

Power-to-Heat in Fernwärmenetzen zur Entlastung des Übertragungsnetzes

Felix Böing, Alexander Murmann, Andreas Bruckmeier, Christoph Pellingner

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München

Tel.: +49 (0) 89 158121-59

E-Mail: fboeing@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Motivation

Mit dem Voranschreiten der Energiewende in Deutschland ändert sich die regionale Struktur der Stromerzeugung deutlich. Spätestens mit dem Atomausstieg wird sich in Deutschland ein Großteil der Energieerzeugung auf Anlagen im windreichen Norden des Landes konzentrieren. Bei einer tendenziell gleichbleibenden Verortung des elektrischen Verbrauchs stellt dieser Strukturwandel insbesondere für das Übertragungsnetz eine große Herausforderung dar. Eine mögliche Antwort darauf liefern die Netzausbauprojekte des Netzentwicklungsplans (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt als klassische Wechselstromfreileitung oder als Gleichstromerdverkabelung. Auf Grund zahlreicher umweltwirksamer Eingriffe beim Trassenaus- und -neubau ist die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Projekte niedrig. Eine Maßnahme zur Verringerung des elektrischen Transportbedarfs zu Zeiten hoher Winderzeugung kann die Technologie „Power-to-Heat“ (P2H) darstellen.

Mittels Elektrodenheizkesseln oder Heizschwertern kann EE-Strom in emissionsfreie Wärme umgesetzt werden. Bei einem zeitlich und räumlich auf die Auslastung des Übertragungsnetzes abgestimmten Einsatz dieser Technologie tritt ein netzentlastender Effekt ein. Zur Förderung dieses netzdienlichen Betriebes der P2H-Technologien ist das heutige Marktdesign, welches einen Strompreis „auf der Kupferplatte Deutschland“ ausweist, nur bedingt geeignet.

Inwiefern eine regionale Preisbildung einen netzdienlichen Betrieb von P2H in Fernwärmenetzen anreizen kann und welche Potenziale zur Netzentlastung durch diese Technologie zu erwarten sind, wird in der vorliegenden Arbeit untersucht. Die Untersuchungen sind dabei ein Teil der FfE-Aktivitäten im Rahmen des

Forschungsvorhabens C/Sells¹, in dessen Kontext unter anderem die Systemrückwirkungen von zellulären, regional angereizten Flexibilitätsoptionen analysiert werden.

Methodik

Die grundlegende Methodik besteht aus der schrittweisen Anwendung eines Energiesystemmodells und der anschließenden Gegenüberstellung der Ergebnisse aus den jeweiligen Simulationsläufen. Je nach Ausgestaltung der mathematischen Modellformulierung werden unterschiedliche Fragestellungen beantwortet. Durch eine sequenzielle Aneinanderreihung der Berechnungsläufe können verschiedene Analysen, wie z.B. die Übertragungsnetzzrückwirkungen eines marktbasierten P2H-Einsatzes im Vergleich zu einem netzdienlichen Einsatz, durchgeführt werden.

Das verwendete Energiesystemmodell ISAaR („Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung“) basiert auf der Grundlage der linearen Optimierung. Für eine detaillierte Beschreibung der Eingangsdaten und der mathematischen Formulierung der Strommarktmodellierung sei auf [1] und [2] verwiesen. Die Datenbasis zur Abbildung von Fernwärmebedarfen der öffentlichen Versorgung oder zur Wärmeversorgung industrieller Anwendung ist dort ebenfalls beschrieben.

Neben einer klassischen Einsatzplanung („Dispatch“) eines Jahres in stündlicher Auflösung ist das Modell ISAaR um eine netzknotenscharfe Abbildung des europäischen Höchstspannungsnetzes im Kontext des Projekts MONA 2030 „Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030“² erweitert worden. Die Modellierung des elektrischen Lastflusses erfolgt in Form einer DC-Approximation, dem sogenannten PTDF³-Verfahren. Inwiefern diese Näherung für die durchgeführten Untersuchungen ausreichend ist und inwieweit der modellbedingte Fehler bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen ist, wird in [3] dargelegt. An dieser Stelle ist herauszugreifen, dass eine Validierung anhand historischer Daten gezeigt hat, dass hinsichtlich der geographischen Verortung von Übertragungsnetzengpässen eine große Deckung zwischen Modell und Realdaten erreicht werden kann, während die absolute Höhe der daraus resultierenden Engpassmanagementmaßnahmen in Realität um ca. 30 % [3] über den simulierten

¹ C/Sells wird im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 03SIN121). www.ffe.de/csells

² MONA 2030: „Merit Order des Netzausbaus im Jahr 2030“ wird im Rahmen des Förderprogramms „Zukunftsfähige Stromnetze“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert (Förderkennzeichen: 03ET4015). www.ffe.de/mona

Werten liegen. Zur Bewertung des netzoptimierenden Effekts von P2H im Übertragungsnetz wird die in Abbildung 1 schematisch dargestellte ISAR-Modellkonfiguration angewandt.

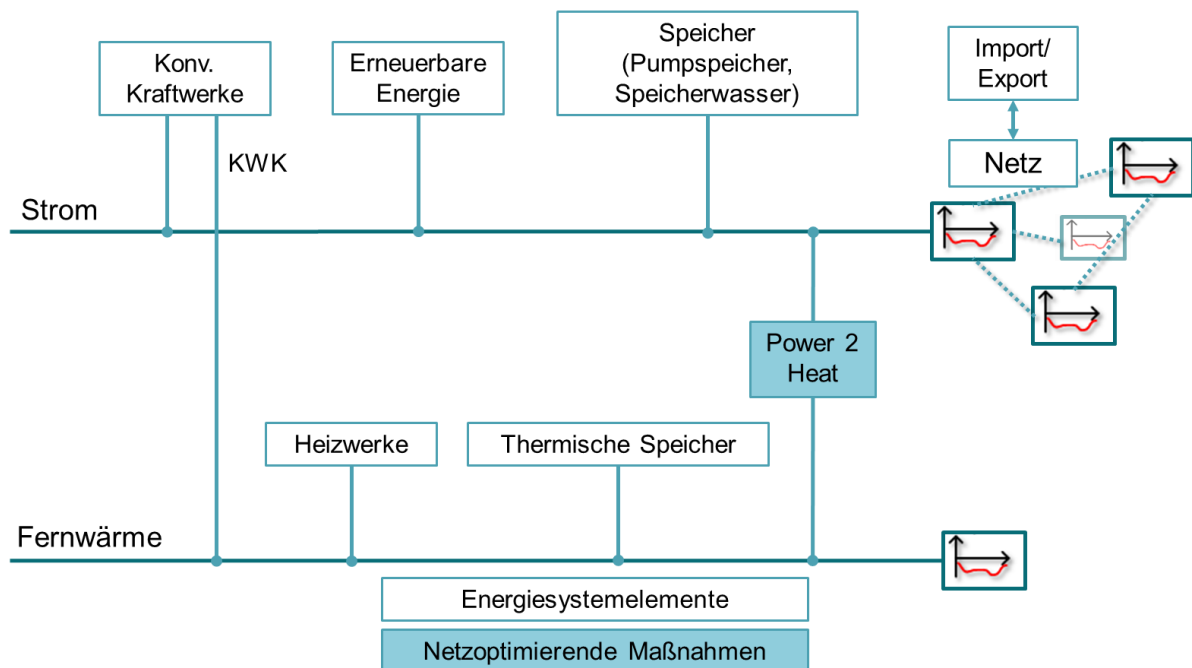


Abbildung 1: ISAR-Modellkonfiguration zur Bewertung von P2H als netzoptimierende Maßnahme

Zur Fernwärmeversorgung stehen neben der blockscharfen Einspeisung von KWK-Kraftwerken die Heizwerke entsprechend der AGFW-Hauptberichte (siehe [4]) zur Verfügung. Die heute bestehenden thermischen Speicher in Fernwärmenetzen sind ebenfalls berücksichtigt. Eine optimierte Ausbauplanung dieser Anlagen für das Jahr 2030 ist nicht Bestandteil der Analysen. Eine kombinierte Betrachtung von P2H-Anlagen mit thermischen Speichern in Fernwärmenetzen und deren Rückwirkung auf das Übertragungsnetz stellt eine Fragestellung mit hohem Forschungsbedarf dar. Sowohl KWK-Kraftwerke, als auch P2H-Anlagen könnten flexibler betrieben werden und damit häufiger netzentlastend wirken. Die Volllaststunden der P2H-Anlagen würden steigen. Da die Einsatzoptimierung und vor allem die Ausbauplanung von Speichern (thermisch und elektrisch) in Energiesystemmodellen als sehr rechenintensiv gelten, würde eine Kopplung mit den ebenfalls ressourcenhungrigen Übertragungsnetzsimulationen zu sehr langen Rechenzeiten führen. Die zukünftige

³ PTFD: „Power Transfer Distribution Factors“

Forschung könnte sich mit einer Komplexitätsreduktion oder einem iterativen Verfahren zur Rechenzeitverkürzung beschäftigen.

Für die Bewertung des netzentlastenden Effekts wird das Übertragungsnetz des Jahres 2030 mit den Projekten des Start- und Zubaunetzes des NEP 2015 berücksichtigt. Damit wird ein Netz, das aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2025 eine engpassfreie Stromübertragung gewährleistet, für das Jahr 2030 angesetzt. Die Motivation hinter dieser Annahme ist zum einen, dass damit der momentan verzögerte Netzausbau antizipiert wird, und zum anderen, dass Engpässe in den Simulationen auftreten, um anschließend den netzentlastenden Effekt von P2H-Elementen untersuchen zu können. Das daraus resultierende Netz ist in Abbildung 2 dargestellt.

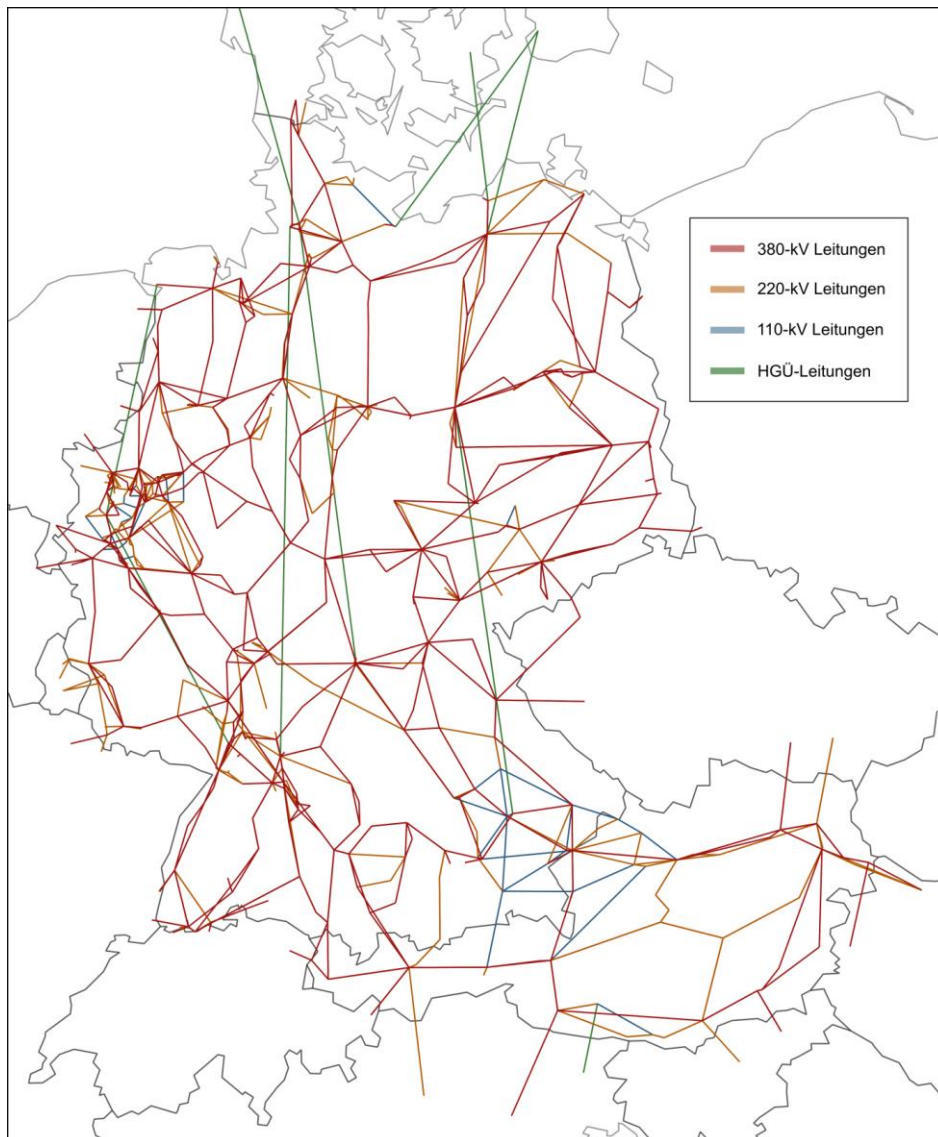


Abbildung 2: Übertragungsnetzmodell im Deutsch/österreichischen Marktgebiet [3]

Für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE), der elektrischen Last und den Brennstoff-/Zertifikatspreisen bis in das Jahr 2030 sei auf die Daten in Tabelle 1 und dem dazugehörigen Szenario-Prozess in [5] verwiesen. Die nachfolgenden Analysen stellen für das Jahr 2030 den Einsatz von P2H in den beiden Szenarien „Standard“ und „Klimaschutz“ gegenüber. Neben den unterschiedlichen Durchdringungen mit Erneuerbaren Energien, die zu einem Anteil von 61 % bzw. 75 % am Verbrauch führen, sind die unterschiedlichen Betriebskosten für Kraft- und Heizwerke aufgrund von Zertifikats- und Brennstoffpreise hervorzuheben.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenario-Mantelzahlen für die betrachteten Szenarien, in Anlehnung an [5].

Parameter	Einheit	Stand 2015	2030 (Szenarien)		
			Standard	Klimaschutz	
CO ₂ -Preise	€/t	7,6	30,0	60,0	
Brennstoffpreise					
Rohöl	€/MWh _{th}	35,9	52,4	60,3	
Erdgas		21,8	28,8	32,2	
Steinkohle		8,8	9,5	10,7	
Braunkohle		1,5	1,5	1,5	
Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke					
Gesamt	GW _{el}	87,0	59,0 (ohne Reservekraftwerke)		
Installierte Leistung Erneuerbarer Energien					
Wind onshore	inst. Leistung	GW _{el}	41,2	58,5	68,5
	Volllaststunden Bestand / Zubau	h/a	1.700 / -	1.700 / 2.650	1.700 / 3.000
Wind offshore	inst. Leistung	GW _{el}	3,4	15,0	
	Volllaststunden	h/a	3950		
Photovoltaik	GW _{el}	39,3	76,8	116,8	
EE-Gesamt Energiemenge	TWh	190	304	381	
Verbrauch					
elektrische Last	TWh	554	499	508	
Spitzenlast	GW	k.A.	82,7	83,9	
Anteil Erneuerbarer am Verbrauch			61 %	75 %	

Wie eingangs beschrieben, kommt ein wesentlicher Bestandteil der Schlussfolgerungen, die aus den Berechnungsläufen gezogen werden können, durch den Vergleich und die Aneinanderreihung von Simulationen zu Stande. In Abbildung 3 ist diese Sequenzierung, wie sie auch im Rahmen des Projekts MONA in [6] angewandt wurde, dargestellt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass trotz des Fokus auf das deutsch/österreichische Marktgebiet eine vollständige europäische

Markt- und Netzsimulation durchgeführt wird. Dieses Vorgehen hat zum Ziel, dass eine Berücksichtigung der Im- und Exportströme basierend auf dem „Flow-based market coupling“ stattfindet und damit die Netzbelastung sowohl aufgrund des Stromhandels, als auch durch Ringflüsse und Transitströme abgebildet wird. Durch die jeweilige Konfiguration der Berechnungsläufe kann ein Vergleich zwischen einer Marktsimulation ohne P2H-Einsatz (DA-Ma, Abbildung 3) und mit P2H-Einsatz (DA-Ma-P2H) ebenso gezogen werden, wie zwischen den Übertragungsnetzauswirkungen eines marktbasierten P2H-Einsatzes (DA-No-Ma-P2H) und einem netzdienlichen P2H-Einsatz (DA-No-P2H). Die Bestimmung des netzdienlichen P2H-Einsatzes geht dabei auf einen Ansatz zurück, der auch als „Nodal-Pricing“ bekannt ist. Der Einsatz aller modellierten Erzeugungseinheiten (siehe Abbildung 1) findet unter Beachtung der Übertragungsnetzrestriktionen statt, da sich diese Restriktionen im simulierten, netzknotenscharfen Strompreis wieder spiegeln. Jeglicher Einsatz von P2H-Elementen ist daher im Falle von Engpässen netzdienlich, da eine Netzüberlastung modellbedingt ausgeschlossen wird. Für AC-Freileitungen gilt eine max. Betriebsobergrenze von 70 % der thermischen Grenzleistung, was einen n-1-sicheren Betrieb antizipiert ([3], [7] und [8]).

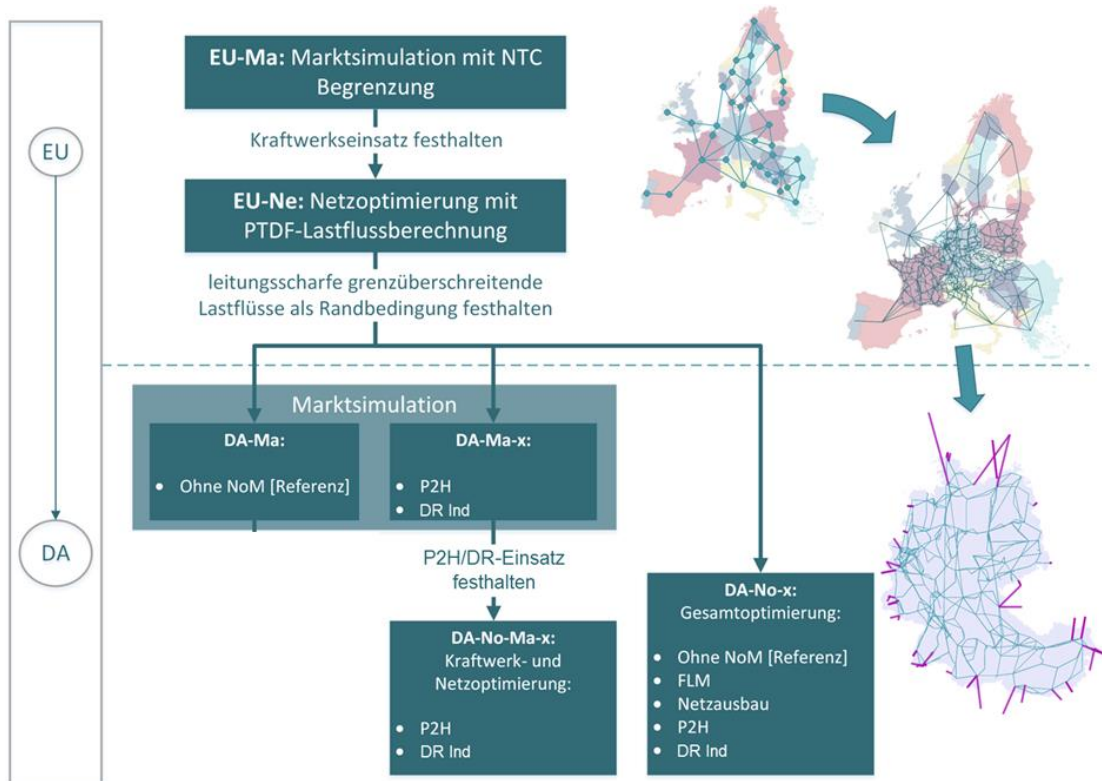


Abbildung 3: Sequenzierung der Berechnungsläufe, in Anlehnung an [6]

Für die vorliegende Analyse der netzentlastenden Wirkung von P2H werden zwei Szenarien mit unterschiedlichen Durchdringungsstufen der installierten elektrischen P2H-Leistung aufgestellt. Für die erste Stufe werden P2H-Anlagen mit einer Leistung von $9,1 \text{ GW}_{\text{el}}$ angesetzt. Dies beruht auf der vereinfachenden Annahme, dass die großen deutschen Fernwärmenetze im Jahr 2030 P2H mit einem Anteil von 25 % ihrer installierten Anschlussleistung einsetzen und nur Anlagen größer 100 MW in den Simulationen berücksichtigt werden. Davon sind 5,7 GW an Fernwärmenetzen der öffentlichen Versorgung verortet. 3,4 GW werden zur Bereitstellung von Wärme im industriellen Kontext angenommen. Dieses Verhältnis entspricht den optimierten Zubauleistungen für das Jahr 2030 nach [1]. Die zweite Durchdringungsstufe berücksichtigt eine P2H-Leistung von 50 % der Anschlussleistung der Fernwärmenetze, wobei nur Anlagen größer als 150 MW Eingang in die Modellierung finden. Dies resultiert in 21 GW installierter P2H-Leistung.

Was die Modellierung der Wärmebedarfsseite betrifft, werden die in Abbildung 4 dargestellten deutschen Netzregionen als „thermische Kupferplatte“ betrachtet. Innerhalb einer solchen Region entstehen keine Wärmenetzrestriktionen, wodurch alle Wärmeerzeuger (KWK-Kraftwerke, P2H-Anlagen, Heizwerke) einer Region die Wärmelast der Region decken können. Zwischen den einzelnen Regionen ist kein Wärmetransport möglich [3].

Für das Jahr 2030 werden Investitionskosten in Höhe von 100.000 €/MW, Betriebskosten (pro Jahr) von 0,1 % der Investitionskosten, eine Laufzeit von 50 Jahren und ein Zinssatz von 6 % berücksichtigt [9]. Die Betriebskosten enthalten keine Kosten für den Strombezug, auch Erlöse seitens der Wärmebereitstellung sind nicht modellexogen vorgegeben. Diese ergeben sich aus den Opportunitäten zur Strom- und Wärmebereitstellung, die im Rahmen der optimierten Einsatzplanung in der Simulation ermittelt werden. Da es sich bei den Berechnungsläufen um eine Optimierung der Gesamtkosten handelt, sind keine Abgaben, wie beispielsweise Netzentgelte, für den Strombezug von P2H-Anlagen hinterlegt. Inwiefern diese Kostenbestandteile die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen beeinträchtigen würde, wird in [2] gezeigt. Die Annuität der Anlageninvestition beträgt 6.344 €/MW/a. Für die hier betrachteten P2H-Anlagen in der ersten Durchdringungsstufe entspricht dies 58,0 Mio. €/a, in der zweiten Stufe resultiert die angenommene Durchdringung in einer Annuität von 133,2 Mio. €/a.

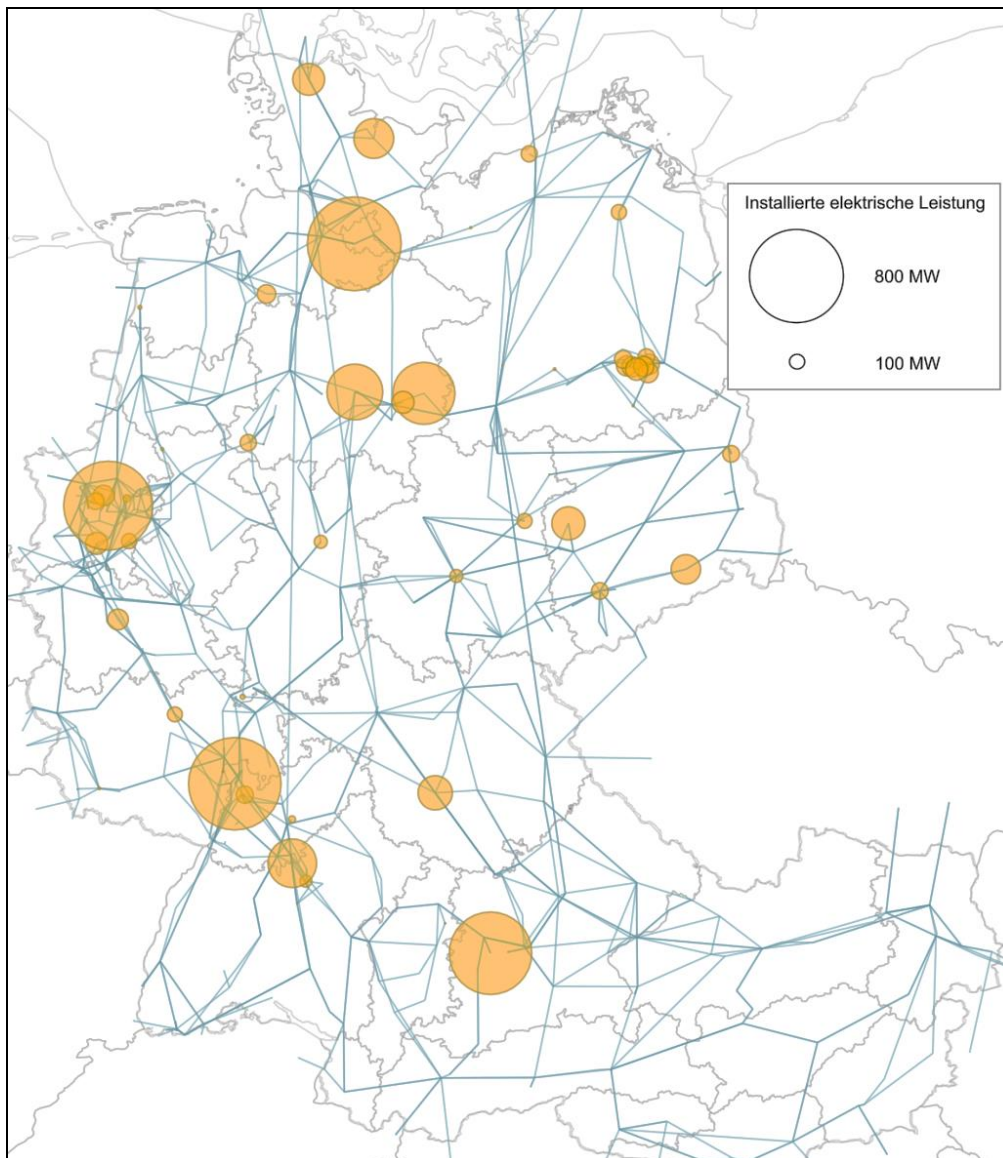


Abbildung 4: Regionale Verteilung der angenommenen P2H-Leistungen in Stufe 1 [3]

Mit Blick auf die in Abbildung 4 dargestellte regionale Verteilung der P2H-Anlagen wird eine grundsätzliche Annahme der Regionalisierungsmethodik offensichtlich: Es findet keine Ausbauplanung unter Berücksichtigung von Übertragungsnetzrestriktionen statt. Damit werden auch aktuell umgesetzte Regulatorien, die einen Ausbau von Anlagen in Netzausbaubereichen nach § 13 Absatz 6a EnWG anreizen [10], nicht in der regionalen Verteilung der Anlagen wiedergespiegelt. Dies ist durch den begrenzten Zeitraum der Gültigkeit der Netzausbaubereiche bis 2020 [11] zu begründen. Zudem ist eine Untersuchung des womöglich netzbelastenden Effekts von P2H-Anlagen im Süden ebenfalls Teil der Betrachtung.

Ergebnisse

Die Analyse der Berechnungsergebnisse ist in die Teile „Markt“ und „Netz“ untergliedert: Zunächst werden die Auswirkungen der P2H-Integration auf die Strompreise, die Marktwerte von EE-Strom und die marktbedingte Abregelung untersucht. Anschließend wird der marktgetriebene dem netzdienlichen P2H-Einsatz gegenübergestellt.

Markt

In der angewandten linearen Optimierung findet eine Minimierung der Gestehungskosten zur Strom- und Wärmebereitstellung statt. Damit entsprechen die sich ergebenden, simulierten stündlichen Grenzkosten Stromgroßhandelspreisen, die sich in einem perfekten Markt einstellen würden. Bei der nachfolgenden Darstellung von „Strompreisen“ sei daher darauf verwiesen, dass die Grundlage eine Modellierung von Kosten und nicht von Preisen darstellt, welche wiederum durch Bieterverhalten etc. in Realität abweichen. Durch den alleinigen, kostenoptimalen Betrieb der P2H-Anlagen findet eine Anhebung des Strompreises zu Zeiten besonders niedriger Preise aufgrund der durch P2H erhöhten Stromnachfrage statt. Die Einsparungen auf Seiten der Opportunitäten zur Wärmeerzeugung (über-)kompensieren diese Steigerung der mittleren Stromgestehungskosten jedoch. Analysen in [1] haben ergeben, dass die Wärmegestehungskosten eines Heizwerkes mit Gaskessel oftmals die grenzkostensetzende Opportunität zum P2H-Betrieb darstellt. Die resultierende Erhöhung des mittleren Strompreises durch eine Hinzunahme von 9,1 GW P2H-Anlagen liegt im Szenario *Standard* bei 1,0 €/MWh (von 56,7 auf 57,7 €/MWh) und im Szenario *Klimaschutz* bei 1,7 €/MWh (von 69,7 auf 71,4 €/MWh).

Inwiefern der P2H-Betrieb zu einer verbesserten Integration Erneuerbarer Energien beiträgt, lässt sich zum einen an der durch P2H reduzierten Abregelung (siehe Abbildung 6) und zum anderen durch den gesteigerten Marktwert der Erneuerbaren Energien durch P2H (siehe Abbildung 5) ableiten.

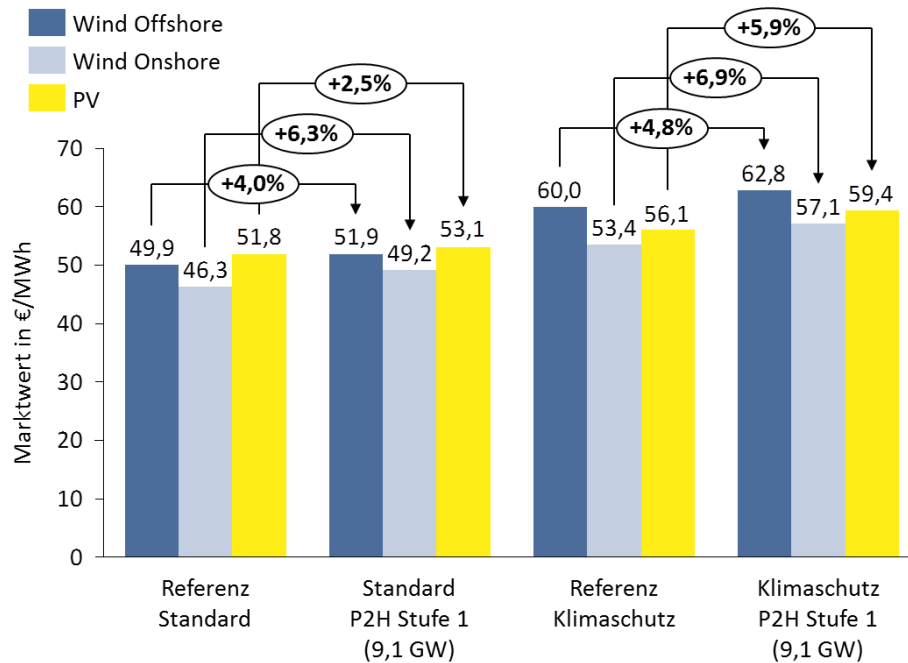


Abbildung 5: Steigerung der Marktwerte Erneuerbarer Energien durch die Integration von 9,1 GW P2H-Anlagen

Die relative Steigerung des Marktwerts aller EE-Typen liegt im Szenario *Klimaschutz* etwas höher. Dies ist durch die höheren Abregelungsraten im Referenzfall zu erklären, die durch den P2H-Einsatz stark reduziert werden können. Auffällig ist zudem, dass bereits im Referenzfall des Szenarios *Klimaschutz* der Marktwert von PV hinter dem von Wind-Offshore liegt. Mit Blick auf Tabelle 1 wird ersichtlich, dass dies mit der relativ hohen PV-Durchdringung in diesem Szenario zu erklären ist. Dementsprechend wird auch im Referenzlauf ein höherer Anteil PV-Erzeugung abregelt, der wiederum durch P2H integriert werden kann und damit den Marktwert von PV verhältnismäßig stärker anhebt (+5,9 %) als im Szenario *Standard* (+2,5 %). Der simulierte Betrieb der P2H-Anlagen führt in Stufe 1 zu einer Verringerung der marktbedingten Abregelung aller EE-Anlagen um ca. 50 – 80 % (siehe Abbildung 6).

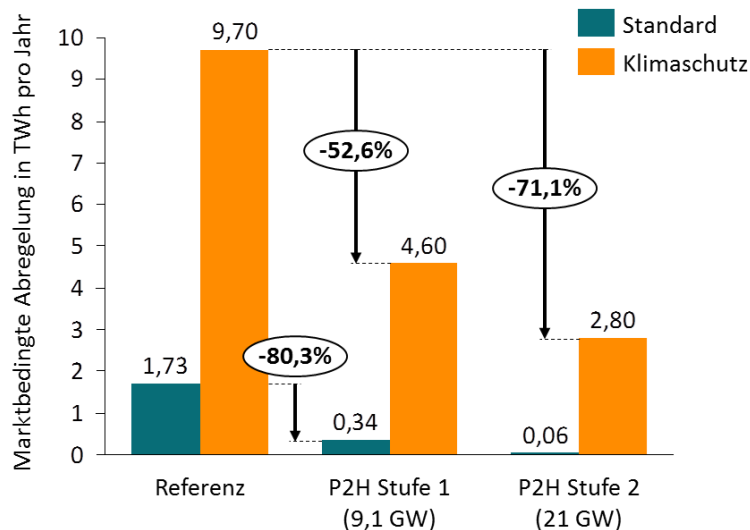


Abbildung 6: Gegenüberstellung der marktbedingten EE-Abregelung

Eine marktbedingte Abregelung kommt zu Zeitpunkten negativer Residuallasten, vollständig ausgelasteter Grenzkuppelkapazitäten und maximaler Nutzung aller Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, zu Stande. Die Integration von 21 GW P2H-Leistung führt im Szenario *Klimaschutz* (75 % EE am Verbrauch) zu einer nennenswerten Reduktion der marktgetriebenen Abregelung um 71 %. Im Szenario *Standard* (61 % EE) ist bereits mit P2H-Stufe 1 die auftretende Abregelung nahezu vollständig reduziert. Die Volllaststunden der Anlagen liegen im Bereich von 260 h (*Standard*, Stufe 2) bis 760 h (*Klimaschutz*, Stufe 1). Diese Ergebnisse zeigen zum einen, dass zusätzliche Flexibilitäten im zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle bei der Integration Erneuerbarer Energien spielen. Und zum anderen wird ersichtlich, welche Leistungsgrößen der P2H-Anlagen zur EE-Integration bei den jeweiligen EE-Durchdringungen nötig wären.

Netz

Wie in Abbildung 3 gezeigt, werden die Netzurückwirkungen der beiden P2H-Einsatzmöglichkeiten „marktgetrieben“ und „netzdienlich“ miteinander verglichen. In Abbildung 7 findet dieser Vergleich hinsichtlich der Kenngrößen Reduktion von markt- und netzbedingter Abregelung, Emissionsreduktion und Reduktion der Gesamtkosten statt. Dabei repräsentiert jede abgebildete Blase das Ergebnis eines Berechnungslaufes im Vergleich zum jeweiligen Referenzlauf (*Klimaschutz* und *Standard*), der keine P2H-Anlagen berücksichtigt.

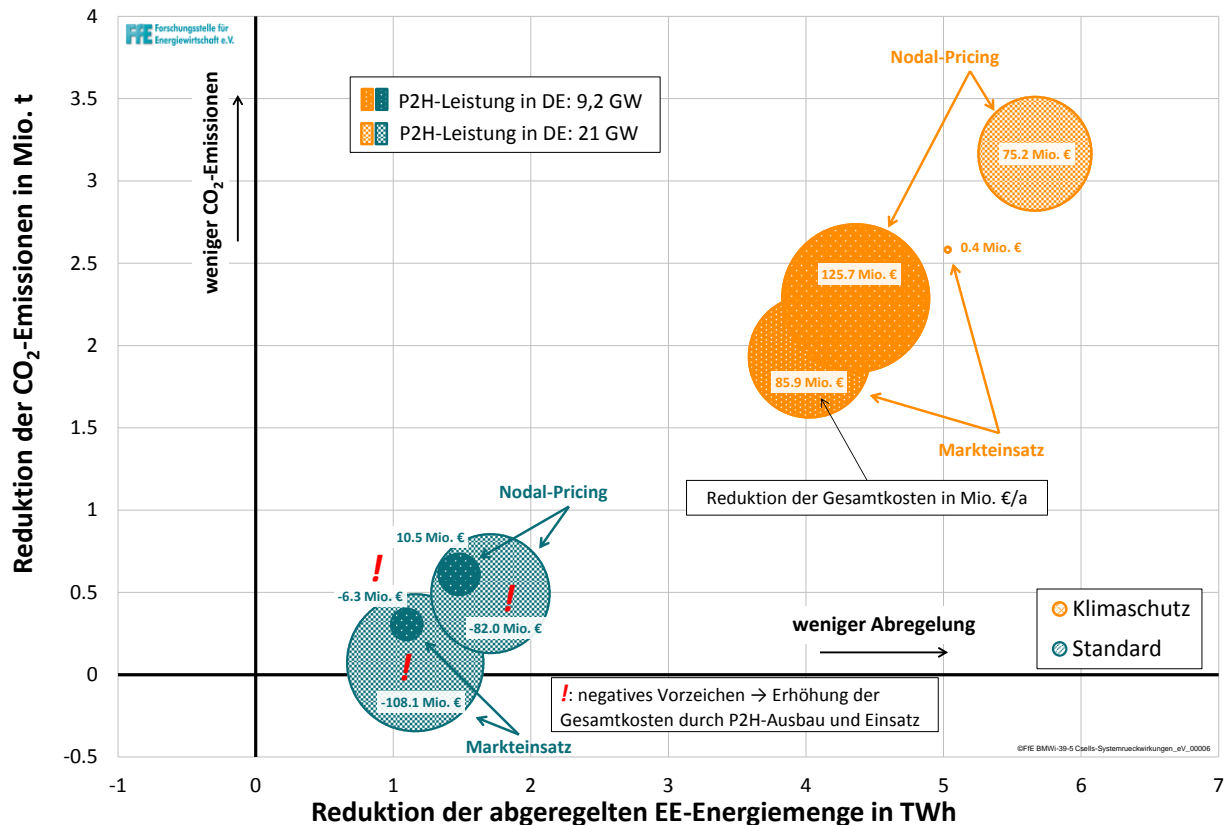


Abbildung 7: Emissionen, Gesamtkostenreduktion und Integration von EE in den betrachteten Szenarien und Marktdesigns

Es wird ersichtlich, dass Stufe 2 im Szenario *Standard* unter Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit (Blasengröße, inkl. Vorzeichen) eine Überdimensionierung der installierten P2H-Leistungen darstellt: Die annuitätischen Kosten übersteigen die Kostenreduktionen, welche auf Seiten der Strom- und Wärmebereitstellung erreicht werden können. Auch Stufe 1 steht im Szenario *Standard* an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Diese kann nur erreicht werden, wenn ein netzdienlicher („Nodal-Pricing“) Betrieb der Anlagen stattfindet. Ansonsten führt der Markteinsatz der P2H-Anlagen zu Netzengpässen, die wiederum durch Redispatch-Einsätze beseitigt werden müssen. Es würde dann konventionell erzeugter Strom zur Aufrechterhaltung des P2H Betriebs von Anlagen an – aus Netzsicht ungünstigen – Standorten erzeugt werden. Dieses Verhalten wird auch durch die geringeren Emissionsminderungen des P2H-Markteinsatzes deutlich. Des Weiteren ist im Kontext der Emissionen festzustellen, dass im Szenario *Klimaschutz* in allen Berechnungen deutliche Reduktionen erreicht werden können. Die zur reduzierten Abregelung proportionale Emissionsminderung legt den Rückschluss nahe, dass dies durch eine zusätzliche Integration von EE-Strom erreicht werden kann. Das

Szenario *Standard* weist hier ein abweichendes Verhalten auf: Hier bleiben die Emissionen in etwa konstant, da sich die durch P2H integrierten emissionsfreien Erneuerbaren mit den – ebenfalls durch P2H – „am Netz gehaltenen“ fossilen, unflexiblen Kohlekraftwerken in etwa die Waage halten. Die regionale Verteilung des in Wärme umgesetzten P2H-Stroms der beiden Einsatzmöglichkeiten „marktgetrieben“ und „netzoptimiert“ zeigt in Abbildung 8 sehr anschaulich, welche Unterschiede sich durch die Netzengpässe im Einsatz ergeben.

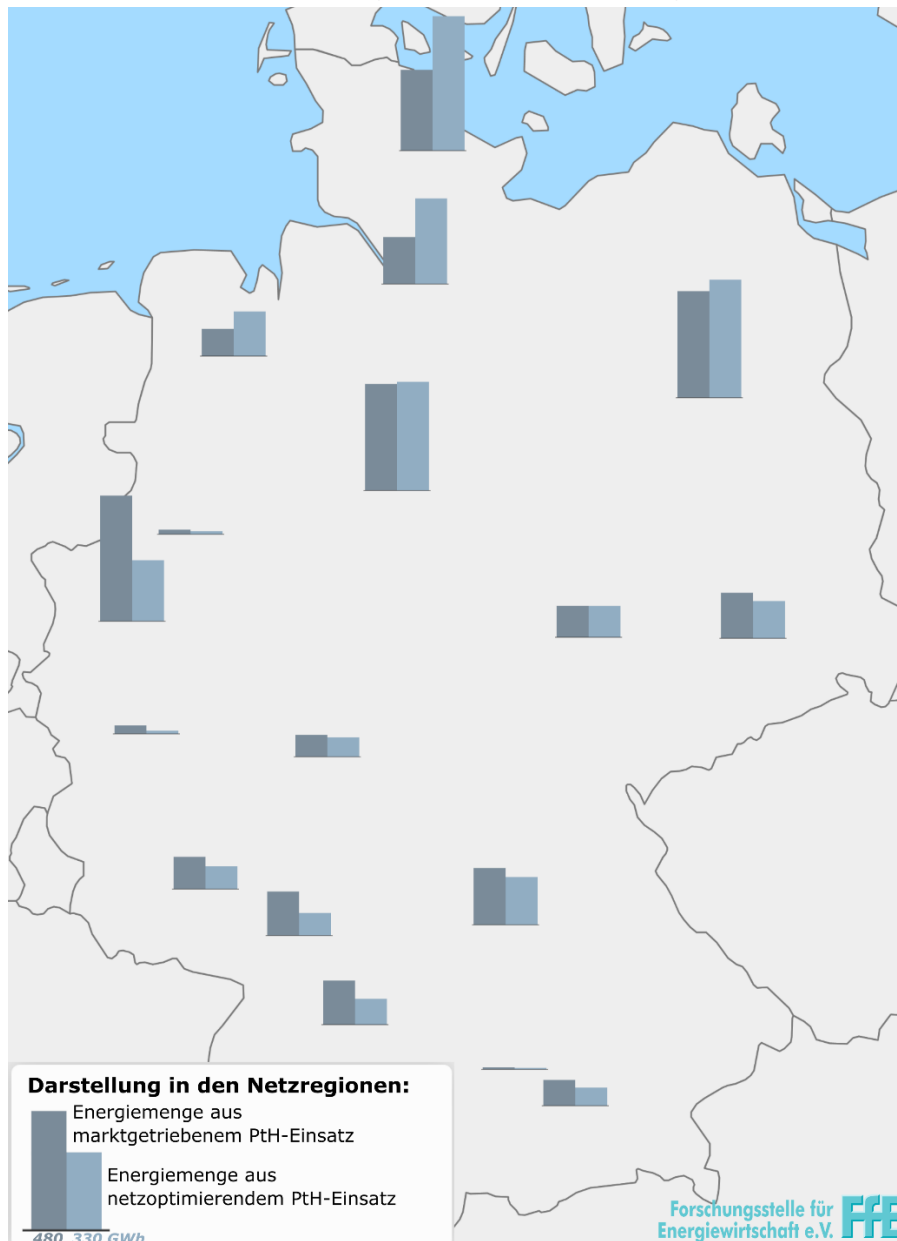


Abbildung 8: Regionaler Vergleich der durch Power2Heat umgesetzten elektrischen Energie bei einem marktgetriebenem und einem netzoptimierenden („Nodal-Pricing“) Einsatz, installierte P2H-Leistung: 9,1 GW (Stufe 1), Szenario Standard [6]

Der Vergleich der umgesetzten Energie offenbart, dass die „nodalen“ Preise, sprich die Strompreise an den Übertragungsnetzknotten, im Nord-Osten oftmals unterhalb der Preise im Süd-Westen liegen. Diese Verschiebung im netzdienlichen P2H-Betrieb verdeutlicht, dass die Netzengpässe zu einer diagonalen Aufteilung der Bundesrepublik führen. Die Höhe der Balken zeigt darüber hinaus, dass diese Engpässe nicht dauerhaft auftreten, sondern nur in einem begrenzten Maße eine Abweichung von einem Betrieb nach „Kupferplatte“ verursachen.

Zusammenfassung

Der Vergleich der beiden Szenarien *Standard* und *Klimaschutz* verdeutlicht, dass die Notwendigkeit regulatorischer Eingriffe zur Gewährleistung eines systemdienlichen P2H-Betriebs und Ausbaus von mehreren Faktoren abhängt. Abbildung 9 zeigt dazu eine vereinfachte Darstellung der Wirkrichtungen der untersuchten Entwicklungen.



Abbildung 9: Wirkrichtungen der untersuchten Entwicklungen hinsichtlich der Notwendigkeit eines regulatorisch eingeschränkten P2H-Einsatzes und Ausbaus

Ein regulatorischer Eingriff ist dann anzudenken, wenn sich durch einen Ausbau und Betrieb von P2H die Systemgesamtkosten erhöhen oder die dekarbonisierende Wirkung von P2H ausbleibt. Letzteres wird in [2] analysiert, wo gezeigt werden konnte, dass die Optimierung des konventionellen Anlagenparks durch einen marktbasiernten P2H-Einsatz zwar zu einer Reduktion der Systemgesamtkosten, allerdings auch zu einer Erhöhung der Emissionen führen kann. Hier steht aus Emissionssicht die Nutzung der Flexibilitäten von P2H zur Vermeidung von Anfahrvorgängen oder Teillastzuständen emissionsintensiver Kraftwerke der Integration von EE-Strom entgegen.

Werden die Grenzen des untersuchten Systems erweitert und die Dimension des Übertragungsnetzes in die Betrachtung miteinbezogen, so ergibt sich daraus eine weitere Option für einen systemdienlichen P2H-Einsatz: Durch eine marktbasiertere Erhöhung der elektrischen P2H-Last zu Zeitpunkten hoher EE-Erzeugung, kann EE-Strom in Fernwärme umgesetzt und das Übertragungsnetz potentiell entlastet werden. Dass diese Wirkweise jedoch nur eingeschränkte Gültigkeit besitzt, wird an den durchgeführten Untersuchungen ersichtlich. So zeigen die Ergebnisse in Abbildung 7, dass in Szenario *Standard* (niedriger EE-Anteil, geringe EE-Überschüsse und inhomogene räumliche EE-Verteilung) eine netzdienliche Fahrweise von P2H anzureizen ist. Wird dies nicht umgesetzt und der P2H-Einsatz erfolgt marktbasiertere, so kann dies in einem nicht engpassfreien Netz zu einer Erhöhung der Netzauslastung und damit zu einer Steigerung der Engpassmanagementmaßnahmen führen. Diese erhöhen die Systemgesamtkosten.

Bei einem insgesamt hohen EE-Anteil und zudem regional homogener verteilten EE-Leistungen, wie im untersuchten Szenario *Klimaschutz*, ist bereits aus Marktsicht ausreichend überschüssiger EE-Strom vorhanden, der durch P2H auch lastnah integriert werden kann. Findet nun bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen eine Steigerung der installierten P2H-Leistung statt, so sinkt die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems wiederum aufgrund durch P2H verursachter Netzengpässe (siehe Markteinsatz, Stufe 2, Szenario *Klimaschutz* in Abbildung 7). Ein optimales Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetz und P2H ist nur bei einem Marktdesign nach „Nodal-Pricing“, bei dem alle Netzengpässe im „nodalen“ Strompreis widerspiegelt werden, gegeben. Die Untersuchungen in [6] zeigen jedoch, dass eine vollständige Umstellung auf ein „Nodal-Pricing“ nicht realistisch und zielführend wäre. Nichtsdestotrotz lassen sich die Indikationen hinsichtlich eines optimalen, netzdienlichen P2H-Betriebs verwenden, um die Anforderungen an das Zielsystem, das durch eine zukünftige Regulierung angereizt werden soll, zu definieren. Die in Abbildung 9 gezeigten Einflussfaktoren machen hierbei besonders deutlich, dass sich die Notwendigkeit einer regulatorischen Beschränkung von P2H je nach Stand des EE-, P2H- oder Netz-Ausbaus stark ändern kann. Daher gilt es einen regulatorischen Rahmen zu finden, der dynamisch auf diese Entwicklungen reagiert und damit eine bedarfsgerechte Anpassung zulässt. Entgegen heutiger Regelungen, nach denen dem Übertragungsnetzbetreiber weitgehend exklusiver Zugriff durch Kontrahierung von P2H-Anlagen im KWK-Verbund zur Bereitstellung negativen Redispatches zugesichert wird, könnten sich in Zukunft folgende Lösungen etablieren: So wären beispielsweise vom ÜNB vorgegebene, regional abhängige und täglich aktualisierte

Sperrzeiten für einen Strombezug denkbar. Hier wäre seitens des Regulators vorzuschreiben, wie häufig im Jahr eine solche Sperrzeit verhängt werden dürfte, um Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber zu schaffen. Da in nördlichen Regionen der Strommarkt-bedingte Anreiz durch niedrige Preise bei hoher Winderzeugung gegeben ist, wäre eine Erhöhung der elektrischen Last durch P2H in diesen Regionen per se netzdienlich und Sperrzeiten kämen sehr selten zur Anwendung. Ebenso wäre eine Lösung in Form von regionalen Flexibilitätsmärkten, an denen die P2H-Betreiber ihre Anlagen zusätzlich zum Strom- oder Regelenergiemarkt anbieten, denkbar. Die Untersuchung der Ausgestaltung solcher Märkte stellt eine zentrale Forschungsfrage des Projekts C/Sells dar.

Literaturverzeichnis

- [1] Pelling, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016
- [2] Pelling, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- [3] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [4] AGFW - Hauptbericht 2016. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW), 2017
- [5] Regett, Anika; Zeiselmair, Andreas; Wachinger, Kristin; Heller, Christoph: Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht 1: Szenario-Analyse. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017
- [6] Samweber, Florian; Köppl, Simon; Böing, Felix; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [7] Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Mike, Hermann; Zeltner, Stefan: Netzentwicklungsplan Strom 2012 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bayreuth: Netzentwicklungsplan, 2012
- [8] Brown, Tom; Schierhorn, Peter-Philipp; Tröster, Eckehard; Ackermann, Thomas: Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030 in: IET Renewable Power Generation, 2016, Vol. 10, Iss. 1. Aalborg: IET Renewable Power Generation, 2015
- [9] Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [10] Naujoks, Marco: Sektorkopplung und Engpassmanagement. 15. Energieworkshop von Handelskammer Hamburg und VDI e.V.. Hamburg, 2017
- [11] BNetzA: Verordnungsregeln Netzausbaugesbiet, Bonn in https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugesbiet/NetzausbauGV_node.html, abgerufen am 8.1.2018

