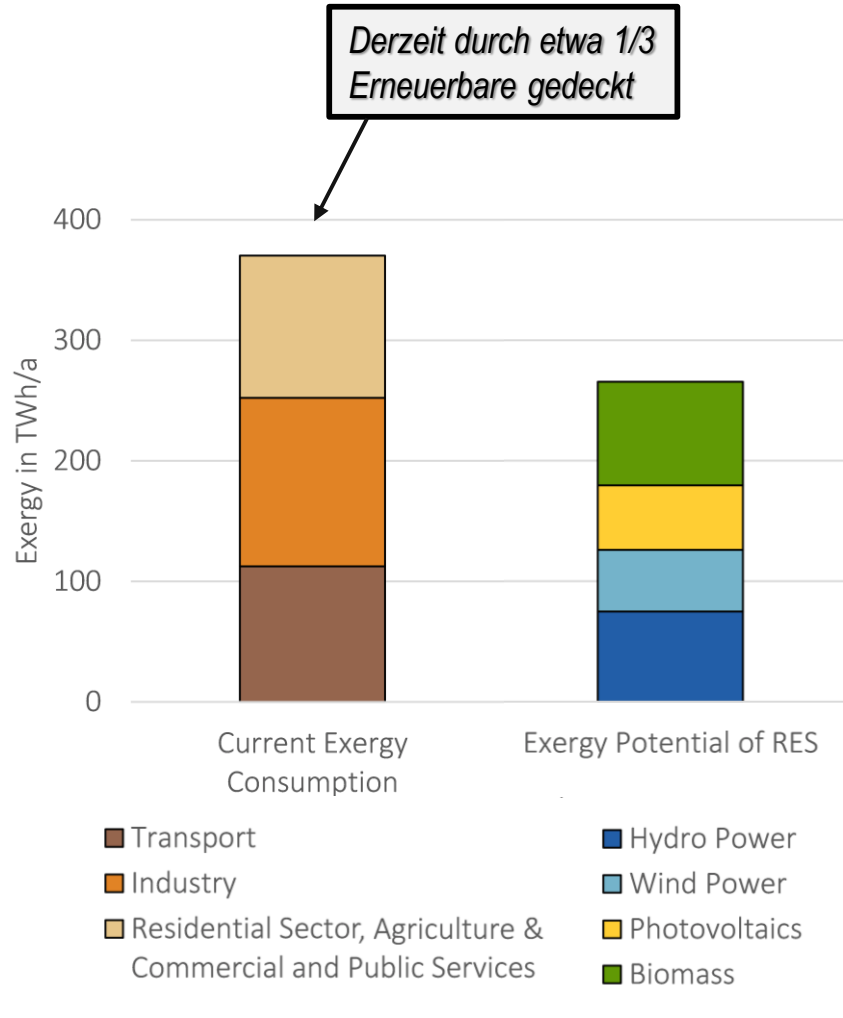


Transformation der Energiesysteme

Die Rolle klimaneutraler Gase

Prof. Thomas Kienberger



Dekarbonisierung bis 2040 in Österreich

- Inländische, technische Potentiale sind auf Basis des aktuellen Bedarfs nicht ausreichend.
- Mögliche Lösungen:
 - Erneuerbare Energieimporte (erneuerbarer Strom, erneuerbarer Wasserstoff)
 - Verringerung des Bedarfs durch Steigerung der Energieeffizienz

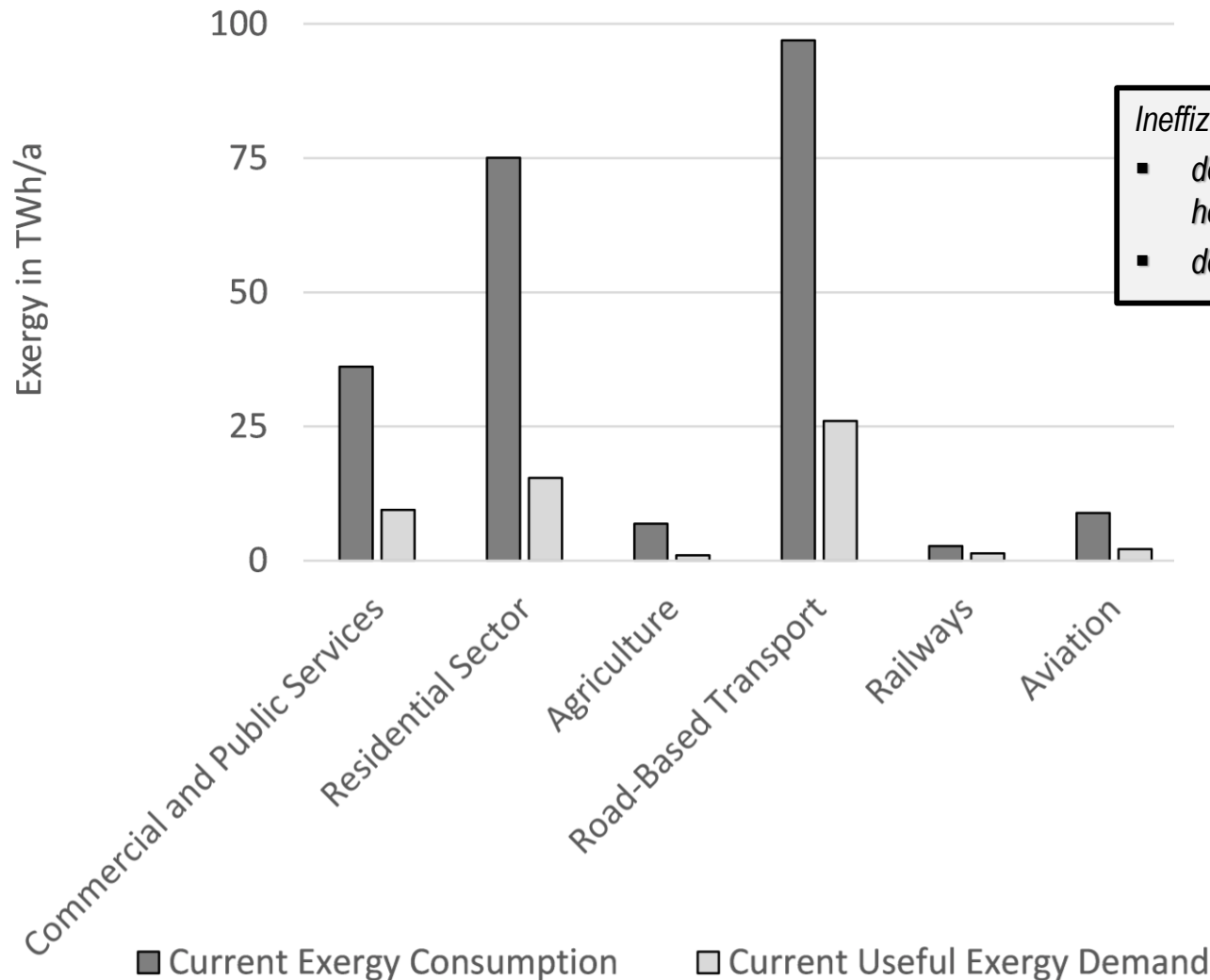
Frage: Wie effizient wird Energie in Österreich im Moment überhaupt eingesetzt?

Theoretische Untersuchung des Exergiebedarfs der heutigen Energieservices

- Minimale (zu bezahlende) Arbeitsfähigkeit um diese zu decken.
- Rest des Energiebedarfs kann aus (gratis) Umgebungswärme kommen

Exergieeffizienz

Sektoren Haushalte, Dienstleistungen und Transport



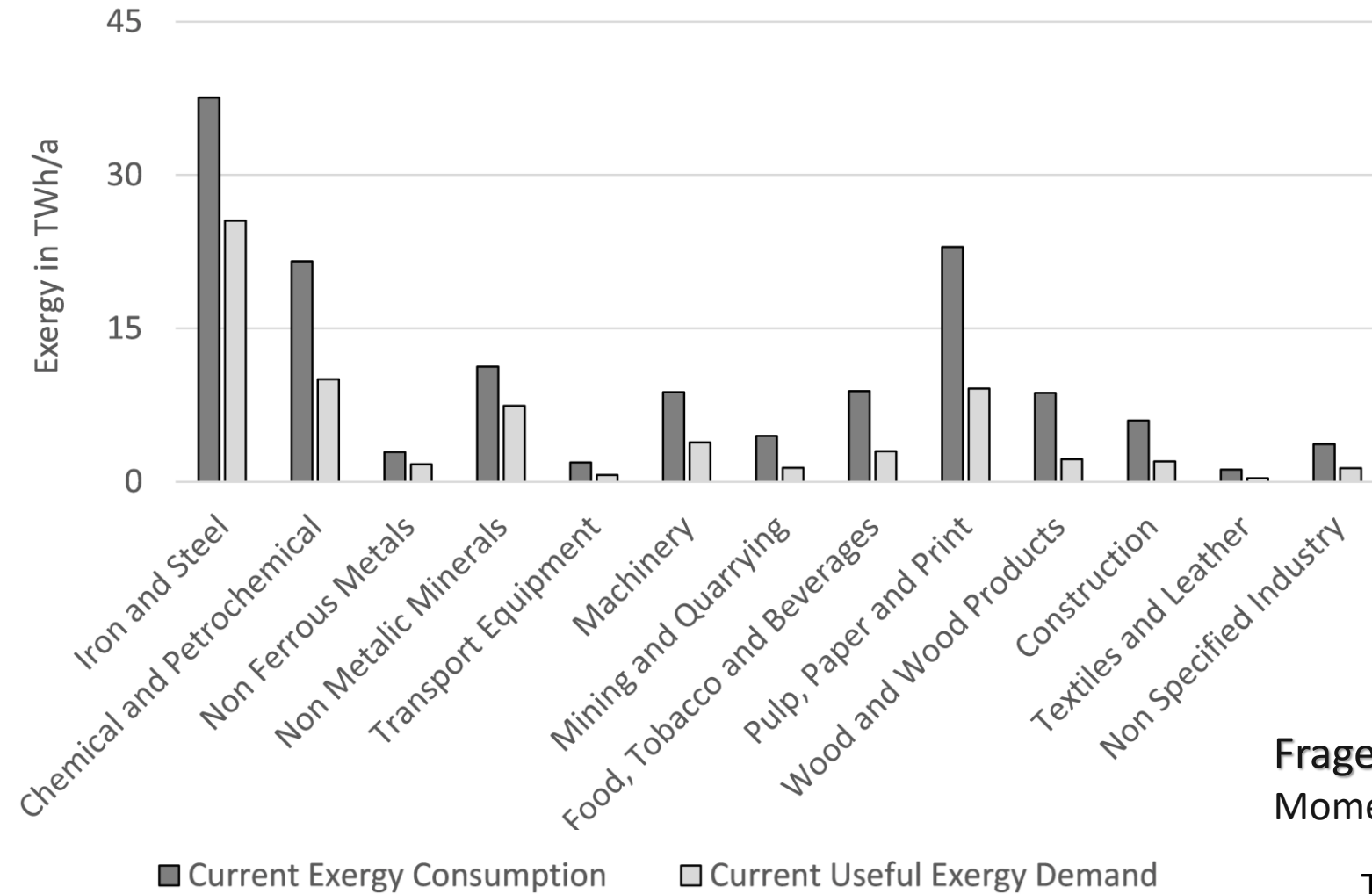
Frage: Wie effizient wird Energie in Österreich im Moment überhaupt eingesetzt?

Theoretische Untersuchung des Exergiebedarfs der heutigen Energieservices

- Minimale (zu bezahlende) Arbeitsfähigkeit um diese zu decken.
- Rest des Energiebedarfs kann aus (gratis) Umgebungswärme kommen

Exergieeffizienz

Industrielle Subsektoren



Frage: Wie effizient wird Energie in Österreich im Moment überhaupt eingesetzt?

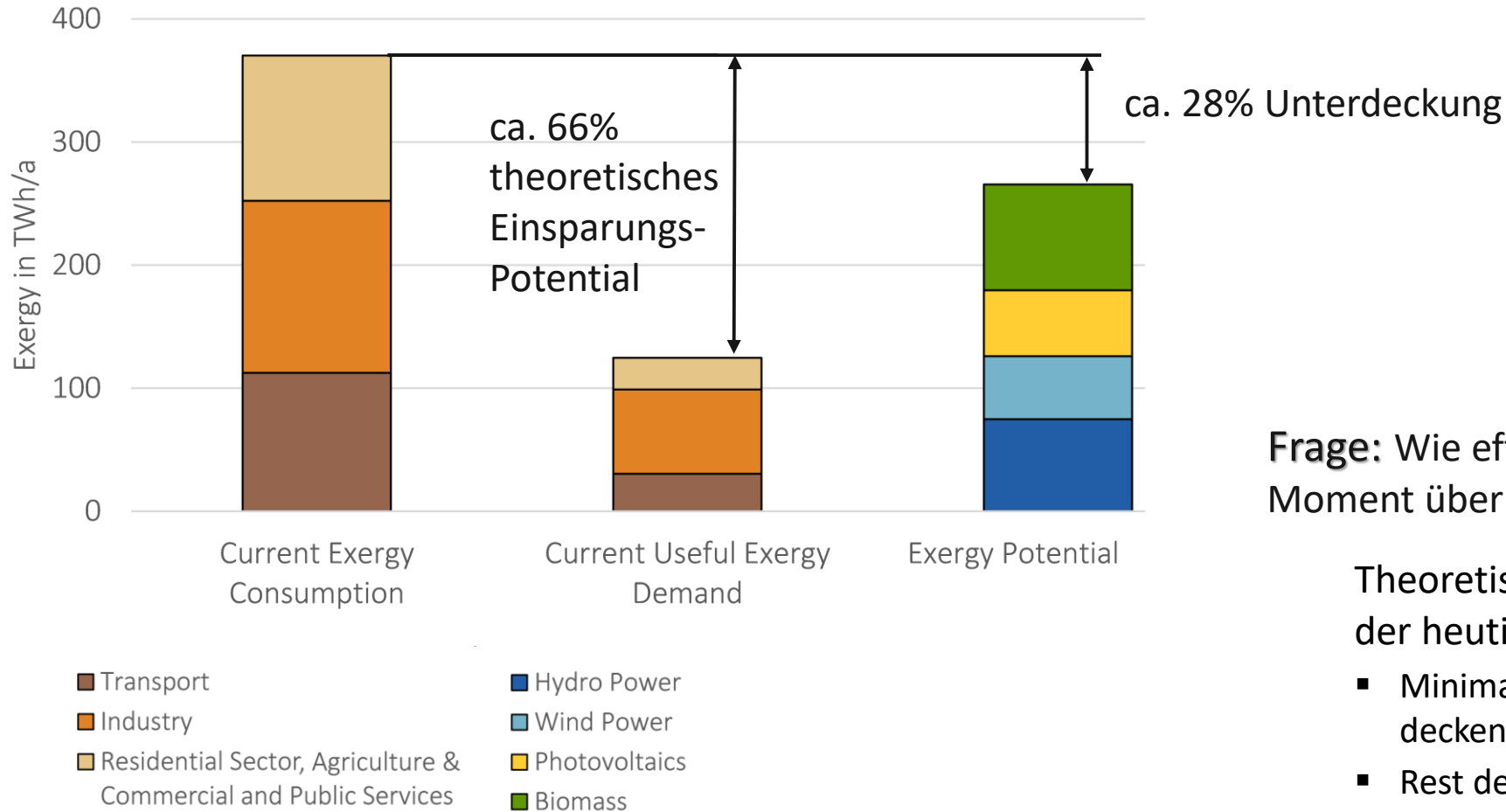
Theoretische Untersuchung des **Exergiebedarfs** der heutigen Energieservices

- Minimale (zu bezahlende) Arbeitsfähigkeit um diese zu decken.
- Rest des Energiebedarfs kann aus (gratis) Umgebungswärme kommen

Im Vergleich zu den vorherigen Sektoren recht effizient. Ineffizienzen insbesondere dort

- *Wo Niedertemperaturbedarfe mit hochexergetischen Energieträgern versorgt werden*
- *Wo (Kreis-) Prozesse mit prozessimmanenten Verlusten entstehen*

Theoretischer Exergiebedarf Österreichs



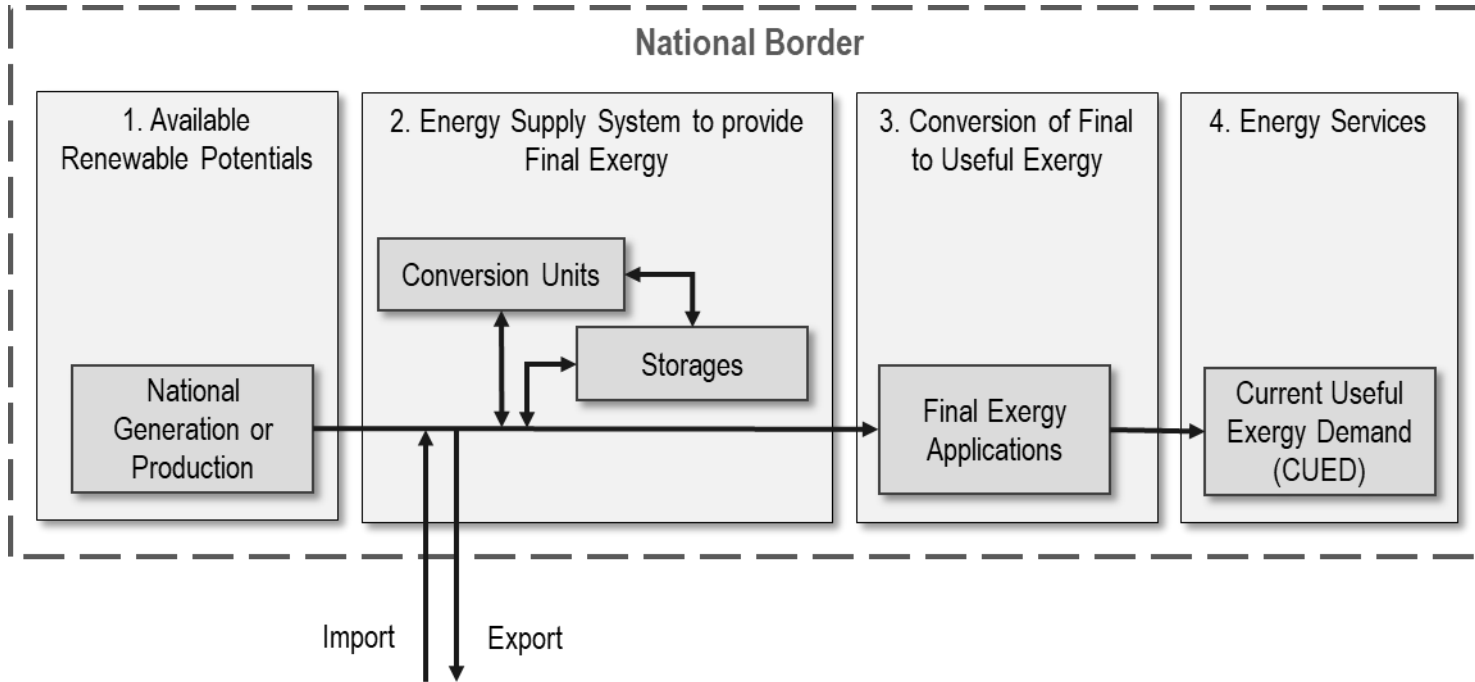
Frage: Wie effizient wird Energie in Österreich im Moment überhaupt eingesetzt?

Theoretische Untersuchung des Exergiebedarfs der heutigen Energieservices

- Minimale (zu bezahlende) Arbeitsfähigkeit um diese zu decken.
- Rest des Energiebedarfs kann aus (gratis) Umgebungswärme kommen

Exergieoptimales Energiesystem für Österreich

Bilanzzone und Systemgrenzen



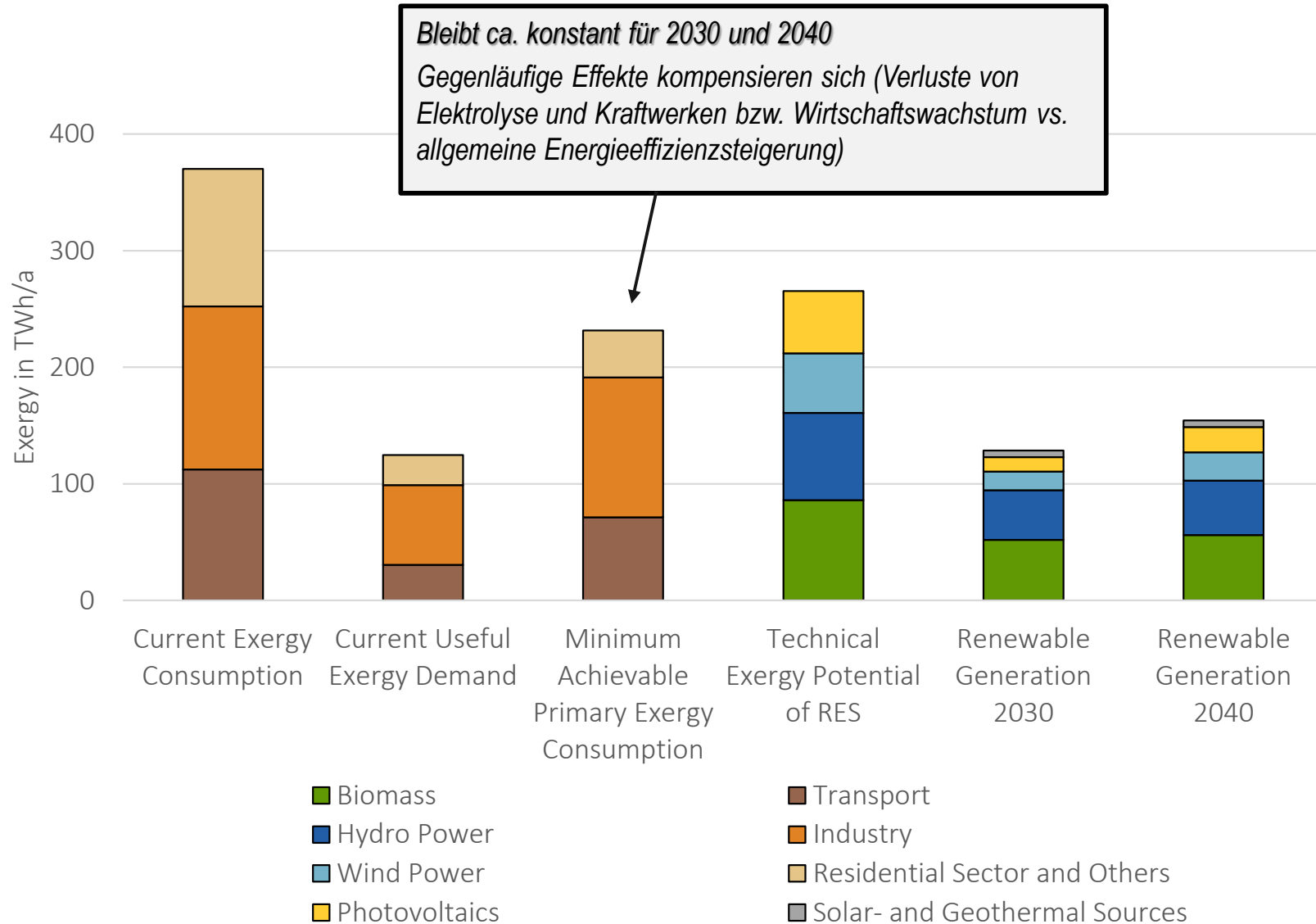
- Constraints: RES Ausbau sowie Exergiebedarf der Services sind vorgegeben. Dieser entspricht dem Heutigen.
- Optimierungsvariablen: Kapazität und Betrieb von Conversion Units, Storages, Endanwendungstechnologien sowie Import/Export
- Zielfunktion: Maximierung der Exergieeffizienz = Minimierung der Exergiezerstörung. Wirtschaftliche Untersuchung im Post-Processing

$$\begin{aligned} \min EX_{LossDest,tot} &= EX_{Sup,tot} - EX_{CUED,tot} = \\ &= \sum_i EX_{NatGP,i} + \left(\sum_j EX_{Imp,j} - \sum_k EX_{Exp,k} \right) - EX_{CUED,tot} \end{aligned}$$

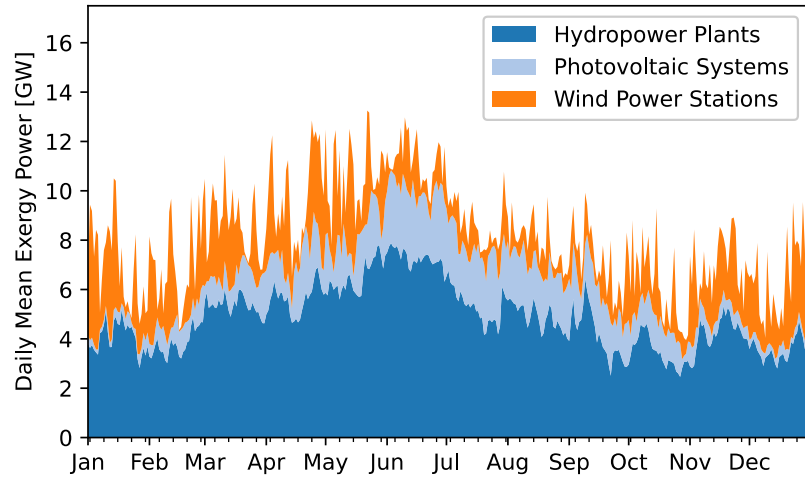
Vereinfachung durch
Constraints →

$$\min f = \sum_j EX_{Imp,j} - \sum_k EX_{Exp,k}$$

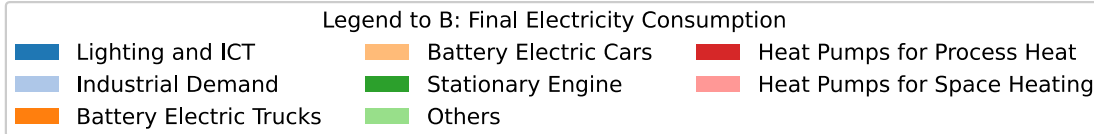
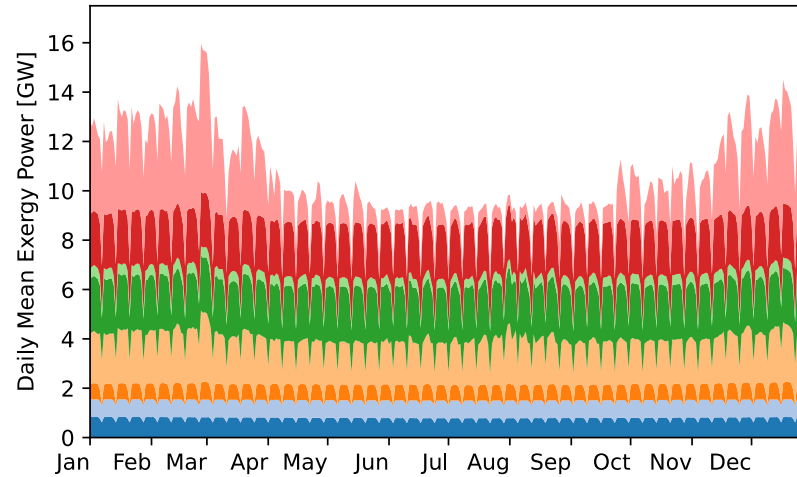
Gegenüberstellung Gesamtsituation



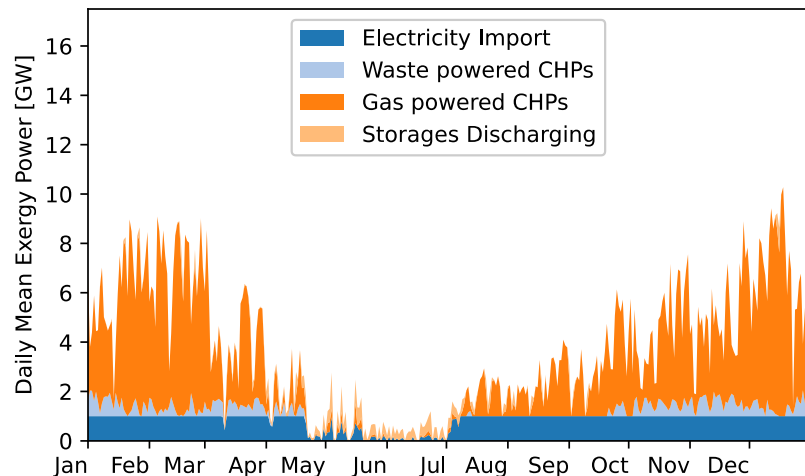
A: Fluctuating Renewable Generation



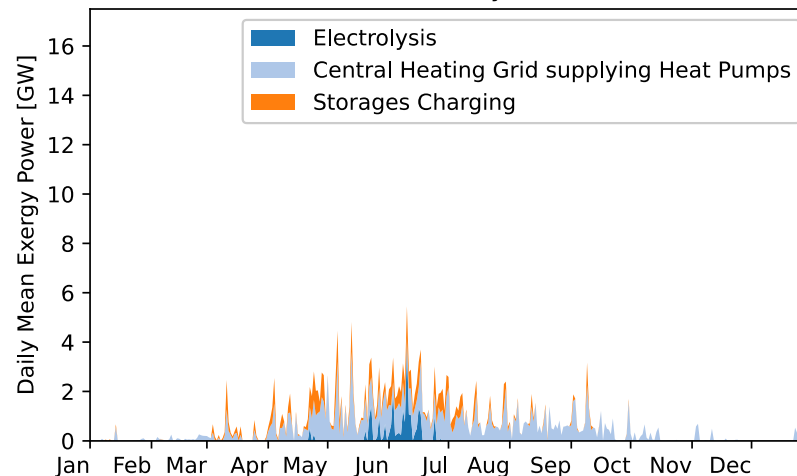
B: Final Electricity Consumption



C: Controllable Generation



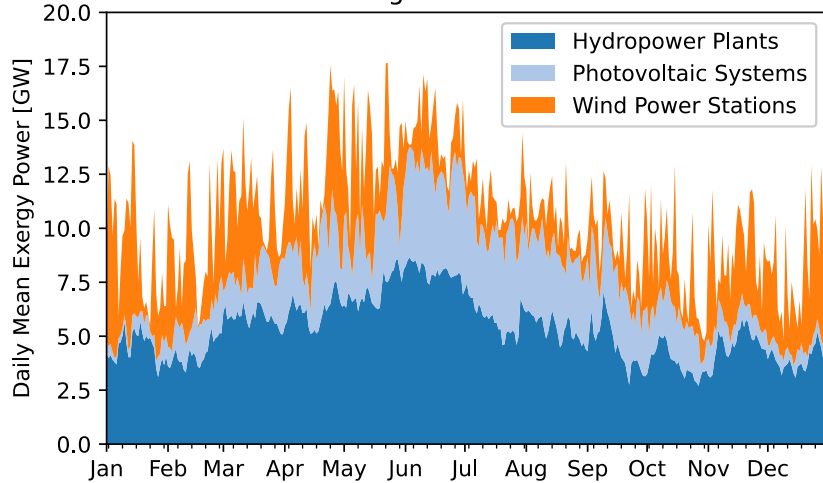
D: Other Electricity Utilization



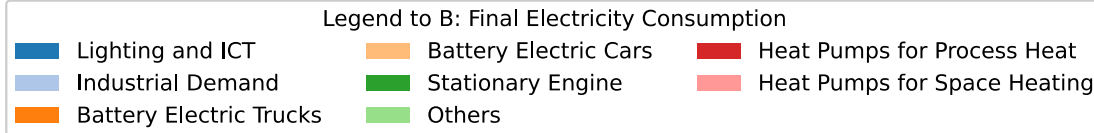
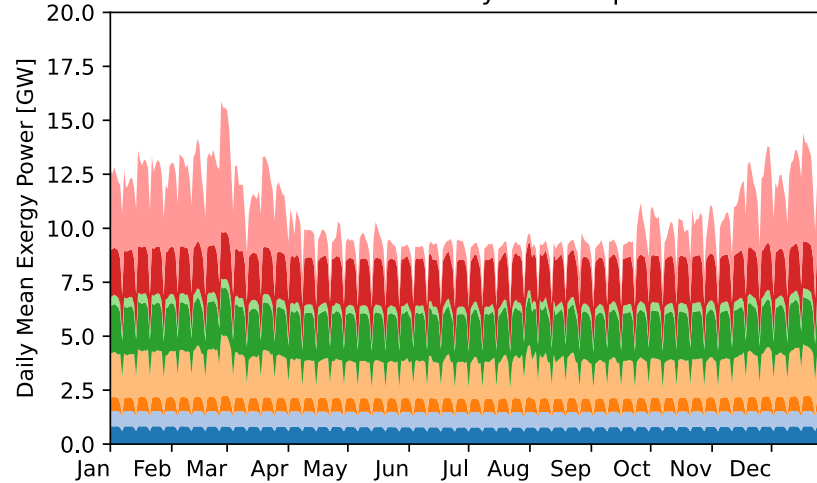
Elektrizität 2030

- Saisonale Komponente bei volatiler Erzeugung und Verbrauch von Wärmepumpen (Raumwärme) → hängt mit Kraftwerkseinsatz wiederum zusammen
- Negative Residuallast im Sommer → wird für Wärmepumpen (Prozesswärme) und Elektrolyse verwendet
- Positive Residuallast im Winter wird durch nationale GuD-Kraftwerke gedeckt

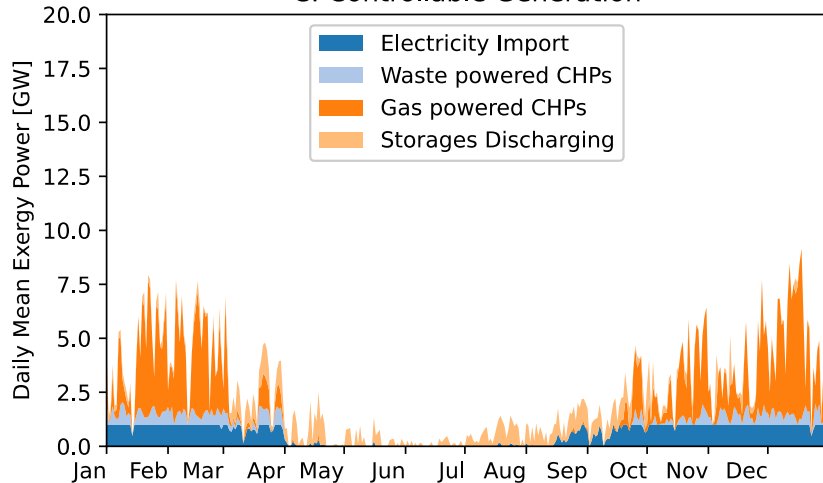
A: Fluctuating Renewable Generation



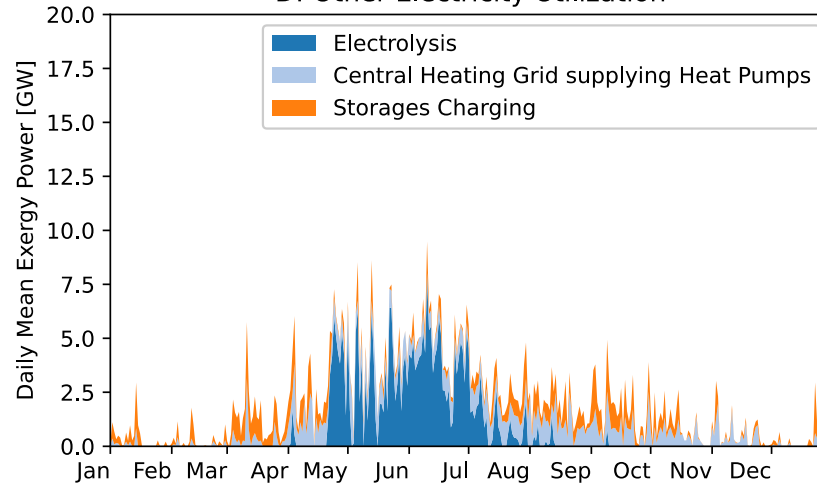
B: Final Electricity Consumption



C: Controllable Generation



D: Other Electricity Utilization

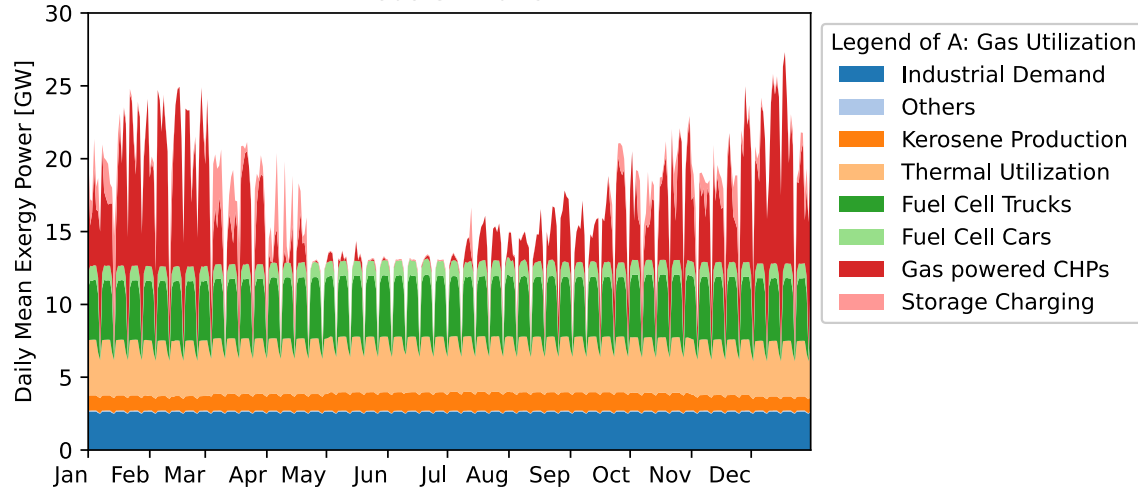


Elektrizität 2040

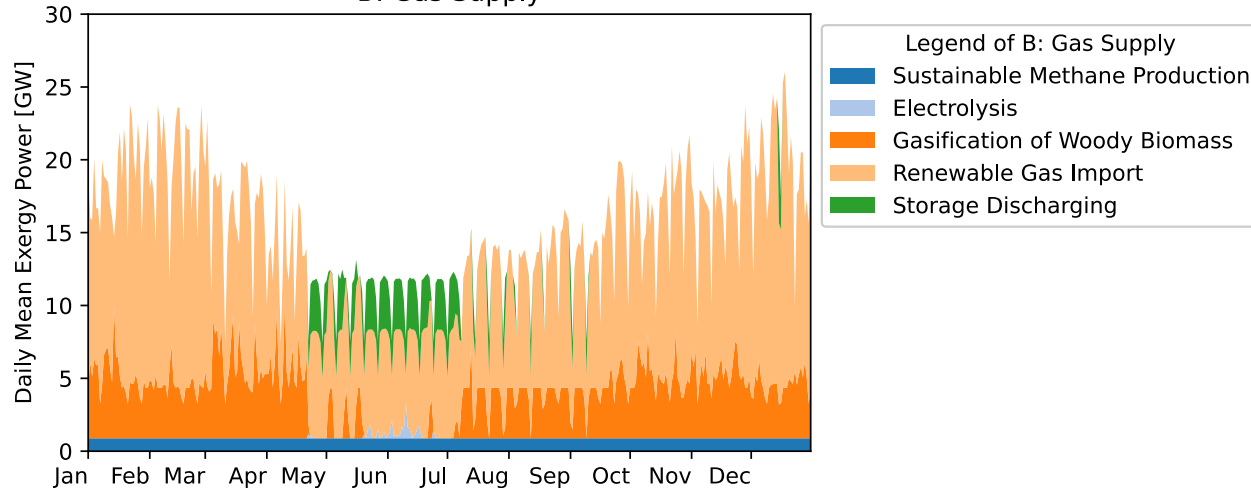
- Saisonale Komponente bei volatiler Erzeugung und Verbrauch von Wärmepumpen (Raumwärme) → hängt mit Kraftwerkseinsatz wiederum zusammen
- Negative Residuallast im Sommer → wird für Wärmepumpen (Prozesswärme) und Elektrolyse verwendet
- Positive Residuallast im Winter wird durch nationale GuD-Kraftwerke gedeckt

Gasbedarf 2030

A: Gas Utilization



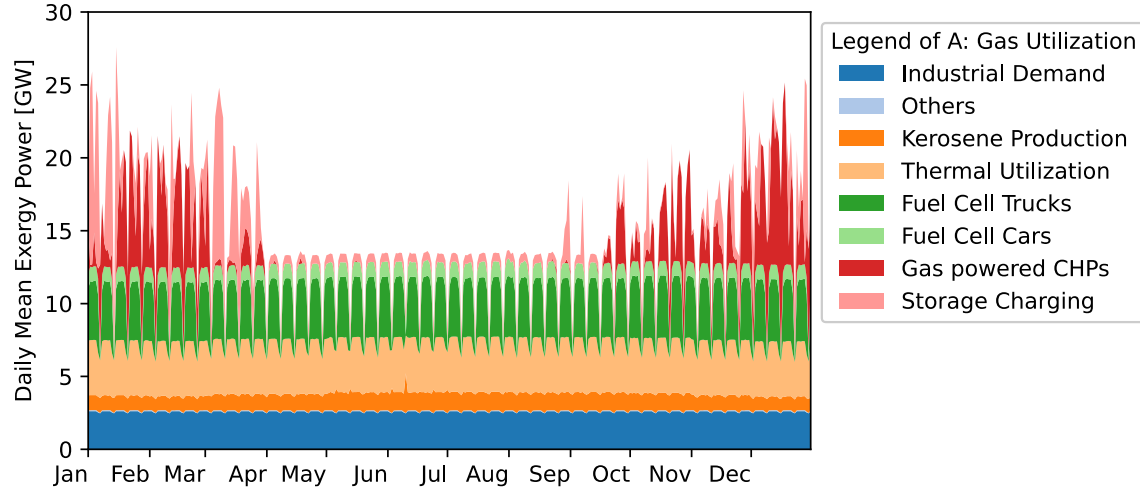
B: Gas Supply



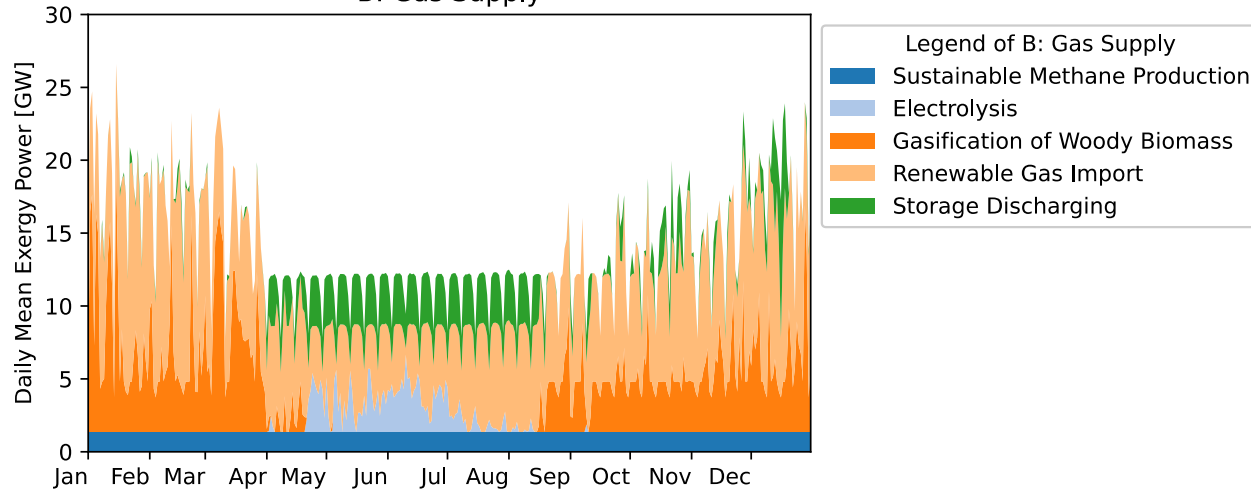
- Nur Kraftwerkseinsatz hat eine starke saisonale Komponente (siehe vorherige Folie)
- Alle anderen Verbraucher quasi konstant
- Verschiedene Gase für thermische Nutzung austauschbar
- Holzvergasung wenn Abwärme benötigt wird aufgrund einfacher Speicherbarkeit
- Sehr geringe nationale Wasserstoffherzeugung
- Abweichung zwischen Aufbringung und Verwendung durch Speicher

Gasbedarf 2040

A: Gas Utilization



B: Gas Supply



- Nur Kraftwerkseinsatz hat eine starke saisonale Komponente (siehe vorherige Folie)
- Alle anderen Verbraucher quasi konstant
- Verschiedene Gase für thermische Nutzung austauschbar
- Holzvergasung wenn Abwärme benötigt wird aufgrund einfacher Speicherbarkeit
- Sehr geringe nationale Wasserstoffherzeugung
- Abweichung zwischen Aufbringung und Verwendung durch Speicher

Hinweis:

Internationale Studien weisen für blauen oder türkisen Wasserstoff ähnliche Kostenstrukturen auf. Keine „golden bullets“ der Energiewende.

Vergleich der spezifischen Kosten

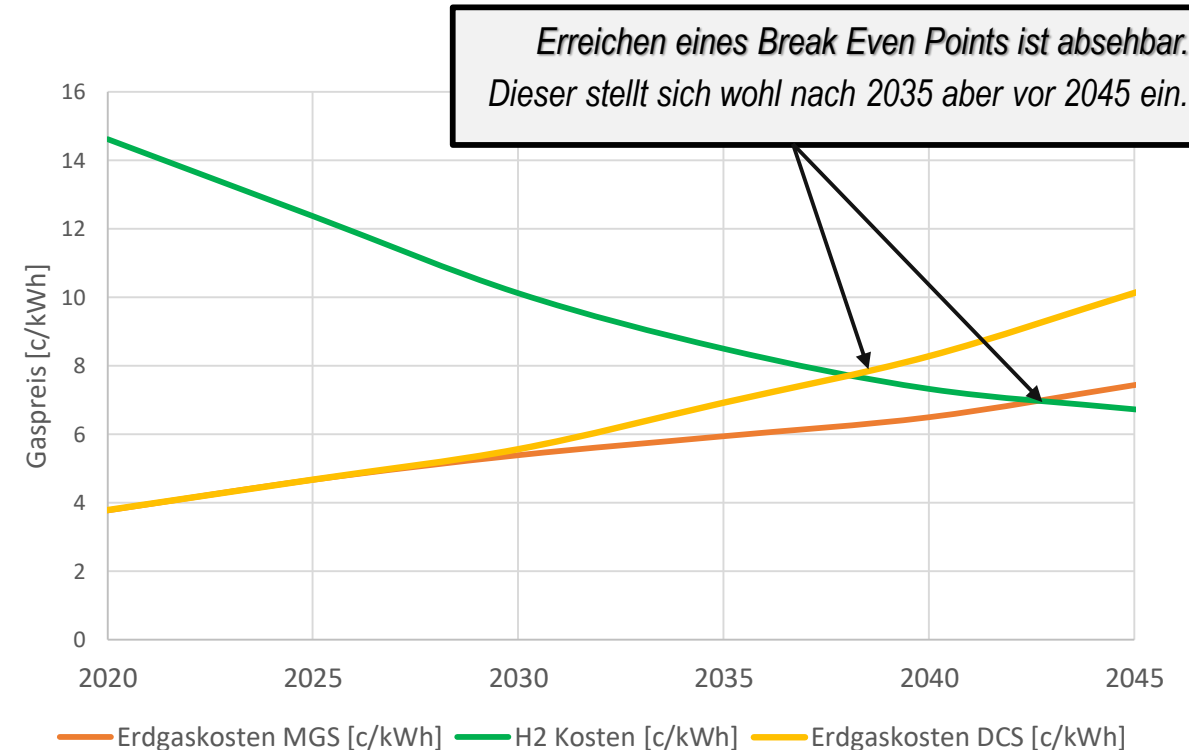
Fazit 1:

- Gasbedarf besteht auch zukünftig. Je weniger exergieeffizient vorgegangen wird, desto höher ist dieser!
- Ohne klimaneutrale Gasimporte ist die Energiewende nicht möglich!

Aufbringung des Bedarfs?

Insbesondere interessant: Kostenentwicklung von H₂ im Vergleich zu Erdgas

- Erdgaskosten und CO₂-Zertifikatpreis
Mittigation Szenario → folgt der gleiche Entwicklung wie „WEM“ des Umweltbundesamts
Decarbonisation Szenario → folgt die gleiche Entwicklung wie „Transition“ des Umweltbundesamts
- Entwicklung der H₂ Kosten
Betrachtung von grünem Wasserstoff. Internationale Literaturstudien, die die Skalierungseffekte und die Lernkurven von PV und Elektrolyse berücksichtigen.



Hochlaufkurve

Für erneuerbare Gase, bzw. für Wasserstoff

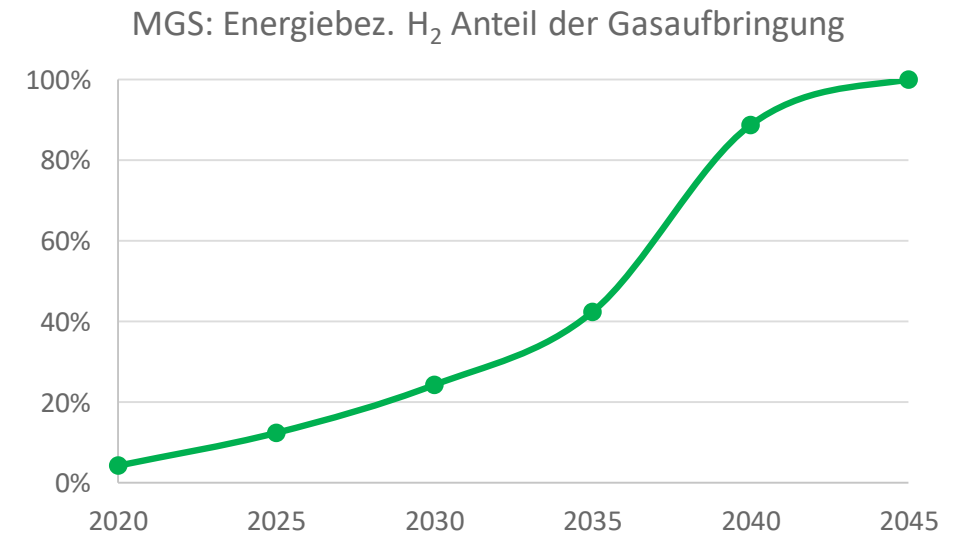
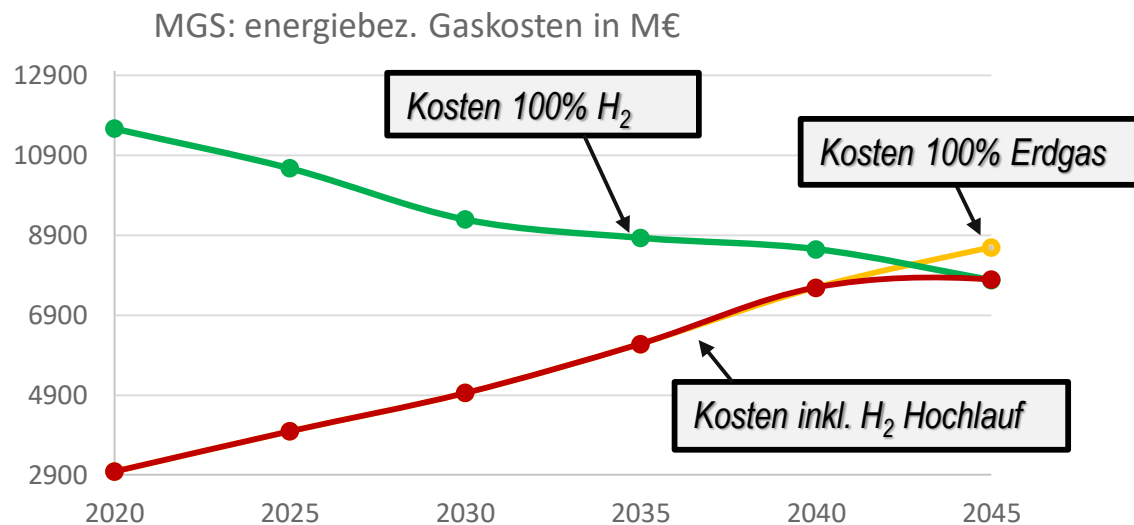
Fazit 1:

- Gasbedarf besteht auch zukünftig. Je weniger exergieeffizient vorgegangen wird, desto höher ist dieser!
- Ohne klimaneutrale Gasimporte ist die Energiewende nicht möglich!

Idee: Kostenneutraler Hochlauf:

Festhalten an den Kosten (Energie + CO₂ Kosten) einer dann fiktiven 100% Erdgasversorgung

- Einnahmen aus den erdgasgebunden CO₂-Kosten stützen den H₂ Hochlauf
- Keine zusätzlichen energiebezogenen Kosten für Endanwender



Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Fazit 1:

- Gasbedarf besteht auch zukünftig. Je weniger exergieeffizient vorgegangen wird, desto höher ist dieser!
- Ohne klimaneutrale Gasimporte ist die Energiewende nicht möglich!
- Robuste Importrouten sind zu entwickeln!

Priorität!

Elektrifizierung und Effiziente Technologien gehen oft Hand in Hand: Verstärkter RES Ausbau erforderlich!

Fazit 2:

- Incentivierung des Hochlaufs für erneuerbare Gase ist nötig.
- Bis 2030 sind nur geringe Mengen an erneuerbaren Gasen zu erwarten
- Verwendung dieser zunächst in No-regret Bereichen (wo heute bereits grauer H₂ zum Einsatz kommt)
- Hochziehen des Einsatzes von erneuerbaren Gasen:
 - Prioritär in jenen Sektoren bzw. Einsatzsituationen gibt, in denen es keine Substitutionsoptionen gibt (Industrie, Netzreserve, Schwerverkehr)

kostenneutral im Vergleich zu einer 100% Erdgasversorgung möglich



ELSEVIER

Energy

Available online 25 September 2021, 122173

In Press, Journal Pre-proof ?



Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems – Maximising Energy Efficiency from Resource to Energy Service, an Austrian Case Study

Christoph Sejkora ^a ✉, Lisa Kühberger ^a, Fabian Radner ^b, Alexander Trattner ^b, Thomas Kienberger ^a

Show more ▾

Article

Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria

Christoph Sejkora ^{1,*}, Johannes Lindorfer ², Lisa Kühberger ¹ and Thomas Kienberger ¹

- ¹ Chair of Energy Network Technology, Montanuniversität Leoben, Franz-Josef Straße 18, A-8700 Leoben, Austria; lisa.kuehberger@unileoben.ac.at (L.K.); thomas.kienberger@unileoben.ac.at (T.K.)
- ² Energy Institute at the Johannes Kepler University Linz, Altenberger Strasse 69, A-4040 Linz, Austria; lindorfer@energieinstitut-linz.at
- * Correspondence: christoph.sejkora@unileoben.ac.at; Tel.: +43-3842-402-5410

Abstract: Achieving climate neutrality requires a massive transformation of current energy systems. Fossil energy sources must be replaced with renewable ones. Renewable energy sources with reasonable potential such as photovoltaics or wind power provide electricity. However, since chemical energy carriers are essential for various sectors and applications, the need for renewable gases comes more and more into focus. This paper determines the Austrian green hydrogen potential, produced exclusively from electricity surpluses. In combination with assumed sustainable methane production, the resulting renewable gas import demand is identified, based on two fully decarbonised scenarios for the investigated years 2030, 2040 and 2050. While in one scenario energy efficiency is maximised, in the other scenario significant behavioural changes are considered to reduce the total energy consumption. A techno-economic analysis is used to identify the economically reasonable national green hydrogen potential and to calculate the averaged levelised cost of hydrogen (LCOH) for each scenario and considered year. Furthermore, roll-out curves for the necessary expansion of national electrolysis plants are presented. The results show that in 2050 about 43% of the national gas demand can be produced nationally and economically (34 TWh green hydrogen, 16 TWh sustainable methane). The resulting national hydrogen production costs are comparable to the expected import costs (including transport costs). The most important actions are the quick and extensive expansion of renewables and electrolysis plants both nationally and internationally.

Keywords: power to gas; electrolysis; green hydrogen; national potential; decarbonisation; scenario analysis; national energy system; techno-economic analysis; levelised cost of hydrogen

Citation: Sejkora, C.; Lindorfer, J.; Kühberger, L.; Kienberger, T. Interlinking the Renewable Electricity and Gas Sectors: A Techno-Economic Case Study for Austria. *Energies* 2021, 14, 6289. <https://doi.org/10.3390/en14196289>

Academic Editor: Alberto-Jesus Perez-Moreno

Received: 20 August 2021
Accepted: 30 September 2021
Published: 2 October 2021

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The EU Green Deal [1] aims for climate-neutrality of the European continent by 2050. This goal requires a fundamental transformation of the energy system since fossil sources like natural gas and oil must be replaced by renewable ones. One central point of the Green Deal is the massive expansion of renewable energy plants [2,3]. The massive expansion in renewable electricity generation is intended to be used for the direct electrification (e.g., heat pumps, electric vehicles) and the indirect electrification (e.g., renewable hydrogen in industrial processes and long-range freight transport) of the European energy system [3].

However, for several sectors (e.g., long-range freight transport or iron and steel making), currently there does not exist an economically viable option for decarbonisation [4]. In total, all sectors that have currently no economic decarbonisation option account for about one-third of the total energy-related CO₂ emissions. However, hydrogen could enable the decarbonisation of these sectors in the future [5]. In their review, Hanley et al. [6] identified several drivers for hydrogen, such as large renewable generation capacities,

Danke für Ihre Aufmerksamkeit