

# Integrierte Simulation und Optimierung des Betriebs von Strom- und Gastransportinfrastrukturen: Ein Modellvergleich

Lukas LÖHR\*, Ziyi JIA, Albert MOSER

IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97651, [l.loehr@iaew.rwth-aachen.de](mailto:l.loehr@iaew.rwth-aachen.de), <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Die Berücksichtigung von Synergien sektorgekoppelter Infrastrukturen in der Energiesystemanalyse erfordert eine integrierte Modellierung von Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesystemen. Am IAEW der RWTH Aachen University wird ein Modell namens iGENeO entwickelt, das in eine integrierte Einsatzoptimierung der genannten Systeme physikalischer Strom- und Gasflüsse einbettet. Zur Validierung dieses Verfahrens wird ein Modellvergleich mit den kommerziellen Softwares PLEXOS und SAInt durchgeführt. Der Modellvergleich zeigt praktisch identische Ergebnisse für lineare Einsatzoptimierungen und stationäre Gasflussrechnungen. Modellvereinfachungen wie die Wirklastflussapproximation, quasi-stationäre Gasflüsse zur Berücksichtigung der Massenerhaltung im Gassystem sowie Betriebsrestriktionen durch Linear Dynamic Constraints führen zu einem erwartbaren, aber für den geplanten Anwendungszweck vertretbaren Fehler. iGENeO kann damit erfolgreich validiert werden.

**Keywords:** Modellvergleich, Optimal Power and Gas Flow, Einsatzoptimierung, Integrierte Energiesysteme

## 1 Hintergrund und Motivation

Die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität stellt enorme Anforderungen an die Energieinfrastrukturen. Die Kopplung der Infrastrukturen für Strom, Methan, Wärme und zukünftig Wasserstoff gilt als ein vielversprechendes Konzept, die notwendige Flexibilität zum Ausgleich der volatilen und lastfernen erneuerbaren Energieressourcen bereitzustellen [1]. Die Transportnetze für Strom, methanähnliche Gase und Wasserstoff stellen dabei das Rückgrat des sektorgekoppelten Energiesystems dar. Deren Transport- und Speicherkapazitäten sind über Umwandlungsanlagen wie Elektrolyseure oder Gaskraftwerke miteinander verknüpft. Zudem können multivalent-ausgelegte Wärmesysteme durch Power-to-Heat, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Wärmespeicher zeitliche Flexibilität bereitstellen. Durch diese Kopplungen der komplementären Infrastrukturen entstehen im Betrieb Synergien und Optimierungspotentiale. Um diese Potentiale im kosteneffizienten, versorgungssicheren und umweltfreundlichen Design sektorgekoppelter Energieinfrastrukturen zu heben, ist in Energiesystemanalysen eine integrierte Modellierung von deren Betrieb erforderlich.

In Energiesystemanalysen können unterschiedliche Modellergebnisse für ähnliche Untersuchungsfragen resultieren. Diese können dabei nicht nur auf verschiedene Zukunftsszenarien, z.B. unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Energienachfrage,

des EE-Ausbaus oder umgesetzten Infrastrukturprojekten, sondern auch auf unterschiedliche Modellierungstechniken und Modellgenauigkeiten zurückzuführen sein. Es existiert eine Vielzahl von Energiesystemmodellen, die das zukünftige Energiesystem mit verschiedenen Schwerpunkten abbilden [2].

Es gibt Verfahren, die sich auf die Modellierung des Einsatzes von Anlagen wie Kraftwerke, Speicher oder Umwandlungsanlagen fokussieren. Diese bilden zumeist die Betriebsrestriktionen der Anlagen, beispielsweise Mindestleistungen oder Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke ab, woraus gemischt-ganzzahlige oder nichtlineare Zusammenhänge resultieren. Zum anderen existieren Verfahren, die sich auf die Abbildung physikalischer Strom- und Gasflüsse spezialisieren. Diese nichtlinearen Zusammenhänge führen insbesondere in großskaligen Systemen zu einem sehr hohen Rechenaufwand. Für die Komplexitätsreduktion werden betriebstechnische oder physikalische Zusammenhänge daher häufig linearisiert abgebildet, was zu einem Verlust von Modellgenauigkeit führt.

Am IAEW der RWTH Aachen University wird das integrierte Betriebsoptimierungsverfahren für gekoppelte Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesystemen iGENeO (Integrated Gas and Electricity Network Optimization) entwickelt [2,3]. iGENeO verfügt über folgende Fähigkeiten, die im Kontext dieses Beitrags hervorzuheben sind:

- 1) Integrierte Optimierung des Einsatzes verschiedener Anlagen wie Umwandlungsanlagen, Kraftwerke, Speicher sowie Netzbetriebsmittel
- 2) Abbildung physikalischer Strom- und Gasflüsse sowie Netzverluste

Das Verfahren wendet zur Anwendung dieser Fähigkeiten auf großskalige Energiesysteme Vereinfachungen in der Modellierung der Betriebsrestriktionen von Anlagen sowie der physikalischen Leistungsflüsse an, deren Eignung es zu prüfen gilt. Im Rahmen dieses Beitrags soll iGENeO eines integrierten Betriebsoptimierungsverfahrens für sektorgekoppelte Energiesysteme daher etablierten kommerziellen Softwares gegenübergestellt werden und die Modellvereinfachungen durch diesen Modellvergleich validiert werden.

Zur Darstellung der Modellvereinfachungen werden im Kapitel 2 „Grundlagen“ zunächst detaillierte und vereinfachte Modellierungen der genannten Fähigkeiten aufgezeigt. Anschließend werden im Kapitel 3 „Methodik“ die Umsetzung der Vereinfachungen in iGENeO illustriert und diese mit den kommerziellen Benchmark-Softwares verglichen. Anschließend erfolgen in Kapitel 4 Modellvergleiche für die beiden genannten Fähigkeiten. Abschließend wird im Kapitel 5 das Fazit über das Ergebnis des Modellvergleichs gezogen.

## **2 Grundlagen**

In diesem Kapitel werden die physikalischen und methodischen Grundlagen für die im Rahmen des Modellvergleichs angewendeten Modellierungen von Betriebsrestriktionen und Lastflüssen kurz dargestellt. Verwendete Variablen, Koeffizienten und Indizes werden für eine kompakte Darstellung geschlossen in der Nomenklatur im Anhang eingeführt.

## 2.1 Betriebsrestriktionen von Anlagen

Anlagen wie Kraftwerke, Speicher oder Umwandlungsanlagen können betriebliche Restriktionen aufweisen, die ihren Einsatz einschränken. Im Rahmen dieses Beitrags werden Betriebsrestriktionen thermischer Kraftwerke untersucht. Diese Restriktionen resultieren aus technischen oder auch wirtschaftlichen Randbedingungen der Anlagen [4]:

- Leistungsgradienten
- Minimalleistung und Maximalleistung
- Anfahrten
- Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten

Diese genannten Restriktionen koppeln die Betriebszustände der Anlagen zeitlich aneinander. Um den Betriebszustand von Anlagen (in Betrieb, im Stillstand) detailliert abzubilden, sind binäre Variablen notwendig und ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem resultiert (MIP). Exemplarisch wird dies im Folgenden für die Minimal und Maximalleistung gezeigt:

$$p^{\min} \cdot p^{\max} \cdot e_t \leq P_t \leq p^{\max} \quad \text{mit } e_t = \begin{cases} 1, & \text{wenn Anlage im Betrieb} \\ 0, & \text{wenn Anlage im Stillstand} \end{cases} \quad (1)$$

Für die Änderung des Betriebszustands  $e_t$  von Stillstand zu Betrieb fallen Anfahrkosten an, die den erhöhten Brennstoffbedarf beim Anfahren sowie Verschleiß des Kraftwerks abbilden.

Zur Modellreduktion wurden lineare Modelle (LP) entwickelt, die über sogenannte dynamische Nebenbedingungen (LDC) die gemischt-ganzzahligen Gleichungen approximieren [5]. Dazu werden fünf zusätzliche Variablen eingeführt. Das Modell basiert auf der Variablen der angefahrenen Leistung (Running Capacity, RC), die den Zustand der Anlage kontinuierlich approximieren soll. Für die Modellierung der Minimal- und Maximalleistung gilt dann:

$$p^{\min} \cdot P_t^{RC} \leq P_t \leq P_t^{RC} \quad \text{mit } 0 \leq P_t^{RC} \leq p^{\max} \quad (2)$$

Dieses Modell kann nur mit einem geringen Fehler funktionieren, wenn die angefahrne Leistung durch weitere Nebenbedingungen mit den übrigen vier zusätzlichen Variablen eingeschränkt wird oder ein Anreiz besteht, z.B. über Anfahrkosten, die angefahrne Leistung nicht deutlich unterhalb der installierten Leistung einzusetzen. Ansonsten kann die eigentliche Mindestleistung unterschritten werden. Anfahrkosten werden in der LDC-Modellierung über die Bepreisung der linearen Hilfsvariablen Anfahrsleistung  $P_t^{\text{Anf}}$  umgesetzt, die abhängig von der Änderung der angefahrenen Leistung ist:

$$P_t^{RC} = P_{t-1}^{RC} + P_t^{\text{Anf}} - P_t^{\text{Abf}} \quad \text{mit } 0 \leq P_t^{\text{Anf}} \leq P_t^{RC} \quad \text{und} \quad 0 \leq P_t^{\text{Abf}} \leq P_t^{RC} \quad (3)$$

Für eine genaue Darstellung von Betriebsrestriktionen von Kraftwerken und das Prinzip von LDC wird aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Literatur verwiesen [4, 5].

## 2.2 Lastfluss Gas

Transiente hydraulische Gasflüsse können mathematisch durch die Navier-Stokes-Gleichungen, ein System aus partiellen Differenzialgleichungen der Massen-, Impuls- und Energieerhaltung sowie der Zustandsgleichung des Gases, beschrieben werden. Zur Lösung dieses Gleichungssystems können verschiedene mathematische Verfahren angewendet

werden, die auf einer räumlichen und zeitlichen Diskretisierung der Differentialgleichungen basieren. Zudem können Annahmen zur Vereinfachung des Gleichungssystems angenommen werden [6]:

- Annahme isotherme Strömungen aufgrund vernachlässigbarer Änderung der Gastemperatur beim Gastransport, insbesondere durch den Joule Thompson Effekt
- Vernachlässigung des Terms der konvektiven Beschleunigung aufgrund der langsamen Transportgeschwindigkeit von Gasen
- Vernachlässigung der Trägheitskräfte in Systemen, da es im Normalbetrieb nur zu langsamen Wechseln der Transportaufgabe kommt
- Annahme horizontal verlegter Gasleitungen ermöglicht Vernachlässigung von Gravitationskräften

Der Druckverlust über einer Pipeline wird nach diesen Annahmen ausschließlich durch die Rohrreibung verursacht und damit insbesondere die Effekte der Gravitation und Trägheit vernachlässigt. Zudem resultieren stationäre Strömungsbedingungen, bei denen der Druckverlust über die integrale Form der Darcy-Weibach Gleichung beschrieben wird:

$$|\dot{V}_{n,ij,t}| \cdot \dot{V}_{n,ij,t} = \frac{\pi^2 d^5 T_n}{16 \lambda_m \rho_n p_n T_m K_m l} \cdot (p_{i,t}^2 - p_{j,t}^2) \quad (4)$$

Gemäß dem Gesetz der Massenerhaltung ändert sich die Masse des Gases innerhalb des Systems bei einem Ungleichgewicht zwischen ein- und ausfließendem Gas. Nach der Zustandsgleichung realer Gase ändert sich zudem der Leitungsinhalt (Volumengröße) unter isothermen Bedingungen bei einer Veränderung des Drucks. Damit gilt [3]:

$$LI_{ij,t} = \frac{\pi d^2 l T_n}{4 T_m p_n K_m} p_{m,ij,t} \quad (5)$$

$$LI_{ij,t} = LI_{ij,t-1} + (\dot{V}_{n,ij,t}^{ein} - \dot{V}_{n,ij,t}^{aus}) \quad (6)$$

Die Änderung des Netzinhalts, der sogenannte Netzpuffer, stellt ein Freiheitsgrad im Betrieb des Fernleitungsnetzes dar und kann für die kurzfristige Speicherung von Gas genutzt werden.

Verluste im Gassystem entstehen vorwiegend beim Antrieb von Verdichtern, um den auftretenden Druckverlust entlang der Pipeline zu kompensieren:

$$P_{Antrieb,t} = \dot{V}_{n,ij,t} \cdot \frac{\rho_i}{\eta} \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot Z_i \cdot R_s \cdot T_i \cdot \left( \left[ \frac{p_{j,t}}{p_{i,t}} \right]^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \quad (7)$$

### 2.3 Lastfluss Strom

Die Leistungsflüsse im Stromsystem werden durch die Maxwell-Gleichungen als System partieller Differentialgleichungen determiniert. Im Stromsystem ist die Annahme stationärer Lastflüsse aufgrund kürzerer Zeitkonstanten Stand der Technik und erlaubt eine Überführung der Maxwell-Gleichungen in die komplexe Wechselstromrechnung. Unter dieser Annahme resultieren die stationären AC-Lastflussgleichungen, die ein quadratisch-trigonometrisches Gleichungssystem darstellen:

$$P_{i,t} = 3 U_{i,t}^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(\alpha_{ii}) + 3 U_{i,t} \cdot \sum_{j=1}^N U_{j,t} \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t} + \alpha_{ij}) \quad (8)$$

$$Q_{i,t} = 3 U_{i,t}^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(\alpha_{ii}) + 3 U_{i,t} \cdot \sum_{j=1}^N U_{j,t} \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_{i,t} - \theta_{j,t} + \alpha_{ij}) \quad (9)$$

Dieses trigonometrisch-quadratische Gleichungssystem kann für Übertragungsnetze gemäß den folgenden gängigen Annahmen vereinfacht werden [7]:

- Annahme konstanter Spannungsbeträge durch einheitliches Spannungsniveau im Übertragungsnetz
- Vernachlässigung der Verlustterme in Quer- und Längsgliedern durch geringe Übertragungsverluste im Übertragungsnetz. Zudem sind Querimpedanzen betragsmäßig deutlich größer als Längsimpedanzen.
- Benachbarte Knoten sind wegen enger Vermaschung elektrisch eng gekoppelt, sodass die Kleinwinkelnäherung für trigonometrische Funktionen angewendet werden kann

Daraus resultiert die sogenannte Wirklastflussapproximation, wegen ihrer Ähnlichkeit zu den Gesetzen der Gleichstromübertragung auch DC-Lastflussgleichungen genannt:

$$P_{ij,t} = 3 U^2 \cdot \sum_{j=1}^N Y_{ij} \cdot (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad \text{mit } Y_{ij} = X_{ij} / \sqrt{X_{ij}^2 + R_{ij}^2} \quad (10)$$

$$Q_{ij,t} = 0 \quad (11)$$

Die Verluste im Übertragungsnetz werden durch die ohmschen Verluste der Leitungen und Transformatoren dominiert. Sie weisen einen quadratischen Zusammenhang zum Strom auf:

$$P_{\text{Verlust},ij,t} = I_{ij,t}^2 \cdot R_{ij} \quad (12)$$

### 3 Methodik

Nachfolgend werden in diesem Kapitel zunächst iGENeO vorgestellt und die angewendeten Modellvereinfachungen eingeordnet. Zur Validierung der beiden einleitend genannten Fähigkeiten werden zwei akademische Testversionen kommerzieller Softwares genutzt und diese ebenfalls vorgestellt. Tabelle 1 gibt einen vergleichenden Überblick über die drei Modelle.

Tabelle 1: Vergleich der Modelle des Modellvergleichs

	<b>iGENeO [2,3]</b>	<b>PLEXOS [8]</b>	<b>SAInt [6]</b>
<b>Urheber</b>	IAEW, RWTH	Energy Exemplar	encoord
<b>Energieträger</b>	Strom, Gase, Wärme	Strom, Gase, Wärme	Strom, Gase
<b>Fähigkeiten</b>	Einsatzoptimierung Netzoptimierung	Einsatzoptimierung <i>Netzoptimierung<sup>1</sup></i>	Netzsimulation <i>Einsatzoptimierung<sup>1</sup></i>
<b>Lösungs- algorithmen</b>	Sukzessiv lineare Optimierung	Lineare Optimierung, Mixed-Integer Optimierung	Vergleichbar mit Newton- Raphson Algorithmus
<b>Gasfluss</b>	quasi-stationär (isotherm)	-	stationär, transient (isotherm, nicht-isotherm)
<b>Stromfluss</b>	DC-Lastfluss	DC-Lastfluss	AC-Lastfluss
<b>Betriebsrestriktionen</b>	LP (LDC)	MIP	<i>MIP<sup>1</sup></i>

### 3.1 iGENeO

Das zu validierende Modell iGENeO ermöglicht eine integrierter Einsatzoptimierung der Infrastrukturen für Strom, beliebige Gase (z.B. Methan und Wasserstoff) sowie (Fern-)Wärme. iGENeO basiert dabei auf einem integrierten Infrastrukturmodell mit

- Knoten (Sammelschienen Strom, Gasschienen, Wärmenetze),
- Zweigen (Stromleitungen (AC/DC), Transformatoren, Gasleitungen, Verdichtern, Druckregler, Umwandlungsanlagen wie Gaskraftwerke, Elektrolyseure) und
- Querzweigen (Importe, sonstige Kraft- und Heizwerke, Nachfrage, Speicher)

Als zeitliche Auflösung des Modells wird ein stündliches Zeitraster als Kompromiss zwischen Modellgenauigkeit und Modellreduktion gewählt. iGENeO wendet zudem verschiedene Vereinfachungen zur Umsetzung der genannten Fähigkeiten an. Bei Umwandlungsanlagen wie Gaskraftwerken und Elektrolyseuren sowie sonstigen thermischen Kraftwerken können Betriebsrestriktionen berücksichtigt werden. Diese werden jedoch nicht über eine gemischt-ganzzahlige, sondern über eine LDC Formulierung modelliert. Als Nebenbedingung des Einsatzoptimierungsproblems werden Lastflussgleichungen für Strom und Gas berücksichtigt. Dabei erfolgt die Anwendung der Wirklastflussapproximation inklusive Verlustabbildung anstelle der AC-Lastflussgleichungen. Zur Abbildung hydraulischer Gasflüsse werden die vier in Kapitel 2.2 genannten Vereinfachungen angenommen und die stationäre Darcy-Weisbach Gleichung (4) gemeinsam mit einer Abbildung des Netzpuffers (5)-(6) modelliert. Durch die Zeitkopplung kann die Modellierung im weiteren Sinne als transient klassifiziert werden. Aufgrund der groben Diskretisierung der Zeitschritte im stündlichen Raster sowie einer fehlenden Unterteilung von Pipelines in einzelne kurze Segmente wird im Folgenden zur Abgrenzung von transienten Modellen mit höherer zeitlicher und räumlicher Auflösung von einer quasi-stationären Gasflussformulierung gesprochen.

Freiheitsgrade des Optimierungsproblems stellen der Einsatz der oben genannten Zweige und Querzweige dar. Damit kann auch der der Einsatz von Netzbetriebsmitteln wie

<sup>1</sup> Nicht im vollen, für den Modellvergleich ausreichenden, Umfang modelliert.

Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen, Phasenschiebertransformatoren, Verdichtern oder Druckreglern optimiert werden. Die Zielfunktion minimiert die notwendigen Betriebskosten, insbesondere Brennstoffkosten für Gasimporte, Kraft- und Heizwerkseinsatz sowie deren Anfahrt. Zudem wird emittiertes CO<sub>2</sub> sowie ungeplanter Lastabwurf in der Zielfunktion bestraft. Das resultierende nichtlineare Problem wird in einer integrierten Optimierung mittels sukzessiv linearer Programmierung und unter Anwendung verschiedener Dekompositions- und Modellreduktionstechniken gelöst. Als Solver wird Gurobi mit akademischer Lizenz genutzt. Für weitere Informationen wird auf [2,3] verwiesen.

### 3.2 PLEXOS

Die Software PLEXOS des Unternehmens *Energy Exemplar* ermöglicht integrierte Einsatzoptimierungen der Energieträger Strom, Gas sowie Fernwärme für Markt- und Systemanalysen [8]. Zudem kann die Wasserversorgung von Anlagen sowie in hydraulischen Kraftwerken optimiert werden. Das sektorgekoppelte Energiesystem kann dazu modular parametrisiert werden. Es werden u.a. folgende Modellklassen und Betriebsmittel berücksichtigt:

- Electric: Generatoren, Stromspeicher, Batterien, Power-to-X Anlagen
- Gas: Gasverträge, Gasspeicher, Gasverbraucher, Gasknoten
- Heat: Heizwerke, Wärmeknoten, Wärmespeicher
- Transmission: Regionen, Knoten, Stromleitungen

PLEXOS kann für unterschiedliche Energiesystemanalysen angewendet werden. Im Rahmen dieses Beitrags wird die Kurzfristeinsatzplanung mit Anfahrtsentscheidungen angewendet. Über diesen Beitrag hinaus können in PLEXOS auch mittelfristige Einsatzplanungen für die Koordination von hydraulischen Speichern, Emissionen oder die Primärenergiebeschaffung, Analysen der Versorgungssicherheit sowie mehrstufige Ausbauoptimierungen sektorgekoppelter Energiesysteme durchgeführt werden. PLEXOS wird sowohl in nationalen als auch internationalen Studien wie dem Ten-year Network Development Plan (TYNDP) und dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) angewendet.

Die GUI von PLEXOS ermöglicht eine objektorientierte Parametrierung der techno-ökonomischen Parameter einzelner Anlagen und deren Verknüpfungen untereinander. In den Optimierungseinstellungen erfolgt die Auswahl verschiedener Solver wie Gurobi sowie die Wahl zwischen rein linearer oder auch gemischt-ganzzahliger Modellierung. Zudem können der Betrachtungszeiträume (z.B. ein Jahr) und seine zeitliche Auflösung (z.B. in stündlicher Auflösung) eingestellt werden. Die zeitliche Auflösung kann theoretisch bis in den Sekundenbereich modelliert werden. Zwar können in PLEXOS elektrische Wirkleistungsflüsse, jedoch in der vorliegenden Version 8.3 keine physikalischen Gasflüsse abgebildet werden, weshalb PLEXOS nicht in den Modellvergleich integrierter Lastflüsse mit einbezogen wird.

### 3.3 SAInt

Scenario Analysis Interface for Energy Systems (SAInt) des Unternehmens *encoord* ist eine Software zur Energiesystemanalyse gekoppelter Strom- und Gasnetze [6]. SAInt ermöglicht es, integrierte Strom- und Gasnetzanalysen durchzuführen. Zu diesem Zweck erfolgt in einem

ersten Schritt die Parametrierung der Strom- und Gasnetze, wobei in der vorliegenden Version 2.0 folgende Betriebsmittel explizit modelliert werden können:

- Gas: Gasknoten, Pipeline, Kompressoren, Druckregler, Ventile, Widerstände sowie
- Strom: Sammelschienen, AC-Leitungen und Generatoren

Eine Kopplung von Strom- und Gasnetzen ist über Gaskraftwerke, Verdichter sowie Power-to-Gas-Anlagen, die eine bedingte Gasnachfrage an Gasknoten darstellen, möglich. Anschließend werden Szenarien definiert, welche die Ein- und Ausspeisesituation an den Knoten sowie die Sollregelgrößen von Betriebsmitteln wie Generatoren oder Verdichtern definieren. Als Berechnungsmodi stehen getrennte sowie kombinierte Strom- und Gasflussberechnungen zur Verfügung. Im Gasnetz kann zwischen einer stationären oder transienten Gasflussberechnung ausgewählt werden. Die transiente Gasflussberechnung berücksichtigt neben der Rohrreibung auch Trägheits- und Gravitationskräfte und nimmt dazu eine Diskretisierung der partiellen Differentialgleichungen in zeitlicher Dimension (diskrete Zeitschritte bis in den Sekundenbereich) sowie räumlichen Dimension (Betrachtung gesamter Pipelinelänge) vor. Neben einer isothermen Analyse können auch nicht-isotherme Simulationen durchgeführt werden. Im Stromnetz können AC-Lastflussberechnungen sowie eine Optimierung des Lastflusses durch eine Einsatzoptimierung von Generatoren erfolgen. Eine Einsatzoptimierung anderer Betriebsmittel wie Speicher oder Umwandlungsanlagen ist jedoch in der vorliegenden Version nicht möglich. Daher wird SAInt in diesem Beitrag nicht in den Modellvergleich für integrierte Einsatzoptimierungen mit einbezogen. SAInt ist selbst durch einen Modellvergleich mit der kommerziellen Software SIMONE sowie MATPOWER validiert [6].

## 4 Modellvergleich

Aufgrund der unterschiedlichen Fähigkeiten der beiden Benchmark-Modelle werden zwei separate Modellvergleiche mit anwendungsspezifischen Testsystemen vorgenommen. Der Modellvergleich integrierter Einsatzsimulationen (Fähigkeit 1) erfolgt zwischen iGENeO und PLEXOS. Der Modellvergleich integrierter Lastflussberechnungen (Fähigkeit 2) zwischen iGENeO und SAInt.

### 4.1 Modellvergleich 1: Integrierte Einsatzsimulation

Der erste Modellvergleich integrierter Einsatzsimulationen befasst sich mit der rein linearen Einsatzoptimierung ohne binäre Einsatzentscheidungen. Im zweiten Modellvergleich soll anschließend die Güte der LDC Approximation in iGENeO gegenüber einer gemischt-ganzzahligen Optimierung in PLEXOS verglichen werden.

#### 4.1.1 Modellvergleich 1.1: Lineare Einsatzoptimierung

##### Testsystem

Das Testsystem für den Modellvergleich integrierter Einsatzsimulationen basiert auf dem vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) geförderten Projekt MODEX FlexMex. Die Modellexperimente MODEX sollen unterschiedliche Modelle der Energiesystemanalyse methodisch vergleichen. Das Projekt FlexMex fokussiert sich auf den

Einsatz von Flexibilitäten im Strom- und Energiesystem. Das Testsystem basiert auf dem Testsystem 3c des MODEX FlexMex Datensatzes [9]. Dieser berücksichtigt eine hohe technologische Auflösung und unterstellt keinen modellendogenen Ausbau.

Das Testsystem besteht aus 11 Regionen, die europäischen Ländern nachempfunden sind. Für diese Regionen sind Endenergienachfragen für Strom, Wasserstoff und Wärme mit unterschiedlichen Technologien zu decken. Neben Photovoltaik (PVA), Wind Onshore (WEA On) und Wind Offshore (WEA Off) Anlagen können Batteriespeicher (BAT), hydraulische Speicher (HYDRO) sowie Gasturbinen (GT) und Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) die Stromnachfrage decken. Die Wasserstoffnachfrage kann durch Elektrolyseure (PtH<sub>2</sub>) und Wasserstoffspeicher (H<sub>2</sub>SP) gedeckt werden. Die Wärmeversorgung erfolgt aus ausgekoppelter Wärme der GuD Kraftwerke (KWK), gasgefeuerte Heizwerke (GtH), Power-to-Heat (PtH) oder Wärmespeicher (HSP). Gasgefeuerte Anlagen können das benötigte Methan aus kostenbehafteten Importen (Im) beziehen. Demand Side Response ist in der vorliegenden PLEXOS Version 8.3 nicht explizit modelliert und wird daher in diesen Untersuchungen nicht betrachtet. Es erfolgt die geschlossene Optimierung eines gesamten Jahres in stündlicher Auflösung (8760 h). Der schematische Aufbau des Systems ist in Abbildung 1 dargestellt.

Für den Anwendungsfall dieses Beitrags werden die Daten an wenigen Stellen modifiziert. Anstelle des gesamten Wärmesektors wird nur die Fernwärmeversorgung als Flexibilität betrachtet. Endenergienachfrage und Kapazitäten der Wärmeversorgungstechnologien werden aus den prognostizierten Marktanteilen nach Gils [10] für die Fernwärmeversorgung abgeleitet. Zudem wird die Anzahl der Speichertechnologien auf eine Technologieklasse je Energieträger (mit Ausnahme Hydrospeicher und Batteriespeicher) reduziert. Selbstentladungen sind in der vorliegenden PLEXOS Version nicht explizit modellierbar und werden daher ebenfalls nicht betrachtet. Die genutzten Mantelzahlen und technischen Parameter sind in Tabelle 5 bis Tabelle 7 im Anhang aufgeführt. Für ausführlichere Informationen zu den Daten wird auf [9] verwiesen.

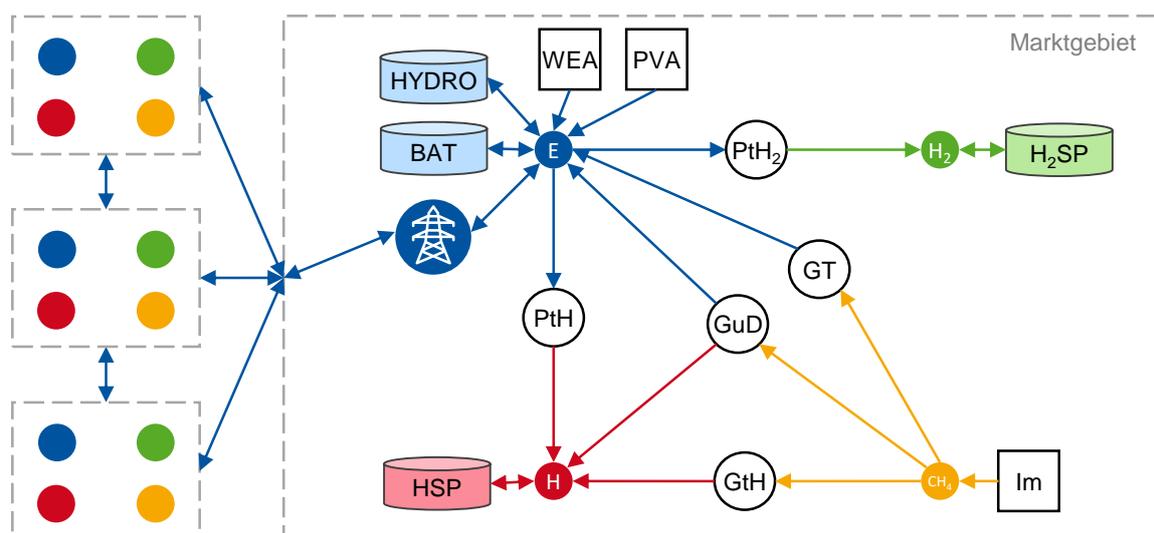


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des Testsystems für Modellvergleich 1.1

Die Einsatzoptimierung von iGENeO wird mit der Kurzfristeinsatzplanung in PLEXOS verglichen. Ziel ist die Minimierung der Betriebskosten unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der aggregierten Anlagenklassen.

## Ergebnisse

Tabelle 2 zeigt mit den variablen Betriebskosten die Komponenten der Zielfunktion der linearen Einsatzoptimierung. Detaillierte Ergebnisse der Jahreseinsätze sind Tabelle 8 und Tabelle 9 im Anhang zu entnehmen. Der Betriebskosten von PLEXOS und iGENeO weisen marginale Unterschiede von in Summe 0.0003% auf, die im Wesentlichen auf geringfügig abweichende Einsätze der beiden Gaskraftwerkstypen zurückzuführen sind. Diese Abweichung liegt in der Größenordnung numerischer Ungenauigkeiten der Optimierungsalgorithmen, Eingangs- und Ergebnisdaten, sodass der erreichte Zielfunktionswert als nahezu identisch klassifiziert werden kann.

Tabelle 2: Vergleich variabler Betriebskosten zwischen PLEXOS und iGENeO in Modellvergleich 1.1

Typ	PLEXOS	iGENeO	Differenz absolut	Differenz relativ
GT	644 035 886 €	644 033 020 €	2 866 €	0.00045%
GuD	13 348 803 662 €	13 348 800 398 €	3 264 €	0.00002%
GtH	4 175 682 280 €	4 175 682 225 €	54 €	0.00000%
PtH	271 310 914 €	271 310 914 €	0 €	0.00000%
PtH <sub>2</sub>	294 652 822 €	294 652 853 €	31 €	0.00001%
<b>SUMME</b>	<b>18 734 485 564 €</b>	<b>18 734 479 410 €</b>	<b>6 153 €</b>	<b>0.00003%</b>

Trotz dieser nahezu identischen aggregierten Betriebskosten ist der Einsatz der einzelnen Anlagen nicht identisch. Wie Tabelle 9 im Anhang entnommen werden kann, bestehen zum einen Abweichungen zwischen den einzelnen Regionen, die sich aber über alle betrachteten Regionen zu Null bilanzieren. Da keine Transportkosten modelliert werden, besteht eine Indifferenz zwischen verschiedenen regionalen Einsätzen, solange die Transportrestriktionen nicht bindend sind. Da für alle EE-Typen die identischen – nämlich keine – Strafkosten angenommen werden, besteht ebenfalls Indifferenz, welche Anlagen abzuregeln sind. Auch bei der Abregelung ist die Summe über alle EE-Typen und Marktgebiete nahezu identisch. In Abbildung 2 können bei genauem betrachten die marginalen Verschiebungen in der Stromerzeugung zwischen den Marktgebieten und Erzeugungstechnologien erkannt werden.

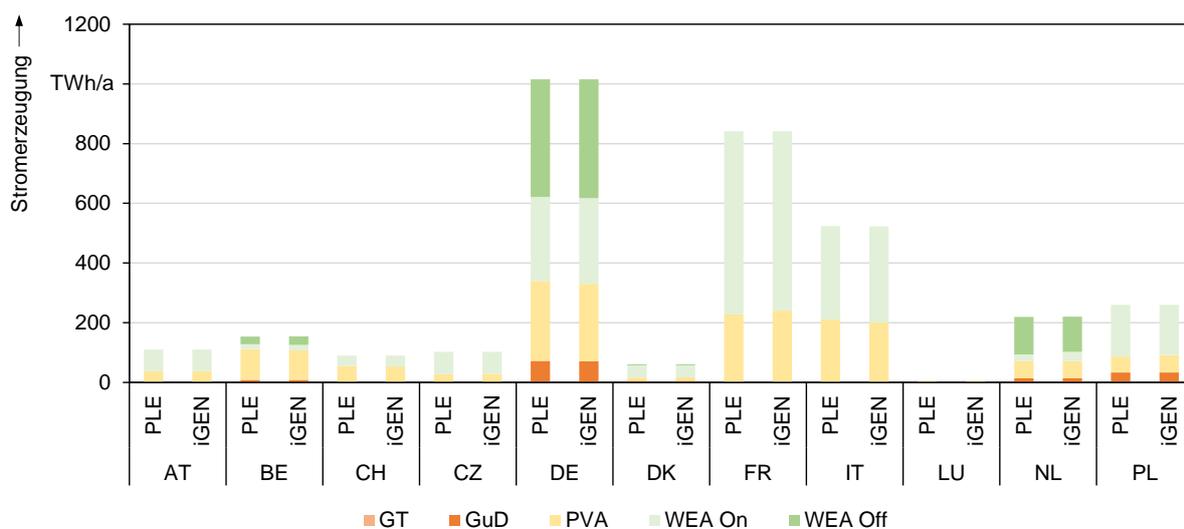


Abbildung 2: Vergleich der jährlichen Stromerzeugung nach Technologie und Marktgebiet

Durch unterschiedliche Bilanzierungen von Überschusswärme bei der Fernwärmeerzeugung zeigt Tabelle 9 darüber hinaus Abweichungen bei der erzeugten Wärme aus KWK. Während

in PLEXOS Überschusswärme bereits nicht mehr in der erzeugten Wärme bilanziert wird, ist diese in der Jahreserzeugung von iGENeO noch enthalten. Damit kann durch den Modellvergleich 1.1 die integrierte, lineare Einsatzsimulation erfolgreich validiert werden.

#### 4.1.2 Modellvergleich 1.2: Gemischt-ganzzahlige Betriebsrestriktionen

##### Testsystem

Das Testsystem aus Modellvergleich 1.1 wird für diese Untersuchung aufgrund des steigenden Rechenaufwands bei der Berücksichtigung von Betriebsrestriktionen reduziert. Es wird nur die Region, die Deutschland repräsentiert, und lediglich der Monat Januar geschlossen in stündlicher Auflösung betrachtet (720 h). Um Anfahrtsentscheidungen abzubilden, werden die regionalen Kapazitäten der GuD und GT Kraftwerke in Blöcke à 500 MW aufgeteilt. Tabelle 3 zeigt die Betriebsrestriktionen, die für jeden Block angenommen werden. Darüber hinaus werden marginal unterschiedliche variable Betriebskosten der Kraftwerksblöcke angenommen, damit bei der Anfahrtsentscheidungen eine eindeutige Merit-Order vorliegt.

Tabelle 3: Ergänzende Betriebsrestriktionen in Modellvergleich 1.2 [9]

Parameter	GT	GuD
Rel. Minimalleistung	30%	50%
Mindestbetriebszeit	1 h	2 h
Mindeststillstandszeit	1 h	2 h
Leistungsgradienten	100 %/h	100 %/h
Anfahrtskosten	31 €/MW	81 €/MW

##### Ergebnisse

Tabelle 4 zeigt analog zum vorangegangenen Modellvergleich die Komponenten der Zielfunktion des Modellvergleichs 1.2. Diese umfassen neben den variablen Betriebskosten zusätzlich die Anfahrtskosten der GT und GuD Kraftwerke.

Tabelle 4: Vergleich variabler Betriebs- und Anfahrtskosten zwischen PLEXOS und iGENeO in Modellvergleich 1.2

Typ	PLEXOS	iGENeO	Differenz absolut	Differenz relativ
GT Betrieb	73 015 776 €	73 001 471 €	14 305 €	0.0196%
GT Anfahrt	536 860 €	537 403 €	543 €	0.1011%
GuD Betrieb	874 690 134 €	874 707 287 €	17 153 €	0.0020%
GuD Anfahrt	5 154 660 €	5 144 309 €	10 351 €	0.2008%
GtH Betrieb	350 555 860 €	350 548 531 €	7 329 €	0.0021%
PtH Betrieb	12 735 764 €	12 735 761 €	3 €	0.0000%
PtH2 Betrieb	5 604 656 €	5 604 627 €	29 €	0.0005%
<b>SUMME</b>	<b>1 322 293 710 €</b>	<b>1 322 279 389 €</b>	<b>14 321 €</b>	<b>0.0011%</b>

Aus dem Vergleich der Zielfunktionskomponenten folgt, dass iGENeO in diesem Modellvergleich immer noch sehr ähnliche, doch nun etwa um den Faktor 40 höhere relative Abweichungen zu PLEXOS aufzeigt. Insbesondere weist iGENeO niedrigere Anfahrts- und Betriebskosten der GuD Kraftwerke auf. Dies ist auf Modellungenauigkeiten der LDC-

Formulierung in iGENeO zurückzuführen, durch die Verletzungen der Mindestleistungen sowie Unschärfen bei der Erfassung der Anfahrtskosten resultieren (vgl. Kapitel 2.1). Diese Modellungenauigkeiten von iGENeO gegenüber der genauen MIP Modellierung von PLEXOS sind in Abbildung 3 veranschaulicht.

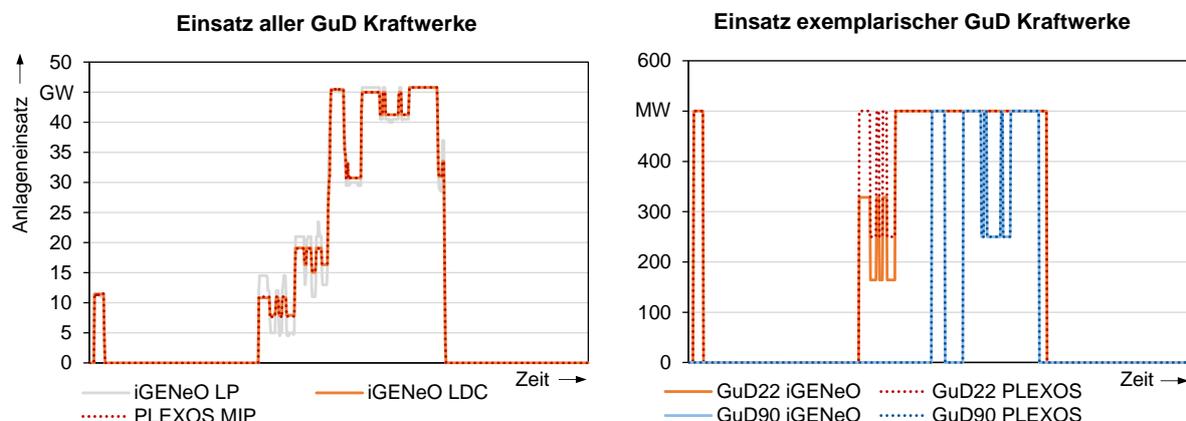


Abbildung 3: Vergleich der Einsätze aller und einzelner GuD Kraftwerke zwischen PLEXOS und iGENeO

Im linken Diagramm wird der Einsatz aller GuD Kraftwerke von iGENeO und PLEXOS gegenübergestellt. Dabei sind auf den Gesamteinsatz bezogen nur marginale Abweichungen zwischen der MIP Formulierung von PLEXOS und der LDC Formulierung von iGENeO zu erkennen. Der Vergleich zum Einsatz ohne zusätzliche Betriebsrestriktionen (LP) zeigt, dass die in Tabelle 3 ergänzten Restriktionen den Einsatz der GuD Anlagen dagegen wesentlich deutlicher verändern. Diese Änderungen werden damit auch von der ungenaueren LDC Formulierung gut approximiert. Das rechte Diagramm in Abbildung 3 zeigt die Einsätze einzelner exemplarischer GuD-Kraftwerke. Es ist zu erkennen, dass Kraftwerk GuD22 in iGENeO die Mindestleistung von 250 MW verletzt. Dies liegt in der Tatsache begründet, dass die Variable „angefahrene Leistung“ des LDC-Ansatzes keine binäre, sondern eine kontinuierliche Variable darstellt. Die angefahrte Leistung wird im Rahmen der Optimierung nicht auf die installierte Leistung von 500 MW, sondern lediglich auf 328 MW gesetzt, sodass gemäß Formel (2) eine niedrigere Mindestleistung von 164 MW resultiert. Dagegen sind die Einsätze des Kraftwerks GuD90 – wie auch über 95% der übrigen Kraftwerke – zwischen PLEXOS und iGENeO identisch und die Mindestleistungen werden im Betrieb nicht unterschritten. Auch die Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten werden stets eingehalten. Damit kann auch die Modellierung von Betriebsrestriktionen in iGENeO (LDC) aufgrund der nur geringen Abweichungen zur MIP-Formulierung erfolgreich validiert werden<sup>2</sup>.

## 4.2 Modellvergleich 2: Integrierte Lastflussberechnung

Nachfolgend werden Modellvergleiche integrierter Lastflusssimulationen durch die Gegenüberstellung von iGENeO mit SAInt dargestellt. Der erste dieser Modellvergleiche befasst sich mit der stationären Lastflussanalyse. In einem zweiten Modellvergleich soll

<sup>2</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass das betrachtete Testsystem ein stark regeneratives Energiesystem darstellt, in dem keine trägen konventionellen Kraftwerke wie Kern- oder Kohlekraftwerke mit strengeren Betriebsrestriktionen installiert sind. Diese Systeme liegen im potentiellen Anwendungsbereich des Modells iGENeO.

anschließend die Güte der quasistationären Gasflussapproximation gegenüber der transienten Modellierung in SAInt bestimmt werden.

#### 4.2.1 Modellvergleich 2.1: Stationäre Lastflussanalyse

##### Testsystem

Das Testsystem dieses Modellvergleichs stellt ein gekoppeltes Strom- und Gasnetz mit 24 Strom- und 21 Gasknoten dar (Abbildung 4). Es basiert auf einem IEEE 24 Knotennetz für Zuverlässigkeitsanalysen [11] und wird für die Anwendung in diesem Beitrag mit typischen Kenngrößen und Versorgungsaufgaben für die Spannungsebenen 380 kV und 220 kV transformiert. Das Gassystem stellt ein historisches Modell des belgischen Gasnetzes dar [12]. Beide Netze werden durch drei Gaskraftwerke, eine Power-to-Gas Anlage sowie einen elektrisch angetriebenen Verdichter in Anlehnung an [13] bidirektional gekoppelt. Zunächst werden integrierte Lastflussberechnungen<sup>3</sup> unter stationären Bedingungen durchgeführt. Dabei wird zwischen den beiden Gasen Methan und Wasserstoff unterschieden, wobei jeweils der gleiche thermische Leistungsbedarf der Gasverbraucher unterstellt wird. Zudem wird zur Validierung der Annahme isothermer Gasflüsse von iGENeO in SAInt zusätzlich eine nicht-isotherme Gasflussberechnung durchgeführt.

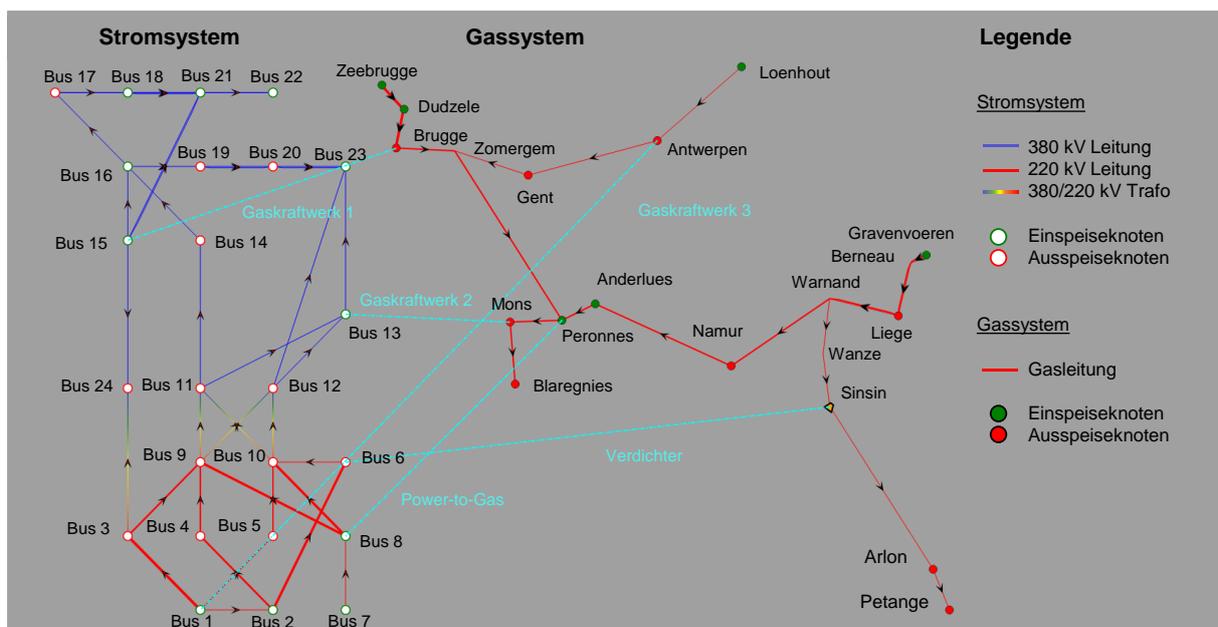


Abbildung 4: Testsystem für Modellversuch 2

<sup>3</sup> In Lastflusssimulationen erfolgt anders als im eigentlichen Betriebsoptimierungsverfahren von iGENeO keine Optimierung der Umwandlungsanlagen, Einspeisungen, Verbraucher oder Netzbetriebsmittel. Stattdessen werden flexible Anlagen auf definierte Sollgrößen geregelt. Bilanzgleichgewichte werden über definierte Slackknoten ausgeglichen. Die Lastflussrechnungen werden im entwickelten Verfahren und in SAInt integriert für Strom und Gas durchgeführt. Es sei aber angemerkt, dass bei geeigneter Parametrierung der Schnittstellen beider Netze auch eine entkoppelte Simulation zum gleichen Ergebnis führt. Das volle Potential integrierter Simulationen kann erst bei bestehenden Freiheitsgraden im Rahmen einer Optimierung gehoben werden.

## Ergebnisse

Da in Gasnetzen die Druckgrenzen die wichtigste technische Randbedingung darstellen, wird der Druck als Vergleichsgröße der Gasflusssimulationen gewählt. Abbildung 5 zeigt die Drücke im Gasnetz für Methan, Abbildung 6 für Wasserstoff. Die relative Abweichung des entwickelten Verfahrens zu SAInt ist jeweils auf der Sekundärachse mit logarithmischer Skalierung aufgetragen.

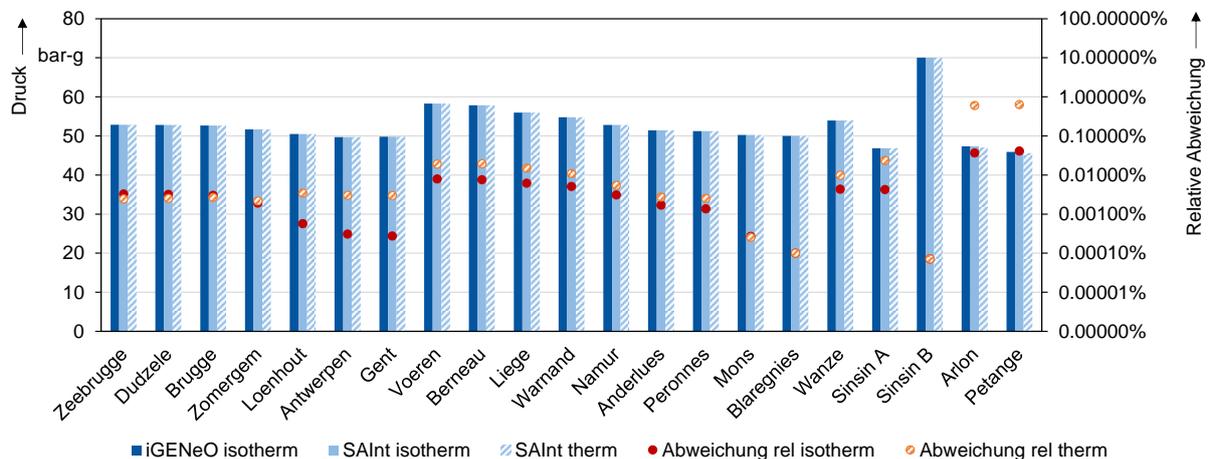


Abbildung 5: Ergebnisse des Modellvergleichs 2.1 im Gasnetz mit Methan

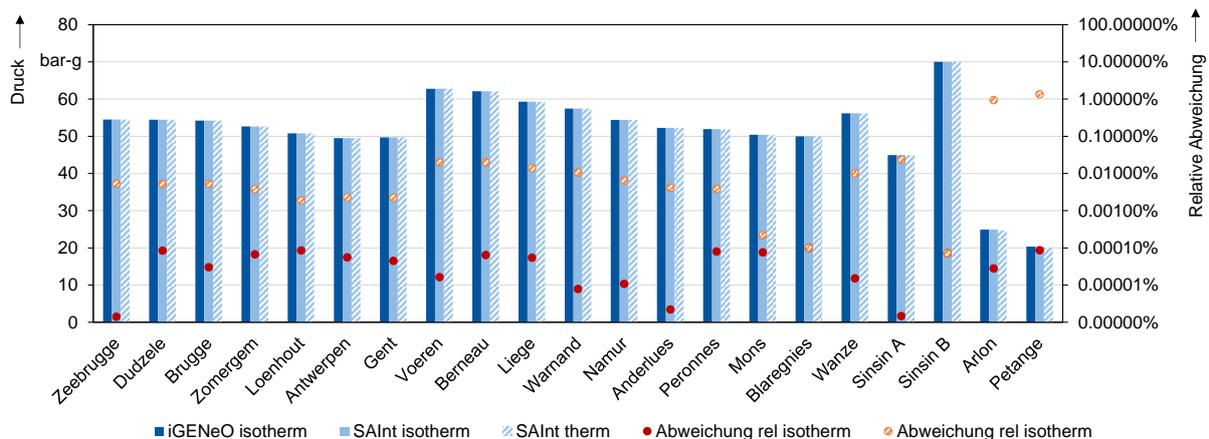


Abbildung 6: Ergebnisse des Modellvergleichs 2.1 im Gasnetz mit Wasserstoff

Die Abbildungen zeigen, dass in isothermen Rechnungen<sup>4</sup> sowohl für Methan als auch für Wasserstoff die Fehler in einer vernachlässigbaren Größenordnung unterhalb von 0,05 % liegen. Die größten Abweichungen treten am Ende einer langen und dünnen Leitung auf, bei denen sich numerische Abweichungen in den Eingangsdaten oder Zwischenergebnissen gemäß Formel (4) stärker auf den Druckverlust auswirken. Diese marginalen Abweichungen können erreicht werden, da in den Vergleichsrechnungen die gleichen empirischen Formeln zur Berechnung von Größen wie der Kompressibilitätszahl oder der Rohrreibungszahl genutzt<sup>5</sup>

<sup>4</sup> In den isothermen Rechnungen wird eine konstante Temperatur von 8 °C angenommen.

<sup>5</sup> Es werden für Methan die Formel nach Papay zur Berechnung der Kompressibilitätszahl angewendet. Für Wasserstoff berechnet SAInt in der vorliegenden Version abweichend zur Literatur und zum eigentlichen Modell von iGENeO konstante Kompressibilitätszahlen von 1. Zur Vergleichbarkeit werden konstante

werden. Zudem weist das in SAInt implementierte Verfahren zur Berechnung der stationären Gasflüsse, das an den Newton-Raphson Algorithmus angelehnt ist, eine hohe Ähnlichkeit zur sukzessiv linearen Programmierung auf, die in iGENeO zur Lösung der nichtlinearen Gleichungen angewendet wird. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen darüber hinaus, dass die Annahme isothermer Gasflüsse mit Fehlern der Drücke kleiner als 1 % gegenüber einer nicht-isothermen Berechnung vertretbar ist. Die Verluste im Gasnetz, welche durch die Verdichterantriebsleistung dargestellt werden, weisen ebenfalls geringe Fehler auf. Auch hier liegt der Fehler isotherm bei 0,06 % für Methan und 0,02 % für Wasserstoff, nicht-isotherm 0,3 % bzw. 0,2 %.

Im Stromsystem stellt die maximale Strombelastbarkeit die wichtigste technische Randbedingung des Übertragungsnetzbetriebs dar. Abbildung 7 vergleicht daher die Stromstärke auf den Drehstromleitungen sowie Transformatoren und stellt erneut deren relative Abweichung auf der Sekundärachse dar. Da sich die Leistungsflüsse im Stromnetz der verschiedenen Rechnungsvarianten abgesehen von einer im Vergleich zur sonstigen Last marginalen Veränderung der Nachfrage des elektrischen Verdichterantriebs nicht unterscheiden, werden nachfolgend nur die Ergebnisse der isothermen Vergleichsrechnung mit Methan dargestellt.

Anders als SAInt nutzt iGENeO nicht die AC-Lastflussgleichungen, sondern die Wirkflussapproximation. Damit sind Abweichungen beider Verfahren programmiert, die im Wesentlichen auf die Vernachlässigung von Blindströmen und die Annahme konstanter Betriebsspannungen zurückzuführen sind. Daher treten teilweise deutliche Abweichungen auf, insbesondere auf schwach ausgelasteten Leitungen und auf Leitungen der 220-kV-Ebene.

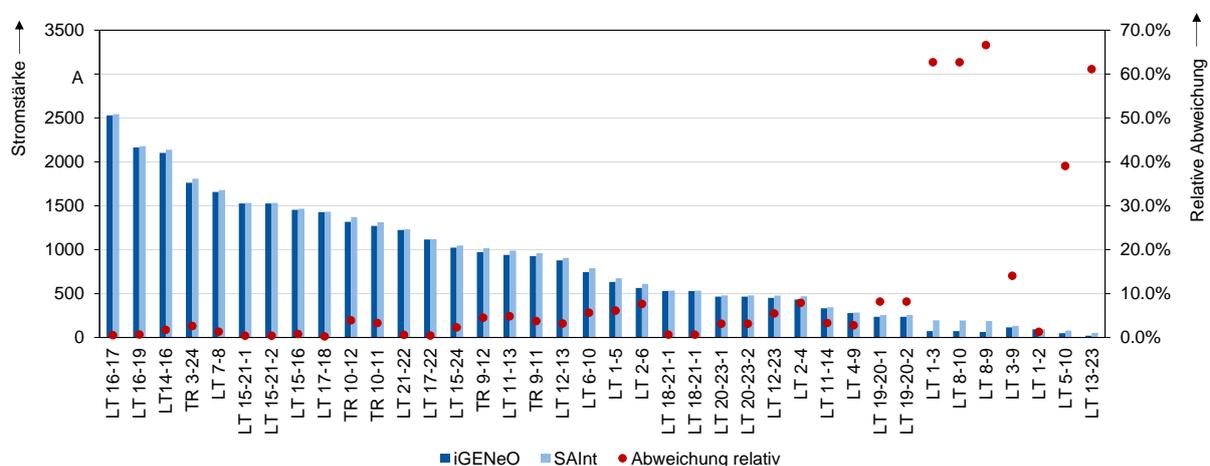


Abbildung 7 Ergebnisse des Modellvergleichs 2.1 im Stromnetz

Allerdings liegen die Abweichungen stark ausgelasteter und damit potentiell überlasteter Leitung bzw. Transformatoren in der Größenordnung 0-5%. Diese Werte stimmen mit Untersuchungen anderer Arbeiten, welche die Fehler der Wirklastflussapproximation

Kompressibilitätszahlen daher auch in iGENeO angenommen werden. Zur Berechnung der Rohrreibungszahl wird die Formel nach Zanke angewendet. In SAInt werden die Größen dynamische Viskosität und Isentropenexponent als konstant angenommen. Zur Vergleichbarkeit beider Rechnungen wird dieses Vorgehen auch in iGENeO adaptiert, obwohl gaszustandsabhängige Berechnungen implementiert sind.

behandeln<sup>6</sup>, überein [7]. Die Netzverluste werden mit einem Fehler von 4,3 % unterschätzt. Der Fehler fällt gering aus, da stark ausgelastete Leitungen und Transformatoren aufgrund des quadratischen Zusammenhangs den größeren Beitrag zu den Netzverlusten leisten. Die Abweichungen im Stromsystem liegen damit in einem im Kontext dieses Beitrags vertretbaren Rahmen.

## 4.2.2 Modellvergleich 2.2: Transiente Lastflussanalyse

### Testsystem

Das Testsystem der transienten Lastflussanalyse basiert auf dem Testsystem des vorangegangenen Modellvergleichs. Es wird ein Zeitintervall von einem Tag betrachtet. Innerhalb des Zeitintervalls wird ein durch stündliche Sprünge schwankendes Einspeise- und Lastprofil an allen Ein- und Ausspeisepunkten des Gassystems unterstellt. Die Druckregelung der Verdichter und Spannungsregelung der Generatoren erfolgt mit konstanten Sollgrößen. Während iGENeO in stündlicher Auflösung rechnet, wird in SAInt eine fünfminütige Auflösung gewählt. Da SAInt im Stromsystem analog zu iGENeO eine Sequenz stationärer Lastflussrechnungen durchführt und diese bereits im vorherigen Kapitel erfolgreich validiert wurden, fokussieren sich die transienten Vergleichsrechnungen auf die Validierung des quasistationären Gasflussansatzes von iGENeO. Im Folgenden werden die Ergebnisse ausschließlich für das Methansystem vorgestellt. Die Ergebnisse sind auf das Wasserstoffsystem übertragbar.

### Ergebnisse

Für den Betrieb des Testsystems aus Abbildung 4 mit Methan sind in Abbildung 8 Gasausspeisungen, Leitungsinhalte und Drücke exemplarischer Knoten bzw. Pipelines über ein Zeitintervall von einem Tag dargestellt. In Diagramm (1) ist das schwankende Lastprofil exemplarisch für den Knoten Petange dargestellt, dessen relativer Verlauf auf alle anderen Ein- und Ausspeiseknoten mit Ausnahme des Slackknotens übertragbar ist. In Diagramm (2) ist vergleichend die Ausspeisung am Slackknoten Blaregnies abgebildet, welcher die Netzinhaltsänderungen des Netzes bilanziert. Die Netzinhaltsänderung ist in dieser Untersuchung kein Freiheitsgrad einer Optimierung, sondern resultiert aus schwankenden Druckniveaus in Abhängigkeit der Auslastung des Netzes. In dieser Abbildung fallen die unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen beider Modelle ins Auge. Während SAInt die diskreten Lastwechsel mit höherer Dynamik im System ausgleicht, wird durch die stündliche Auflösung der Bilanzierungsbedarf innerhalb einer Stunde gemittelt.

Der Vergleich der Leitungsinhalte und Drücke bei Sinsin vor dem Verdichter (3) und (5) mit den jeweiligen Größen hinter dem Verdichter (4), (6) zeigt eine unterschiedliche Antwort dieser Systemgrößen auf Lastanstiege bzw. Lastabfälle. Dies ist durch die unterschiedlichen Positionen der Slackknoten und damit der fest definierten Drücke im System verbunden. Vor

---

<sup>6</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass in dem vorliegenden Testnetz viele Generatoren mit Spannungsregelung ein relativ gleichmäßiges Spannungsprofil ermöglichen, während in realen Übertragungsnetzen Spannungseinbrüche mit stärkeren Rückwirkungen auf die Güte der Wirkleistungsflussapproximation auftreten können. Im Rahmen dieses Beitrags werden ausreichend Anlagen zur Spannungshaltung außerhalb des technischen Betrachtungsbereichs unterstellt.

dem Verdichter liegt der Referenzknoten des Drucks am Slack Blaregnies und damit an einer Senke. Vorgelagerte Drücke müssen durch den höheren Fluss und damit steigenden Druckabfall selbst auch zunehmen. Im hydraulisch entkoppelten Netzabschnitt hinter dem Verdichter determiniert der Verdichterausgang in Sinsin den Referenzdruck. Dadurch sinkt bei hoher Nachfrage der Druck am Ausspeiseknoten Petange und durch das niedrigere Druckniveau auch der Leitungsinhalt der vorgelagerten Leitungen.

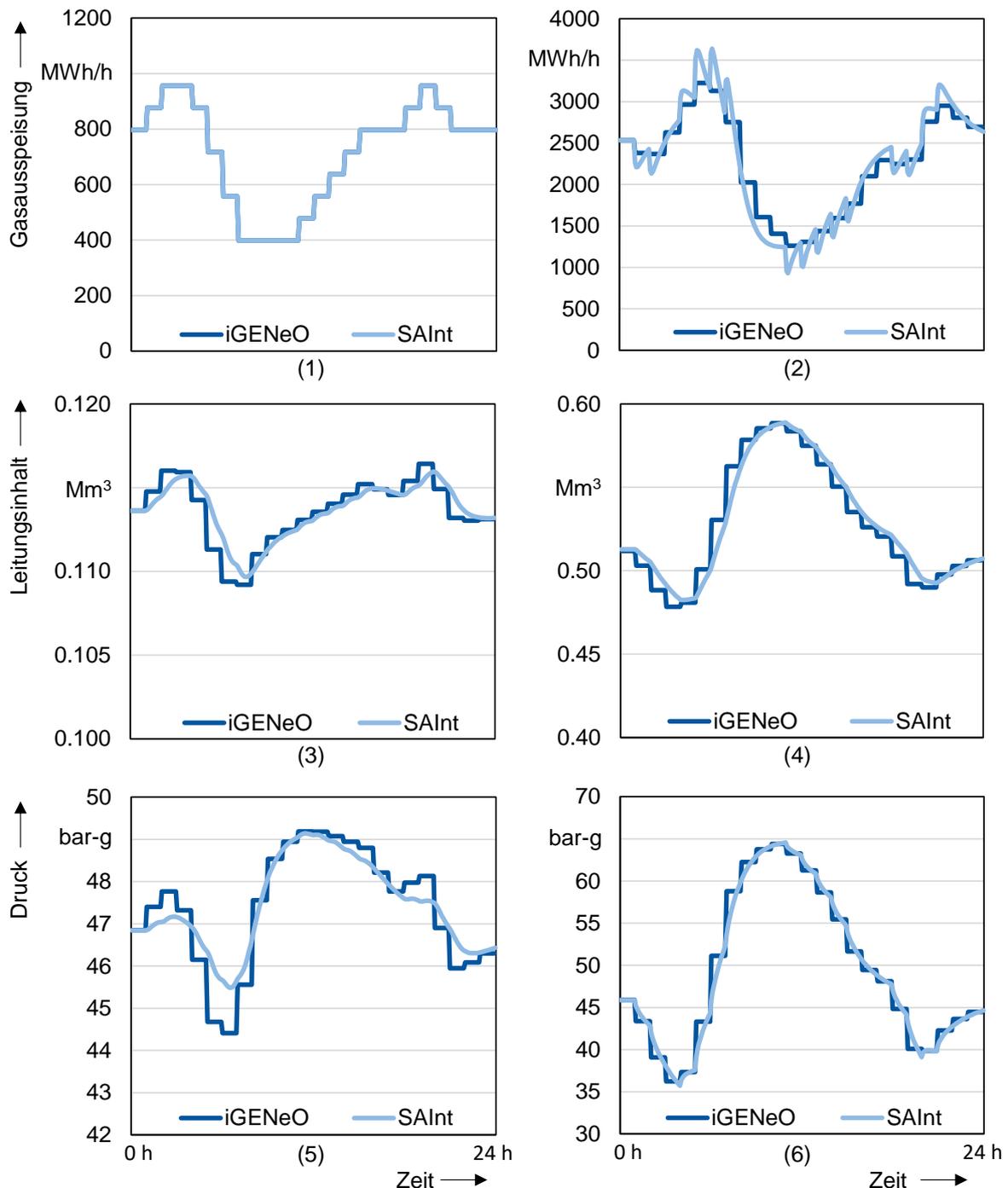


Abbildung 8: Ergebnisse des Modellvergleichs 2.2 im Gasnetz: (1) Gasausspeisung am Knoten Petange, (2) Gasausspeisung am Knoten Blaregnies, (3) Leitungsinhalt der Leitung Wanze-Sinsin, (4) Leitungsinhalt der Leitung Sinsin-Arlon, (5) Druck am Knoten Sinsin (vor Verdichter), (6) Druck am Knoten Petange

Der Modellvergleich der Leitungsinhalte in den Diagrammen (3) und (4) zeigt, dass zum einen die absolute Höhe der Leitungsinhalte mit nur geringem Fehler berechnet und deren zeitlicher Verlauf trotz glättender Effekte durch die stündliche Auflösung gut abgetastet wird. Auch die Drücke in den Diagrammen (5) und (6) zeigen geringe Abweichungen zwischen transienter und quasistationärer Gasflussrechnung. Die größte Abweichung der Drücke aller Knoten von etwa 1 bar tritt am Knoten Sinsin vor dem Verdichter auf (5). Die Drücke am Knoten Petange (6), an dem in der stationären Rechnung die größten Abweichungen aufgetreten sind, zeigen wie der Großteil aller Knoten eine sehr gute Abtastung des transienten Druckverlaufs.

Der Verlauf der Leitungsinhalte in iGENeO eilt stets etwa eine Stunde voraus. Eine Ursache ist, dass der berechnete quasi-stationäre Zustand stets den Zustand am Ende eines Zeitschritts widerspiegelt. Das bedeutet, dass wenn sich über ein stündliches Zeitintervall durch ein Ungleichgewicht von Ein- und Ausspeisung der Leitungsinhalt kontinuierlich ändert, der für diese Stunde konstant angegebene Leitungsinhalt der Menge zum Ende der Stunde entspricht. Zum anderen werden Trägheitskräfte des Gases in iGENeO vernachlässigt, während die transiente Berechnung von SAInt diese berücksichtigt.

Aufgrund der guten diskreten Abtastung des transienten Verlaufs der Systemgrößen kann auch quasi-stationäre Lastflussformulierung von iGENeO erfolgreich validiert werden.

## 5 Fazit

Die Fähigkeiten integrierter Einsatzoptimierungen sowie integrierter Strom- und Gasflüsse des präsentierten Modells iGENeO kann durch den Modellvergleich mit PLEXOS und SAInt erfolgreich validiert werden. Bei rein linearen Einsatzoptimierungen stimmen die Zielfunktionswerte mit denen von PLEXOS überein. Aufgrund von Verletzungen der Mindestbetriebsleistung werden marginal geringere Zielfunktionswerte bei der Approximation ganzzahliger Abhängigkeiten erreicht. Dieser Fehler ist insgesamt aber als vertretbar einzustufen. Dies gilt ebenfalls für die Abweichungen der Wirklastflussapproximation, die auf stark ausgelasteten Leistungen kleiner als 5% gegenüber dem AC-Lastfluss in SAInt liegt, was den erwartbaren Abweichungen der Literatur entspricht. Stationäre, isotherme Gasflüsse weisen im Vergleich zu SAInt nur Abweichungen im Bereich numerischer Ungenauigkeiten auf. Auch bei einer nicht-isothermen Betrachtung von SAInt bleibt der Fehler unterhalb von 1.5%, sodass die Annahme isothermer Gasflüsse in iGENeO gerechtfertigt ist. Zudem werden die Verluste mit Fehlern unterhalb von 5% im Stromsystem und unterhalb von 1% im Gassystem gut abgeschätzt. Zuletzt zeigen die Untersuchungen, dass das verwendete quasi-stationäre Lastflussverfahren von iGENeO die transienten Gasflussergebnisse in SAInt gut approximiert.

## 6 Danksagung

Der herzliche Dank der Autoren gilt den Unternehmen *Energy Exemplar* und *encoord* für die kostenfreie Bereitstellung der akademischen Testlizenz und den Support von PLEXOS bzw. SAInt. Ein weiterer Dank gilt dem BMWi-Projekt MODEX FlexMex für die vorzeitige Bereitstellung der Testdatensätze.

## 7 Referenzen

- [1] European Commission, "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration", Brüssel, 2020.
- [2] L. Löhr, R. Houben, und A. Moser, "Optimal Power and Gas Flow for Large-scale Transmission Systems", Electric Power Systems Research Vol. 189, 2020.
- [3] L. Löhr, C. Fester, und A. Moser, „Auswirkungen von Power-to-Gas Anlagen auf nodale Preise in gekoppelten Strom- und Gasnetzen“, 16. Symposium Energieinnovation, Graz, 2020
- [4] D. vom Stein, „Einfluss des Modelldetailgrades in Strommarktsimulationen auf die Bewertung von Flexibilitätsoptionen“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung Band 193, Dissertation 2019
- [5] Europäische Kommission, Generaldirektion Energie, Chammas, M., Khallouf, P., Texier, B., et al., METIS technical note T6 : METIS power system module, 2019, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/811566>
- [6] K. A. Pambour, "Modelling, simulation and analysis of security of supply scenarios in integrated gas and electricity transmission networks", Dissertion, Groningen, 2018.
- [7] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen und R. Belmans, "Usefulness of DC power flow for active power flow analysis," IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 454-459 Vol. 1, 2005.
- [8] J. P. Deane, M. Ó Ciaráin, und B. P. Ó Gallachóir, "An integrated gas and electricity model of the EU energy system to examine supply interruptions," Applied Energy Vol. 193, 2017
- [9] G. Hedda et al, "Model input and output data of the FlexMex model comparison (1.0) [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5802178>, 2021.
- [10] H.C. Gils, "Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage," Dissertation, Stuttgart, 2015
- [11] P. M. Subcommittee, "IEEE reliability test system," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, 1979.
- [12] D. De Wolf, und Y. Smeers, "The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm," Manage. Sci., vol. 46, no. 11, pp. 1454–1465, 2000.
- [13] G. Sun, S. Chen, Z. Wei, und S. Chen, "Multi-period integrated natural gas and electric power system probabilistic optimal power flow incorporating power-to-gas units", J. Mod. Power Syst. Clean Energy Vol. 5, 2017.

## Anhang

### Nomenklatur

#### Variablen und Koeffizienten

$d$	Durchmesser der Gasleitung	$Q$	Blindleistung
$e$	Betriebszustand einer Anlage	$R$	Widerstand einer Leitung
$I$	Stromstärke	$R_s$	Spezifische Gaskonstante
$K$	Kompressibilitätszahl	$T$	Temperatur
$l$	Leitungslänge	$U$	Spannungsbetrag
$LI$	Leitungsinhalt	$\dot{V}_n$	Normvolumenstrom
$p$	Druck	$\dot{V}_n^{aus}$	Normvolumenstrom aus Leitung
$P$	Wirkleistung	$\dot{V}_n^{ein}$	Normvolumenstrom in Leitung
$P_{Antrieb}$	Antriebsleistung eines Verdichters	$X$	Reaktanz einer Leitung
$P_{Verlust}$	Elektrische Verluste	$Y$	Beträge der Knotenadmittanzmatrix
$p^{Abf}$	Abgefahrte Leistung einer Anlage (LDC)	$Z$	Realgasfaktor
$p^{Anf}$	Angefahrte Leistung einer Anlage (LDC)	$\alpha$	Winkel der Knotenadmittanzmatrix
$p^{max}$	Maximale Leistung einer Anlage	$\kappa$	Isentropenexponent
$p^{min}$	Relative Mindestleistung einer Anlage	$\lambda$	Rohrreibungszahl
$p^{RC}$	Angefahrte Leistung (LDC)	$\rho$	Dichte
$p^{max}$	Maximale Leistung einer Anlage	$\theta$	Spannungswinkel
$p^{min}$	Relative Mindestleistung einer Anlage		

#### Indizes (allgemein)

$i$	Index für Knoten	$m$	Über Leitungslänge gemittelt
$ij$	Index für Zweige	$n$	Normbedingungen

## Eingangsdaten Modellvergleich Einsatzoptimierung

Tabelle 5: Mantelzahlen der Einsatzoptimierung (Modellvergleich 1.1 und 1.2) [9]

Parameter	Einheit	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	IT	LU	NL	PL
EEV Strom	TWh/a	93.5	148.5	81.7	87.9	815.2	52.2	795.2	528.2	9.0	196.8	210.9
EEV H2	TWh/a	11.5	15.0	10.0	10.6	88.2	7.4	60.0	41.7	0.7	18.0	30.1
EEV FW	TWh/a	23.1	12.6	10.8	20.8	186.1	19.1	71.5	16.2	0.8	25.3	58.9
PVA	GW	36.6	138.1	64.6	28.7	314.9	13.3	209.8	185.6	9.3	73.6	57.9
WEA On	GW	32.7	9.5	21.2	40.5	175.4	19.6	329.9	185.4	1.0	16.0	80.3
WEA Off	GW	0.0	8.4	0.0	0.0	107.9	0.9	0.0	0.0	0.0	38.4	0.0
GT	GW	6.0	3.9	2.7	5.5	45.8	4.5	31.0	6.4	0.3	8.6	13.1
KWK	GW	6.0	3.9	2.7	5.5	45.8	4.5	31.0	6.4	0.3	8.6	13.1
PtH2	GW	4.3	5.6	3.7	3.9	32.7	2.7	22.3	15.5	0.3	6.7	11.2
PtH	GW	7.2	3.9	3.3	6.4	50.5	5.7	22.0	5.1	0.2	7.7	18.5
GtH	GW	7.2	3.9	3.3	6.4	50.5	5.7	22.0	5.1	0.2	7.7	18.5
HYDRO Ein	GW	10.0	0.0	8.3	9.5	0.0	0.0	91.6	59.5	0.0	0.0	0.0
HYDRO Aus	GW	15.3	0.0	12.7	14.6	0.0	0.0	140.9	91.5	0.0	0.0	0.0
HYDRO Kap	TWh	6.1	0.0	5.1	5.8	0.0	0.0	56.3	36.6	0.0	0.0	0.0
BAT Ein	GW	15.3	24.3	12.7	14.6	114.5	9.1	140.9	91.5	1.3	33.0	34.4
BAT Aus	GW	15.3	24.3	12.7	14.6	114.5	9.1	140.9	91.5	1.3	33.0	34.4
BAT Kap	GWh	61.0	97.0	51.0	58.0	458.0	36.0	563.0	366.0	5.0	132.0	137.0
H2SP Ein	GW	3.1	4.0	2.7	2.8	23.6	2.0	16.0	11.2	0.2	4.8	8.1
H2SP Aus	GW	2.9	3.8	2.6	2.7	22.5	1.9	15.3	10.7	0.2	4.6	7.7
H2SP Kap	GWh	26.0	33.0	22.0	24.0	196.0	16.0	134.0	93.0	2.0	40.0	67.0
HSP Ein	GW	7.2	5.1	3.8	6.4	50.5	5.7	22.0	5.3	0.3	7.7	18.5
HSP Aus	GW	7.2	5.1	3.8	6.4	50.5	5.7	22.0	5.3	0.3	7.7	18.5
HSP Kap	GWh	57.7	31.4	26.5	51.3	404.4	45.1	175.8	40.5	1.8	61.4	147.8

Tabelle 6: Transportkapazitäten im Stromnetz (Modellvergleich 1.1) [9]

Name	Länge [km]	Maximale Leistung [MW]	Name	Länge [km]	Maximale Leistung [MW]
AT-CH	340	1700	DE-CH	494	4700
AT-CZ	248	1200	DE-CZ	314	2600
AT-IT	546	1655	DE-DK	540	4000
BE-FR	469	4300	DE-FR	669	4800
BE-LU	125	1080	DE-LU	282	2300
BE-NL	188	2400	DE-NL	297	5000
CH-FR	318	3700	DE-PL	514	3000
CH-IT	496	6240	DK-NL	481	700
CZ-PL	349	600	FR_IT	676	4350
DE-AT	444	7500	FR-LU	409	380
DE-BE	323	1000			

Tabelle 7: Techno-ökonomische Kennzahlen der modellierten Anlagen [9]

Kenngröße	Anlagentyp	Einheit	Wert
Brennstoffkosten	Methan	€/MWh <sub>th</sub>	49.358
Wirkungsgrad	GT	%	47
	KWK	%	88
	GtH	%	94
	PtH <sub>2</sub>	%	72
	PtH	%	99
	HYDRO	%	67.24
	BAT	%	94.09
	H <sub>2</sub> SP	%	95.57
HSP	%	100	
Stromkennzahl	KWK	-	1.25
Variable Kosten	GT	€/MWh <sub>el</sub>	0.517
	KWK	€/MWh <sub>el</sub>	1.1
	GtH	€/MWh <sub>n</sub>	0
	PtH <sub>2</sub>	€/MWh <sub>el</sub>	1
	PtH	€/MWh <sub>el</sub>	2.2

## Ergebnisdaten Modellvergleich Einsatzoptimierung

Tabelle 8: Ergebnisdaten der Einsatzoptimierung: PLEXOS (Modellvergleich 1.1)

	Einheit	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	IT	LU	NL	PL	SUM
GT	TWh/a	0.0	1.4	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	1.9	<b>6</b>
GuD(Strom)	TWh/a	0.0	7.5	0.0	0.0	70.8	5.5	0.0	0.0	0.2	13.5	32.0	<b>129</b>
PVA	TWh/a	38.1	103.0	55.5	28.4	267.4	11.0	228.2	211.2	5.2	57.0	53.3	<b>1058</b>
WEA On	TWh/a	72.2	16.5	34.9	74.4	281.3	41.3	613.6	312.5	1.3	22.2	172.6	<b>1642</b>
WEA Off	TWh/a	0.0	25.7	0.0	0.0	394.5	2.6	0.0	0.0	0.0	126.3	0.0	<b>549</b>
<b>EE SUM</b>	<b>TWh/a</b>	<b>110.3</b>	<b>145.1</b>	<b>90.4</b>	<b>102.8</b>	<b>943.2</b>	<b>54.9</b>	<b>841.8</b>	<b>523.8</b>	<b>6.5</b>	<b>205.5</b>	<b>225.9</b>	<b>3250</b>
PtH2	TWh/a	11.6	15.1	10.0	10.7	88.9	7.5	60.0	41.7	0.7	18.1	30.4	<b>295</b>
PtH	TWh/a	16.5	5.3	10.8	13.7	93.5	9.3	71.5	16.2	0.5	12.0	21.9	<b>271</b>
GtH	TWh/a	6.6	1.9	0.0	7.0	39.6	5.6	0.0	0.0	0.2	4.6	14.1	<b>80</b>
KWK(Wärme)	TWh/a	0.0	5.4	0.0	0.0	53.0	4.2	0.0	0.0	0.2	8.7	22.9	<b>94</b>
HYDRO Ein	TWh/a	18.8	0.0	0.3	15.8	0.0	0.0	14.1	0.2	0.0	0.0	0.0	<b>49</b>
HYDRO Aus	TWh/a	35.0	0.0	23.5	30.7	0.0	0.0	175.9	117.7	0.0	0.0	0.0	<b>383</b>
BAT Ein	TWh/a	6.0	25.1	10.3	4.9	62.8	4.8	72.7	60.0	1.2	19.8	13.0	<b>281</b>
BAT Aus	TWh/a	5.6	23.6	9.7	4.6	59.1	4.5	68.4	56.4	1.1	18.7	12.2	<b>264</b>
H2SP Ein	TWh/a	0.9	2.8	0.0	0.7	16.5	1.4	0.0	0.0	0.2	3.8	6.3	<b>33</b>
H2SP Aus	TWh/a	0.9	2.7	0.0	0.6	15.8	1.3	0.0	0.0	0.2	3.7	6.1	<b>31</b>
HSP Ein	TWh/a	2.0	1.5	0.0	1.3	18.4	1.7	0.0	0.0	0.1	2.8	6.4	<b>34</b>
HSP Aus	TWh/a	2.0	1.5	0.0	1.3	18.4	1.7	0.0	0.0	0.1	2.8	6.4	<b>34</b>

Tabelle 9: Ergebnisdaten der Einsatzoptimierung: Abweichung PLEXOS zu iGENeO (Modellvergleich 1.1)

	Einheit	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	IT	LU	NL	PL	SUM
GT	TWh/a	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.30	-0.05	0.00	0.00	-0.05	-0.13	-0.04	<b>0.00</b>
GuD(Strom)	TWh/a	0.00	-0.01	0.00	0.00	1.05	-0.44	0.00	0.00	-0.15	-0.41	-0.04	<b>0.00</b>
PVA	TWh/a	-0.41	4.79	1.58	-0.58	7.88	-0.64	-12.42	10.01	0.14	0.53	-4.15	<b>6.70</b>
WEA On	TWh/a	0.21	-2.03	-1.50	0.68	-5.81	1.50	12.79	-9.40	-0.08	-8.62	4.18	<b>-8.07</b>
WEA Off	TWh/a	0.00	-2.94	0.00	0.00	-3.03	-0.66	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	<b>1.37</b>
<b>EE SUM</b>	<b>TWh/a</b>	<b>-0.20</b>	<b>-0.19</b>	<b>0.08</b>	<b>0.10</b>	<b>-0.95</b>	<b>0.20</b>	<b>0.37</b>	<b>0.61</b>	<b>0.06</b>	<b>-0.10</b>	<b>0.03</b>	<b>0.00</b>
PtH2	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
PtH	TWh/a	0.03	0.03	0.00	0.02	-0.19	0.04	0.00	0.00	0.01	0.05	0.00	<b>0.00</b>
GtH	TWh/a	-0.03	-0.03	0.00	-0.02	-0.30	0.16	0.00	0.00	0.08	0.12	0.02	<b>0.00</b>
KWK(Wärme)	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.00	0.49	-0.20	0.00	0.00	-0.09	-0.18	-0.03	<b>0.00</b>
HYDRO Ein	TWh/a	-0.05	0.00	0.07	0.05	0.00	0.00	-0.10	0.03	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
HYDRO Aus	TWh/a	-0.03	0.00	0.05	0.03	0.00	0.00	-0.06	0.02	0.00	0.00	0.00	<b>0.00</b>
BAT Ein	TWh/a	-0.01	-0.20	-0.34	0.00	-0.56	0.02	-0.53	1.36	-0.11	0.33	0.04	<b>0.00</b>
BAT Aus	TWh/a	-0.01	-0.18	-0.32	0.00	-0.52	0.02	-0.50	1.28	-0.10	0.31	0.03	<b>0.00</b>
H2SP Ein	TWh/a	0.01	-0.01	0.00	0.00	-0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	<b>0.00</b>
H2SP Aus	TWh/a	0.01	0.00	0.00	0.00	-0.07	0.02	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	<b>0.00</b>
HSP Ein	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.00	<b>0.00</b>
HSP Aus	TWh/a	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	-0.02	0.00	<b>0.00</b>

## Eingangsdaten Modellvergleich Lastfluss

Tabelle 10: Kennzahlen des Testnetz Strom (Modellvergleich 2.1 und 2.2)

Name	Anfangsknoten	Endknoten	Impedanz			Spannung	Stromtragfähigkeit
			P.U./1000 MVA Bezug				
			R	X	B		
Leitung 1-2	BUS-1	BUS-2	0.003563	0.031351	0.000951	220 kV	400 A
Leitung 1-3	BUS-1	BUS-3	0.065111	0.585995	0.017429	220 kV	400 A
Leitung 1-5	BUS-1	BUS-5	0.040338	0.266378	0.006972	220 kV	400 A
Leitung 2-4	BUS-2	BUS-4	0.060507	0.399567	0.010458	220 kV	400 A
Leitung 2-6	BUS-2	BUS-6	0.059191	0.532723	0.015845	220 kV	400 A
Leitung 3-9	BUS-3	BUS-9	0.05684	0.375351	0.009824	220 kV	400 A
Leitung 4-9	BUS-4	BUS-9	0.049506	0.326919	0.008556	220 kV	400 A
Leitung 5-10	BUS-5	BUS-10	0.042172	0.278486	0.007289	220 kV	400 A
Leitung 6-10	BUS-6	BUS-10	0.029337	0.19373	0.00507	220 kV	400 A
Leitung 7-8	BUS-7	BUS-8	0.029337	0.19373	0.00507	220 kV	400 A
Leitung 8-9	BUS-8	BUS-9	0.078843	0.520648	0.013626	220 kV	400 A
Leitung 8-10	BUS-8	BUS-10	0.078843	0.520648	0.013626	220 kV	400 A
Leitung 11-13	BUS-11	BUS-13	0.006396	0.087949	0.028911	380 kV	1000 A
Leitung 11-14	BUS-11	BUS-14	0.005621	0.077289	0.025407	380 kV	1000 A
Leitung 12-13	BUS-12	BUS-13	0.006396	0.087949	0.028911	380 kV	1000 A
Leitung 12-23	BUS-12	BUS-23	0.012986	0.178563	0.058698	380 kV	1000 A
Leitung 13-23	BUS-13	BUS-23	0.01163	0.159907	0.052565	380 kV	1000 A
Leitung 14-16	BUS-14	BUS-16	0.005233	0.071958	0.023654	380 kV	1000 A
Leitung 15-16	BUS-15	BUS-16	0.002326	0.031981	0.010513	380 kV	1000 A
Leitung 15-21-1	BUS-15	BUS-21	0.00659	0.090614	0.029787	380 kV	1000 A
Leitung 15-21-2	BUS-15	BUS-21	0.00659	0.090614	0.029787	380 kV	1000 A
Leitung 16-24	BUS-16	BUS-24	0.006978	0.095944	0.031539	380 kV	1000 A
Leitung 16-17	BUS-16	BUS-17	0.003489	0.047972	0.01577	380 kV	1000 A
Leitung 16-19	BUS-16	BUS-19	0.003101	0.042642	0.014017	380 kV	1000 A
Leitung 17-18	BUS-17	BUS-18	0.001938	0.026651	0.008761	380 kV	1000 A
Leitung 17-22	BUS-17	BUS-22	0.014149	0.194554	0.063954	380 kV	1000 A
Leitung 18-21-1	BUS-18	BUS-21	0.003489	0.047972	0.01577	380 kV	1000 A
Leitung 18-21-1	BUS-18	BUS-21	0.003489	0.047972	0.01577	380 kV	1000 A
Leitung 19-20-1	BUS-19	BUS-20	0.00533	0.073291	0.024092	380 kV	1000 A
Leitung 19-20-2	BUS-19	BUS-20	0.00533	0.073291	0.024092	380 kV	1000 A
Leitung 20-23-1	BUS-20	BUS-23	0.002907	0.039977	0.013141	380 kV	1000 A
Leitung 20-23-2	BUS-20	BUS-23	0.002907	0.039977	0.013141	380 kV	1000 A
Leitung 21-22	BUS-21	BUS-22	0.00911	0.125261	0.041176	380 kV	1000 A
Trafo 3-24	BUS-3	BUS-24	0.003463	0.207788	0	380 kV/220 kV	1000 A
Trafo 9-11	BUS-9	BUS-11	0.003463	0.207788	0	380 kV/220 kV	1000 A
Trafo 9-12	BUS-9	BUS-12	0.003463	0.207788	0	380 kV/220 kV	1000 A
Trafo 10-11	BUS-10	BUS-11	0.003463	0.207788	0	380 kV/220 kV	1000 A
Trafo 10-12	BUS-10	BUS-12	0.003463	0.207788	0	380 kV/220 kV	1000 A

Tabelle 11: Parameter des Testnetz Gas (Modellvergleich 2.1 und 2.2) [12]

Name	Anfangsknoten	Endknoten	Durchmesser [mm]	Länge [km]	Rohrrauigkeit [mm]
Zeebrugge-Dudzele-1	Zeebrugge	Dudzele	890	4	0.05
Zeebrugge-Dudzele-2	Zeebrugge	Dudzele	890	4	0.05
Dudzele-Brugge-1	Dudzele	Brugge	890	6	0.05
Dudzele-Brugge-2	Dudzele	Brugge	890	6	0.05
Brugge-Zomergem	Brugge	Zomergem	890	26	0.05
Loenhout-Antwerpen	Loenhout	Antwerpen	590.1	43	0.05
Antwerpen-Gent	Antwerpen	Gent	590.1	29	0.05
Gent-Zomergem	Gent	Zomergem	590.1	19	0.05
Zomergem-Peronnes	Zomergem	Peronnes	890	55	0.05
Gravenvoeren-Berneau-1	Gravenvoeren	Berneau	890	5	0.05
Gravenvoeren -Berneau-2	Gravenvoeren	Berneau	395.5	5	0.05
Berneau-Liege-1	Berneau	Liege	890	20	0.05
Berneau-Liege-2	Berneau	Liege	395.5	20	0.05
Liege-Warnand-1	Liege	Warnand	890	25	0.05
Liege-Warnand-2	Liege	Warnand	395.5	25	0.05
Warnand-Namur	Warnand	Namur	890	42	0.05
Namur-Anderlues	Namur	Anderlues	890	40	0.05
Anderlues-Peronnes	Anderlues	Peronnes	890	5	0.05
Peronnes-Mons	Peronnes	Mons	890	10	0.05
Mons-Blaregnies	Mons	Blaregnies	890	25	0.05
Warnand-Wanze	Warnand	Wanze	395.5	10.5	0.05
Wanze-Sinsin	Wanze	Sinsin	315.5	26	0.05
Sinsin-Arlon	Sinsin	Arlon	315.5	98	0.05
Arlon -Petange	Arlon	Petange	315.5	6	0.05

Tabelle 12: Kopplungselemente des Strom- und Gasnetzes (in Anlehnung an [13])

Kopplungselement	Stromknoten	Gasknoten	Wirkungsgrad
Gaskraftwerk 1	BUS-15	Brugge	45%
Gaskraftwerk 2	BUS-13	Mons	45%
Gaskraftwerk 3	BUS-1	Antwerpen	45%
Verdichter	BUS-6	Sinsin	63%
Power-to-Gas	BUS-8	Peronnes	70%

Tabelle 13: Transportaufgabe des Testnetz Strom (Modellvergleich 2.1 und 2.2) (in Anlehnung an [11])

Knoten	Typ	Leistung [MW]	Knoten	Typ	Leistung [MW]
BUS-1	Einspeisung	768	BUS-1	Verbrauch	432
BUS-2	Einspeisung	768	BUS-2	Verbrauch	388
BUS-7	Einspeisung	1200	BUS-3	Verbrauch	720
BUS-8	Einspeisung	400	BUS-4	Verbrauch	296
BUS-13	Einspeisung	2364	BUS-5	Verbrauch	284
BUS-15	Einspeisung	1360	BUS-6	Verbrauch	544
BUS-16	Einspeisung	1120	BUS-7	Verbrauch	500
BUS-18	Einspeisung	2100	BUS-8	Verbrauch	1084
BUS-21	Einspeisung	2100	BUS-9	Verbrauch	700
BUS-22	Einspeisung	1700	BUS-10	Verbrauch	780
BUS-23	Einspeisung	920	BUS-13	Verbrauch	1060
			BUS-14	Verbrauch	1276
			BUS-15	Verbrauch	1768
			BUS-16	Verbrauch	900
			BUS-18	Verbrauch	1832
			BUS-19	Verbrauch	1224
			BUS-20	Verbrauch	1012

Die Werte dieser Tabelle beinhalten bereits die Einspeisungen bzw. Lasten der Kopplungselemente Gaskraftwerk 1-3 und Power-to-Gas. Nicht enthalten ist der elektrische Bedarf zum Antrieb des Verdichters.

Tabelle 14: Transportaufgabe des Testnetz Gas (Modellvergleich 2.1 und 2.2) [12]

Knotenpunkte	Leistung [MW]	Typ	Knotenpunkte	Leistung [MW]	Typ
Zeebrugge	4532.7	Einspeisung	Warnand	-	Durchgang
Dudzele	3489.5	Einspeisung	Namur	880.7	Verbrauch
Brugge	3022.2	Verbrauch	Anderlues	498.5	Einspeisung
Zomergem	-	Durchgang	Peronnes	280	Einspeisung
Loenhout	1169.3	Einspeisung	Mons	5253.3	Verbrauch
Antwerpen	1706.7	Verbrauch	Blaregnies	2534.3	Verbrauch
Gent	2183.4	Verbrauch	Wanze	-	Durchgang
Gravenvoeren	9144.2	Einspeisung	Sinsin	-	Durchgang
Berneau	-	Durchgang	Arlon	92.2	Verbrauch
Liege	2644.1	Verbrauch	Petange	797.1	Verbrauch

Die Werte dieser Tabelle beinhalten bereits die Einspeisungen bzw. Lasten der Kopplungselemente Gaskraftwerk 1-3 und Power-to-Gas.

## Ergebnisdaten Modellvergleich Lastfluss

Tabelle 15: Ergebnisdaten des Modellvergleichs 2.1: Verluste

Netz	SAInt Verluste [MW]	iGENeO Verluste [MW]	Abweichung [MW]	Abweichung relativ
Verdichter Methan isotherm	1.516	1.515	-0.0010	0.06%
Verdichter Methan therm.	1.510	-	0.0051	0.34%
Verdichter Wasserstoff isotherm	6.332	6.334	0.0015	0.02%
Verdichter Wasserstoff therm.	6.319	-	0.0145	0.23%
Stromnetz	97.279	93.168	-4.1109	4.23%

Tabelle 16: Ergebnisdaten des Modellvergleichs 2.1 im Gassystem mit Methan

Knoten	Saint Druck [bar-g]		iGENeO Druck [bar-g]		Abweichung [bar-g]		Abweichung relativ	
	isotherm	therm	isotherm	isotherm	therm	isotherm	therm	
Zeebrugge	52.8608	52.8578	52.8591	-0.0017	0.0013	0.0033%	0.0024%	
Dudzele	52.8287	52.8257	52.8271	-0.0017	0.0013	0.0032%	0.0025%	
Brugge	52.6808	52.6778	52.6793	-0.0016	0.0014	0.0030%	0.0027%	
Zomergem	51.6785	51.6764	51.6776	-0.0010	0.0011	0.0019%	0.0022%	
Loenhout	50.4965	50.4980	50.4963	-0.0003	-0.0018	0.0006%	0.0035%	
Antwerpen	49.6835	49.6852	49.6837	0.0002	-0.0015	0.0003%	0.0030%	
Gent	49.8048	49.8064	49.8050	0.0001	-0.0015	0.0003%	0.0030%	
Voeren	58.2929	58.2771	58.2883	-0.0046	0.0112	0.0079%	0.0192%	
Berneau	57.8411	57.8254	57.8368	-0.0044	0.0113	0.0076%	0.0195%	
Liege	55.9940	55.9822	55.9906	-0.0035	0.0084	0.0062%	0.0150%	
Warnand	54.7843	54.7755	54.7815	-0.0028	0.0060	0.0051%	0.0109%	
Namur	52.8176	52.8131	52.8160	-0.0016	0.0029	0.0031%	0.0054%	
Anderlues	51.4343	51.4320	51.4335	-0.0009	0.0014	0.0017%	0.0027%	
Peronnes	51.2200	51.2180	51.2193	-0.0007	0.0013	0.0014%	0.0025%	
Mons	50.2640	50.2637	50.2639	-0.0001	0.0001	0.0003%	0.0003%	
Blaregnies	50.0000	50.0000	50.0000	-0.0001	-0.0001	0.0001%	0.0001%	
Wanze	53.9594	53.9517	53.9571	-0.0023	0.0053	0.0043%	0.0099%	
Sinsin A	46.8479	46.8611	46.8500	0.0020	-0.0111	0.0043%	0.0237%	
Sinsin B	70.0000	70.0000	70.0000	-0.0001	-0.0001	0.0001%	0.0001%	
Arlon	47.3307	47.0657	47.3481	0.0174	0.2823	0.0367%	0.5999%	
Petange	45.8923	45.6223	45.9113	0.0189	0.2889	0.0412%	0.6333%	

Tabelle 17: Ergebnisdaten des Modellvergleichs 2.1 im Gassystem mit Wasserstoff

Knoten	Saint Druck [bar-g]		iGENeO Druck [bar-g]	Abweichung [bar-g]		Abweichung relativ	
	isotherm	therm	isotherm	isotherm	therm	isotherm	therm
Zeebrugge	54.4992	54.4963	54.4992	0.0000	0.0029	0.0000%	0.0053%
Dudzele	54.4488	54.4459	54.4488	0.0000	0.0028	0.0001%	0.0052%
Brugge	54.2184	54.2155	54.2184	0.0000	0.0028	0.0000%	0.0052%
Zomergem	52.6545	52.6525	52.6545	0.0000	0.0020	0.0001%	0.0038%
Loenhout	50.8083	50.8093	50.8084	0.0000	-0.0010	0.0001%	0.0019%
Antwerpen	49.5045	49.5057	49.5046	0.0000	-0.0011	0.0001%	0.0023%
Gent	49.7029	49.7041	49.7030	0.0000	-0.0011	0.0000%	0.0022%
Voeren	62.7601	62.7477	62.7602	0.0000	0.0125	0.0000%	0.0199%
Berneau	62.0830	62.0707	62.0831	0.0000	0.0123	0.0001%	0.0199%
Liege	59.2985	59.2903	59.2986	0.0000	0.0082	0.0001%	0.0139%
Warnand	57.4530	57.4468	57.4530	0.0000	0.0061	0.0000%	0.0106%
Namur	54.4235	54.4201	54.4236	0.0000	0.0035	0.0000%	0.0064%
Anderlues	52.2625	52.2603	52.2625	0.0000	0.0022	0.0000%	0.0041%
Peronnes	51.9258	51.9238	51.9259	0.0000	0.0020	0.0001%	0.0039%
Mons	50.4235	50.4233	50.4235	0.0000	0.0001	0.0001%	0.0002%
Blaregnies	50.0000	50.0000	50.0000	-0.0001	-0.0001	0.0001%	0.0001%
Wanze	56.1832	56.1776	56.1833	0.0000	0.0056	0.0000%	0.0100%
Sinsin A	44.9412	44.9519	44.9413	0.0000	-0.0107	0.0000%	0.0238%
Sinsin B	70.0000	70.0000	70.0000	-0.0001	-0.0001	0.0001%	0.0001%
Arlon	24.9096	24.6789	24.9097	0.0000	0.2308	0.0000%	0.9352%
Petange	20.3486	20.0789	20.3486	0.0000	0.2697	0.0001%	1.3432%

Tabelle 18: Ergebnisdaten des Modellvergleichs 2.1 im Stromsystem

Stromleitung	SAInt Stromstärke [A]	iGENeO Stromstärke [A]	Abweichung [A]	Abweichung relativ
Leitung 1-2	92.1306992	93.3060064	1.1753072	1.3%
Leitung 1-3	195.539124	72.9334149	-122.605709	62.7%
Leitung 1-5	673.772809	632.511077	-41.2617315	6.1%
Leitung 2-4	469.062162	432.122819	-36.9393426	7.9%
Leitung 2-6	609.095006	562.558651	-46.5363557	7.6%
Leitung 3-9	132.692477	114.064373	-18.6281037	14.0%
Leitung 4-9	284.554031	276.670066	-7.88396491	2.8%
Leitung 5-10	78.5388824	47.8513629	-30.6875195	39.1%
Leitung 6-10	789.288441	744.96555	-44.3228911	5.6%
Leitung 7-8	1678.02004	1656.0863	-21.933735	1.3%
Leitung 8-9	186.169542	62.1851569	-123.984385	66.6%
Leitung 8-10	193.868024	72.3601204	-121.507903	62.7%
Leitung 11-13	988.879334	941.021546	-47.8577876	4.8%
Leitung 11-14	343.763909	332.36729	-11.3966185	3.3%
Leitung 12-13	906.261047	877.424619	-28.8364282	3.2%
Leitung 12-23	476.632671	450.5252	-26.1074718	5.5%
Leitung 13-23	52.723087	20.5029788	-32.2201082	61.1%
Leitung 14-16	2138.71398	2101.9141	-36.7998838	1.7%
Leitung 15-16	1464.88395	1452.96134	-11.922608	0.8%
Leitung 15-21-1	1532.11767	1526.04173	-6.07593373	0.4%
Leitung 15-21-2	1532.11767	1526.04173	-6.07593373	0.4%
Leitung 16-24	1046.80299	1022.73733	-24.06566	2.3%
Leitung 16-17	2542.07392	2528.65606	-13.4178658	0.5%
Leitung 16-19	2178.86044	2164.17953	-14.6809162	0.7%
Leitung 17-18	1430.75157	1427.39495	-3.35662074	0.2%
Leitung 17-22	1119.3723	1114.37718	-4.99512037	0.4%
Leitung 18-21-1	532.858251	529.496495	-3.36175548	0.6%
Leitung 18-21-1	532.858251	529.496495	-3.36175548	0.6%
Leitung 19-20-1	255.367523	234.520232	-20.8472907	8.2%
Leitung 19-20-2	255.367523	234.520232	-20.8472907	8.2%
Leitung 20-23-1	479.637256	464.653707	-14.9835497	3.1%
Leitung 20-23-2	479.637256	464.653707	-14.9835497	3.1%
Leitung 21-22	1231.76271	1224.3555	-7.40720859	0.6%
Trafo 3-24	1808.11425	1760.91594	-47.1983162	2.6%
Trafo 9-11	961.080674	925.001018	-36.0796562	3.8%
Trafo 9-12	1017.52538	971.728218	-45.7971653	4.5%
Trafo 10-11	1312.86425	1269.76263	-43.1016188	3.3%
Trafo 10-12	1370.17175	1316.48983	-53.6819197	3.9%