierungslogik für das Energiesystemmanagement. Der NSGA-II ist ein evolutionärer Algorithmus, der speziell für mehrere konkurrierende Ziele entwickelt wurde. Das Hauptziel des Algorithmus besteht darin, eine Menge optimaler Lösungen, die Pareto-Front, zu finden, bei der keine Lösung von einer anderen dominiert wird. Die Lösungen werden in verschiedene Fronten unterteilt: Die erste Front (Front 1) ist die nicht dominierte Menge, die zweite Front (Front 2) wird nur von den Lösungen in Front 1 dominiert, und so weiter. So entsteht ein natürliches Ranking-System für Lösungen. Im nächsten Schritt verwendet der NSGA-II ein Konzept namens Crowding Distance, um die Vielfalt in der Population zu erhalten. Er berechnet den „Abstand“ zwischen Lösungen in derselben Front, und Lösungen, die weiter auseinander liegen (d. h. einen größeren Crowding Distance haben), werden bevorzugt. Dadurch wird sichergestellt, dass die Pareto-Front in ihrem gesamten Bereich gut repräsentiert ist. Das Auswahlverfahren basiert auf dem binären Turnierverfahren, bei dem zwei Lösungen zufällig ausgewählt werden und diejenige mit dem besseren Rang (oder bei Gleichstand diejenige mit dem größeren Abstand) ausgewählt wird. Im Crossover- und Mutationsbereich schließlich setzt NSGA-II Crossover- (Rekombination) und Mutationsoperatoren ein, um aus den Elternlösungen Nachkommen zu erzeugen. Diese Operatoren gewährleisten die Erkundung und Ausnutzung des Suchraums. Die Individuen des NSGA-II tragen

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Informationen über den Produktionsplan für den Glühofen sowie für die Induktionshärteanlagen. Dazu gehören das Glühprogramm, Fälligkeitstermine, Zeitfenster und Anlagenzuordnung für jeden Auftrag sowie Rüstinformationen wie die Konfiguration (Durchmesser der Induktivhärtespulen).

Für die Optimierung des Managements des Energiesystems (d.h. Elektrolyseur und Energiespeicher) ist eine zusätzliche Ebene in das Bewertungsverfahren des NSGA-II eingebettet. Ausgehend von einer Scheduling-Simulation des Produktionssystems werden neben konventionellen Kennzahlen der Produktionsplanung (Anlagenauslastung, Liefertreue, etc.) auch energiesystemspezifische Kenngrößen, wie z.B. der Energiebedarf im Zeitablauf, bereitgestellt. Ausgehend von einer Vorhersage der Stromspotmarktpreise wird das optimale Management lokaler Speichersysteme (bzw. Wasserstoffspeicher oder Batteriespeicher) abgeleitet, indem die Speichereinspeisung ausgehend von den Zeitfenstern mit den niedrigsten Energiepreisen sukzessive erhöht und bei Erreichen des gewünschten Bedarfsniveaus gestoppt wird. Das beschriebene Verfahren wird auf jedes Individuum einer Generation angewandt und erlaubt schließlich die Berechnung der Gesamtkosten für einen gegebenen Produktionsplan und die Ableitung eines entsprechend optimierten Speichermanagements.

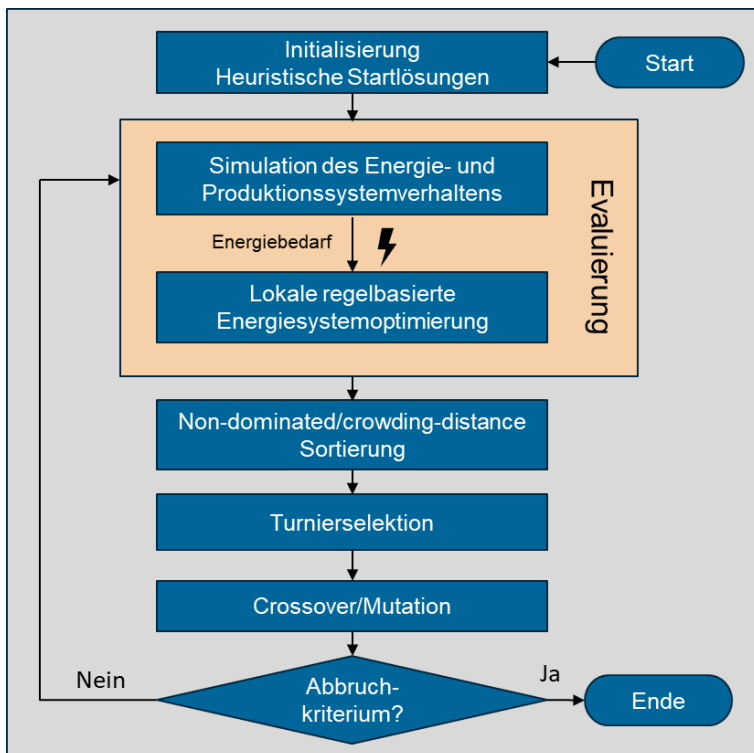


Abbildung 13: Algorithmus der entwickelten Optimierungsmethode (Quelle: Dissertation Johannes Breitschopf)

Gesamtdemonstrator und Evaluation

Dieses Deliverable umfasst die mit der entwickelten Methode ausgeführte Einsatz-Nutzen-Evaluierung im Use-Case der stahlverarbeitenden Industrie. Die Analyse basiert auf der laufenden Arbeit einer Referenzwoche für die betrachteten Wärmebehandlungsprozesse, was zu einem Optimierungs- und Planungsproblem mit Optimierungsvariablen, Nebenbedingungen und Zielfunktionen führt:

Die Variablen, die sich auf den Produktionsprozess beziehen, sind das Zeitfenster (30 Minuten Auflösung) des Auftrags, die zugewiesenen Anlagen und das gewählte Temperaturprofil für die Glühanlagen. Für die Induktionshärtungsanlage sind die Variablen das Zeitfenster des Auftrags und die Spuleneinstellung (Bestimmung des Luftspalts zwischen Produkt und Induktionsspule). Im Szenario der lokalen Wasserstoffherzeugung ist die Variable des Elektrolyseurs die Prozessintensität über die Zeit. Da die Versorgung nur durch den lokalen Elektrolyseur erfolgt, wird die Leistung des Speichersystems durch den Wasserstoffbedarf im Wärmebehandlungsprozess über die Zeit bestimmt. Da das Elektrifizierungsszenario hingegen die Möglichkeit der direkten Stromspeisung aus dem Netz beinhaltet, wird auch die Leistung des Batteriespeichers im Zeitverlauf zu einer Optimierungsgröße.

Die Randbedingungen für die Glühanlage sind das Schichtende und die Auftragsfälligkeit. Für die Induktionshärteanlage gibt es Randbedingungen für das Schichtende, die Fälligkeitstermine und die Mindestspulendurchmesser, abhängig von der Abmessung der produkttypenspezifischen Stahlstäbe. Die Stromzufuhr ist durch die maximale Anschlussleistung des Transformators von 25 MW begrenzt. Außerdem dürfen die Energiestände des Speichersystems (H₂ oder Batteriespeicher) nur zwischen minimalen und maximalen Energieständen variieren.

Das Optimierungsproblem ist multikriteriell und umfasst drei Zielfunktionen: Die erste Zielfunktion basiert auf einem Leistungsindikator für die Energieeffizienz der Glühanlage. Dabei handelt es sich um eine priorisierte Kombination aus dem Energieverlust, der sich aus den Rüstzeiten, dem Aufheizen und Abkühlen des Ofens zum Erreichen des gewünschten Temperaturniveaus ergibt, und dem Gesamtdurchsatz aller Glühanlagen, gemessen in Tonnen. Das Ziel ist also erstens, die Energieverluste für eine gegebene Menge von Aufträgen zu reduzieren, und zweitens, den Durchsatz zu erhöhen, indem Aufträge mit einem Fälligkeitsdatum in der folgenden Woche in den Plan aufgenommen werden. Im Gegensatz zu einem Zielfunktionsansatz, der den Energieverlust pro Tonne verwendet, vermeidet die beschriebene Struktur unerwünschte Durchsatzreduzierungen für Pläne, die Nullverluste erreichen - die Werte sind eine Kombination aus gewichtetem Energieverlust in MW und Produktionsdurchsatz in Tonnen. Analog dazu adressiert die zweite Zielfunktion die Energieeffizienz beim induktiven Härten und basiert auf dem Energieverlust, der durch Luftspalte zwischen Stahlstäben und Induktionsspulen entsteht, kombiniert mit dem nachrangig priorisierten Durchsatz aller induktiven Härteanlagen, gemessen in Tonnen. Die dritte Zielfunktion schließlich stellt die Gesamtkosten einschließlich der

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Energiekosten für alle geplanten Anlagen sowie der Personalkosten dar. Die Energiekosten werden auf der Grundlage des durch das Simulationsmodell ermittelten Energiebedarfs und der entsprechenden Spotmarktpreise für Strom berechnet. Die Spotmarktpreise für den nächsten Tag sind verfügbar und im Voraus bekannt (Spotmarktdatenschnittstelle), während die Preise für die verbleibenden Tage des wöchentlichen Planungshorizonts durch ein Prognosemodell geschätzt werden. Bei diesem Ansatz wird ein grundlegendes Prognosemodell verwendet, das die Verteilung der Spitzen und Tiefstwerte der historischen Strompreise analysiert und auf das aktuelle Strompreisniveau anwendet. In den in Abbildung 3 dargestellten Optimierungsergebnissen werden Stromspotmarktpreise zwischen 75-170 €/MWh vorhergesagt, dargestellt in der gelben vorletzten Linie. Basierend auf Wetterprognosen der Einstrahlungsintensität wird der Ertrag der PV-Anlage mit 1 MWp prognostiziert und ebenfalls in der Berechnung der Energiekosten berücksichtigt. Die Personalkosten werden auf der Basis fester Stundensätze berechnet und variieren nur, wenn nicht ganze Schichten besetzt und eingeplant werden. Während die Gesamtkostenfunktion auch die Energiekosten berücksichtigt, sind die beiden anderen Funktionen für eine bessere Verfolgung der energiebezogenen Ziele und die Ausnutzung der Produktionsressourcen erforderlich, zumal sich die Opportunitätskosten ungenutzter Kapazitäten nur schwer realistisch in Kosten umrechnen lassen.

Die Energieszenarien führen zu zwei leicht unterschiedlichen mathematischen Optimierungsproblemen, die auf den vorgeschlagenen Optimierungsansatz in Abschnitt 4 angewendet werden. Neben den

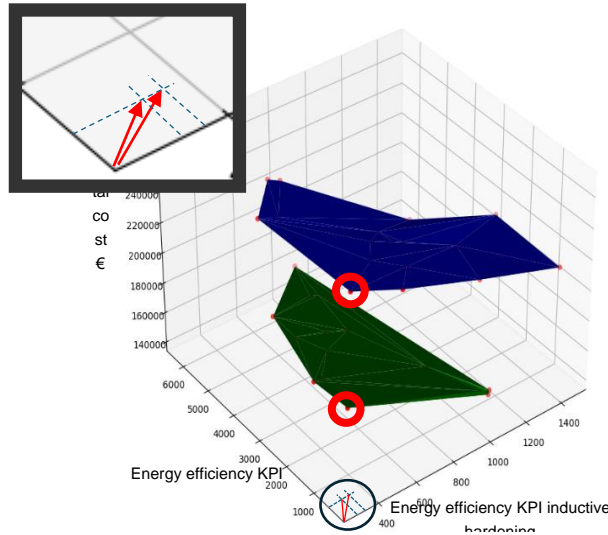


Abbildung 14 Paretofronten für H2-Szenario (blau) und Elektrifizierungs-Szenario (grün)

Unterschieden in den Energiesystemparametern, wie Wirkungsgrade, Speicherverluste und Dimensionen, unterscheiden sich die Szenarien mathematisch nur hinsichtlich der Modellierung des Speichersystems mit zusätzlichen Variablen zur Optimierung der Leistung des Batteriespeichers. Für jedes Szenario liefert der Optimierungsalgorithmus eine Menge optimaler Lösungen - Pareto-Grenzen - die in blauen (Wasserstoff-Szenario) und grünen (Elektrifizierungs-Szenario) Flächen in der folgenden Grafik dargestellt sind.

Hinsichtlich der Energieeffizienz zeigen beide Szenarien ähnliche Ergebnisse sowohl für das Glühen als auch für das induktive Härten, was zu nahezu horizontal parallel verschobenen Pareto-Grenzen führt. Obwohl jede Lösung der Pareto-Grenze eine mathematisch optimale Lösung bezüglich der definierten Zielfunktionen darstellt, müssen in der praktischen Anwendung Kriterien für die Auswahl einer einzelnen optimalen Lösung definiert werden. In Absprache mit den Fachleuten werden die Lösungen in der mittleren unteren Ecke ausgewählt, die die energieeffizientesten und am besten ausgelasteten Fahrpläne darstellen. Andere Lösungen, die zwar schlechtere Energieeffizienz-Kennzahlen, aber geringere Gesamtkosten aufweisen, werden vernachlässigt, da sich Kostenvorteile nur aus einem geringeren Durchsatz und entsprechend geringeren Energiekosten ergeben. Das erwähnte Auswahlverfahren kann auch formalisiert und quantifiziert werden, indem der 2D-euklidische Abstand zwischen den auf die x-y-Ebene projizierten Pareto-Lösungen und dem Ursprung minimiert wird. Die ausgewählten Lösungen jedes Szenarios sind durch rote Kreise markiert, die euklidischen Abstände sind durch rote Linien in der x-y-Ebene dargestellt. Der Vergleich der Zielfunktionen der ausgewählten Lösungen für jedes Szenario ist in der folgenden Tabelle aufgeführt. Die Elektrifizierungsszenarien zeigen überlegene Ergebnisse in Bezug auf die Gesamtkosten, mit einem bemerkenswerten

Unterschied von 71.000 € Gesamtkosten in der Referenzwoche. Dieser Vorteil ist in erster Linie auf den geringeren Wirkungsgrad der Elektrolyseure im Wasserstoffszenario zurückzuführen. Bei der Bewertung des Key Performance Indicator (KPI) Energieeffizienz für Glühanlagen liefern die Szenarien Elektrifizierung und Wasserstoff identische Ergebnisse. Für die induktiven Härteprozesse weist das Elektrifizierungsszenario jedoch eine leicht (6%) höhere Energieeffizienz auf. Dies wird auf den höheren erreichten Durchsatz zurückgeführt. Darüber hinaus ist die Flexibilität bei der Planung der induktiven Härtung im Wasserstoffszenario aufgrund des geringeren Wirkungsgrads der Wasserstoffproduktion über lokale Elektrolyseure eingeschränkt, was sich nicht nur auf die Gesamteffizienz auswirkt, sondern auch einen erheblichen Teil der begrenzten Anschlussleistung verbraucht.

Scenario	Total costs	Eff-KPI annealing	Eff-KPI hardening
Hydrogen	266,000 €	357	322
Electrification	195,000 €	357	304

Tabelle 1: Szenarienauswertung

Die folgende Abbildung zeigt die optimierten Fahrpläne und variablen Trends der Referenzwoche für das Wasserstoffszenario, gruppiert in die Bereiche Glühöfen, Induktivhärteanlagen und Energiesystemkomponenten. Im Zeitplan der beiden Glühanlagen stehen die verschiedenen Farben für die Glühprogramme mit den entsprechenden Temperaturprofilen, die erforderlich sind, um die gewünschten Materialeigenschaften zu erreichen. Der Algorithmus bildet Chargen mit demselben Temperaturprofil, um Energieverluste zu vermeiden, und sortiert die Aufträge auf der Grundlage aufsteigender Vorschubgeschwindigkeiten, um die Wartezeit zu minimieren. Darüber hinaus erreicht der Algorithmus durch die Auswahl geeigneter Glühprogramme einen sehr homogenen Zeitplan mit nur einer Rüstzeit. Im Abschnitt über induktives Härten entsprechen die Farben der Kästchen den verschiedenen Härtungsmethoden. Die grauen Kästen stellen die Rüstzeiten aufgrund von Spulenwechseln dar. Darunter befinden sich Liniendiagramme für die Komponenten des Energiesystems, die den Gesamtstrombedarf des Wasserstoffs der Öfen (hellblau), die geplante Intensität des Elektrolyseurs (rot), den Füllstand des Wasserstoffspeichers (grün), die insgesamt benötigte Stromnetzleistung (rosa), die prognostizierten Strompreise (gelb) und schließlich den Stromertrag der Photovoltaikanlage (dunkelblau) zeigen.

Vier Markierungen heben beispielhafte Beobachtungen hervor, die zeigen, wie der Optimierungsalgorithmus den Produktionsplan optimiert hat: Markierung 1: Beschränkung der maximalen Anschlussleistung: Dieser Abschnitt des Diagramms, der durch die schwarze Linie gekennzeichnet ist, zeigt die Einschränkung der maximalen Anschlussleistung von 25 MW in diesem Szenario. Die Daten zeigen, dass der Optimierungsalgorithmus diese Grenze einhält und sicherstellt, dass die Gesamtlast während der geplanten Woche 25 MW nicht überschreitet. Marker 2 - Maximierung der Elektrolyseur-Intensität und Lastmanagement: Hier macht sich der Algorithmus die niedrigen Energiepreise zunutze, indem er die Intensität des Elektrolyseurs auf seine maximale Kapazität

hochfährt. Um die Gesamtlast innerhalb der 25-MW-Grenze zu halten, vermeidet er die Einplanung von Operationen für die letzten beiden Induktionshärtungsanlagen. Diese Entscheidung beruht auf der kombinierten Last des Elektrolyseurs und der anderen geplanten Aufträge, die fast die Gesamtkapazität erreicht. Zusätzlich trägt die lokale Stromerzeugung aus der PV-Anlage mit 0,8 MW dazu bei, was einen vernachlässigbaren Einfluss auf den Einplanungsprozess hat. Markierung 3 - Minimierung der Kosten während der Strompreisspitzen: An diesem Punkt minimiert der Algorithmus den Betrieb des Elektrolyseurs als Reaktion auf zu erwartende Spitzen bei den Strompreisen. Diese Anpassung ist eine kostensparende Maßnahme, die sicherstellt, dass die Ausgaben in Zeiten hoher Energiekosten so gering wie möglich gehalten werden. Markierung 4 - Management der Wasserstoffspeicherung und -produktion: Diese Markierung verdeutlicht den Ansatz des Algorithmus zur Steuerung der Wasserstoffproduktion. Die Wasserstoffspeicher werden auf einem Mindestniveau von 5 MWh gehalten, eine Strategie, die darauf abzielt, eine Überproduktion und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden. Jeder Marker in der Abbildung steht für einen Entscheidungspunkt bei der Steuerung von Energieverbrauch, Produktion und Kosten in einem industriellen Umfeld. Für das Elektrifizierungsszenario funktioniert der Optimierungsalgorithmus in ähnlicher Weise - aus Platzgründen kann dies in diesem Papier nicht diskutiert werden. Das Optimierungspotenzial im Vergleich zur anfänglichen heuristischen Lösung auf der Grundlage der Energieeffizienz-KPIs beträgt 57 % für das Wasserstoffscenario und 61 % für das Elektrifizierungsszenario. Da die ursprüngliche heuristische Lösung jedoch von manuell ermittelten Lösungen übertroffen wird, liegt das realistische Verbesserungspotenzial gegenüber guten manuell ermittelten Fahrplänen bei ~20 %.

Bei der bisherigen Optimierung wurden nur die Betriebskosten berücksichtigt. Die Investitionskosten pro Jahr variieren jedoch auch je nach Szenario. Das Wasserstoffscenario erfordert einen Elektrolyseur, eine Ofenanpassung und einen Wasserstofftank, was ~2 Mio. €/Jahr kostet (berechnet für die Lebensdauer der Ausrüstung). Das Elektrifizierungsszenario erfordert einen Batteriespeicher und ein induktives Nacherwärmungssystem, was ~2,9 Mio. €/Jahr für den Batteriespeicher und einen unbekanntem Betrag für das induktive Nacherwärmungssystem, das noch nicht auf dem Markt ist, kostet. Ausgehend von der Referenzwoche (Tabelle 2) kann das Elektrifizierungsszenario im Vergleich zum Wasserstoffscenario ~3,7 Mio. €/Jahr einsparen. Daher ist die Elektrifizierung wirtschaftlicher, wenn das induktive Nachheizsystem unter den angenommenen Strompreisen weniger als 2,7 Mio. €/Jahr kostet.

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

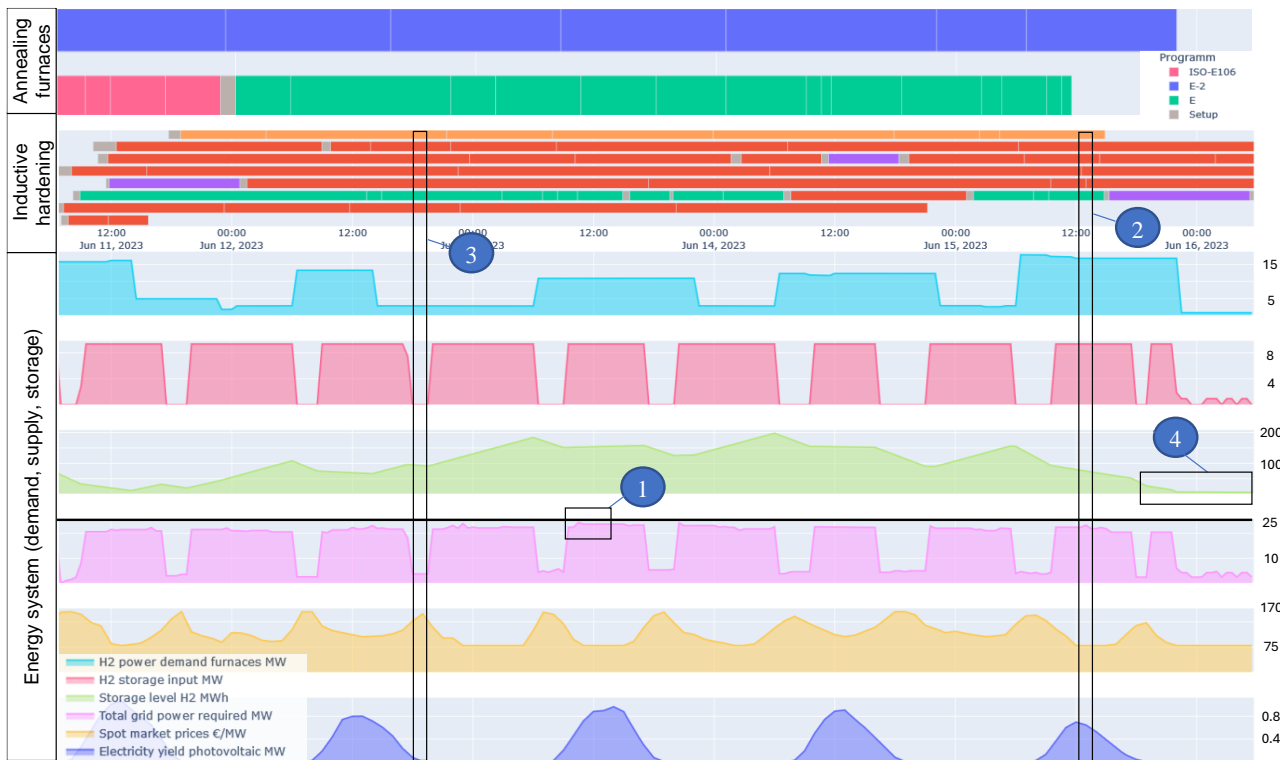


Abbildung 15 Auswertung eines H2-Beispielszenarios (Quelle: Cirp-LCE 2024 Paper, Breitschopf et al.)

Diese Studie demonstriert die Machbarkeit und die Vorteile einer integrierten dynamisch optimierten Planung von Produktions- und Energiesystemen. Die Optimierung führt zu einer Verbesserung von ~20 % im Vergleich zu einer manuell ermittelten Lösung und zeigt das Potenzial einer multikriteriellen Optimierung zur Nutzung der Energieflexibilität, um die Betriebs- und Energiekosten zu senken und die Treibhausgasbilanz zu verbessern. Der Demonstrator ist mit dem ERP-System des Unternehmens verbunden und für eine wöchentliche Planung mit täglichen Aktualisierungen ausgelegt. Er könnte auch einen digitalen Zwilling mit (nahezu) Echtzeit-Feedback vom Produktionssystem unterstützen, wenn die Datenverbindung von den MES- und Prozesssteuerungssystemen des Unternehmens verfügbar ist.

Wasserstoff-Szenarien

Um eine Bewertung der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit sowie die Bestimmung der Kapazitäten der Komponenten zur Vor-Ort-Produktion von Wasserstoff und synthetischem Erdgas (SNG) zu ermöglichen, wird ein Optimierungsproblem mit gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (MILP) aufgestellt. Ziel ist es, das optimale Design und den Betrieb der Produktionseinheiten zu ermitteln, während der Nettobarwert (NPV) minimiert wird. Der Betrieb muss berücksichtigt werden, um eine genaue Dimensionierung der Speichereinheiten zu ermöglichen, da dies von der Häufigkeit und dem Ausmaß der Schwankungen in Angebot und Nachfrage abhängt. Die Komponenten des Produktionssystems werden durch lineare Modelle angenähert. Die

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Eingangsparameter sind technische und wirtschaftliche Daten der Komponenten (Elektrolyse, Methanisierungseinheit, Wasserstoff- und SNG-Speicher, Kompressor, wasserstoff- oder SNG-befuerter Ofen), wöchentlicher Bedarf und Strompreise. Die MILP-Methode berechnet die beste Lösung basierend auf vordefinierten Modellen und Parametern, berücksichtigt jedoch keine Unsicherheiten in den Vorgaben. Um dies zu adressieren, führen wir eine Sensitivitätsanalyse zu verschiedenen Parametern durch. In den folgenden Abschnitten werden die Parameter, Randbedingungen und die Zielfunktion sowohl für das Wasserstoff- als auch das SNG-System vorgestellt.

Als Zielgröße definieren wir den Nettobarwert (NPV) als die Summe der Investitions- und Betriebskosten über die Projektdauer, gemäß der Gleichung:

$$\min NPV = C_{capex,init} + \sum_{n=1}^N \frac{C_{capex,n} + C_{opex,n}}{(1+d)^n}$$

Der Optimierungshorizont N beträgt 20 Jahre. $C_{capex,init}$ steht für die anfänglichen Investitionskosten zu Beginn des Zeitraums. Die weiteren Terme beziehen sich auf spätere Investitionskosten sowie Betriebskosten für jedes Jahr. Die zukünftigen Kosten werden diskontiert, wobei der Diskontsatz ddd auf 5 % festgelegt wurde.

Nach der Berechnung des NPV wird die Levelized Cost of Energy (LCOE) durch Division des NPV durch den gesamten thermischen Bedarf über den Optimierungshorizont ermittelt:

$$LCOE = \frac{NPV}{\sum_{n=1}^N \frac{E_{therm}}{(1+d)^n}}$$

Elektrolyseeinheit

Für die Elektrolyseeinheit gelten Randbedingungen für alle Elektrolysetechnologien (AEL, PEM, SOEC).

Die Gleichung stellt sicher, dass die elektrische Leistungseingabe $P_{elec,in,t}$ und der Abwärmefluss $Q_{waste,in,t}$ unterhalb der Elektrolysekapazität $P_{elec,calc}$ bleiben. Die Binärvariable $b_{elec,t}$ gibt den Ein-/Ausschaltzustand des Elektrolyseurs an, und $P_{elec,max}$ ist das obere Limit der Elektrolysekapazität:

$$0 \leq P_{elec,in,t} + Q_{waste,in,t} \leq P_{elec,calc} \leq P_{elec,max} \cdot b_{elec,t}$$

$Q_{waste,for,t}$ ist die verfügbare Abwärme aus dem Wiedererhitzungssofen und kann nur bei der SOEC-Technologie genutzt werden. Der zweite Abwärme-Term $Q_{waste,meth,t}$ beschreibt die überschüssige

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Wärme aus der Methanisierungseinheit, die nur im SNG-Szenario mit katalytischer Methanisierung und SOEC-Technologie anwendbar ist. Die tatsächliche Abwärmeeingabe wird durch $q_{waste,in,t}$ dargestellt:

$$q_{waste,in,t} \leq Q_{waste,fur,t} + Q_{waste,meth,t}$$

Weiterhin wird $q_{waste,in,t}$ durch die Bedingung eingeschränkt:

$$q_{waste,in,t} \leq 0.4 \cdot P_{elec,in,t}$$

Diese Bedingung resultiert daraus, dass die Temperatur der Abwärmequelle unterhalb der Betriebstemperatur des Elektrolyseprozesses liegt, wodurch eine reine Wasserstoffproduktion aus Abwärme ausgeschlossen wird.

Die nächste Gleichung stellt sicher, dass $P_{elec,in,t}$ über der Mindestlast $l_{min,elec}$ liegt, wenn die Elektrolyse in Betrieb ist. Eine Big-M-Bedingung wird benötigt, um die Bedingung zu deaktivieren, wenn die Einheit ausgeschaltet ist:

$$P_{elec,in,t} \geq l_{min,elec} \cdot P_{elec} - M \cdot (1 - b_{elec,t})$$

Die Wasserstoffleistungsausgabe der Elektrolyse $P_{elec,out,t}$ wird gemäß dem Heizwert von Wasserstoff in eine Leistung in kW umgewandelt. Sie ergibt sich aus dem Produkt der Effizienz der Elektrolyse η_{elec} und der gesamten Leistungseingabe:

$$P_{elec,out,t} = \eta_{elec} \cdot (P_{elec,in,t} + q_{waste,in,t})$$

Kompressor und Wasserstoffspeicher

Die Gleichung beschreibt die Randbedingungen für den gespeicherten Wasserstoff $E_{H2store,t}$ zu jedem Zeitpunkt. Der gespeicherte Wasserstoff ist auf die maximale Speicherkapazität $E_{H2store,max}$ begrenzt:

$$0 \leq E_{H2store,t} \leq E_{H2store,max}$$

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

Der Wasserstofffluss $P_{H2store,t}$ muss zwischen der maximalen Entladeleistung $P_{H2store,dis}$ und der maximalen Ladeleistung $P_{H2store,char}$ liegen:

$$P_{H2store,dis} \leq P_{H2store,t} \leq P_{H2store,char}$$

Die Energiegleichung für das Wasserstoffspeichersystem stellt den Zusammenhang zwischen dem Leistungsfluss $P_{H2store,t}$ und der Änderung der gespeicherten Energie über ein Zeitintervall Δt dar:

$$P_{H2store,t} = -\left(\frac{1}{\Delta t}\right) \cdot (E_{H2store,t+1} - E_{H2store,t})$$

Methanisierungsanlage

Für die Methanisierungseinheit gelten Randbedingungen für alle Methanisierungstechnologien (katalytisch und biologisch). Die Gleichung stellt sicher, dass die Leistungsaufnahme $P_{meth,in,t}$ unterhalb der Methanisierungskapazität $P_{meth,calc}$ bleibt:

$$0 \leq P_{meth,in,t} \leq P_{meth,calc} \leq P_{meth,max} \cdot b_{meth,t}$$

Es wird zudem sichergestellt, dass $P_{meth,in,t}$ über der Mindestlast liegt, wenn die Methanisierung in Betrieb ist:

$$P_{meth,in,t} \geq l_{min,meth} \cdot P_{meth} - M \cdot (1 - b_{meth,t})$$

Der Methanisierungsausgang $P_{meth,out,t}$ ergibt sich aus dem Produkt der Methanisierungs-Effizienz η_{meth} und der gesamten Eingangsleistung:

$$P_{meth,out,t} = \eta_{meth} \cdot P_{meth,in,t}$$

Außerdem wird bei der katalytischen Methanisierung eine Abwärmequelle erzeugt. Diese Abwärmequelle wird durch die folgende Gleichung definiert:

$$Q_{waste,meth,t} = P_{meth,in,t} \cdot f_q$$

Kompressor und SNG-Speicherung

Die Gleichung für die SNG-Speicherung lautet:

$$0 \leq E_{SNGstore,t} \leq E_{SNGstore,max}$$

Die SNG-Leistung muss zwischen der maximalen Entladeleistung und der maximalen Ladeleistung liegen:

$$P_{SNGstore,dis} \leq P_{SNGstore,t} \leq P_{SNGstore,char}$$

Die Energiebilanz für das SNG-Speichersystem wird durch folgende Gleichung dargestellt:

$$P_{SNGstore,t} = -\left(\frac{1}{\Delta t}\right) * (E_{SNGstore,t+1} - E_{SNGstore,t})$$

Energiebilanzen

Für das Wasserstoffsystem bestehen die Investitionskosten aus den Kosten für die Elektrolyseanlage, die Wasserstoffspeicherung und die Umrüstung des Ofens. Die Betriebskosten umfassen die festen OPEX für die Elektrolyse und die Wasserstoffspeicherung sowie die Stromkosten. Die Energiebilanz für die Komponenten lautet:

$$P_{elec,out,t} + P_{H2store,t} = D_t$$

Für das SNG-System bestehen die Investitionskosten aus den Kosten für die Elektrolyseanlage, die Wasserstoffspeicherung, die Methanisierungsanlage und die SNG-Speicherung. Die Betriebskosten umfassen die festen OPEX für die Elektrolyse, die Methanisierungsanlage und die Speicher sowie die Stromkosten. Eine feste jährliche Kostenpauschale wird für das Kohlenstoffabscheidungssystem angenommen. Die Energiebilanzen für das SNG-System lauten:

$$P_{elec,out,t} + P_{H2store,t} = P_{meth,in,t}$$

$$P_{meth,out,t} + P_{SNGstore,t} = D_t$$

Wasserstoffsysteme

Um die wirtschaftlichste Elektrolysetechnologie zu bestimmen, werden die LCOE für verschiedene Technologien bei konstanten Strompreisen analysiert, wie in Abbildung 16 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass AEL bei Strompreisen unter 0,13 €/kWh die niedrigsten LCOE aufweist. Bei höheren Strompreisen wird SOEC zur kostengünstigeren Option. Die Effizienz von SOEC und die Möglichkeit, überschüssige Abwärme aus dem Wiedererhitzungssofen zu integrieren, tragen zu den niedrigeren Betriebskosten im Vergleich zu anderen Technologien bei, wodurch es bei höheren Strompreisen zur günstigeren Wahl wird. Allerdings machen die hohen Investitionskosten von SOEC im Vergleich zu AEL und PEM AEL bei niedrigeren Strompreisen wirtschaftlicher.

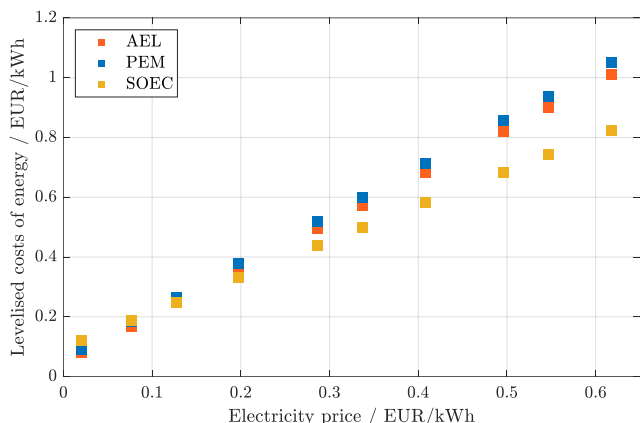


Abbildung 16: LCOE bei konstanten Preisen

Abbildung 17 zeigt die LCOE für AEL in Abhängigkeit von den Strompreisen, sowohl für konstante als auch dynamische Szenarien. Dynamische Szenarien werden je nach Preisschwankung in Rottönen dargestellt. Für die dynamischen Szenarien entspricht der Durchschnittswert des Szenarios dem Wert auf der x-Achse. Beim Vergleich von konstanten und dynamischen Preisen wird deutlich, dass die Produktion von Wasserstoff umso kostengünstiger wird, je höher die Schwankungen sind, da das Energiesystem Phasen niedriger Preise effektiv zur Wasserstoffproduktion nutzen kann und der effektive Energiepreis niedriger ist. Bei sehr geringen Schwankungen sind die Preise fast identisch mit den konstanten Preisen. Insgesamt führt eine größere Preisschwankung zu einer stärkeren Reduktion der

Energieforschungsprogramm - 6. Ausschreibung

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

LCOE im Vergleich zu konstanten Preisen. Insbesondere bei niedrigen Strompreisen reduziert dynamische Preisgestaltung die LCOE erheblich. Wie in Abbildung 17 gezeigt, führt ein Strompreisniveau von 0,2 €/kWh in dynamischen Preisszenarien zu einer Reduktion der LCOE um 42 % im Vergleich zu konstanten Preisszenarien.

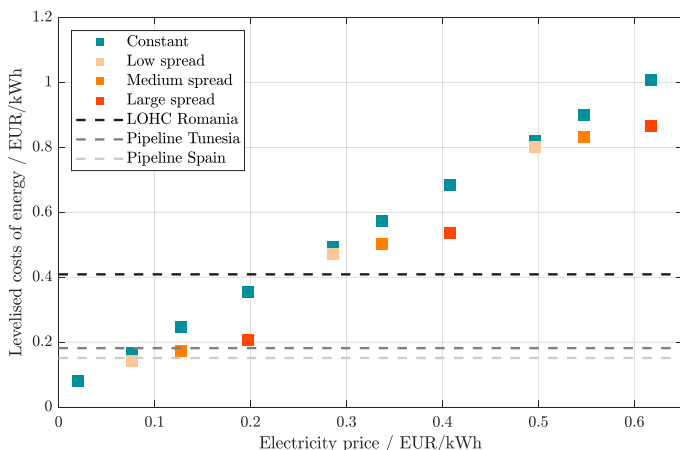


Abbildung 17: LCOE abhängig von Preisgestaltung für AEL.

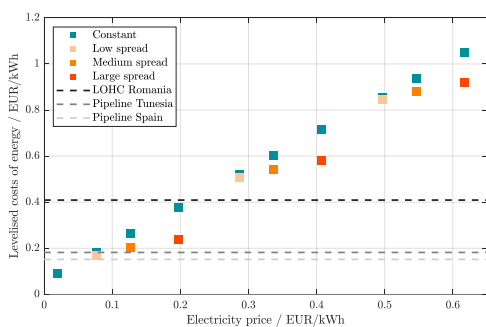


Abbildung 18: LCOE abhängig von Preisgestaltung für PEM.

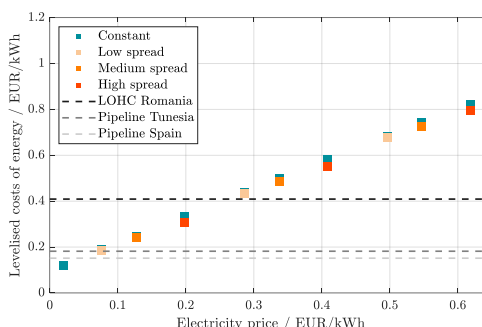


Abbildung 19: LCOE abhängig von Preisgestaltung für SOEC.

Um die Kosten für lokale Wasserstoffproduktion mit externem Bezug zu vergleichen, werden Wasserstoffpreisprognosen für Österreich verwendet. Diese Prognosen basieren hauptsächlich auf Produktions-, Speicher- und Transportkosten und verwenden dieselbe LCOE-Berechnungsformel wie in unserer Studie. Drei Prognosen aus verschiedenen Quellen wurden für diesen Vergleich herangezogen: Zwei beinhalten den Wasserstofftransport per Pipeline aus Spanien oder Tunesien, und eine den

Transport über organische Träger per LKW aus Rumänien. Der Transport per Pipeline ist in der Regel deutlich günstiger, jedoch mit Unsicherheiten bezüglich des Pipelinebaus verbunden. Für eine wirtschaftlich rentable lokale AEL-Wasserstoffproduktion müsste der Strompreis bei Vorhandensein einer Pipeline aus Spanien oder Tunesien etwa 0,1 €/kWh oder kleiner betragen. Der durchschnittliche Preis kann jedoch höher sein, wenn das Energiesystem starke Schwankungen im Netz ausnutzen kann. Sollte der Pipelinebau nicht realisiert werden und Wasserstoff per LKW importiert werden, steigt der konstante Strompreis für eine wirtschaftliche lokale Produktion auf etwa 0,25 €/kWh. Obwohl die lokale Produktion von Wasserstoff teurer ist, kann sie bei niedrigeren Energiepreisen je nach Herkunft des Wasserstoffs wirtschaftlich werden.

Abbildung 18 und Abbildung 19 zeigt die LCOE für PEM- und SOEC-Technologien unter konstanten und dynamischen Strompreisszenarien. Für PEM ähneln die Ergebnisse denen der alkalischen Elektrolyse (AEL). Die Einführung dynamischer Preise reduziert die LCOE im Vergleich zu konstanten Preisen signifikant. Bei einem Strompreis von 0,2 €/kWh führt die dynamische Preisgestaltung zu einer Reduktion der LCOE um 36 % im Vergleich zu konstanten Preisen. Im Gegensatz dazu ist der Unterschied in den LCOE zwischen dynamischer und konstanter Preisgestaltung bei SOEC weniger ausgeprägt. Dies kann auf die geringere Kapazität von SOEC-Systemen zurückgeführt werden, die weniger in der Lage sind, Preisschwankungen effektiv auszugleichen. Darüber hinaus wird der Betrieb von SOEC mit der Nutzung von Abwärme aus Öfen koordiniert, was die Fähigkeit einschränkt, Preisschwankungen vollständig auszunutzen. Folglich sind die Vorteile der dynamischen Preisgestaltung bei SOEC weniger signifikant als bei AEL und PEM.

Sensitivitätsanalyse

Abbildung 20 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für verschiedene Parameter, darunter den Diskontierungsfaktor, die Lebensdauer, Capex und die Effizienz der Elektrolyse. Der Einfluss jedes Parameters auf die LCOE wurde für die drei Elektrolysetechnologien bewertet. Der Diskontierungsfaktor, ein stark unsicherer Parameter, wurde zwischen 2 % und 8 % variiert, wobei der Basisfall auf 5 % gesetzt wurde. Die Sensitivitätsanalyse zeigte, dass SOEC die größten relativen Abweichungen aufwies, mit Schwankungen von ± 4 % aufgrund hoher Investitionskosten. Bei AEL- und PEM-Technologien waren die relativen Abweichungen kleiner und lagen zwischen ± 2 %. Insgesamt ist der Einfluss des Diskontierungsfaktors auf die LCOE bei allen Technologien relativ gering. Die Lebensdauer der Elektrolysesysteme wurde um bis zu 30 % verlängert. Der Einfluss dieses Parameters auf die LCOE ist bei allen Technologien relativ gering. Eine Verlängerung der Lebensdauer um 30 % führt zu

Kostensenkungen von 0,6 % für AEL, 0,7 % für PEM und 2,5 % für SOEC. Eine Reduktion der Capex zeigt den größten Effekt bei SOEC, was zu einer Kostensenkung von 10 % bei einer Capex-Reduktion um 50 % führt. Bei AEL und PEM führt eine Capex-Reduktion um 50 % zu Einsparungen von etwa 4 %. Die höhere Sensibilität von SOEC gegenüber Capex-Reduktionen wird auf die höheren Anfangsinvestitionen zurückgeführt. Eine Effizienzsteigerung um bis zu 20 % führt zu erheblichen Kosteneinsparungen bei allen Technologien, wobei AEL und PEM eine Reduktion von etwa 15 % und SOEC eine Reduktion von 18 % erzielen. Dies unterstreicht die zentrale Rolle der Energiekosten bei der Senkung der LCOE. Zusammenfassend zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass Capex- und Effizienzverbesserungen die größten Kostenvorteile bieten, insbesondere bei SOEC.

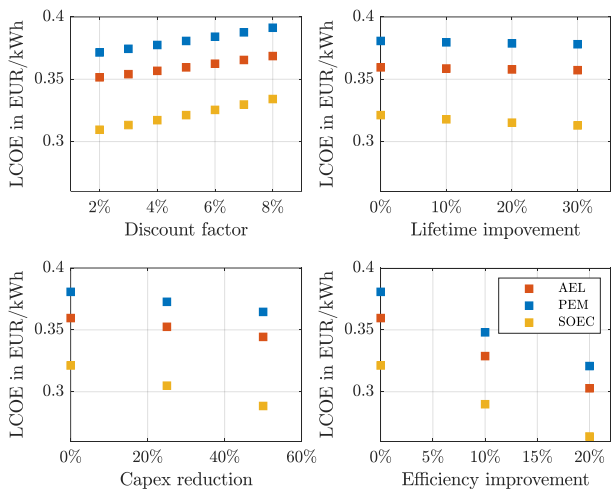


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse für H2-Systeme.

SNG-Systeme

Im Allgemeinen besteht der Hauptvorteil der Verwendung von SNG darin, dass die Speicherung von SNG im Gegensatz zu Wasserstoff einfacher und kostengünstiger ist, da niedrigere Drücke erforderlich sind und der Wiedererwärmungssofen keine Anpassung benötigt. Im folgenden Unterabschnitt werden, wie beim Wasserstoffsystem, Design- und Wirtschaftlichkeitsaspekte sowohl für katalytische als auch biologische Methanisierungssysteme erörtert.

In Abbildung 21 wird das LCOE für Szenarien mit AEL-Technologie dargestellt. Insbesondere werden die beiden SNG-Szenarien, katalytisches-AEL (cat-AEL) und biologisches-AEL (bio-AEL), mit dem Wasserstoffscenario AEL verglichen, und das bei konstanten Strompreisen. Beim Vergleich von

katalytischer und biologischer Methanisierung zur SNG-Produktion erweist sich die biologische Methanisierung als wirtschaftlicher. Die katalytische Methanisierung ist je nach Strompreis 10-14 % teurer als die biologische Methanisierung. Allerdings sind beide SNG-Optionen im Allgemeinen teurer als die Wasserstoffoption. Bei niedrigen Strompreisen ist bio-AEL etwa 40 % teurer und cat-AEL bis zu 55 % teurer als die Wasserstoffoption, was auf einen erheblichen Kostenunterschied hinweist. Bei höheren Strompreisen betragen die Abweichungen 27 % für bio-AEL und 45 % für cat-AEL.

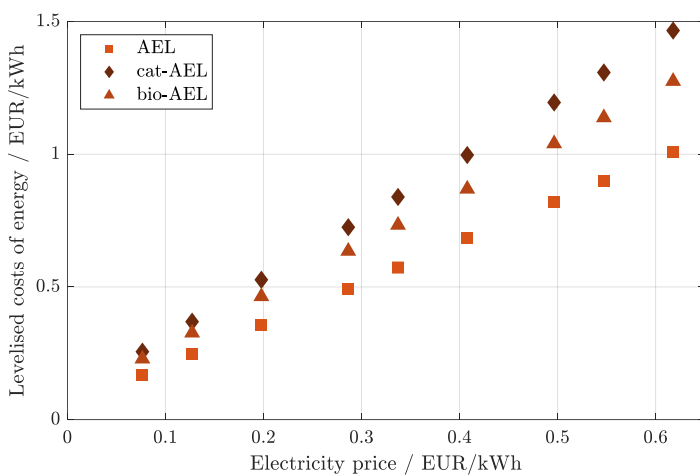


Abbildung 21: LCOE bei konstanten Preisen für AEL, cat-AEL und bio-AEL.

Die PEM-Szenarien zeigen ähnliche Ergebnisse wie das AEL-Szenario. Im Gegensatz dazu ist bei der SOEC-Technologie der Kostenunterschied zwischen biologischer und katalytischer Methanisierung nicht so ausgeprägt. Dies liegt an der Nutzung der Abwärme der katalytischen Methanisierungsanlage für die Elektrolyse, wodurch die katalytische Methanisierung im Vergleich zu den AEL- und PEM-Szenarien kostengünstiger wird.

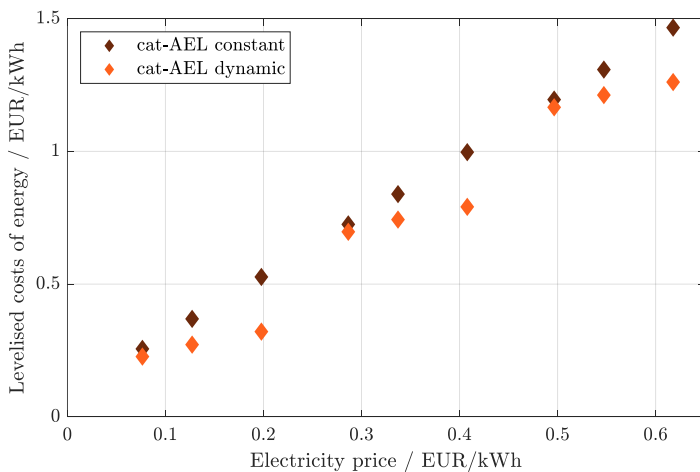


Abbildung 22: LCOE bei konstanten und dynamischen Preisen für cat-AEL.

Abbildung 22: zeigt die LCOE für das Szenario cat-AEL bei konstanten und dynamischen Preisen. Ein ähnlicher Effekt wie in den Wasserstoffszenarien ist erkennbar: Eine größere Preisspanne bietet mehr Potenzial zur Senkung des LCOE. Der Einfluss dynamischer Preise ist sowohl bei der biologischen als auch der katalytischen Methanisierung konsistent. Für das cat-PEM-Szenario sind die Ergebnisse mit denen von cat-AEL vergleichbar und zeigen ähnliche Trends bei der LCOE-Reduktion mit dynamischer Preisgestaltung. Im Gegensatz dazu führen dynamische Preise im cat-SOEC-Szenario nicht zu signifikanten LCOE-Reduktionen.

4 Ausblick und Empfehlungen

Die Ergebnisse des Projektes Leopold zeigen, dass der Ansatz einer automatisierten optimierenden integrierten Planung und Steuerung von Produktions- und Energiesystem von Fabriken mit den kombinierten Zielen Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz und Energieflexibilität praktisch umsetzbar und erfolgversprechend ist. Der Demonstrator im Anwendungsunternehmen zeigt die Möglichkeit der Anbindung an Datenschnittstellen, sodass die Methode als Digitaler Zwilling in der Planung arbeitsfähig ist. Die evaluierten Szenarien, sowohl basierend auf der Ist-Situation der Fabrik, wie auch für mögliche Zukunfts-Zustände nach der Energiesystem-Transformation, mit Elektrifizierung bzw. Wasserstoffnutzung, weisen ein erhebliches wirtschaftliches und ökologisches Optimierungspotential aus, das in jeder Systemkonfiguration ohne große zusätzliche Investitionen erschlossen werden kann. Im Vergleich zu Vorarbeiten hat das Projekt Leopold vor allem gezeigt, wie Speicher und Umwandlungs-Anlagen in die optimierende Planung, und damit auch die digitale Abbildung, integriert werden können.

Im Energiesystem der Zukunft wird der Anteil zeitlich fluktuierender Energiequellen zunehmen und das System fast vollständig auf Strombasis umgestellt: hierfür ist eine dynamische Energieplanung wie im Projekt weiterentwickelt aus Sicht des Forschungsteams eine ideale, evtl. für zukünftige Wettbewerbsfähigkeit notwendige Vorbereitung. Die Energiebeschaffungskosten können reduziert werden und produzierende Unternehmen werden in die Lage versetzt, mittelfristig bewusst und effizient an den Energiemärkten, vor allem dem Strommarkt zu agieren. Durch ein Optimieren des Energieeinsatzes bspw. in Abstimmung mit dem Strom-Spotmarkt wird perspektivisch eine deutlich günstigere Energiebeschaffung möglich sein, als wenn die Energieangebotsschwankungen nur seitens der Energieversorger ausgeglichen werden. Durch die Automatisierung der optimierenden Planung ist das auch für Unternehmen möglich, die nur wenig personelle Ressourcen für die Energiemanagement bereitstellen können. Aus Sicht des Projektteams sollte in naher Zukunft jedes Unternehmen, beginnend mit energieintensiveren, eine bewusste optimierende und mit der Produktion verschränkte Energieplanung, vereinfacht gesagt einen digitalen Energie-Zwilling für die Planung und Steuerung

einsetzen. Damit können die Energiekosten der Unternehmen verringert und vorhandene Energieflexibilität in Fabrikssystemen für die Unterstützung eines effizienten Gesamt-Energiesystems mobilisiert werden. Wie die Energieflexibilität auch für netzdienliches Handeln erschlossen werden kann ist eine wesentliche Folge-Forschungsaktivität – je besser das in einer Region gelingt, desto günstiger wird die Energietransformation aus Infrastruktursicht und desto effizienter kann das nationale und europäische Energiesystem betrieben werden.

Eine letzte Empfehlung des Projektteams betrifft die Digitalisierung: Für eine optimierend Planung sind digitalisierte Prozesse und verlässliche (Planungs-)Daten für die Produktion und das Energiesystem einer Fabrik erforderlich. Diese müssen bei den meisten Unternehmen noch erheblich weiterentwickelt bzw. aufbereitet werden – daher ist es empfehlenswert, die Produktion und das Energiesystem so schnell wie möglich auf ein „gutes digitales Niveau“ zu bringen, da dies die Voraussetzung für jede Form der optimierenden Planung ist. Unternehmen, die damit warten, bis bspw. ab 2027 erwartbar steigende CO₂ Preise eintreten und die Schwankungen auf Strom-Spotmärkten deutlicher werden, verschenken wertvolle Vorbereitungszeit und riskieren unnötig unvorbereitet in die Energietransformation der Industrie zu gehen und unter Zeitdruck zu geraten. Andererseits bietet das Feld der Energieeffizienz und -flexibilität durch Planung und Steuerung auch erhebliches Potential: Schon jetzt nutzen weit entwickelte Unternehmen Advanced Planning and Scheduling Methoden – diese auch auf die Planung der Produktionsressource Energie auszuweiten, ist ein logischer Schritt mit viel Optimierungspotential verbunden.

5 Publikationen im Projektrahmen

Zabik, Gabriela (2021): Energieanalyse gekoppelter Prozesse der energieintensiven Industrie zur betrieblichen Optimierung und Lastflexibilisierung. DOI: 10.34726/hss.2021.96846

Dautaj, Edmont (2023): Evaluierung von Elektrolyseverfahren und ihren Speichertechnologien in der energieintensiven Industrie.

Breitschopf, Johannes; Sobottka, Thomas; Zabik, Gabriela; Ansari, Fazel (2023): Simulation-based Optimization of Flexible Energy Systems in Manufacturing with Local Energy Production and Storage Components. In: *Procedia CIRP* 120, S. 434–439. DOI: 10.1016/j.procir.2023.09.015.

Zabik, Gabriela; Birkelbach, Felix, Hofmann, Rene (2023): Qualitative Comparison of On-Site Production of Hydrogen and Its Synthesis Products for Steel Processing Industry. In: Proceedings of 36th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS 2023). DOI: 10.52202/069564

Kamhuber, Felix; Sobottka, Thomas; Lindorfer, Paul; Ansari, Fazel (2024): Metaheuristic comparison of a simulation-based multi-criteria optimization method for rolling production smoothing. In: *Procedia CIRP* 126, S. 69–74. DOI: 10.1016/j.procir.2024.08.292.

Breitschopf, Johannes; Sobottka, Thomas; Zabik, Gabriela; Ansari, Fazel (2024): Enabling industrial energy efficiency and flexibility with dynamic simulation-based optimization of manufacturing operations. In: *Procedia CIRP* 122, S. 921–926. DOI: 10.1016/j.procir.2024.02.031.

Zabik, Gabriela; Birkelbach, Felix, Hofmann, Rene (2024): Decarbonizing the Steel Processing Industry: A MILP-Based Assessment of Electrification and Hydrogen for Hot Rolling. In: Proceedings of the ASME 2024 18th International Conference on Energy Sustainability ES2024. DOI: doi.org/10.1115/ES2024-130999.

Dissertation Johannes Breitschopf (im Beurteilungsprozess)

Entwicklung eines multikriteriellen Optimierungsverfahrens für die energieeffiziente und -flexible Produktions- und Energiesystemplanung unter Berücksichtigung lokaler Energiespeicher sowie Energieerzeugungsmöglichkeiten, dargestellt an einem Beispiel der stahlverarbeitenden Industrie

Dissertation Gabriela Zabik (im Beurteilungsprozess)

Assessing decarbonization pathways for energy-intensive industry using mathematical optimization

Journal-paper *Journal of Cleaner Production* (in internem Review)

Energy flexibility in manufacturing systems with optimized planning

Journal Paper *Energy Conversion and Management* (in Revision Phase)

Zabik, Gabriela; Birkelbach, Felix, Hofmann, Rene (2024): Economic Viability of Hydrogen and SNG Production for Decarbonizing Steel Hot Rolling Mills Under Dynamic Electricity Pricing. Submitted in: *Energy Conversion and Management*

6 Kontaktdaten

Projektleiter: Dr. techn. Thomas Sobottka

Institut/Unternehmen: Fraunhofer Austria Research GmbH (Konsortialführung)

Kontaktadresse:

Theresianumgasse 7, 1040 Wien,

Tel.: +4367688861626, E-Mail: thomas.sobottka@fraunhofer.at

<https://www.fraunhofer.at/>

Auflistung der weiteren Projekt- bzw. KooperationspartnerInnen:

**Technische Universität Wien – Institut für Energietechnik und Thermodynamik,
Forschungsgruppe Industrielle Energiesysteme,**

Getreidemarkt 9, 1060 Wien,

Projektmanager: Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. René Hofmann,

E-Mail: rene.hofmann@tuwien.ac.at

<https://www.tuwien.at/mwbw/iet/e302-03-forschungsbereich-industrielle-energiesysteme/forschungsprojekte/leopold>

AutomationX GmbH

Stahl Judenburg GmbH

Veredelungstechnik Krieglach GmbH

Verbund AG