

AUSWIRKUNG VON POWER-TO-GAS ANLAGEN AUF NODALE PREISE IN GEKOPPELTEN STROM- UND GASTRANSPORTNETZEN

Lukas LÖHR*, Christian FESTER*, Albert MOSER

IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen
Tel: 0241/80-97651, l.loehr@iaew.rwth-aachen.de, www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Nodale Preise stellen unter anderem einen Indikator für Flexibilitätsmangel im Übertragungsnetz dar. Ziel dieses Papers ist es, das Konzept nodaler Preise auf mit dem Übertragungsnetz gekoppelte Gasnetze zu erweitern und Wechselwirkungen zwischen nodalen Strom- und Gaspreisen durch Power-to-Gas zu analysieren. Die Untersuchungen eines Szenarios des Jahres 2050 zeigen, dass die nodalen Preise der gekoppelten Netze eine volkswirtschaftliche Wohlfahrtsteigerung durch den Einsatz von Power-to-Gas illustrieren können. Insbesondere in Situationen mit einem Überangebot regenerativer Energie kann über die Power-to-Gas Technologie den überschüssigen Energiemengen einen Wert abhängig vom nodalen Gaspreis zugeordnet werden. Untersuchungen unterschiedlicher Power-to-Gas Durchdringungsgrade zeigen einen abnehmenden Grenznutzen dieser Effekte.

Keywords: Lineare Programmierung, Nodale Preise, Power-to-Gas, Sektorkopplung

1 Hintergrund und Motivation

In den vergangenen Jahren ist eine Abkehr des Leitbilds der *All Electric Society* zu verzeichnen. Eine wesentliche Ursache ist der hohe zeitliche und räumliche Flexibilitätsbedarf des im relativ zu anderen Infrastrukturen starren Stromsystems zur Integration der dargebotsabhängigen und teilweise lastfernen Erzeugung durch Erneuerbare Energien (EE). Zum einen müssen bis zu mehrere Wochen andauernde Situationen mit EE-Unterdeckung und damit einhergehender Energieknappheit überbrückt werden können. Zum anderen sollte im Falle eines EE-Überangebots Flexibilität bestehen, um Überschussstrom möglichst effizient zu nutzen oder zu speichern. Zuletzt führt der steigende Transportbedarf, beispielsweise vom Norden in den Süden Deutschlands, bereits heute zu Netzengpässen und daraus resultierenden hohen, gesellschaftlich meist nicht akzeptierten Netzausbaubedarf.

Nodale Preise sind ein Indikator, der mangelnde Flexibilität bei EE-Über- oder Unterangebot sowie Netzengpässen in einer Kennzahl abbildet [1]-[4]. Diese dienen beispielsweise in der *PJM Interconnection* Region im Nordosten der USA als Grundlage des Strommarktdesigns Nodal Pricing [5]. Ein nodaler Preisansatz im deutschen Strommarkt wurde bereits einschlägig diskutiert, ist aber trotz prognostizierter volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsgewinne politisch in Deutschland derzeit nicht umsetzbar [1], [6]. Auch wenn im europäischen Strommarktdesign ein zonales Modell Anwendung findet, stellen nodale Preise einen vieldiskutierten Ansatz dar und werden beispielsweise als Indikator für die Bildung geeigneter Gebotszonenzuschnitte verwendet [3]. Der einleitend skizzierte Flexibilitätsmangel führt zeitlich und räumlich zu stark schwankenden und teilweise sehr hohen nodalen Preisen und Preisspreads im Stromsystem.

Als zusätzliche Flexibilitätsoption für das Übertragungsnetz wird eine enge Kopplung und ein gemeinsamer Betrieb mit dem Fernleitungsnetz diskutiert. Durch Power-to-Gas (PtG) Anlagen und Gaskraftwerke werden beide Infrastrukturen bidirektional verbunden. Die Gasinfrastruktur, die über eine hohe Transport- und wesentlich höhere Speicherkapazität als das Stromsystem verfügt, kann die notwendige zeitliche und räumliche Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugung und Last sowie zum Energietransport bereitstellen. Der Nutzen einer starken Kopplung kann anhand von Kennzahlen basierend auf nodalen Preisen im Übertragungsnetz illustriert werden. Es konnte bereits gezeigt werden, dass eine betriebswirtschaftliches Potential von PtG Anlagen durch die Steigerung der Deckungsbeiträge im *Nodal Pricing* Marktmodell erst bei hohen EE-Überschüssen gegeben ist [2]. Es gilt zur langfristigen Gestaltung des defossilisierten Energiesystems neben der betriebswirtschaftlichen Perspektive zunächst den volkswirtschaftlichen Nutzen von PtG für Strom- und Gasnetze zu untersuchen.

Ziel dieses Papers ist es daher, die Auswirkungen der bidirektionalen Kopplung von Strom- und Gastransportnetzen durch PtG Anlagen und Gaskraftwerke auf nodale Preise zu ermitteln und so den volkswirtschaftlichen Nutzen dieser für das Stromsystem aufzuzeigen. Zudem soll das Konzept nodaler Preise auf das Gasnetz erweitert und somit die Wechselwirkungen der nodalen Preise beider Netze aufgezeigt werden. Zur Bestimmung der nodalen Strom- und Gaspreise wird ein lineares Optimierungsmodell formuliert, welches das Ziel hat, den integrierten Betrieb von Stromerzeugungsanlagen bzw. Gasimporten sowie Netzbetriebsmitteln in gekoppelten Strom- und Gassystemen zu optimieren.

2 Betriebsoptimierung von gekoppelten Strom- und Gassystemen

Der gekoppelte Betrieb des Strom- und Gassystems wird in einem linearen Modell optimiert. Das Ziel der Optimierung ist ein kostenminimaler Einsatz von zentralen und aggregierten dezentralen Erzeugungsanlagen im Stromnetz sowie ein kostenminimale stündliche Nutzung von Importquellen im Gasnetz. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird auf den auf den Index n des Normvolumenstroms \dot{V}_n in den folgenden Abschnitten verzichtet.

2.1 Mathematische Formulierung

Für die Betriebsoptimierung werden das Strom- und Gassystem integriert als ein Knoten-Zweig Modell abgebildet. Erzeugungsanlagen und Importe, Speicher sowie Verbraucher sind mit den Strom- und Gasnetzknoten verknüpft, die durch Leitungen und weitere Betriebsmittel verbunden werden. Zudem verbinden die Kopplungstechnologien Power-to-Gas und Gaskraftwerke einzelne Strom- und Gasnetzknoten.

Die Erzeugungsanlagen im Stromsystem werden in konventionelle thermische Kraftwerke (*KW*) und dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisungen (*EE*) unterschieden. Der kostenminimale Dispatch des gekoppelten Betriebs wird in der Zielfunktion für jeden Zeitpunkt t aus dem Produkt der Erzeugungsleistungen der thermischen Kraftwerke $P_{kw,t} \in \mathbb{R}_+$ mit ihren spezifischen linearen Grenzkosten $c_{kw} \in \mathbb{R}_+$ sowie dem Produkt des eingespeisten Normvolumenstroms $\dot{V}_{ge,t} \in \mathbb{R}_+$ jeder Gasimportquelle und ihren spezifischen Importkosten c_{ge} gebildet und über den Gesamtbetrachtungszeitraum T minimiert.

$$\min \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{kw \in KW} c_{kw} \cdot P_{kw,t} + \sum_{ge \in GE} c_{ge} \cdot \dot{V}_{ge,t} \right) \right) \quad (2.1)$$

Die maximale Erzeugungsleistung der thermischen Kraftwerke bzw. der maximale Normvolumenstrom eines Gasimports sind durch ihre Betriebsgrenzen limitiert.

$$0 \leq P_{kw,t} \leq P_{kw}^{max} \quad \forall kw \in KW, \forall t \in T \quad (2.2)$$

$$\dot{V}_{ge}^{min} \leq \dot{V}_{ge,t} \leq \dot{V}_{ge}^{max} \quad \forall ge \in GE, \forall t \in T \quad (2.3)$$

Die EE-Einspeisung (*EE*) wird für jeden Zeitpunkt durch spezifische Zeitreihen exogen vorgegeben und kann im Falle eines Überangebots anlagenscharf abgeregelt werden.

$$P_{ee,t}^{abr} \in \mathbb{R}_+ \quad 0 \leq P_{ee,t}^{pot} - P_{ee,t}^{abr} \leq P_{ee,t}^{pot} \quad \forall ee \in EE, \forall t \in T \quad (2.4)$$

Die Strom- (*SV*) und Gasverbraucher (*GV*) sind ebenfalls exogen über Zeitreihen vorgegeben und besitzen keine Entscheidungsfreiheit.

$$P_{sv,t} \in \mathbb{R}_+ \quad P_{sv,t} = P_{sv,t}^{Bedarf} \quad \forall sv \in SV, \forall t \in T \quad (2.5)$$

$$\dot{V}_{gv,t} \in \mathbb{R}_+ \quad \dot{V}_{gv,t} = \dot{V}_{gv,t}^{Bedarf} \quad \forall gv \in GV, \forall t \in T \quad (2.6)$$

Die Strom- (*SSP*) und Gasspeicher (*GSP*) werden über ihren Speicherfüllstand modelliert, der über die Ein- bzw. Ausspeicherleistung und jeweilige Wirkungsgradverluste durch die Speicherkontinuitätsgleichung an den vorherigen Speicherfüllstand gekoppelt sind.

$$E_{ssp,t} \in \mathbb{R}_+ \quad E_{ssp}^{min} \leq E_{ssp,t} \leq E_{ssp}^{max} \quad \forall ssp \in SSP, \forall t \in T \quad (2.7)$$

$$\begin{matrix} P_{ssp,t}^{Ein}, P_{ssp,t}^{Aus} \\ \in \mathbb{R}_+ \end{matrix} \quad E_{ssp,t}^{FS} = E_{ssp,t-1}^{FS} + \left(\eta_{ssp}^{Ein} P_{ssp,t}^{Aus} - \frac{1}{\eta_{ssp}^{Aus}} P_{ssp,t}^{Aus} \right) h \quad \forall ssp \in SSP, \forall t \in T \quad (2.8)$$

$$V_{gsp,t} \in \mathbb{R}_+ \quad V_{gsp}^{min} \leq E_{gsp,t} \leq V_{gsp}^{max} \quad \forall gsp \in GSP, \forall t \in T \quad (2.9)$$

$$\begin{matrix} \dot{V}_{gsp,t}^{Ein}, \dot{V}_{gsp,t}^{Aus} \\ \in \mathbb{R}_+ \end{matrix} \quad V_{gsp,t}^{FS} = V_{gsp,t-1}^{FS} + \left(\eta_{gsp}^{Ein} \dot{V}_{gsp,t}^{Aus} - \frac{1}{\eta_{gsp}^{Aus}} \dot{V}_{gsp,t}^{Aus} \right) h \quad \forall gsp \in GSP, \forall t \in T \quad (2.10)$$

Zusätzlich zu den hier aufgeführten Nebenbedingungen sind für jeden Speicher die maximale Ein- und Ausspeicherleistung begrenzt und die Anfangs- und Endfüllstände gleichgesetzt.

Der Wirkleistungsfluss über Freileitungen (*SL*), Transformatoren (inklusive Phasenschieber) (*T*) und Hochspannungsgleichstromübertragungen (*HGÜ*) im Übertragungsnetz wird als Entscheidungsvariable modelliert und in positive und negative Richtung durch den thermisch maximal zulässigen Wirkfluss des jeweiligen Betriebsmittels beschränkt.

$$P_{l,t} \in \mathbb{R} \quad -P_l^{max} \leq P_{l,t} \leq P_l^{max} \quad \forall l \in SL \cup T \cup HGÜ, \forall t \in T \quad (2.11)$$

Analog wird im Gassystem der Normvolumenstrom über Gasleitungen (GL), Verdichter (V) und Druckregler (DR) über Entscheidungsvariablen modelliert, die durch die jeweiligen Betriebsgrenzen begrenzt sind.

$$\dot{V}_{l,t} \in \mathbb{R} \quad -\dot{V}_l^{max} \leq \dot{V}_{l,t} \leq \dot{V}_l^{max} \quad \forall l \in GL \cup DR, \forall t \in T \quad (2.12)$$

$$\dot{V}_{v,t} \in \mathbb{R} \quad 0 \leq \dot{V}_{v,t} \leq \dot{V}_v^{max} \quad \forall l \in V, \forall t \in T \quad (2.13)$$

Die Kopplungselemente Power-to-Gas (PtG) und Gaskraftwerke (GtP) werden durch jeweils eine Entscheidungsvariable im Strom- und Gasnetz modelliert, die über die Wirkungsgrade η der Anlagen und einen Normbrennwert H_{norm} miteinander verknüpft sind.

$$P_{ptg,t} \in \mathbb{R}_+ \quad 0 \leq P_{ptg,t} \leq P_{ptg}^{max} \quad \forall ptg \in PtG \quad (2.14)$$

$$\dot{V}_{ptg,t} \in \mathbb{R}_+ \quad \dot{V}_{ptg,t} \cdot H_{norm} = \eta_{ptg} \cdot P_{ptg,t} \quad \forall ptg \in PtG, \forall t \in T \quad (2.15)$$

$$P_{gtp,t} \in \mathbb{R}_+ \quad 0 \leq P_{gtp,t} \leq P_{gtp}^{max} \quad \forall gtp \in PtG \quad (2.16)$$

$$\dot{V}_{gtp,t} \in \mathbb{R}_+ \quad \eta_{gtp} \cdot \dot{V}_{gtp,t} \cdot H_{norm} = P_{gtp,t} \quad \forall ptg \in PtG, \forall t \in T \quad (2.17)$$

Einer Sammelschiene i im Übertragungsnetz werden die aggregierten, angeschlossenen Verbraucher SV_i , Einspeisungen KW_i und EE_i , die Stromspeicher SSP_i , die Kopplungselemente PtG_i und GtP_i sowie die beginnenden Netzzweige ANF_i und Endzweige END_i zugeordnet. Analoges gilt im Fernleitungsnetz für jeden Gasnetzknotten.

Entsprechend der Kirch'hooffschen Knotengleichung gilt an allen Sammelschienen N und Gasnetzknotten M die Flusserhaltung und es werden folgende Knotenbilanzen modelliert.

$$\begin{aligned} & \sum_{sv \in SV_i} P_{sv,t} + \sum_{ptg \in PtG_i} P_{ptg,t} + \sum_{l \in ANF_i} P_{l,t} \\ = & \sum_{ee \in EE_i} (P_{ee,t}^{pot} - P_{ee,t}^{abr}) + \sum_{ke \in KW_i} P_{kw,t} + \sum_{gtp \in GtP_i} P_{gtp,t} + \sum_{l \in END_i} P_{l,t} \quad \forall i \in N, \forall t \in T \quad (2.18) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \sum_{gv \in GV_j} \dot{V}_{gv,t} + \sum_{gtp \in GtP_j} \dot{V}_{gtp,t} + \sum_{l \in ANF_j} \dot{V}_{l,t} \\ = & \sum_{ge \in GE_j} \dot{V}_{ge,t} + \sum_{ptg \in PtG_j} \dot{V}_{ptg,t} + \sum_{l \in END_j} \dot{V}_{l,t} \quad \forall j \in M, \forall t \in T \quad (2.19) \end{aligned}$$

Die Leistungsflüsse im Stromnetz werden linearisiert mithilfe des im Übertragungsnetz zulässigen Wirklastflusses berechnet [7]. Jeder Sammelschiene $i \in N$ wird ein Spannungsphasenwinkel $\theta_{i,t} \in \mathbb{R}$ zugeordnet. Diese sind mit den Wirkleistungsflüssen wie folgt verknüpft.

$$P_{l,t} = \frac{U_b^2}{X_l} \cdot (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad \forall l \in SL \cup T \cup HGÜ, \forall t \in T \quad (2.20)$$

Für einen sicheren Netzbetrieb werden Übertragungsnetze (n-1)-sicher betrieben, d.h. ein beliebiger Betriebsmittelausfall führt nicht zu Grenzwertüberlastungen eines anderen Betriebsmittels. Zur Reduktion der Komplexität wurde dieses Kriterium vereinfacht über eine begrenzte Übertragungsfähigkeit von Freileitungen und Transformatoren auf 70% ihrer thermischen Kapazität abgebildet. Durch die Annahme vernachlässigbarer Anzahl von Jahresstunden mit ungünstiger Wetterlage von 35°C und keinem Wind wird dieser Abschlag für Freileitung durch das sogenannte Freileitungsmonitoring auf 16% reduziert [8].

Im Gassystem wird eine vollständige Steuerbarkeit der Gasflüsse aufgrund der weitgehend flächendeckend installierten Verdichter und Durchflussregler im Fernleitungsnetz angenommen, sodass diese vereinfacht als lineares Network Flow Problem modelliert sind. Die Betriebsgrenzen der Gasleitungen werden vorgelagert unter Berücksichtigung der technisch maximalen Volumenströme sowie aus Druckgrenzen resultierenden Flussbeschränkungen bestimmt.

2.2 Ermittlung nodaler Preise

Nodalen Preise stellen die lokalen Werte einer elektrischen Energieeinheit bzw. dessen Lastdeckung an einem Netzknoten dar. Diese Lastdeckung besteht aus den Erzeugungskosten der jeweiligen Energieeinheit und deren Übertragungskosten zum Netzknoten. Diese Übertragungskosten bilden die Engpässe im Netz implizit ab [3].

Zur Berechnung der nodalen Preise wird das modellierte lineare Optimierungsproblem dualisiert. Das resultierende Duale Programm besitzt für jede primale Nebenbedingung des ursprünglichen linearen Programms eine duale Variable. Die nodalen Preise des Stromnetzes stellen die optimalen Zielfunktionswerte $y_{KB,i}^*$ der dualen Variablen der Knotenbilanznebenbedingungen (2.18) an jeder Stromsammelschiene i dar [3]. Diese Berechnung wird für das Gasnetz analog über die dualen Variablen der Knotenbilanznebenbedingungen (2.19) durchgeführt.

$$\lambda_i = y_{KB,i}^* \quad \forall i \in N \quad \sigma_j = y_{KB,j}^* \quad \forall j \in M \quad (2.21)$$

2.3 Dekompositionsansatz

Das modellierte Betriebsoptimierungsproblem weist für eine gesamtjährige Betrachtung weiträumiger Transportnetze eine hohe Komplexität auf. Um das Programm in angemessener Rechenzeit und kommerziell verfügbaren Solvern zu lösen, wird ein Dekompositionsansatz gewählt. Dazu werden in einer vorgelagerten Speichereinsatzoptimierung die Betriebsmittelrestriktionen im Strom- und Gasnetz vernachlässigt und alle Verbraucher, Einspeisungen sowie Kopplungselemente an einen einzigen Strom- bzw. Gasnetzknoten angeschlossen. Dieses vereinfachte Modell kann geschlossen optimiert werden.

In der zweiten Stufe des Dekompositionsverfahren wird der gesamtjährige Betrachtungszeitraum in kleinere Zeitabschnitte $(T_{a1}, T_{a2}, \dots, T_{an}) = T$ eingeteilt und das modellierte Optimierungsproblem in einzelnen Zeitabschnitten unabhängig voneinander optimiert. Um die saisonale Nutzung von Speichern in den einzelnen Optimierungsabschnitten abzubilden, werden die Speicherfüllstände der Gas- und Stromspeicher aus der vorgelagerten Stufe an den Randzeitpunkten der Netzoptimierungsabschnitte fixiert. Für eine Abschnitt T_a mit dem Startbetrachtungszeitpunkt T_a^1 und Endbetrachtungszeitpunkt T_a^{end} werden somit folgende Speichernebenbedingungen ergänzt.

$$E_{ssp,T_a^{end}} = E_{ssp,T_a^1}^{Speicheropt.} \quad E_{ssp,T_a^{end}} = E_{ssp,T_a^{end}}^{Speicheropt.} \quad \forall ssp \in SSP \quad (2.22)$$

$$V_{gsp,T_a^1} = V_{gsp,T_a^1}^{Speicheropt.} \quad V_{gsp,T_a^{end}} = V_{gsp,T_a^{end}}^{Speicheropt.} \quad \forall gsp \in GSP \quad (2.23)$$

3 Exemplarische Untersuchungen

3.1 Untersuchungsszenario

In den Untersuchungen sollen die Auswirkungen unterschiedlicher PtG Durchdringungen und damit einer stärkeren Kopplung des Strom- und Gassystems auf nodalen Preise aufgezeigt werden. Der Betrachtungsbereich ist im Stromsystem ein Modell des deutschen 220 und 380 kV Übertragungsnetzes [9] und im Gassystem ein Modell des deutschen Fernleitungsnetzes basierend auf [10], [11] (vgl. Abbildung 1). Die Netze werden vorgelagert auf Basis dualer Leitungsvariablen soweit verstärkt, dass während des Betriebs im betrachteten Szenario kein Lastabwurf notwendig ist.

Grundlage der Berechnungen ist ein exemplarisches Szenario des Jahres 2050, das aus der dena-Leitstudie *Integrierte Energiewende* (TM 80%) [12] abgeleitet ist. Darin wird mit einer breiten Variation an Versorgungstechnologien und Energieträgern in den Verbrauchssektoren eine Treibhausgasreduktion von 80% gegenüber 1990 angestrebt. Der Endenergieverbrauch beträgt dabei 568 TWh_{el} im Strom- und 499 TWh_{th} im Gassektor. Zudem resultieren in den betrachteten Untersuchungen Jahreshöchstlasten von 100.86 GW im Strom- und 119.28 GW im Gassystem.

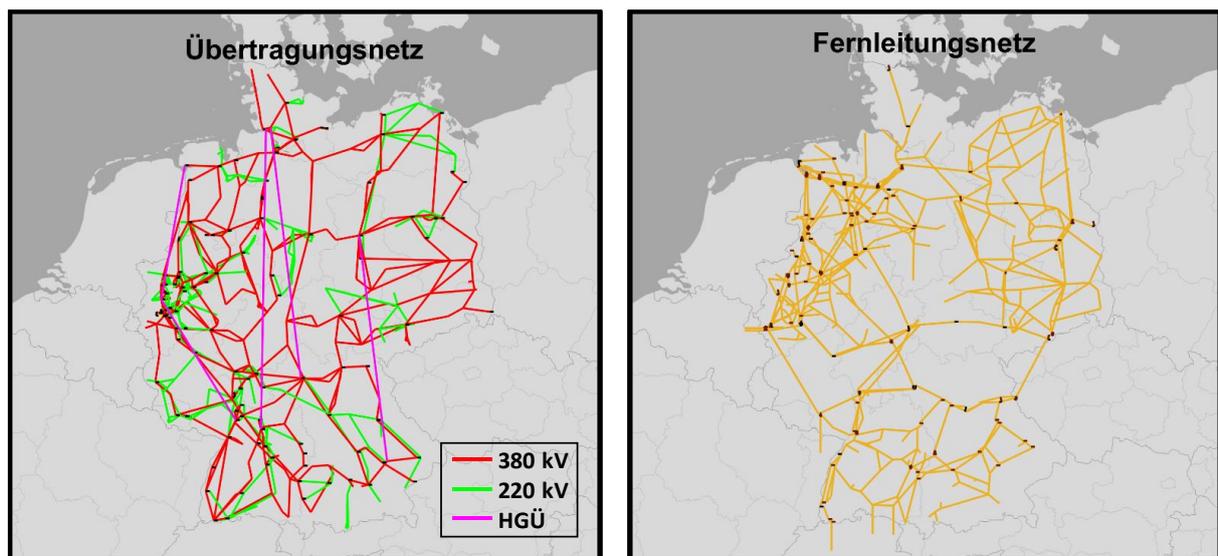


Abbildung 1: Netzstrukturen im Strom- und Gasnetz

Für die Gasversorgung wird angenommen, dass die Importpunkte der heutigen Erdgasversorgung Deutschlands größtenteils unverändert bleiben, einzig die Fertigstellung der *Nord Stream 2* Pipeline wird berücksichtigt [10]. Insgesamt ergeben sich 16 Importpunkte mit einer aggregierten Kapazität von $10,609 \frac{\text{GWh}}{\text{d}}$. Zudem werden Ausspeisepunkte nach Belgien, Luxemburg und Frankreich sowie in die Schweiz als zusätzliche Gasverbraucher mit einer Ausspeisekapazität von $1553 \frac{\text{GWh}}{\text{d}}$ modelliert. Die Importkosten der einzelnen Gasimporte weisen in Abhängigkeit ihres spezifischen Brennwertes eine Bandbreite von $28,72 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}}$ bis $31,82 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}}$ auf.

Zur Deckung der Stromnachfrage wird der in Tabelle 1 dargestellte Erzeugungspark ebenfalls basierend auf der dena-Leitstudie angenommen. Da die Studie vor dem von der

Bundesregierung beschlossenen Kohleausstieg veröffentlicht wurde, einige Kohlekraftwerke jedoch für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in diesem Szenario relevant sind, werden diese teilweise als Reservekraftwerke im Kraftwerkspark berücksichtigt.

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung	Brennstoffkosten
Wind – Onshore	171.0 GW	0.0 €/MWh _{el}
Wind – Offshore	19.0 GW	0.0 €/MWh _{el}
Photovoltaik	124.0 GW	0.0 €/MWh _{el}
Biomasse	10.0 GW	77.2 €/MWh _{el}
Laufwasser	5.0 GW	0.0 €/MWh _{el}
Gaskraftwerke	66.0 GW	59.4 €/MWh _{el}
Ölkraftwerke	171.0 GW	90.4 €/MWh _{el}
Reservekraftwerke	7.8 GW	121.0 €/MWh _{el}

Tabelle 1: Erzeugungsstruktur und Brennstoffpreise im Jahr 2050

Im Folgenden werden zunächst die nodalen Preise im Strom- und Gasnetz ohne Kopplung durch PtG analysiert. Anschließend werden unterschiedliche Sensitivitäten bezüglich Größe und Menge an PtG betrachtet.

3.2 Knotenpreise in gekoppelten Strom- und Gasnetzen ohne Power-to-Gas

Ohne PtG ergeben die Untersuchungen einen durchschnittlichen Knotenpreis über alle Stunden und alle Netzknoten von $16,18 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ im Stromnetz und $29,88 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ im Gasnetz. Abbildung 2 veranschaulicht die durchschnittlichen nodalen Preise pro Stunde über alle Strom- bzw. Gasnetzknoten in einem exemplarischen Zeitabschnitt. In Abbildung 3 sind die durchschnittlichen nodalen Preise pro Netzknoten für beide Sektoren aufgeführt.

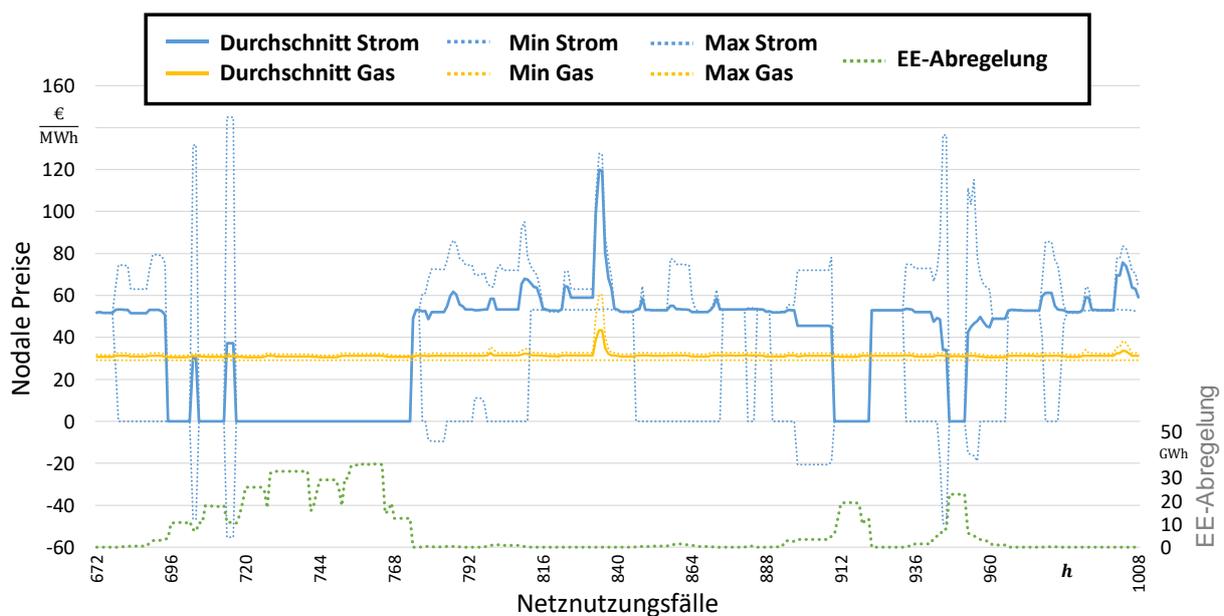


Abbildung 2: Zeitverlauf der durchschnittlichen Knotenpreise im Strom und Gasnetz ohne PtG-Anlagen

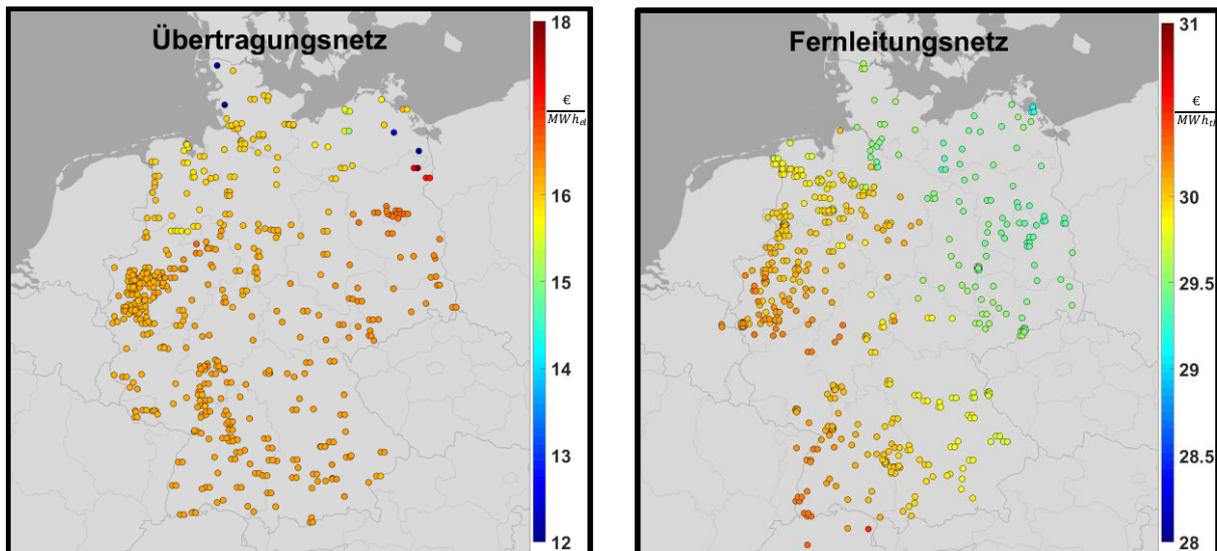


Abbildung 3: Durchschnittspreis im Jahresmittel

Aufgrund der sinkenden Gasnachfrage kommt es im betrachteten Szenario sehr selten zu Netzengpässen im Fernleitungsnetz. Die nodalen Preise im Gassektor sind daher im Zeitverlauf sehr konstant, auch begründet durch die vergleichsweise geringe Bandbreite der Importkosten. Insgesamt sind die nodalen Gaspreise im Durchschnitt auf einem höheren Niveau als im Übertragungsnetz. Wie Abbildung 3 rechts durch die kleine Bandbreite der Skala hervorhebt, sind die Preise im Westen Deutschlands im Durchschnitt geringfügig höher. Diese Unterschiede resultieren zum einen aus höheren Transportkosten von günstigsten Gasquellen im Nordosten in den Südwesten und zum anderen aus sehr seltenen Engpasssituationen im Gasnetz, wie es in Abbildung 4 exemplarisch dargestellt ist.

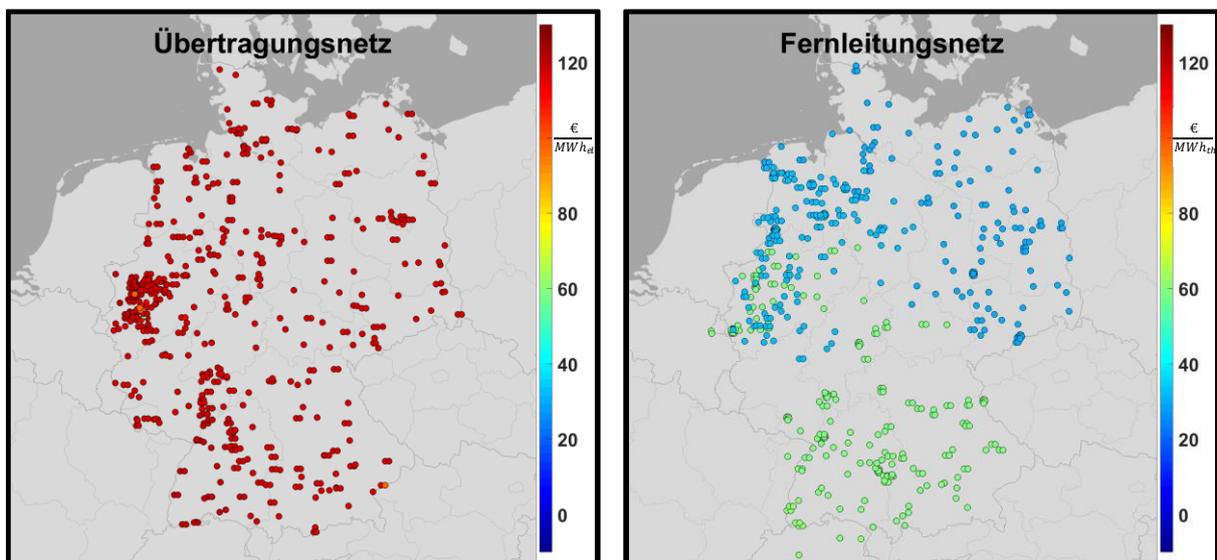


Abbildung 4: Nodale Preise bei Engpasssituation im Gasnetz

Diese Situation im Winter stellt gleichzeitig die Jahreshöchstlast des Stromsystems dar, in der neben einer hohen Gas- und Stromnachfrage zur Wärmedeckung ebenfalls ein hoher Gasbedarf zur Stromerzeugung besteht. Im Stromnetz sind die nodalen Preise einheitlich auf einem hohen Niveau, welches den Grenzkosten eines Netzreservekraftwerks entspricht. Im Gasnetz kommt es aufgrund von Netzengpässen zu einem Split in zwei Preisniveaus. Da die

Gasimportpunkte in der südlichen Preisregion keine freien Kapazitäten mehr aufweisen, muss bei einem marginalen Anstieg der Last diese von Importpunkten oberhalb des Engpasses versorgt werden. Dadurch wird der Bezug von Gas für die in der südlichen Preisregion angeschlossenen Gaskraftwerke eingeschränkt, sodass stattdessen Reservekraftwerke im Stromsystem eingesetzt werden müssten. Der nodale Gaspreis in der südlichen Preisregion nimmt daher die Grenzkosten der Reservekraftwerke korrigiert um den Wirkungsgrad der Gaskraftwerke an.

Engpasssituationen im Stromsystem entstehen bei einer hohen erneuerbaren Einspeisung im Norden und gleichzeitig hoher Last im Süden. In solchen Situationen wie in Abbildung 5 exemplarisch dargestellt erreichen die minimalen und maximalen nodalen Preise im Stromnetz regional einen Unterschied von bis zu $120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$.

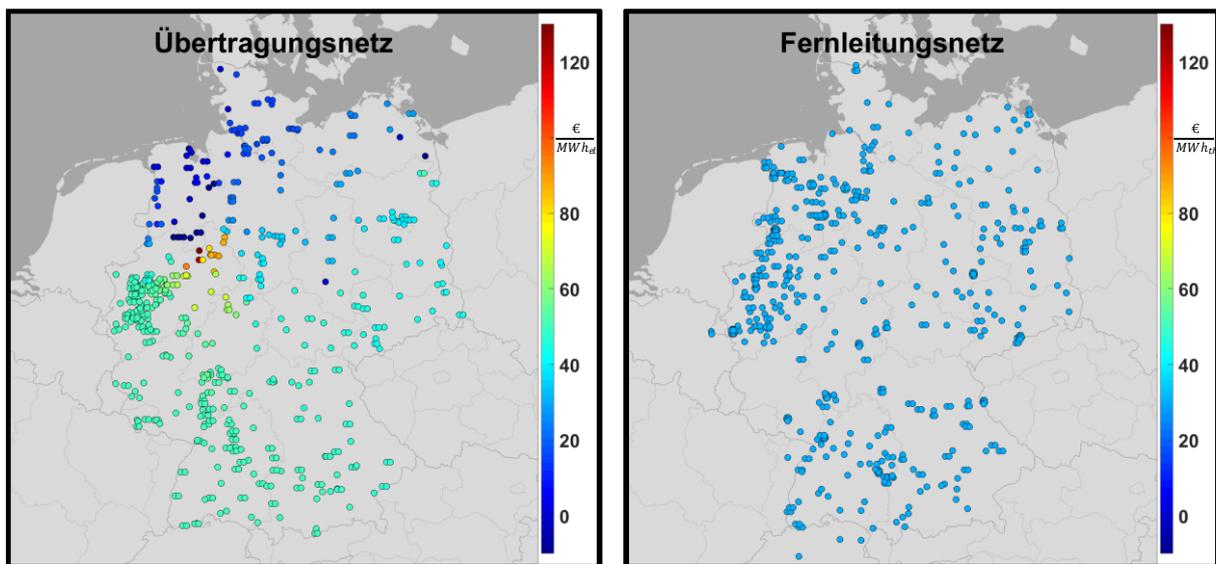


Abbildung 5: Nodale Preise bei Engpasssituation im Stromnetz

Der maximale Stromknotenpreis steigt weit über die maximalen Grenzkosten der Reservekraftwerke während gleichzeitig der minimale Preis unter $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ fällt. Eine zusätzliche Last vor dem Engpass würde diesen reduzieren und somit eine gesamtsystemische Wohlfahrt generieren, indem die Last an einem anderen Knoten günstiger gedeckt werden kann. Analog würde durch eine zusätzliche Last hinter dem Engpass eine kostensteigernde Änderung des Kraftwerkseinsatzes nötig werden, um die maximal ausgelastete Leitung nicht zu überlasten.

3.3 Einfluss der Power-to-Gas Durchdringung

In der dena-Leitstudie wird im TM80-Szenario eine Elektrolyse-Kapazität von 60 GW ermittelt. Für die Untersuchungen werden zudem neben dem Basisfall ohne PtG Anlagen installierte Kapazitäten von 30 GW und 90 GW verglichen. Vereinfacht wird in dieser Untersuchung angenommen, dass diese Kapazitäten mit Methanisierungsanlagen ausgestattet sind und das synthetisch erzeugte Gas vollständig in das Fernleitungsnetz eingespeist werden kann. Der Wirkungsgrad wird für alle Anlagen mit 54% angenommen. Die regionale Verteilung und Größe jeder Anlage wird über die knotenscharfen abgeregelten Energiemengen von EE im Basiszenario bestimmt (vgl. Abbildung 6).

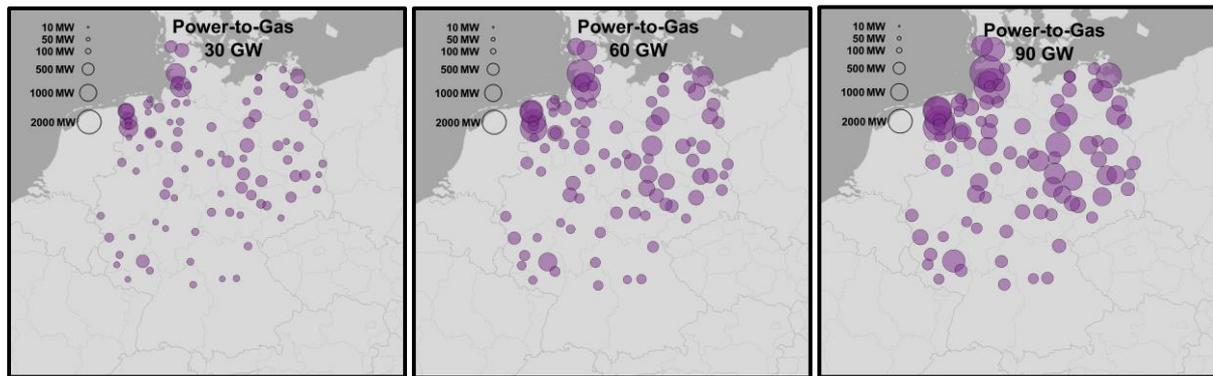


Abbildung 6: Regionale Verteilung der Power-to-Gas Anlagen für 30, 60 und 90 GW installierte Leistung

Abbildung 7 verdeutlicht, dass bei höheren PtG Durchdringungen die nodalen Strompreise seltener auf $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ fallen, da überschüssige Energie an das Gasnetz eingespeist werden kann.

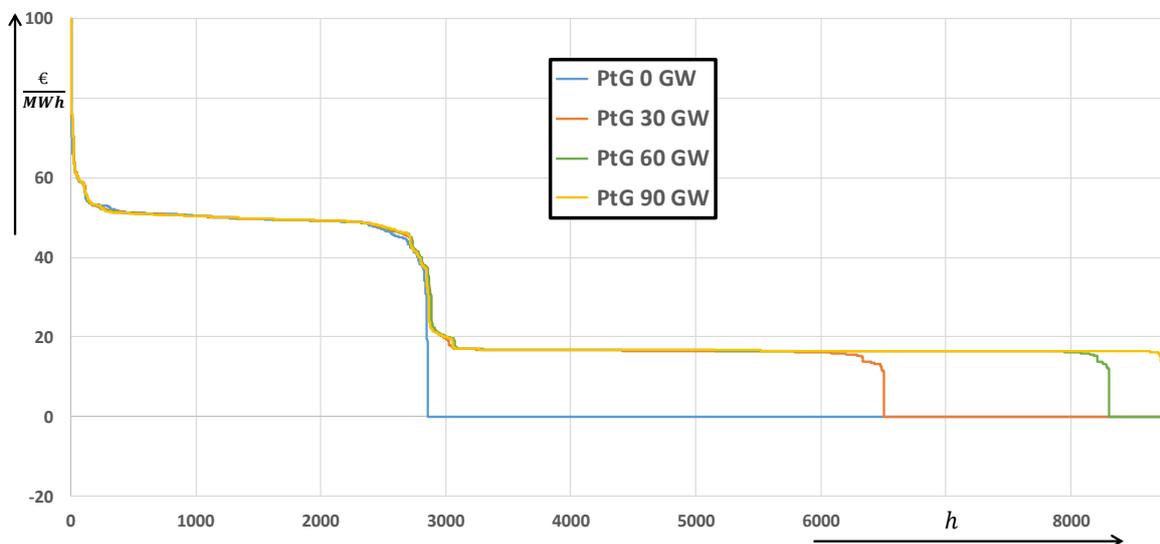


Abbildung 7 : Jahresdauerlinien der Durchschnitts nodalen Preise im Stromnetz

Solange die Überschussleistung die maximale Kapazität der PtG Anlagen nicht überschreitet und es nicht zu Engpässen kommt, liegen die Knotenpreise auf dem Niveau der nodalen Gaspreise multipliziert mit dem Wirkungsgrad der PtG Anlagen. Es kommt somit zu einer Kopplung der nodalen Strompreise an den nodalen Gaspreis. Die Ursache ist die Substitution von Gasimporten durch die PtG Einspeisung ins Gasnetz. Eine marginale Erhöhung der Stromnachfrage würde zum Wegfall dieser Substitution führen. Allerdings ist eine deutliche Sättigung dieses Effektes zu erkennen. Die ersten 30 GW PtG-Kapazität haben einen deutlich höheren Effekt als die zweiten und dritten, da die Netznutzungsfälle, in denen eine entsprechend höhere Umwandlungsleistung notwendig ist, abnimmt. In Abbildung 8 ist ein Boxplot über alle nodalen Preise im gesamten Jahr für die unterschiedlichen PtG Durchdringungen dargestellt. Insgesamt werden nicht nur, wie bereits aus den Durchschnittspreisen ersichtlich, Knotenpreise im Stromnetz von annähernd $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ reduziert, sondern auch Extrempreise im Stromnetz gesenkt. Dies resultiert aus dem gleichzeitigen Einsatz von PtG Anlagen und Gaskraftwerken zur Überbrückung eines Engpasses. Durch

diese Möglichkeit wird das Gefälle der nodalen Strompreise über den Engpass reduziert und somit maximale und minimale Knotenpreis in diesen Situationen angeglichen.

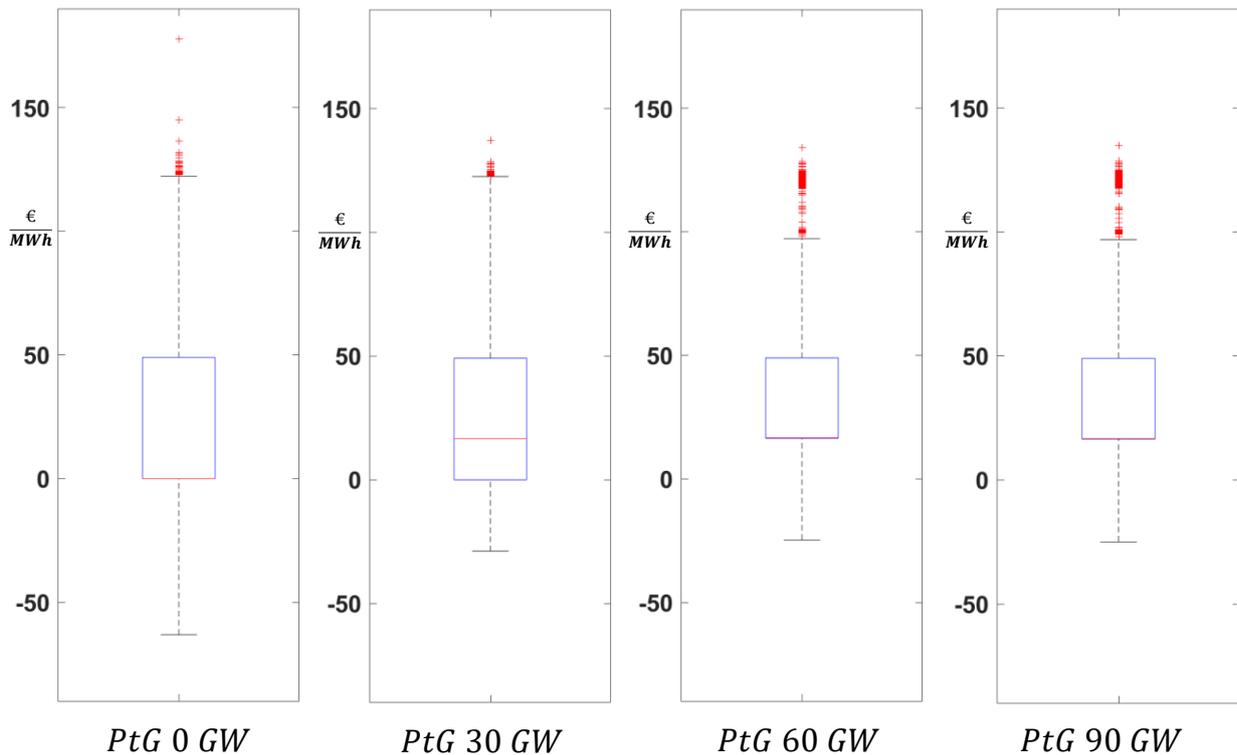


Abbildung 8: Boxplot aller nodalen Strompreis im gesamten Jahr

Im Gasnetz sinkt der Knotenpreis im Durchschnitt bei höherer PtG Durchdringung (vgl. Abbildung 9). Dies liegt in der Substitution teurerer Gasimporte begründet, welche die Versorgung zusätzlicher Last über flexible Importe mit geringeren Grenzkosten ermöglicht. Analog zu den Preisen im Stromnetz nimmt die Steigerung dieses Effektes mit zunehmender Durchdringung ab. Eine gesamtsystemische Kopplung des nodalen Gaspreises an die nodalen Strompreise tritt im Vergleich zum Kopplungseffekt der Stromknotenpreise nicht auf, da dazu eine vollständige Substitution aller Gasimporte notwendig wäre.

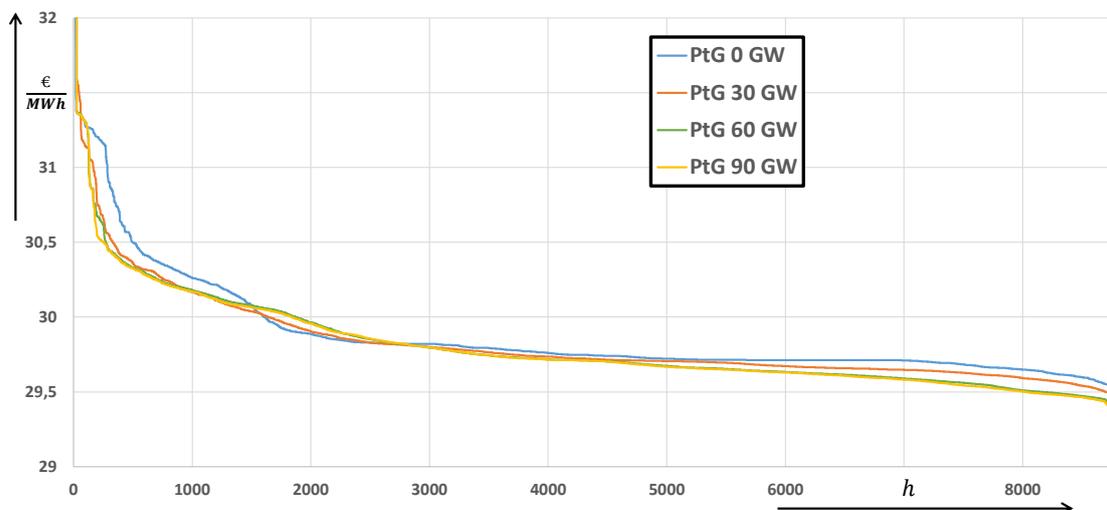


Abbildung 9: Jahresdauerlinien der durchschnittlichen nodalen Preise im Gasnetz

4 Fazit

Die Untersuchungen dieses Papers zeigen, dass sich das Konzept nodaler Preise auf das Gassystem erweitern lässt und Gasknotenpreise ähnlich zum Stromsystem einen Indikator für die Bewertung der Einspeisungs- und Netzsituation darstellen. Es kann gezeigt werden, dass Power-to-Gas Anlagen die durchschnittlichen Knotenpreise im Gassystem geringfügig absenken. Zudem können diese die Differenz der minimalen und maximalen nodalen Strompreisen in Engpasssituationen über das Gasnetz angleichen. Insgesamt sind die Knotenpreise der gekoppelten Netze voneinander abhängig. So kann der Einsatz von Gaskraftwerken zu steigenden Gasknotenpreisen führen. Der größte Nutzen von Power-to-Gas Anlagen zeigt sich in Situationen mit einem Überangebot erneuerbarer Energien. Solange die Kapazität der Power-to-Gas Anlagen nicht erschöpft ist, koppelt sich der nodale Strompreis wirkungsgradabhängig an den nodalen Gaspreis. Dieser nodale Strompreis indiziert in solchen Situationen, dass durch Power-to-Gas die ansonsten abgeregelte Energieeinheit wieder einen volkswirtschaftlichen Wert im Gesamtsystemkontext hat. Bei Netzengpässen im Gasnetz koppelt sich hingegen der nodale Gas- an den nodalen Strompreis. Allerdings zeigt sich eine Sättigung der aufgeführten Effekte bei Steigerung der Power-to-Gas Durchdringungen.

5 Referenzen

- [1] H. Weigt, "A Time-Variant Welfare Economic Analysis of a Nodal Pricing Mechanism in Germany," *Electricity Market Working Paper No. EM-11*, Dresden, 2006.
- [2] M. Nobis, A. Blank, A. Schnettler, "Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-To-Gas," *15. Symposium. Energieinnovation*, Graz, 2018
- [3] C. Breuer, A. Moser, "Optimierte Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel," *9. Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2015
- [4] C. Maurer, C. Zimmer und L. Hirth, "Nodale und Zonale Strompreissysteme im Vergleich," Consentec GmbH, Neon Neue Energieökonomik GmbH, Berlin, 2018
- [5] B. M. Balmat, A. M. DiCaprio, "The PJM Energy Market (US)," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, Vol. 2*, pp. 1479-1481, 2002
- [6] CDU, CSU und SPD Bundestagsfraktionen, "Koalitionsvertrag 19. Legislaturperiode," Berlin, 2018.
- [7] T. Overbye, X. Cheng, Y. Sun, "A Comparison of the AC and DC Power Flow Models for LMP Calculations," *37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004.
- [8] Übertragungsnetzbetreiber Deutschland, "Grundsätze der Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes," Berlin, 2018.
- [9] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "ENTSO-E Transmission System Map," 05 Januar 2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.entsoe.eu/data/map/>. [Letzter Zugriff am 05 Januar 2020]
- [10] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), "ENTSOG Transparency," 05 Januar 2020. [Online]. Verfügbar: <https://transparency.entsog.eu/>. [Letzter Zugriff am 05 Januar 2020]
- [11] J. Rövekamp, „Transportnetzberechnung zur Feststellung der Erdgasversorgungssicherheit in Deutschland unter regulatorischem Einfluss,“ *Dissertation Technische Universität Clausthal*, Clausthal, 2014.
- [12] Deutsche Energie-Agentur "Leitstudie: Integrierte Energiewende," Berlin, 2018