



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group (EEG)

DIPLOMARBEITSTHEMEN

Prof. Dr. Hans Auer & Team

Vorwort

Die Sammlung in diesem Dokument beinhaltet einen Teil jener Diplomarbeiten, die am EEG angeboten werden. Die operative Betreuung der Arbeiten in diesem Katalog übernimmt die/der jeweils angeführte Assistent/in bzw. bei Firmendiplomarbeiten die jeweilige firmeninterne Betreuungsperson, die bei den einzelnen Arbeiten angeführt ist. Hans Auer wird im Rahmen der Diplomand/inn/en-Seminare bei der Diskussion des Fortschritts der Arbeit und der jeweiligen Meilensteine mitwirken.

Wenn Sie an einer Diplomarbeit interessiert sind, beachten Sie bitte folgende Bedingungen, die grundsätzlich nicht verhandelbar sind (bei Firmendiplomarbeiten ist die ein oder andere Abweichung möglich):

- Sie besitzen grundlegende Kenntnisse der Energiewirtschaft.
- Sie haben die folgenden 3 vom Institut angebotenen Pflichtlehrveranstaltungen erfolgreich abgeschlossen:
 - Energiemodelle und Analysen (373.011)
 - Ökonomie der Energienetze (373.080) bzw. Vorgänger-LVA Energiesysteme und Netze (370.021)
 - Energieökonomie (370.010)
- Sie haben zusätzlich zumindest eine der folgenden Lehrveranstaltungen des Instituts erfolgreich abgeschlossen:
 - Selected Topics in Energy Economics and Environment (373.043)
 - Open Source Energy System Modeling (370.062)
 - Elektrizitäts- und Wasserwirtschaft (370.077)
 - Umweltschutz in der Energiewirtschaft (370.076)
- Sie haben sehr gute Modellierungskennntnisse und analytische Fähigkeiten, die Sie unter Verwendung von Optimierungssoftware (bevorzugt Pyomo in Python, R, Julia, ...) zur Lösung Ihrer jeweiligen Fragestellung anwenden können.
- Sie haben den überwiegenden Teil der Prüfungen des Masterstudiums bereits absolviert, um eine rasche Bearbeitung der Diplomarbeit zu garantieren!

Optimale Auslegung eines dezentralen Hydrogen-Backbones zur Integration von lokalen Grüngas-Erzeugungspotenzialen

■ **Motivation:** Die Erwartung steigender Erzeugung von grünen Gasen (synthetische Gase und Wasserstoff) in Österreich rückt die Frage in den Vordergrund, wie mögliche Erzeuger und Verbraucher von grünen Gasen/Wasserstoff optimal miteinander verbunden werden. Erwartung besteht darin, Teile der bestehenden bzw. existierenden Erdgasinfrastruktur zu verwenden. Dies führt entsprechende Entscheidungsträger (z.B. Erdgasverteilnetzbetreiber) zu komplexen Fragestellungen und ‚Trade-Off Decisions‘, da bestehende Pipelines (die derzeit Erdgas transportieren) nur eine maximale Beimischung von beispielsweise Wasserstoff erlauben. Ein Betrieb wie bisher ist daher nur bis zu einer maximalen (lokalen) Einspeisung von grünen Gasen möglich. Umwidmungen von bisherigen Erdgaspipelines zu Pipelines, die ausschließlich Wasserstoff transportieren sind ebenfalls möglich und bieten eine Alternative. Gleichzeitig, und dies steht im Zentrum dieser Arbeit, stellt sich die Frage, welche Versorgungsgebiete (lokale Erzeugungs- und Abnehmerpotenziale, Topologie, etc.) eine wirtschaftliche Errichtung eines dezentralen Hydrogen-Backbones bieten.

Der erste Meilenstein zur Sektorkopplung und Sektorintegration

AGGM Austrian Gas
Grid Management AG

- ▶ Verbindung UW Sarasdorf – Schwechat
 - ▶ 18 km neue H₂ Leitung
 - ▶ 3 km umgewidmete Erdgasleitung
- ▶ Verbindung UW Wien-Südost – Schwechat
 - ▶ 8 km neue H₂ Leitung
 - ▶ 3 km umgewidmete Erdgasleitung
- ▶ Möglichkeit zur Anbindung an TAG, Süd 3, Station Schwechat, Wien

Neuerrichtete und umgewidmete Wasserstoffpipelines in einem Verteilnetzgebiet.
Quelle: AGGM - Austrian Infrastructure Day.

■ **Methode:** Dazu soll die optimale Investitionsentscheidung für die notwendige Verteilnetzinfrastruktur für Erdgas und/oder Wasserstoff vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung von Energiedienstleistungen an ausgewählten Standorten in Österreich modelliert und optimiert werden. Es soll insbesondere der Einfluss von Energie- und CO₂-Preisentwicklungen bis 2040 berücksichtigt werden. Dezentral bezieht sich dabei auf die Eigenschaft, dass der Hydrogen-Backbone über lokale Ressource und Erzeugungspotenziale versorgt wird und nicht an einen möglichen europäischen (bzw. zentralen) Hydrogen-Backbone angeschlossen wird.

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)

Is the European energy prices rally driving green hydrogen production from hydropower?

■ **Motivation:** 2022's energy prices rally triggered by the broken supply of Russian natural gas imports is forcing huge energy consumers to look for competitive (and sustainable) supply options. Indeed, one of those sustainable alternatives is green hydrogen, although crucial questions remain: (i) How is hydrogen produced in practice (primary fuels)? (ii) How does the corresponding profitability look like? (iii) And subsequently, how may various business cases succeed, considering the individual objectives of the agents involved?

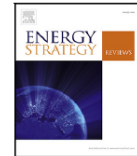
The core objective of this work is to investigate the impact of the European energy price rally on the profitability of green hydrogen production from hydropower. The work builds upon recent research of our working group and considers a game-theoretical model with two agents (agent one: hydropower plant owner and possible hydrogen producer; agent two: industry firm and potential hydrogen consumer).



Contents lists available at [ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com)

Energy Strategy Reviews

journal homepage: www.elsevier.com/locate/esr



Green hydrogen from hydropower: A non-cooperative modeling approach assessing the profitability gap and future business cases

Sebastian Zwickl-Bernhard*, Hans Auer

Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, Gusshausstrasse 25-29/E370-3, 1040 Wien, Austria

ARTICLE INFO

Keywords:

Green hydrogen
Hydropower
Non-cooperative game
Resource allocation
Profitability
CO₂ price

ABSTRACT

This paper investigates a possible future business case for green hydrogen production from hydropower. The main research question is to find the trade-offs for a run-of-river hydropower plant owner between the currently prevailing business model of wholesale electricity trading and, alternatively, production of green hydrogen. Hence, a bi-level optimization framework between a hydropower plant owner (H₂ producer and price setter) and a transportation firm (H₂ consumer) is developed. The empirical scaling of the numerical example describes Central Western European wholesale electricity market settings. Results indicate that the current market environment and price setup do not allow for profitable green hydrogen production as yet. However, an increasing CO₂ price as the key determining parameter leads to improved competitiveness and expected profitability of the business case studied in this work. In the numerical example examined, a CO₂ price above 245 EUR/t triggers profitability, when green hydrogen production is competing with a future electricity contract price of 45 EUR/MWh.

Aim of the work is to investigate in detail whether the current market environment and price setup in 2022 allow profitable green hydrogen production.

■ **Method:** The aim is to extend the existing model with additional functionalities (i.e., extension of the agents' objective function value, carbon emission standards) and the empirical scaling with the current energy and power market price setup.

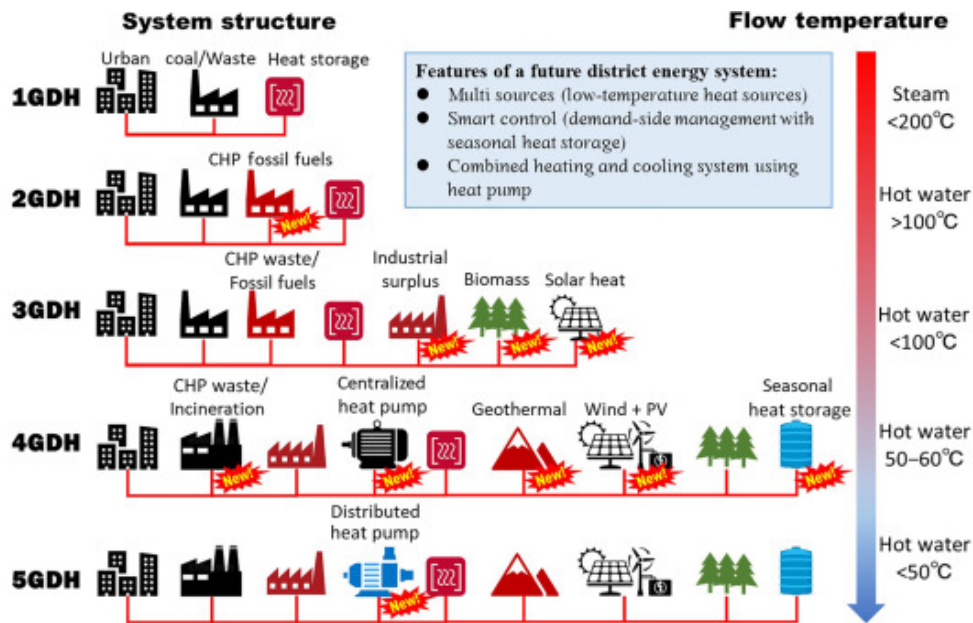
If you are interested in this topic, we would recommend to check out the paper below and the GitHub repository under <https://github.com/sebastianzwickl/NoCopHH-mod>. In particular, the work builds on the methods of the nonlinear optimization lectures from course "energy modelling and analysis (373.011)".

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)

Vergleich optimaler Betriebsstrategien von saisonalen Wärmespeichern in verschiedenen Fernwärme- und Fernkälteerzeugungsportfolios

■ **Motivation:** Die Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors führt zu fundamentalen Veränderungen bezüglich der verwendeten Wärmequellen und eingesetzten Erzeugungstechnologien. Insbesondere der Anteil erneuerbarer Wärme- und Kältequellen wird signifikant steigen. Gleichzeitig führt deren Volatilität (inklusive der Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch) zu einem erhöhten Bedarf für saisonale Wärme- und Kältespeicher. Das Hauptziel dieser Arbeit ist es, für verschiedene Fernwärme- und Fernkälteerzeugungsportfolios die optimale Betriebsstrategie von saisonalen Wärmespeichern zu untersuchen. Dabei sollen ausgewählte Stützjahre (2025, 2030, 2040, 2050) untersucht werden. Diese Stützjahre sind eng verbunden mit den unterschiedlichen Generationen von Fernwärme- und Kältesystemen und unterscheiden sich nicht nur bezüglich der eingesetzten Technologien, sondern auch Temperaturen und Effizienz.



Entwicklung von Fernwärmesystemen. Die Einbindung von saisonalen Wärmespeichern ist ein Teil wesentlicher Verbesserungen der 4. Generation von Fernwärmesystemen. Quelle: Dou et al. (2021)

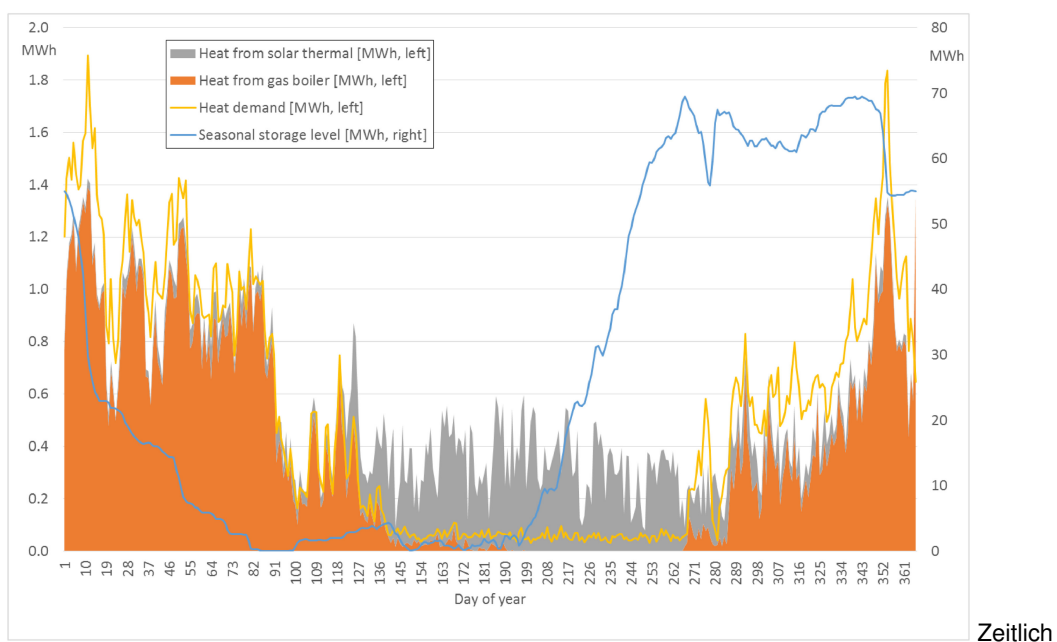
■ **Methode:** Es soll ein zeitlich hochaufgelöstes lineares Optimierungsmodell entwickelt werden, das den optimalen Betrieb der verschiedenen Erzeugungstechnologien für Wärme und Kälte (inklusive saisonaler Speicher) ermöglicht.

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)

Modellierung von saisonalen Wärmespeichern unter reduzierter zeitlicher Auflösung

■ **Motivation:** Mit zunehmender Komplexität der Energiesysteme (betrachtete Sektoren, Erzeugungstechnologieportfolios, zeitliche und räumliche Auflösung, etc.) steigen auch die Anforderungen an die Energiesystemmodelle. Im Zuge dessen gewinnen Aspekte der Rechenzeit der Modelle zunehmend an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich diese Arbeit mit der Auswirkung von saisonalen Wärmespeichern in Erzeugungsportfolios auf die zeitliche Auflösung und damit Rechenzeit der Modellierung. Das Hauptziel dieser Arbeit ist die Untersuchung, wie optimale Investitions- und Betriebsentscheidungen bei einer hohen zeitlichen Auflösung (z.B. stündlich) in eine Modellierung mit reduzierter zeitlicher Auflösung (z.B. charakteristische Tage) übergeführt werden können.



hochaufgelöste Modellierung von Energiesystemen mit saisonalen Wärmespeichern.

Quelle: McKenna et al. (2019).

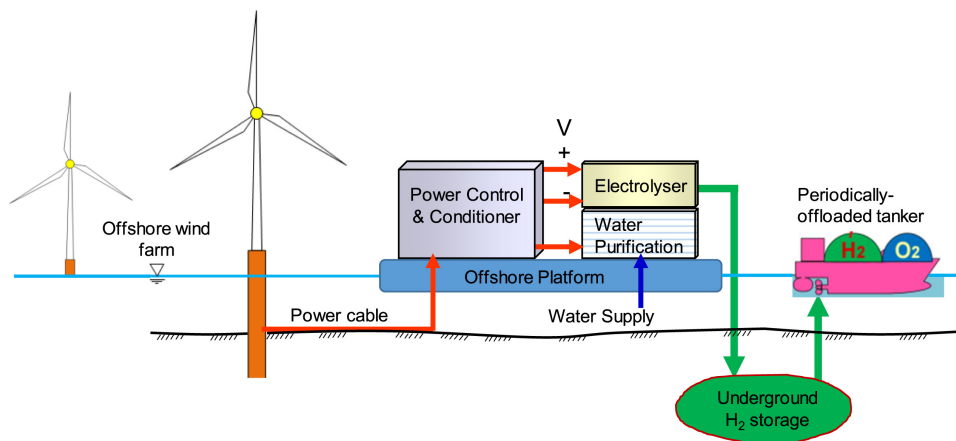
■ **Methode:** Es soll ein vereinfachtes Optimierungsmodell entwickelt werden, das flexibel bezüglich der zeitlichen Auflösung angepasst werden kann. In einem ersten Schritt sollen die Ergebnisse von saisonalen Speichern (Investitions- und Betriebsentscheidung) für unterschiedliche zeitliche Auflösungen verglichen werden. Darauf aufbauend soll untersucht werden, wie mögliche Anpassungen bezüglich der empirischen Skalierung bzw. die Erweiterung der mathematischen Formulierung des Optimierungsmodells die generierten Ergebnisse der reduzierten zeitlichen Auflösung an jene der hohen zeitlichen Auflösung annähern können. Insbesondere soll der Schwerpunkt hier auf Aussagen bezüglich der Rechenzeit liegen, weshalb besonders programmier- und softwareaffine Studierende angesprochen sind.

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)

Techno-ökonomischer Vergleich grüner Wasserstofferzeugungsoptionen durch Windkraft- und Wasserkraftanlagen

■ **Motivation:** Grüner Wasserstoff soll und wird eine bedeutende Rolle in dekarbonisierten Energiesystemen spielen. Auf Seiten der Verbraucher dürften die Abnehmer in den Sektoren Industrie und Schwerkverkehr liegen. Auf Seiten der Erzeuger hat sich allerdings noch kein eindeutiges Bild abgezeichnet, wie genau der Wasserstoff zukünftig in einem klimaneutralen Energiesystem erzeugt werden soll. Unbestritten werden dabei erneuerbare Erzeugungstechnologien eine (bzw. die) wichtigste Rolle einnehmen. Das Hauptziel dieser Arbeit ist es daher, eine techno-ökonomische Analyse von grüner Wasserstofferzeugung durch Wind- und Wasserkraftanlagen durchzuführen. Insbesondere soll dabei auf die (i) Trade-Off Entscheidungen zwischen Wasserstoff- und Stromerzeugung (z.B. Future Contract Optionen, Spot-Markt Verkauf) eingegangen werden und (ii) die Unsicherheiten bezüglich Erzeugungsprofilen von Windkraftanlagen und Energie- und Strompreise eingegangen werden.



Schematische Darstellung von grünem Wasserstofferzeugungsanlagen durch Off-shore Windkraftanlagen.
Quelle: Van Nguyen Dinh et al. (2021).

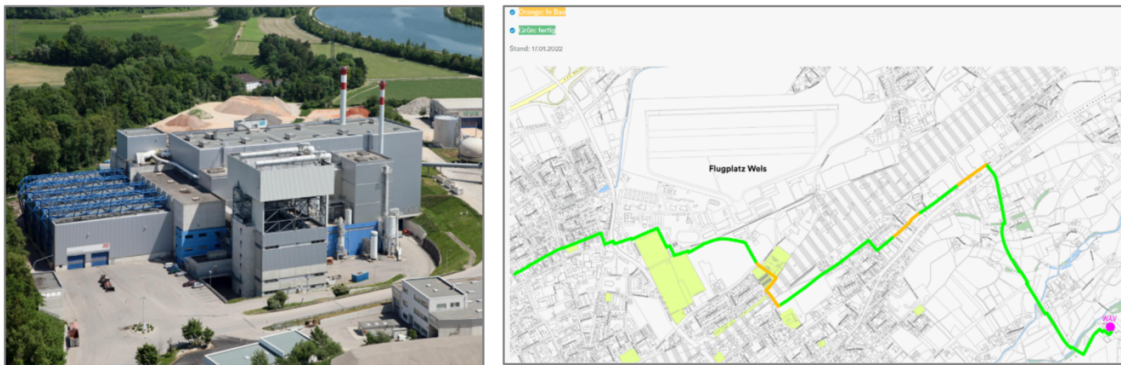
■ **Methode:** Es soll ein Optimierungsmodell entwickelt werden, wobei grundsätzlich verschiedene Ansätze möglich sind. Bisherige Arbeiten zu diesem Thema am Institut haben einen spieltheoretischen Ansatz verfolgt, wobei auch Ansätze der stochastischen Optimierung im Zuge dieser Arbeit entwickelt werden können. Der mathematische Schwerpunkt dieser Arbeit spricht daher besonders Studierende der Studienrichtung Mathematik an.

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)

Optimale Erweiterung des Fernwärmenetzes unter Berücksichtigung der Einbindung von industrieller Abwärme, vorhandener Müllverbrennung und Effizienzmaßnahmen

■ **Motivation:** Bei der Dekarbonisierung der Wärme- und immer wichtiger werdenden Kälteversorgung in Ballungsgebieten ist die optimale Einbindung sämtlicher CO₂-freier Brennstoffe, Wärmequellen und Technologien von entscheidender Bedeutung. Dies inkludiert z.B. neben Biomasse, grüne Gase (inkl. H₂), Großwärmepumpen, Solarthermie, Geothermie und saisonale Wärmespeicher vor allem auch die Ausschöpfung geeigneter Potenziale der industriellen Abwärme (je nach Prozess auf unterschiedlichen Temperaturniveaus) und, wenn vorhanden, thermischer Abfallbehandlung (Müllverbrennung). Bei der optimalen Dimensionierung und Kostenabschätzung eines Fernwärmesystems in Ballungsgebieten sind neben zukünftig notwendigen Effizienzmaßnahmen (wie Gebäudesanierung) auch die Fernkälte bzw. entsprechend geeignete Technologien (z.B. Absorptionskältemaschinen) und Kosten zu berücksichtigen. Nur unter Berücksichtigung all dieser Faktoren und entsprechend granularer geographischer Auflösung der Einspeise- und Entnahmepunkte bzw. relevanter Faktoren wie Temperaturniveau der Abwärme ist eine wirtschaftlich optimale Auslegung der Fernwärmeinfrastruktur möglich.



Quelle: <https://www.eww.at/nordring>

■ **Methode:** Im Rahmen dieser Arbeit soll ein Optimierungsmodell entwickelt werden, das die wirtschaftlich optimale geographische Erweiterung des existierenden Fernwärme-/kälte-Netzes unter Berücksichtigung der Einbindung von sämtlichen Potenzialen der industriellen Abwärme und vorhandener Müllverbrennung bzw. Gebäudesanierung abbildet. Beispielhaft kann das Ballungsgebiet Wels (und Umgebung) als Fallstudie herangezogen werden, wo sämtliche oben genannten Potenziale und Technologieoptionen von großer Relevanz sind und derzeit gerade die Erweiterung des Fernwärmenetzes auf das gesamte Stadtgebiet vorangetrieben wird. Sensitivitätsanalysen sollen die Wirtschaftlichkeitsgrenzen der Netzplanung für der Fernwärme- und -kälte unter verschiedenen Rahmenbedingungen beurteilen.

■ **Dauer:** Max. 6 Monate

■ **Betreuer:** Sebastian Zwickl-Bernhard (zwickl@eeg.tuwien.ac.at)