

Modellkopplungsmethoden und Testfälle für die gekoppelte Simulation der Strom- und Gasnetze der Nordwestregion Niedersachsens

D. Jung, O. Raventos Morera, C. Käding, D. Peters,
H. Langnickel, A. Pluta, F. Schuldt, A. Dyck, K. von Maydell
DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme
Carl-von-Ossietzky Straße 15, 26129 Oldenburg
Kontakt: daniel.jung@dlr.de, +49 441 99906-294, <https://dlr.de/ve/>

1. Kurzzusammenfassung

Der Beitrag bietet einen Einblick in die gekoppelte Simulation von Strom- und Gasnetzen, insbesondere im Hinblick auf ein zukünftiges Wasserstoffnetz. Wasserstoffnetze erweisen sich als ideale Ergänzung zu Stromnetzen, da sie die Fähigkeit besitzen, Überschusskapazitäten zu speichern und Engpässe im Stromnetz zu vermeiden. Um Szenarien wie diese zu simulieren und die Synergie bestmöglich auszuschöpfen, bedarf es einer integrierten Modellierung der Strom- und Gassektoren.

Im Kontext des Projekts 'Design und Betrieb Vernetzter Energiesysteme' (DESYS) widmen wir uns der Entwicklung eines umfassenden Modells für die künftigen Strom- und Gasnetze in der Region Nordwest-Niedersachsens. Ein zentrales Ziel unseres Vorhabens ist es, innovative Netzführungskonzepte in diesem Modellgebiet zu konzipieren, zu erproben und zu evaluieren.

2. Motivation

Das Klimaneutralitätsziel 2045 der Bundesregierung bedingt einen stark beschleunigten Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazität sowie die Umstellung auf emissionsfreie Energieträger wie zum Beispiel Wasserstoff [1]. Bedarfe und Angebote an Wasserstoff in allen Sektoren werden für Deutschland im Jahr 2050 in Höhe von 400 bis 800 TWh abgeschätzt, für das Jahr 2030 bereits ca. 80 TWh [2]. Da Wasserstoff – neben Anwendungen in Industrie und Verkehr – sowohl als saisonaler Speicher (35 bis 74 GWh bis 2045 [3]) als auch zur Flexibilisierung der Stromnachfrage (bis zu 50% [4]) und als Brennstoff in Backup-Kraftwerken (zunächst 21,4 GW erdgasbetriebene Gasturbinen bis 2031 [5], 29-90 GW bis 2045 [3]) eingesetzt werden soll, ist die Integration und der netzorientierte Betrieb von Wasserstoffkomponenten für das Stromnetz von großer Bedeutung. Außerdem sind auch die Randbedingungen der Wasserstoffinfrastruktur, wie z.B. der Mindestdruck an Abnahmepunkten von Wasserstoff-Turbinen, zu beachten. Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass Engpässe im Gasnetz Unterbrechungen der Versorgung von Gaskraftwerken hervorrufen und damit die Sicherheit und Stabilität der Elektrizitätsnetze gefährden können [6].

Aufgrund des hohen Vernetzungsgrads der beteiligten Systeme müssen diese sowohl in der Planung als auch im Betrieb als kombiniertes System betrachtet werden [6]. Dies erfordert eine integrierte Modellierungsumgebung für Strom- und Gasnetzinfrastruktur.

3. Modellkopplungsmethoden

Ziel dieses Beitrages ist ein Vergleich verschiedener Modellkopplungsmethoden, die anhand einiger Testfälle verglichen werden sollen. Hierbei legen wir zunächst die Anforderungen an eine gemeinsame Simulation von Strom- und Gasnetzen sowie die notwendigen Schnittstellen für eine bidirektionale Kopplung der einzelnen Simulationen fest. Eine bidirektionale Kopplung liegt vor, wenn beispielsweise Elektrolyseanlagen (Power-to-Gas) oder elektrisch betriebene Verdichter, gleichzeitig aber auch Gaskraftwerke mit Wasserstoffturbine (Gas-to-Power) im Netzgebiet vorhanden sind.

Haupt-Koppelpunkte zwischen zukünftigen Strom- und Gassystemen

Schon heute besteht eine starke Abhängigkeit des Stromsystems vom Erdgassystem, da ein nicht zu vernachlässigender Teil (16% in 2021) des Strombedarfs heute von Kraftwerken gedeckt wird, die Erdgas als Brennstoff verwenden¹ (siehe Abbildung 1). Dies wird im Wesentlichen auch nach der Umstellung von Erdgas- auf Wasserstoffbetrieb so bleiben.

Die Abhängigkeit des Gasnetzes vom Stromnetz beruht vorwiegend auf den Bedarf elektrisch betriebener Verdichterstationen, deren Energiebedarf im Vergleich zur Gesamtkapazität des Gastransports typischerweise im mittleren einstelligen Prozentbereich angesiedelt ist. Allerdings ist die überwiegende Anzahl der Verdichterstationen bislang nicht elektrisch-, sondern gasmotorbetrieben, so dass die Abhängigkeit nur lokal, in Regionen mit erhöhter Anzahl an elektrisch betriebenen Verdichterstationen, relevant ist, z.B. in Stromausfallszenarien. Elektrisch betriebene Verdichteranlagen werden aber immer beliebter, da diese effizienter im Betrieb sind [7] und so die Betriebskosten reduzieren. Außerdem erhöht sich die notwendige Verdichterleistung einer Pipeline beim Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff durch dessen geringere Dichte, was die Abhängigkeit vom Stromnetz noch erhöhen könnte.

¹ Viel wichtiger als der genaue Anteil von Gaskraftwerken im Strommix ist dabei die Tatsache, dass diese oft die Grenzkosten auf der Merit-Order-Kurve bestimmen. Damit hat der Gaspreis einen starken Einfluss auf den Strompreis, wie sich in der Energiekrise nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Jahr 2022 gezeigt hat.

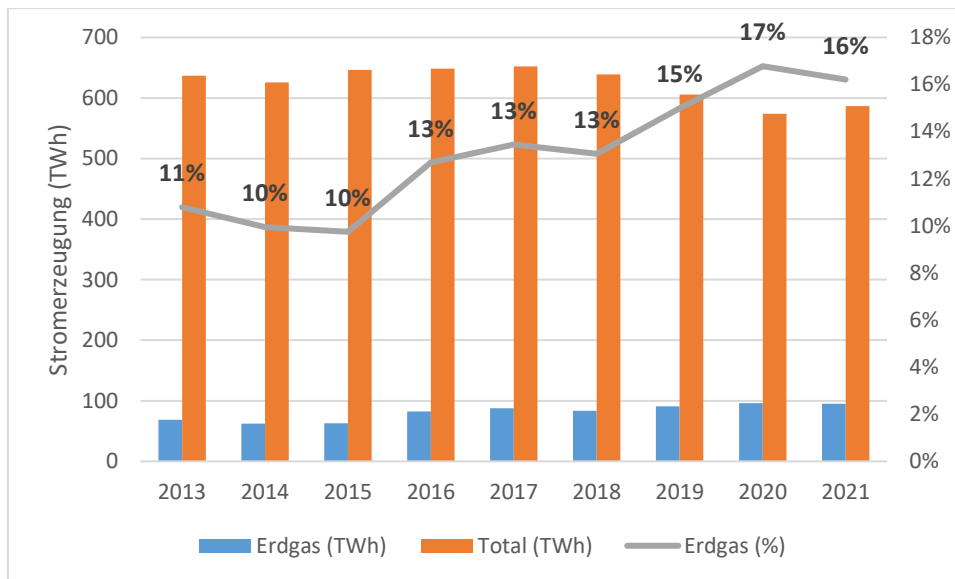


Abbildung 1. Der Anteil von Erdgas an der deutschen Stromerzeugung [8].

Die Transformation hin zu einem Wasserstoff-basierten Energiesystem führt zu einem deutlichen Anstieg der Abhängigkeit des Gassektors vom Stromsektor. So soll in Zukunft ausschließlich grüner, d.h. durch regenerative Energien erzeugter, Wasserstoff zum Einsatz kommen, der in Elektrolyseanlagen direkt aus grünem Strom erzeugt werden soll [9]. Wasserstoff dient dabei sowohl als saisonaler Speicher grüner Energie die bei Bedarf (z.B. im Winter) durch Gaskraftwerke wieder rückverstromt werden kann, als auch als Energiequelle für industrielle Prozesse die nicht auf Strom umgestellt werden können (z.B. Stahlindustrie) sowie als Ressource für die chemische Industrie.

Das Wasserstoffnetz kann aber auch eine wichtige Funktion für die Stabilisierung des Stromnetzes erfüllen. Auf kürzesten Zeitskalen (Millisekunden-Sekunden-Minuten) benötigt das Stromnetz Akteure, die auf Schwankungen der Netzfrequenz flexibel reagieren können. Bisher erfolgte dies vor allem durch fossile und atomare Kraftwerke.

Nicht nur wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke tragen zur Stabilisierung des Stromsystems bei, sondern auch Elektrolyseure spielen eine wichtige Rolle. Ihre H₂-Produktion und der damit verbundene Stromverbrauch können flexibel an die jeweils verfügbare Menge erneuerbarer Energien angepasst werden, was eine effiziente und umweltfreundliche Nutzung dieser Ressourcen ermöglicht. Wie und in welchem Umfang ist Gegenstand aktueller Forschung [10, 11].

Mit der fortschreitenden Flexibilisierung und der vielseitigen Verwendung von Kavernen als Speicherreservoirs sowohl für langfristige als auch kurzfristige Bedürfnisse erfordert dies eine entsprechende Anpassung der Verdichteranlagen in ihrer Betriebsflexibilität. Es steht außer Frage: Kavernen werden nicht mehr ausschließlich für saisonale Zwecke genutzt, sondern erfüllen die wichtige Funktion,

als Puffer für die hochvolatilen Schwankungen in der Produktion erneuerbarer Energie zu dienen.

Schnittstellenbeschreibung

Wir unterscheiden grundsätzlich zwei Arten von Modellkopplung:

1. Die Kopplung zwischen Simulationsmodellen unterschiedlicher Energiesysteme (Sektorkopplung).
2. Die Kopplung zwischen Simulations- und Optimierungsmodellen.

In beiden Fällen müssen die Modelle über geeignete Schnittstellen verfügen, die den Datenaustausch und ihre koordinierte Ausführung gewährleisten.

Bei der Kopplung eines Stromnetz- und Gasnetz-Simulationsmodells müssen die wesentlichen Input-/Output-Parameter an der Koppelstelle zwischen den Modellen ausgetauscht werden. Das sind beispielsweise der Stromverbrauch von Elektrolyseuren und Verdichtern oder der Gasverbrauch von Gaskraftwerken.

Bei der Kopplung der Simulationsmodelle zu einem Optimierungsmodell (z.B. PyPSA, REMix, Plexos) liefert das Optimierungsmodell normalerweise auf Grundlage von Betriebskostendaten sowie anderer Eingangsparameter den *Dispatch*, d.h. den optimalen Betriebsmitteleinsatz (Kraftwerks-, Elektrolyseur-, Verdichterfahrpläne usw.) die zu einer Minimierung der Gesamtbetriebskosten führt. Anschließend können die Ergebnisse der Simulationen der einzelnen Subsysteme dazu verwendet werden, aktualisierte Randbedingungen an das Optimierungsmodell zurückzuliefern, dass daraufhin erneut ausgeführt werden kann. Dieser Zyklus wird durchlaufen bis keine neuen Randbedingungen mehr durch die (physikalisch korrekteren) Simulationen mehr an den Optimierer zurückgeliefert werden müssen die zu neuen Einschränkungen führen könnten.

Es lassen sich drei Arten der Modellkopplung unterscheiden:

1. Nach jedem Zeitschritt findet unmittelbar Austausch der entsprechenden Parameterwerte statt (Co-Simulation).
2. Ein Modell wird zunächst für mehrere (ggf. alle) Zeitschritte ausgeführt, anschließend werden sämtliche relevante Parameter auf das andere Modell übertragen und dieses dann ausgeführt (iterativer Ansatz).
3. In der sog. kombinierten Simulation, wie sie beispielsweise von der kommerziellen Software *enCoord SAInt* unterstützt wird, werden die Gleichungen beider Modelle (Strom- und Gasnetz) kombiniert und als ein gemeinsames Gleichungssystem gelöst [12]. Damit entfällt die Notwendigkeit

der Kommunikation der Modelle untereinander, und bestimmte Zielgrößen können für das Gesamtsystem optimiert werden was sonst nur eingeschränkt möglich wäre.

Vorüberlegungen Software

Die Auswahl der Analysetools, mit denen die einzelnen Sektoren beschrieben werden, wird nicht zuletzt durch die zur Verfügung stehenden Software-Lösungen begrenzt.

1. PandaPower (Strom, AC-Lastfluss, Open Source)
2. Digsilent PowerFactory (AC-Lastfluss, proprietär)
3. PandaPipes (Gas, statisch-hydraulisch, Open Source)
4. Encoord SAInt (kombinierte Simulation Strom und Gas, statisch- oder dynamisch-hydraulisch, AC-Lastfluss, proprietär)

Abseits von Open-Source-Software müssen hierzu entsprechende Software-Lizenzen für proprietäre Software vorliegen. Dies hat einen maßgeblichen Einfluss auf die zu implementierenden Kopplungsmethoden. Aufgrund der Verfügbarkeit kommen für uns folgende Simulatoren in Betracht:

1. PandaPower (Strom, AC-Lastfluss, Open Source)
2. Digsilent PowerFactory (AC-Lastfluss, proprietär)
3. PandaPipes (Gas, statisch-hydraulisch, Open Source)
4. Encoord SAInt (kombinierte Simulation Strom und Gas, statisch- oder dynamisch-hydraulisch, AC-Lastfluss, proprietär)

Für die gekoppelten Modellierung vergleichen wir die folgenden 3 Fälle:

1. PandaPower + PandaPipes
2. Digsilent PowerFactory + PandaPipes
3. Encoord SAInt

Zur Gesamtsystemoptimierung kommen in erster Linie PyPSA und REMix (beide Open Source) in Betracht.

In dieser Arbeit beschäftigen wir uns zunächst nur mit der Kombination von PandaPower und PandaPipes als Simulatoren und PyPSA als Systemoptimierungs-Modell. Bei allen drei Softwares handelt es sich um Open-Source-Produkte. Außerdem unterstützen PandaPower und PandaPipes von Hause aus bereits die Kopplung untereinander. Auch für die Konvertierung der Modelle zwischen PandaPower/PandaPipes und PyPSA liegen bereits geeignete Methoden vor. Zu etablierten proprietären Softwares wie Digsilent PowerFactory und SAInt stehen

weitaus weniger Methoden zur Verfügung². In jedem Fall kann PowerFactory aber gut zur Validierung von AC-Lastfluss-Ergebnissen herangezogen werden. In Zukunft könnte auch diese Software in eine Co-Simulation eingebunden werden.

4. Integriertes Strom-Gas-Testsystem

Es ist festzustellen, dass öffentlich zugängliche, integrierte Strom-Gas-Testsysteme noch immer selten sind, obwohl das wissenschaftliche Interesse in diesem Bereich stark gestiegen ist. Allerdings können gängige Strom- (z.B. IEEE Test Cases [13]) und Gasmodelle (z.B. GasLib [14]) durch geeignete Annahmen miteinander gekoppelt werden.

Sollen Systemoptimierungsmodelle (z.B. PyPSA) und Simulationsmodelle (z.B. PandaPower/PandaPipes) miteinander gekoppelt werden, ergibt sich allerdings noch eine andere Herausforderung: Optimierungs- und Simulationsmodelle benötigen z.T. unterschiedliche Parameter. Während Betriebskosten, Verbrauchszeitreihen und Übertragungs- und Erzeugungskapazitäten die wichtigsten Eingangsdaten von Optimierungsmodellen darstellen, benötigen Simulationsmodelle mehr technische Parameter wie Leitungsbeschaffenheit, Sollwerte für Spannung bzw. Druck/Flussraten, usw.

Testsysteme sind oft nur für eine der beiden Modellklassen entworfen worden und enthalten selten alle Parameter die für die gekoppelte Optimierung und Simulation vonnöten wären³. Während die IEEE-Testsysteme meist zur AC-Lastfluss- oder zur dynamischen Simulation von Stromnetzen entworfen sind, stand beim Design der GasLib-Netze offenbar eher die Systemoptimierung im Vordergrund. Es besteht also die Herausforderung, nach Auswahl geeigneter Testsysteme für Strom- und Gasnetz geeignete Parameter zu ergänzen, um die Netzmodelle zum einen aufeinander abzustimmen und zum anderen sowohl für die Systemoptimierung (PyPSA) als auch für die Simulation (PandaPower, PandaPipes) vorzubereiten.

Implementierung eines gekoppelten Strom-Gas-Testsystems

Als zunächst betrachteten Testfall haben wir uns für eine Kombination von IEEE 14-bus Test System und GasLib 11-node System entschieden (siehe Abbildung 2). Wir folgen dabei in den Annahmen zur Kopplung weitestgehend *Jia et al.* [2]. Wir nehmen allerdings folgende Änderungen/Erweiterungen vor:

² PandaPower enthält immerhin eine Methode zum Importieren von PowerFactory-Netzen.

³ Eine bemerkenswerte Ausnahme stellt das IEEE Reliability Test System in seiner erweiterten Form von 2019 dar (RTS-GMLC) [10]. Allerdings handelt es sich um ein reines Stromnetzmodell.

- Wir betreiben das Gasnetz mit Wasserstoff anstelle von Erdgas. Dazu sind nur leichte Anpassungen in der Konfiguration des PandaPipes-Modells notwendig.
- Weiterhin ersetzen wir die Kohlekraftwerke im (bereits etwas betagteren⁴) IEEE-Netzmodell durch Windparks.
- Wir fügen einen Elektrolyseur hinzu. Damit sind Strom- und Gasnetz durch jeweils ein Gaskraftwerk und einen Elektrolyseur bidirektional miteinander gekoppelt.

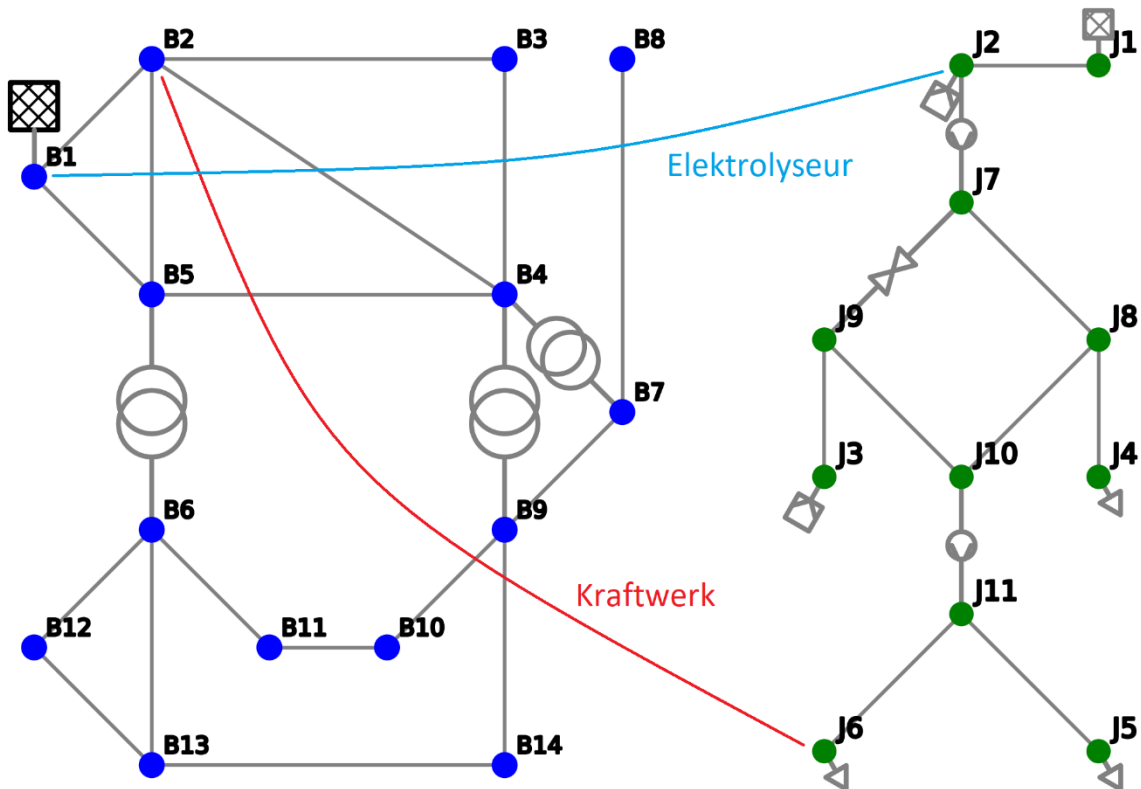


Abbildung 2. Das gekoppelte Strom-Gas-System: IEEE 14-bus Testfall (links) mit GasLib 11-Node Testsystem (rechts). Die Kopplung besteht aus dem Wasserstoffkraftwerk J6-B2 und dem Elektrolyseur B1-J2.

Die beiden Testsysteme müssen zunächst in den unterschiedlichen Software-Umgebungen (PandaPower, PandaPipes und PyPSA) implementiert werden. Dazu wurden bei Bedarf entsprechende Konvertierungsalgorithmen entwickelt/angepasst, auf die hier nicht näher eingegangen werden soll.

Die Umwandlung von Energie in andere Energieträger ist kostspielig und wird nur vorgenommen, wenn die ökonomischen Randbedingungen es zulassen. Daher wird nur bei einem Überschuss von elektrischer Energie (aus regenerativen Energien erzeugt) Wasserstoff erzeugt. Eine Rückverstromung des daraus gewonnenen und gespeicherten Wasserstoffs ist wiederum nur bei einer Unterdeckung des Stromnetzes

⁴ Es handelt sich ursprünglich um ein vereinfachtes Modell eines Übertragungsnetzes im mittleren Westen der USA im Zustand von Februar 1962 (http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm, abgerufen am 18.12.2023).

aus erneuerbaren Energiequellen (EE), z.B. in einer Dunkelflaute, sinnvoll. Damit die Bidirektionalität des Testsystems zum Tragen kommt, unterscheiden wir daher zunächst zwei Szenarien:

1. **EE-Peakerzeugung** (Use Case Elektrolyseur)
2. **Dunkelflaute** (Use Case Wasserstoff-Kraftwerk)

Optimierung des Gesamtsystems mit PyPSA

PyPSA ist ein Open-Source-Tool zur Optimierung von Energiesystemen. Es kann den linearisierten optimalen Leistungsfluss von großen Netzen und langen Zeitreihen berechnen. Die Optimierung kann sowohl in Bezug auf die Betriebs- als auch auf die Kapitalkosten in einem Schritt erfolgen. Das Tool ist speziell für die Untersuchung der Auswirkungen einer höheren installierten Kapazität von erneuerbaren Energien und der verstärkten Kopplung von Strom mit anderen Sektoren wie Gas, Wärme und Transport konzipiert.

Um große Energiesysteme mit den aktuell üblichen Computerkapazitäten optimieren zu können, muss der Energiefluss linearisiert behandelt werden. Das bedeutet, dass der Transport von elektrischer Leistung durch den DC-Lastfluss approximiert wird und die anderen Energieströme, z.B. Gas, mit Hilfe eines einfachen Massenbilanz-Transportmodells beschrieben werden, d.h. die Energie wird über die Leitungskapazität hinaus ohne weitere physikalische Beschränkungen übertragen.

Um gekoppelte Energienetze in PyPSA zu modellieren, haben wir in der vorliegenden Arbeit den Weg gewählt, bei dem der Stromfluss immerhin als AC-Lastfluss berechnet wird, das Gas aber nur als Energietransport, und die Kopplung zwischen Strom und Gas wird nur durch eine abstrakte Transformation mit einem festen Wirkungsgrad (70% für Strom zu Gas und 65% für Gas zu Strom) dargestellt.

In Zukunft könnten komplexere Gasmodellierungs- und Kopplungsmodelle implementiert werden, die beispielsweise die von den Kompressoren verbrauchte Energie berücksichtigen.

Kopplung von PandaPower und PandaPipes

PandaPower ist eine Open-Source-Software zur Berechnung des statischen AC-Lastflusses in einem Stromnetz, d.h. es werden auch die Knotenspannungen berechnet und Übertragungsverluste berücksichtigt. Es verwendet die Newton-Raphson-Methode, mit der iterativ eine bessere Näherung des Leistungsflusses bis hin zur Konvergenz erreicht wird (unter Berücksichtigung der Lasten und des Einsatzes der Generatoren). PandaPipes ist eine weitere Open-Source-Software, die eine ähnliche Berechnung für Gasnetze durchführt, um den Gasmassenstrom zu berechnen. Es handelt sich um ein statisch-hydraulisches Modell, bei dem also auch der Druck an den Knoten berechnet wird. Beide Softwares können durch Hinzufügen

von Gas-zu-Strom- oder Strom-zu-Gas-Komponenten, den sogenannten Controller, gekoppelt werden. In dieser Arbeit verwenden wir die einfachsten Arten von Controller, die lediglich einen Koeffizienten verwenden, um den Leistungsfluss (z. B. in MW) in einen Massenfluss (z. B. in kg/s) umzuwandeln und umgekehrt. Die Berechnung erfolgt dann zuerst für das Stromnetz und dann für das Gasnetz (iterativer Ansatz).

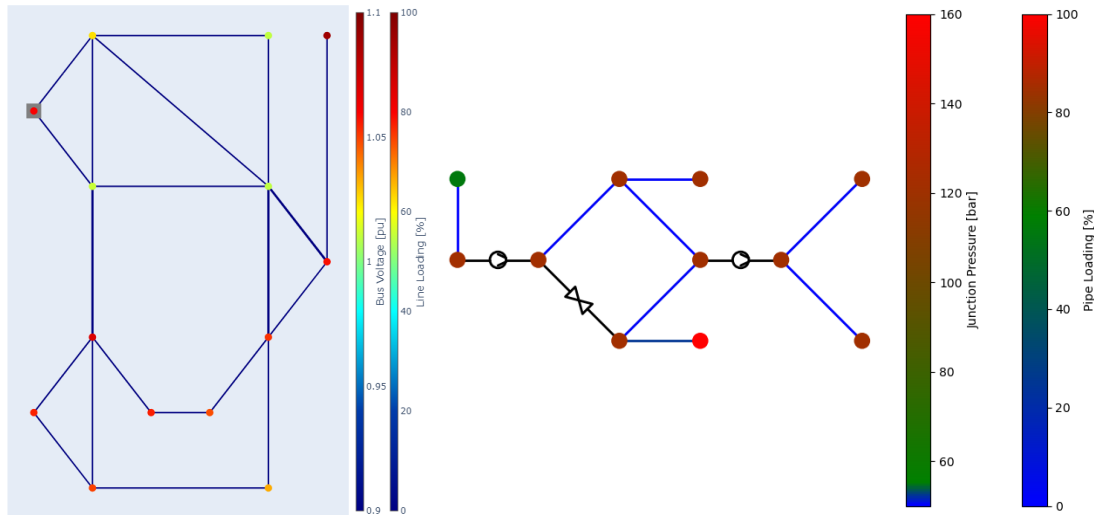


Abbildung 3. Ergebnisse für Klemmleistspannung (Strom, links), Knotendruck (Gas, rechts) und Leitungsbelastung (beide Systeme) im Szenario Dunkelflaute.

Kopplung von PyPSA und PandaPower/PandaPipes

Angesichts eines Strom- und Gasmodells mit zu PandaPower/PandaPipes identischen Strom- und Gaslasten und Generator-Komponenten kann PyPSA den optimalen linearisierten Fluss berechnen. Insbesondere erhalten wir den Strom- und Gaseinsatz zur Deckung der Last unter den Bedingungen des Modells. Der Leitungsfluss muss bestimmte Nebenbedingungen erfüllen, wie z. B. die Einhaltung der Kapazitäten der Strom- und Gasleitungen und der verschiedenen Komponenten sowie die Nebenbedingungen, die sich aus den Kirchhoffschen Regeln ergeben.

Die Ergebnisse der PyPSA-Optimierung können verwendet werden, um das Modell zu vervollständigen (mit dem Erzeugungs-Dispatch und dem Fluss der koppelnden Komponenten), so dass die Berechnung der AC-Stromfluss und Gasmassenfluss in PandaPower und PandaPipes möglich ist. Natürlich unterscheidet sich dieses neue Ergebnis von dem von PyPSA, da nun der Fluss nicht mehr linearisiert betrachtet wird.

Man muss beachten, dass eine Konvergenz des AC-Lastflusses und des Gasmassenstroms nicht garantiert ist. Es kann durchaus sein, dass der von PyPSA berechnete optimale linearisierte Dispatch nicht zu einem technisch möglichen nichtlinearen Fluss führt. In diesem Fall muss der Erzeugungseinsatz überarbeitet werden. Wir werden diesen Punkt in diesem Artikel nicht vollständig erörtern, sondern lediglich den Unterschied zwischen dem linearen und dem nichtlinearen Stromfluss illustrieren.

Erste Schlussfolgerungen

Zunächst haben wir festgestellt, dass ein nicht unerheblicher Aufwand betrieben werden muss, um die unterschiedlichen Modellimplementierungen aufeinander abzustimmen. Das ist in unserem Beispiel insbesondere beim Erstellen des PyPSA-Modells der Fall gewesen. Beispielsweise hängen die Berechnungsergebnisse in PyPSA und in PandaPipes stark davon ab, an welchen der Gasquellen ein Druck-Sollwert vorgegeben wird und an welchen eine Flussrate.

Den verwendeten Open-Source-Modellen mangelt es bislang auch an geeigneten automatischen Kontrollprozessen um vorhandene Druck- und Flussraten-Randbedingungen einzuhalten. Beispielsweise lassen sich an Kompressoren lediglich feste Kompressionsverhältnisse definieren, die manuell angepasst werden müssen um einen gegebenen Solldruck zu erreichen. Daher streben wir in Zukunft auch Vergleiche mit der proprietären Software encoord SAInt an, die über flexiblere Konfigurationsmöglichkeiten verfügt.

Nicht ganz unerwartet stellen wir außerdem eine mehr oder weniger stark ausgeprägte Abweichung der Ergebnisse zwischen dem Optimierungsmodell (PyPSA) und den Simulationsmodellen (PandaPower, PandaPipes) fest, was in erster Linie an den vereinfachenden Annahmen zum Energietransport in Optimierungsmodellen liegt. Während die Stromtransportergebnisse von PyPSA (DC Load Flow) und PandaPower (AC Load Flow) noch relativ gut übereinstimmen, so sind die Abweichungen auf der Gastransportseite zwischen PyPSA (Massenbilanz-Modell) und PandaPipes (statisch-hydraulische Simulation) doch schon gravierend (siehe Abbildung 4). Wir erwarten auf den betrachteten Zeitskalen weitere Unterschiede beim Vergleich mit dynamisch-hydraulischen Simulationen wie sie mit SAInt möglich sind, was als nächstes untersucht werden soll.

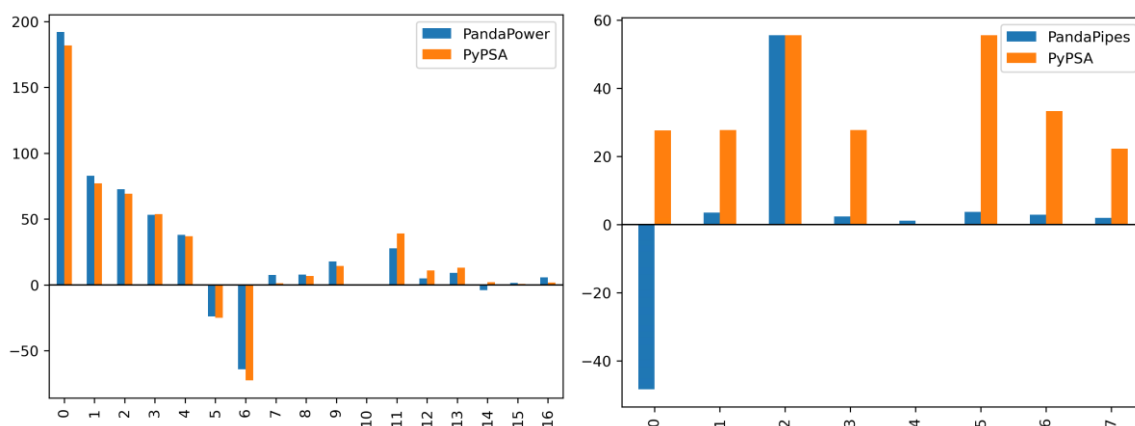


Abbildung 4. Vergleich der Ergebnisse (Szenario Peak-Erzeugung) zwischen PyPSA und PandaPower/PandaPipes. Links: Übertragungsleistung (MW) an Leitungen im IEEE 14-Bus Testsystem. Rechts: Flussraten (kg/s) an Leitungen im GasLib 11-Node Testsystem.

5. DESYS: Design und Betrieb vernetzter Energiesysteme

Mit Hilfe des entwickelten Analysetools können anschließend im DLR-Projekt **DESYS** systemrelevante Forschungsfragen untersucht werden. Diese umfassen sowohl die zukünftigen Wechselwirkungen zwischen Strom- und Gassystem als auch Konzepte für den gemeinsamen Betrieb und die Optimierung der verknüpfenden Elemente wie Leistung, Kapazität und Netzanschlusspunkte von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken.

Das entwickelte Analysetool wird auf die Region Nordwest-Niedersachsen angewendet werden (siehe Abbildung 5), da sie repräsentativ und gut abgegrenzt ist. Die Region ist besonders interessant, da hier bereits frühzeitig Komponenten einer zukünftigen, transformierten Energiewelt etabliert werden sollen, darunter Elektrolyseure, Offshore-Windenergie, Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen und die Infrastruktur für den Import und die Speicherung von grünem Wasserstoff (z.B. **European Hydrogen Backbone** und **H2-CAST Etzel**) (siehe Abbildung 6). Das zu erstellende Modell dient als Grundlage für Studien, die das kombinierte Strom-Gassystem hinsichtlich Netzstabilität, Resilienz, Flexibilitätsbedarf und neuartiger Betriebsweisen untersuchen werden.

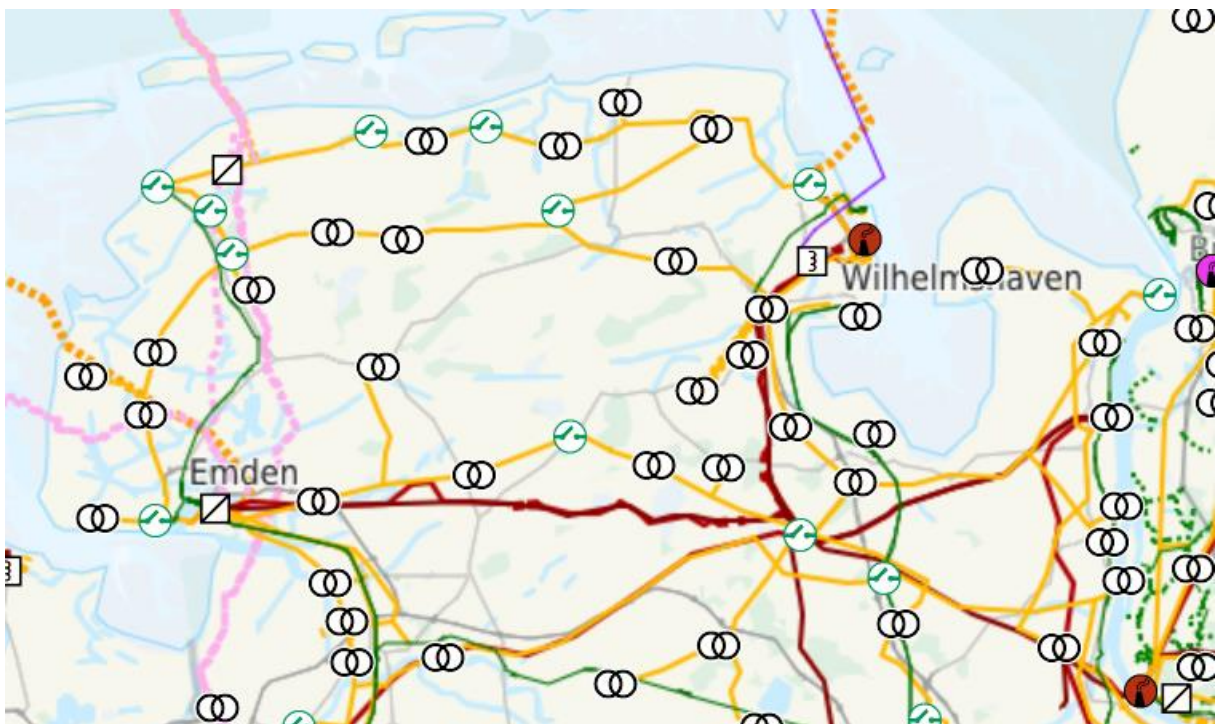


Abbildung 5. Das Stromnetz Nordwest-Niedersachsens (gelb: 110 kV, rot: 220/380 kV, rosa: HGÜ). © 123map; Daten: OpenStreetMap; Lizenz ODbL 1.0.



Abbildung 6. Der Speicherstandort Etzel im zukünftigen Wasserstoffnetz Nordwest-Niedersachsens. Mit freundlicher Genehmigung der STORAG ETZEL GmbH.

6. Fazit

Mit Hilfe gekoppelter Strom-Gas Simulationen können relevante Forschungsfragen untersucht werden. Diese umfassen sowohl die zukünftigen Wechselwirkungen zwischen Strom- und Gassystem als auch Konzepte für den gemeinsamen Betrieb und die Optimierung der jeweiligen Einzelkomponenten. Bei der Kopplung von sektorspezifischen Modellen müssen allerdings einige technische Hürden überwunden werden. Die Betrachtung der beschriebenen Kopplungs-Testfälle hilft uns dabei, diese Hürden zu überwinden und mit den entwickelten Analysemethoden anschließend realistische Modelle von regionalen Strom- und Wasserstoffsystemen zu untersuchen. Dabei steht insbesondere die Nordwest-Region im Fokus, da hier frühzeitig Aspekte einer transformierten Energielandschaft realisiert sein werden.

Literatur

- [1] „Update der Nationalen Wasserstoffstrategie: Turbo für die H2-Wirtschaft,“ Bundesministerium für Bildung und Forschung, [Online]. Available: https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html. [Zugriff am 28.7.2023].
- [2] Wietschel et al., „Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten: von Kosten zu Preisen,“ Fraunhofer ISI, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG, Karlsruhe, Freiburg, Cottbus, 2021.
- [3] Peters et al., „Integration von Wasserstoffenergiespeichern – Nutzen für Stromnetze?,“ in *Konferenz für Zukünftige Stromnetze*, Berlin, 2023.
- [4] „Energy System 2050 – Towards a decarbonized Europe,“ TransnetBW GmbH, Stuttgart, 2022.
- [5] „Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2023.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland,“ 2019.
- [7] B. Cakir Erdener, K. A. Pambour und R. Bolado-Lavin, „An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems,“ *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Bd. 61, pp. 410-420, 2014.
- [8] Eurostat – Statistisches Amt der Europäischen Union, „Production of electricity and derived heat by type of fuel,“ [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat>. [Zugriff am 19. Dezember 2023].
- [9] B. Lux, G. Deac, C. P. Kiefer, C. Kleinschmitt, C. Bernath, K. Franke, B. Pfluger, S. Willemsen und F. Sensfuß, „The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany,“ *Energy Conversion and Management*, Bd. 270, p. 116188, 2022.
- [10] D. Gusain, M. Cvetkovic, R. Bentvelsen und P. Palensky, „Technical assessment of large scale PEM electrolyzers as flexibility service providers,“ in *IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Delft, Netherlands, 2020.
- [11] O. Ruhnau und J. Schiele, „Flexible green hydrogen: the effect of relaxing simultaneity requirements on project design, economics, and power sector emissions,“ *Energy Policy*, Bd. 182, p. 113763, 2023.
- [12] K. A. Pambour, B. Cakir Erdener, R. Bolado-Lavín und G. P. Dijkema, „SAInt – A novel quasi-dynamic model for assessing security of supply in coupled gas and electricity transmission networks,“ *Applied Energy*, Bd. 203, pp. 829-857, 2017.
- [13] Sirvent et al., „Linearized model for optimization of coupled electricity and natural gas systems,“ *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Bd. 5, Nr. 3, pp. 364-374, 2017.
- [14] Schmidt et al., „GasLib—a library of gas network instances,“ *Data*, Bd. 2, Nr. 4, p. 40, 2017.
- [15] R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen und M. Overgaag, „European Hydrogen Backbone, A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries,“ Guidehouse, Utrecht, 2022.

- [16] „H2-CAST Etzel, Making energy transition work,“ 2023. [Online]. Available: <https://h2cast.com/de/>. [Zugriff am 5 10 2023].
- [17] C. Barrows, A. Bloom, A. Ehlen, J. Ikäheimo, J. Jorgenson, D. Krishnamurthy, J. Lau, B. McBennett, M. O’Connell, E. Preston, A. Staid, G. Stephen und J.-P. Watson, „The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. 35, Nr. 1, pp. 119-127, 2020.