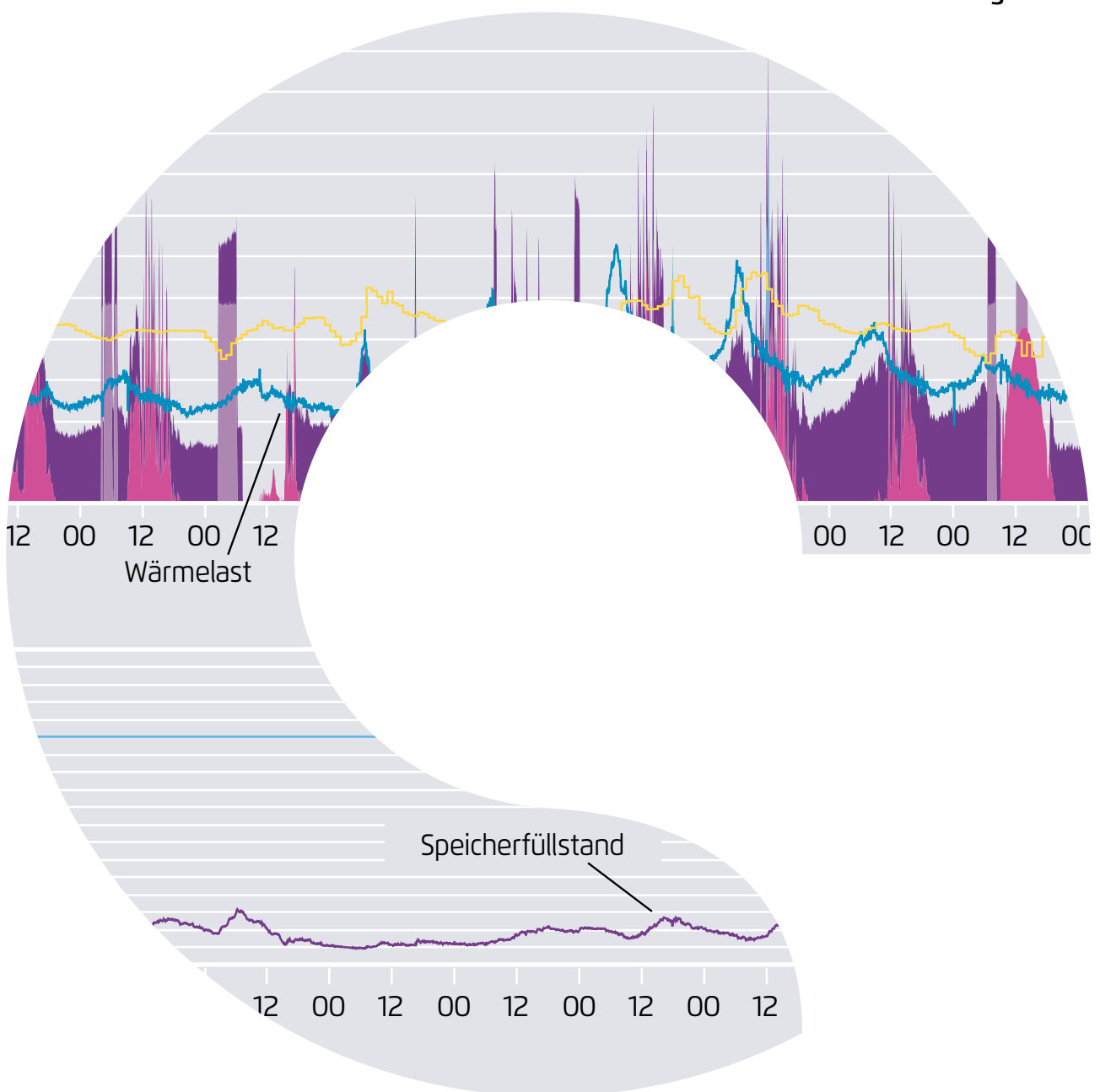


Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

STUDIE

Agora
Energiewende



Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

IMPRESSUM

STUDIE

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten
abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von
Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Daniel Fürstenwerth
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Korrektorat: Infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Druck: KDPS Berlin
Gedruckt auf Circlesilk Premium White
aus 100% Altpapier
Titelbild: Eigene Darstellung

046/09-S-2014/DE

Gekürzte Fassung.
Eine vollständige Version ist unter
www.agora-energiewende.de verfügbar.

Veröffentlichung: Juni 2014

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Fraunhofer IWES | Kassel
Königstor 59 | 34119 Kassel

Projektkoordination: Norman Gerhardt
Christoph Richts
Patrick Hochloff

BEWERTUNG DES ENERGIERECHTLICHEN RAHMENS

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22 | 97070 Würzburg

Thorsten Müller
Johannes Hilpert
Oliver Antoni

BEWERTUNG DER EINBINDUNG IN DIE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Fraunhofer IFAM
Wiener Straße 12 | 28259 Bremen

Wolfgang Schulz

DANKSAGUNG

Wir danken dem Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein für seine fachliche und personelle Unterstützung und seinen Input zu den spezifischen Rahmenbedingungen in Schleswig-Holstein sowie den Teilnehmern der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Workshops für ihre Kommentierung. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD sieht vor, dass Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, wie zum Beispiel im Wärmebereich, genutzt werden soll. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll, da sonst sauberer Strom, der zu Grenzkosten von null zur Verfügung stünde, ungenutzt bliebe. Zudem kann so der Erneuerbare-Energien-Anteil im Wärmesektor gesteigert werden. Die hierfür zur Verfügung stehende Technologie *Power-to-Heat* kommt in Deutschland allerdings bisher noch kaum zur Anwendung – trotz vergleichsweise geringer Investitionskosten. Unser Nachbarland Dänemark zeigt hingegen, dass *Power-to-Heat* großflächig zum Einsatz kommen kann und dazu beiträgt, KWK-Anlagen und Fernwärmenetze für die Anforderungen eines von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromsystems zu flexibilisieren.

Vor diesem Hintergrund haben wir ein Konsortium von sachkundigen Instituten beauftragt, die Potenziale für die Nutzung von *Power-to-Heat* im Kontext sonst abgeregelter Erneuerbarer Energien genauer zu untersuchen und Handlungsempfehlungen zu formulieren.

Dabei zeigt sich, dass es drei wichtige Anwendungsfelder für *Power-to-Heat*-Anlagen gibt, von denen derzeit allerdings nur eines – nämlich der Einsatz im Regelenergiemarkt – tatsächlich zur Anwendung kommt. Die Nutzung des Potenzials im Fall von netzbedingten Abregelungen von Windkraftanlagen (wie sie vor allem in Schleswig-Holstein aufgrund von Netzengpässen bereits heute häufig vorkommen) und im Fall von Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung (aufgrund von negativen Strombörsenpreisen) scheitert am bestehenden rechtlichen Rahmen.

Die vorliegende Untersuchung und die sich daraus ergebenden Handlungsempfehlungen dienen insofern auch dazu, eine Diskussion über die Neugestaltung des rechtlichen Rahmens für *Power-to-Heat*-Anlagen anzuregen. Wir freuen uns auf Ihre Reaktionen auf die hier vorgelegten Vorschläge.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Power-to-Heat ist eine kostengünstige Technologie, die für die Energiewende viele Vorteile bietet. *Power-to-Heat* kann nicht nur Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst abgeregelt werden würde, für den Wärmesektor nutzen, sondern auch dem Strommarkt zusätzliche Flexibilität bieten – durch die Bereitstellung von Regelenergie und den Einsatz in Zeiten negativer Strompreise.

2.

Power-to-Heat kann jetzt schon am Regelleistungsmarkt fossile *Must-run*-Kraftwerke reduzieren. In Zeiten von negativen Strompreisen kann es dazu kommen, dass fossile Kraftwerke nur deshalb nicht aus dem Markt gehen, weil sie Leistung für den Regelenergiemarkt vorhalten. *Power-to-Heat* kann diese Dienstleistung kostengünstig bereitstellen und dadurch Kohlenstoffdioxid-Emissionen reduzieren.

3.

Windstrom, der derzeit aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wird, sollte in Zukunft an *Power-to-Heat*-Anlagen verkauft werden können. Hierfür ist eine Regelungsanpassung im EEG nötig. Aufgrund von Netzengpässen werden heute etwa 3,5 Prozent des in Schleswig-Holstein erzeugten Windstroms abgeregelt, während zeitgleich Wärme aus fossilen Brennstoffen erzeugt wird. Das ist ineffizient.

4.

Erneuerbarer Strom, der in Zeiten von negativen Börsenpreisen abgeregelt wird, sollte künftig für *Power-to-Heat* genutzt werden können. Eine Reduktion der Umlagen in solchen Situationen würde dies ermöglichen. Wenn *Power-to-Heat*-Anlagen bei Strompreisen niedriger als minus 20 Euro pro Megawattstunde zum Einsatz kommen, vermeiden sie die Abregelung von EE Anlagen und entlasten die EEG-Umlage.

Inhalt

Kurzfassung	7
Anpassungsvorschläge für eine Integration von <i>Power-to-Heat</i> zur Vermeidung von EE-Abregelung	15
Versteigerung von EinsMan-Strom – Modell	16
Vermarktung von EinsMan-Strom – Rechtliche Umsetzung	22
<i>Power-to-Heat</i> -Einsatz bei negativen Preisen – Modell	31
<i>Power-to-Heat</i> -Einsatz bei negativen Preisen – Rechtliche Umsetzung	36

Kurzfassung

Einführung in Power-to-Heat

Die Technologie *Power-to-Heat* (PtH) bietet das Potenzial, bei geringen Investitionskosten Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) zu integrieren, bevor dieser sonst abgeregelt werden müsste.

Power-to-Heat wird hier verstanden als die Umwandlung von Strom in Wärme in einem Versorgungssystem, welches Wärme entweder aus Strom oder aus fossilen Brennstoffen wie Erdgas erzeugen kann. Ein klassisches Beispiel für ein solches bivalentes Wärmeversorgungssystem ist das Fernwärmesystem eines Stadtwerkes. Die vorliegende Studie konzentriert sich daher auf die Nutzung der kurzfristig zu geringen Kosten zur Verfügung stehenden Potenziale: großtechnische, zentrale Elektro- oder Elektrodenheizkessel.

Im Fokus der Studie steht die Analyse möglicher Einsatzfelder für PtH zur **volkswirtschaftlich und ökologisch sinn-**

vollen Nutzung von Strom. Zudem wurde ebenso die betriebswirtschaftliche Kosten- und Erlösdimension bewertet, um politischen Handlungsbedarf für eine sinnvolle Nutzung von PtH zu identifizieren. Die entwickelten Vorschläge zur Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden dabei so ausgestaltet, dass positive betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte zusammenfallen: Die Vorschläge ermöglichen den Verkauf und die Nutzung von Strom, der bislang abgeregelt und dennoch von den Stromkunden bezahlt wird, und ermöglichen damit eine **Entlastung des Endverbrauchers**.

Anwendungsfelder für PtH

Für PtH wurden drei wesentliche Anwendungsfelder identifiziert, die aus ökologischer und volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sind (Abbildung Z-1). Diese werden im Folgenden kurz dargestellt und zusammenfassend bewertet.

Übersicht über betrachtete Anwendungsfelder für PtH			Abbildung Z-1
Anwendungsfall	Marktumfang	Status quo	
1 Regelenergie	langfristig beschränkt auf ca. 2 GW (deutschlandweit)	- heute primärer Anwendungsfall für PtH - zukünftige Erträge für PtH ungewiss	
2 Abregelung von EE durch lokale/regionale Netzengpässe	lokaler/regionaler Markt, abhängig von Netzausbau	Verkauf von abgeregeltem Strom heute aus rechtlicher Sicht nicht vorgesehen	Handlungsbedarf identifiziert
3 Abregelung von EE durch negative Preise am Strommarkt	deutschlandweiter Markt, abhängig von Strommarktentwicklung	Nutzung von abgeregeltem Strom heute wegen Umlagen und Steuern nicht attraktiv	

Eigene Darstellung

Anwendungsfall 1: Regelernergie

Der **Einsatz im Regelleistungsmarkt** – und hierbei insbesondere die Vorhaltung von negativer Regelleistung – bietet aus volkswirtschaftlicher Sicht ein großes Potenzial zur Reduktion der Kosten in diesem Markt. Zudem kann durch PtH die *Must-run*-Kapazität konventioneller Kraftwerke im Strommarkt reduziert werden. Zusätzliche PtH-Leistung im Regelleistungsmarkt kann je nach Marktsituation ein Mehrfaches an konventioneller Leistung aus dem Strommarkt verdrängen. Dies ist vor allem aus systemtechnischer Sicht zur Integration der Erneuerbaren Energien sinnvoll, da so die maximal mögliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erhöht wird. Ökologisch gesehen können zudem die Gesamtemissionen der konventionellen Kraftwerke sinken, wenn PtH die *Must-run*-Kapazität reduziert.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: Der Einsatz von PtH im Regelleistungsmarkt ist heute bereits Realität. Die ersten PtH-Projekte in Deutschland refinanzieren sich derzeit vollständig durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Der Markt für negative Regelleistung ist zwar nur begrenzt groß (Minutenreserve: circa 3.000 Megawatt, Sekundärregelleistung circa 2.000 Megawatt im Jahr 2014), bietet aber bislang ein hohes Erlöspotenzial. Ob dieses Erlöspotenzial auch in der Zukunft im gleichen Ausmaß bestehen wird, ist allerdings fraglich. Wie das Beispiel Dänemark zeigt, induziert der zunehmende Wettbewerb im Regelleistungsmarkt eine Marktsättigung und damit sinkende Preise.

Für eine mittelfristig erfolgreiche Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist es daher wichtig, die Hemmnisse in zusätzlichen Märkten abzubauen (Anwendungsfall 2 und 3) und damit mehr Investitionssicherheit für PtH zu ermöglichen. Zudem kann dann durch einen möglichen kurzfristigen Wechsel zwischen den Märkten die Effizienz des Gesamtsystems erhöht werden.

Verbesserungen für die Teilnahme von PtH am Regelleistungsmarkt scheinen zwar angebracht, sind aber nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Anwendungsfall 2: Abregelung von EE durch lokale/regionale Netzengpässe

PtH kann zweitens im Fall von **lokalen und regionalen Netzengpässen eingesetzt werden**. Solche Engpässe treten auf, wenn in einer bestimmten Region die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht über das Stromnetz abtransportiert werden kann. Sie werden von den Netzbetreibern durch sogenanntes Einspeisemangement (kurz: *EinsMan*) behoben. Dabei werden zum Beispiel Windenergieanlagen abgeregelt, die entgangene Vergütung an die Betreiber aber ausgezahlt. Derzeit von EE-Abregelung betroffene Regionen befinden sich insbesondere in Schleswig-Holstein. Der Einsatz von PtH kann hier ökologisch sinnvoll eine Nutzbarmachung dieses Stroms ermöglichen und wirtschaftlich zu einer Entlastung der Netzentgelte führen.

Im Falle rückläufiger Preise für negative Regelleistung kann ein solcher, neu zu schaffender Markt eine alternative Einnahmequelle für PtH bieten. Allerdings ist zu beachten, dass eine Leistungsvorhaltung für *EinsMan* in dem gleichen Zeitpunkt wie die Bereitstellung von Regelleistung aus technischen Gründen nicht möglich ist.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: 2012 betrug die Ausfallarbeit allein in Schleswig-Holstein 346 Gigawattstunden (GWh) Strom aus Erneuerbaren Energien (3,5 Prozent der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein). Dies entspricht in etwa einem volkswirtschaftlichen Wert von rund 37 Millionen Euro pro Jahr¹. Schätzungsweise 20 Prozent dieses Stroms wurden dabei aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeregelt. Jedoch steigt der Anteil von übertragungsnetzbedingten *EinsMan*-Maßnahmen stark und wird in den nächsten Jahren vorrausichtlich dominant.

Mittel- und langfristig ist das Potenzial stark von der Umsetzung des Netzausbaus abhängig. Auf Ebene des Übertragungsnetzes zeigt eine Extremfallbetrachtung mögliche Dimensionen der Abregelung in der Zukunft: Würde das

¹ Vgl. hierzu die Ausführungen zu den Rechtsfolgen in den untersuchten Konstellationen in Kapitel 3.

EE-Ausbauszenario des Netzentwicklungsplans 2013 für Schleswig-Holstein realisiert und gleichzeitig der Ausbau der Übertragungsnetze verzögert, könnte die netzengpassbedingte Abregelung in der gemeinsamen Lastsenke von Schleswig-Holstein und Hamburg bis zu 2,7 Terawattstunden (TWh) betragen. Diese Mengen können aufgrund der guten netztechnischen Einbindungsmöglichkeiten von PtH („netzentlastende Wirkung“) und den ausreichend vorhandenen Wärmesenken im Bereich Fernwärme und Industrie zu großen Teilen genutzt werden.

Es ist heute aus rechtlichen Gründen nicht möglich, diesen Strom direkt zu kaufen. Um das Potenzial zu heben, sind deshalb Anpassungen der Rahmenbedingungen notwendig, die es ermöglichen, EinsMan-Strom an PtH-Anlagen zu versteigern (→ siehe Handlungsempfehlung 1).

Anwendungsfall 3: Abregelung von EE durch negative Preise am Strommarkt

Die dritte Anwendungsoption ist die **Vermeidung von EE-Abregelung im Fall von negativen Preisen an der Strombörse**. Dabei wird Strom für die PtH-Anlage an der Strombörse in Situationen von stark negativen Preisen gekauft, in denen sonst Erneuerbare Energien, die in der Direktvermarktung sind, abgeregelt würden.

Solch eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme über Marktsignale ist sinnvoll, da es in Zukunft im Strommarkt zunehmend zu Situationen mit einem Angebotsüberschuss kommen wird. Die Benutzung von PtH kann dann im Vergleich zu einer Abregelung von EE ökologisch effizient zu einem höheren EE-Anteil im Wärmesektor führen. Eine Nutzung des Stroms aus konventionellen Kraftwerken sollte hierbei ausgeschlossen sein, da dies eine klimaschädliche Wirkung hätte (eine Verdrängung von gasgeführter Wärmeerzeugung durch Kohlestrom-PtH erhöht die Kohlenstoffdioxid-Emissionen). Die Reduktion negativer Preise hat zudem einen kostendämpfenden Effekt auf die EEG-Umlage, da so die Differenzkosten zwischen Marktpreisen und EE-Förderung reduziert werden.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: Derzeit ist ein strompreisinduzierter Betrieb von PtH aufgrund der geringeren Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen nicht wirtschaftlich. Das zukünftige Potenzial ist hier sehr stark von der Ausbaugeschwindigkeit der EE und weiteren Rahmenbedingungen abhängig (Wetterjahr beziehungsweise Stromproduktion aus EE, Exportkapazität, *Must-run*-Kapazität, sonstige „Flexibilitätsanwendungen“). Im Jahr 2023 kann überschlägig davon ausgegangen werden, dass in etwa 350 bis 500 Stunden im Jahr das Stromangebot die Nachfrage in Deutschland übersteigt (Netzentwicklungsplan 2013 – Szenario B, negative Residuallast unter der Annahme, dass die Exportkapazität und die *Must-run*-Kapazität in diesen Zeiten etwa gleich hoch sind, Wetterjahre 2010 und 2011). In diesen Stunden ergibt sich ein Potenzial von bis zu 2,8 TWh pro Jahr, das teilweise von PtH genutzt werden kann. Inwiefern die überschlägig ermittelte Stundenanzahl in der Praxis auch zu negativen Preisen führt, ist von hohen Unsicherheiten geprägt. Der Einsatz von PtH in solchen Stunden stellt aber grundsätzlich zusammen mit anderen Märkten ein wirtschaftlich attraktives Einsatzfeld dar.

Um einen **volkswirtschaftlich sinnvollen Anlageneinsatz** in diesem Anwendungsfall zu ermöglichen, muss die derzeitige Kostenlast (Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern) für den künftigen PtH-Strombezug vermindert werden. Die Höhe der Reduktion ist so zu bemessen, dass es ermöglicht wird, die EE-Abregelung in der Direktvermarktung zu verhindern, aber das Abschalten konventioneller Kraftwerke zu erzwingen (→ siehe Handlungsempfehlung 2). Dabei stellt die Reduktion keine Subvention dar, da ein zusätzlicher Stromverbrauch (PtH), der bisher keinen Beitrag geleistet hat, nun einen Teil der Last trägt und dabei gleichzeitig die Differenzkosten der EEG-Umlage durch verringerte negative Preise reduziert.

Aktueller rechtlicher Rahmen für Power-to-Heat

Im Rahmen der Studie wurde der Status quo der Rechtslage im Hinblick auf die Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern (Strompreisbestandteile) für PtH bewertet. Nach gegenwärtiger Rechtslage ist nur der Einsatz von PtH in der Regelleistung und am Strommarkt möglich (Anwendungsfall 1

und 3), während der direkte Ankauf von EinsMan-Strom (Anwendungsfall 2) derzeit rechtlich nicht möglich ist.

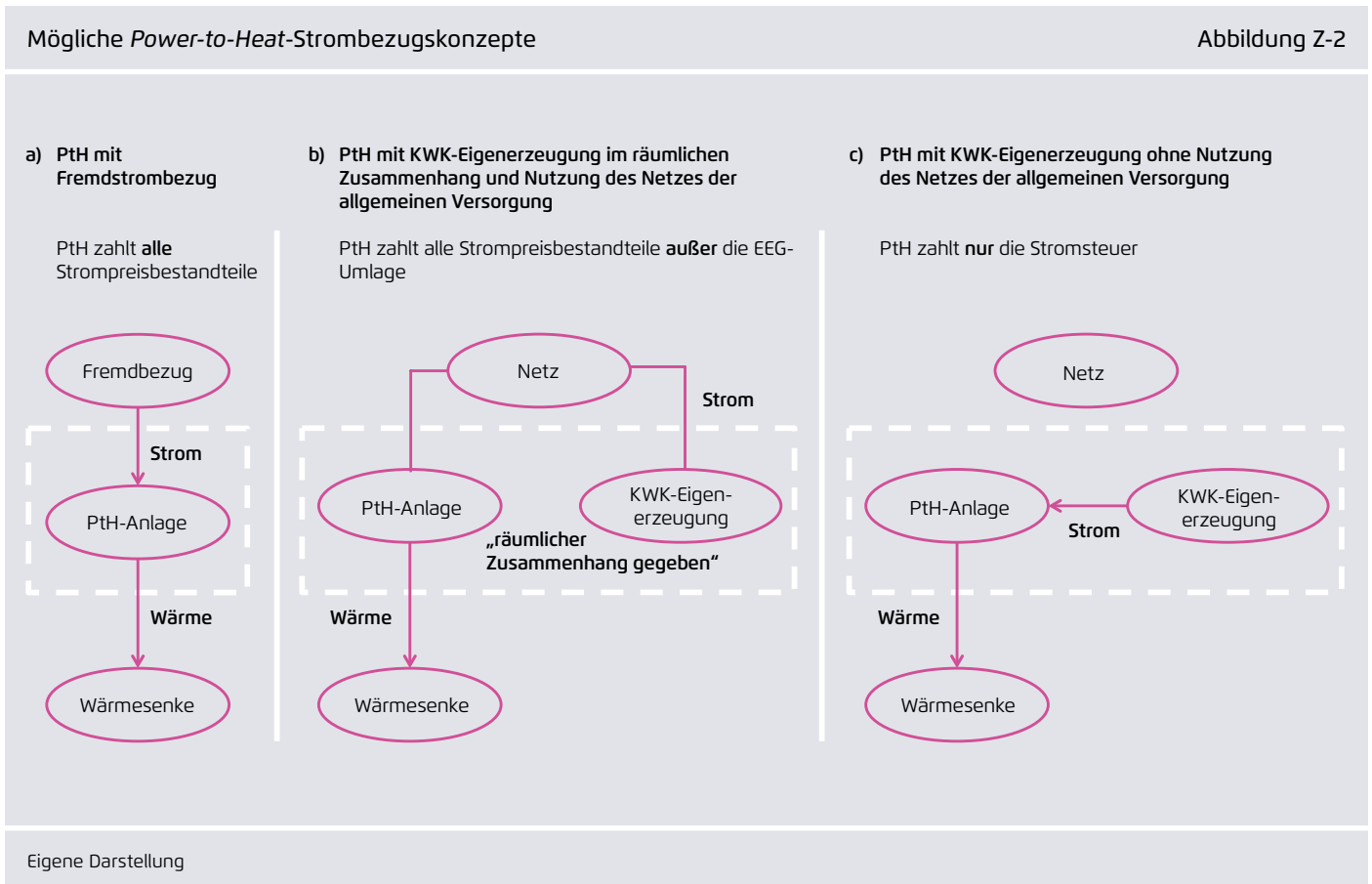
Wirtschaftlich relevant sind zudem die staatlich geregelten beziehungsweise induzierten Strompreisbestandteile, insbesondere bei Anwendung der Anlage im Strommarkt (Anwendungsfall 3). Sie betreffen aber auch den Arbeitspreis von PtH im Regelleistungsmarkt (Anwendungsfall 1). Hohe staatlich induzierte Strompreise führen dazu, dass PtH erst bei sehr stark negativen Preisen an der Strombörse eingesetzt wird. Sobald eine Nutzung von sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregeltem Strom (EinsMan) rechtlich ermöglicht wird (Anwendungsfall 2), stellt sich aber auch hier die Frage nach der Höhe der Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern bei dem Einkauf von Strom.

Diese staatlich geregelten Strompreisbestandteile führen zum paradoxen Ergebnis, dass es sich für Betreiber von

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die auch eine PtH-Anlage betreiben, häufig nicht lohnt, überschüssigen EE-Strom einzusetzen. In der Kombination von PtH und KWK sind dabei drei Konstellationen möglich:

- Erstens kann die PtH-Anlage über Fremdstrombezug betrieben werden,
- zweitens kann die KWK-Eigenerzeugung *direkt für Power-to-Heat* genutzt werden **ohne** Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung und
- drittens kann die KWK-Eigenerzeugung **mit** Netznutzung im räumlichen Zusammenhang genutzt werden.

Diese Fälle sind schematisch in Abbildung Z-2 dargestellt. Die sich daraus ergebende Höhe des Strompreises ist in Abbildung Z-3 dargestellt.

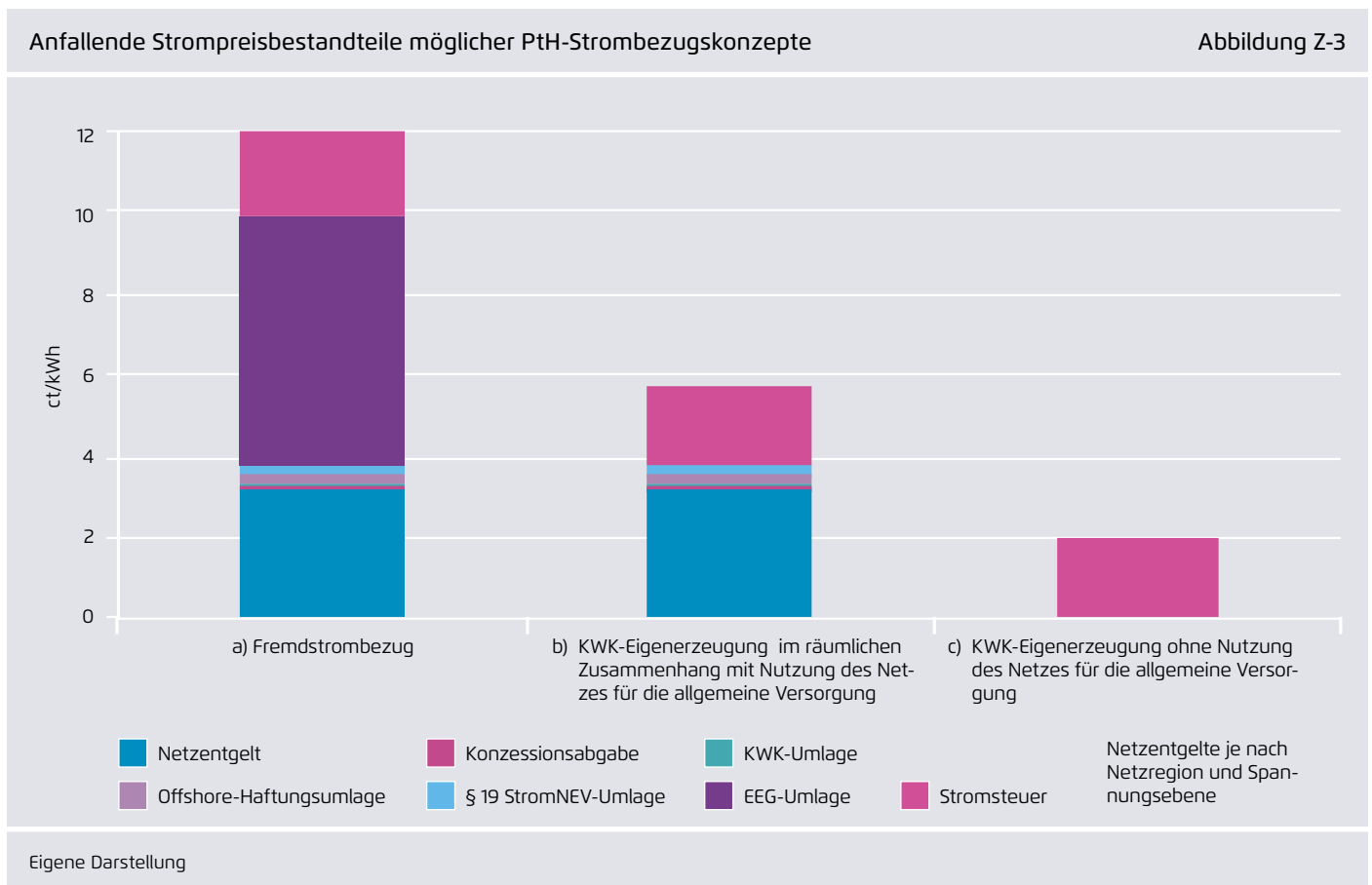


Beim reinen Fremdstrombezug über die Strombörse (Fall a) sind vom PtH-Betreiber sämtliche Strompreisbestandteile zu entrichten. Bei der Nutzung von KWK-Eigenstrom gibt es zwei Varianten (b und c), die sich auf die Höhe des Strombezugspreises auswirken: Wenn der eigenerzeugte Strom direkt und ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung verbraucht wird (Fall c), fällt aufgrund der derzeitigen gesetzlichen Regelungen in der Regel nur die Stromsteuer an. In dem Sonderfall, dass die KWK-Eigenerzeugung mit Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung im räumlichen Zusammenhang genutzt wird (Fall b), zahlt der PtH-Betreiber hingegen regelmäßig alle Strompreisbestandteile mit Ausnahme der EEG-Umlage. Trotzdem sind die Strombezugskosten der Eigenerzeugung in beiden Fällen günstiger als im Falle des Bezugs als Fremdstrom.

Dies führt zu einem paradoxen Ergebnis: Es ist für den PtH-Betreiber selbst bei leicht negativen Börsenpreisen günstiger,

diese mit Strom aus der KWK-Anlage zu betreiben, statt überschüssigen EE-Strom zu beziehen. Aber selbst bei positiven Börsenpreisen kann es wirtschaftlich attraktiver sein, den Strom aus der KWK-Erzeugung in der PtH-Anlage einzusetzen. Dies ist energetisch (beziehungsweise exergetisch) und im Hinblick auf den Klimaschutz widersinnig.

Die Auswirkungen der aktuellen Rechtslage auf den Einsatz von PtH im Fall von negativen Preisen am Strommarkt sind in Abbildung Z-4 noch einmal dargestellt. Aus Sicht des Betreibers einer PtH-Anlage entsteht zum einen durch die bei der Wärmeerzeugung eingesparten Brennstoffkosten ein betriebswirtschaftlicher Nutzen. Zum anderen erhält er ein Einkommen aus dem „Kauf“ von Strom bei negativen Börsenpreisen. Die beim Fremdbezug anfallenden Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern sind jedoch aktuell so hoch, dass der Einsatz erst ab negativen Preisen von circa minus sieben ct/kWh betriebswirtschaftlich sinnvoll wird. Erst bei



noch niedrigeren Börsenpreisen kann ein Deckungsbeitrag zur anteiligen Refinanzierung der Investition in die PtH-Anlage erwirtschaftet werden.

Um dieses Paradox zu beheben, müssen die Preis-, Umlagen- und Abgabenstrukturen verändert werden. Wie die betriebswirtschaftlichen Simulationen im Rahmen dieser Studie zeigen, werden diese Effekte beispielsweise abgeschwächt, wenn künftig auch die Eigenerzeugung teilweise oder vollständig mit der EEG-Umlage belastet werden sollte wie im Rahmen der EEG-Novellierung 2014 diskutiert. Umgekehrt könnte eine Verminderung der staatlichen Strompreisbestandteile für den Fremdstrombezug den Einsatz von PtH bei negativen Preisen wirtschaftlicher machen, sodass mehr EE-Strom, der sonst abgeregelt wird, in die Energieversorgung integriert werden kann.

Handlungsempfehlungen für Power-to-Heat

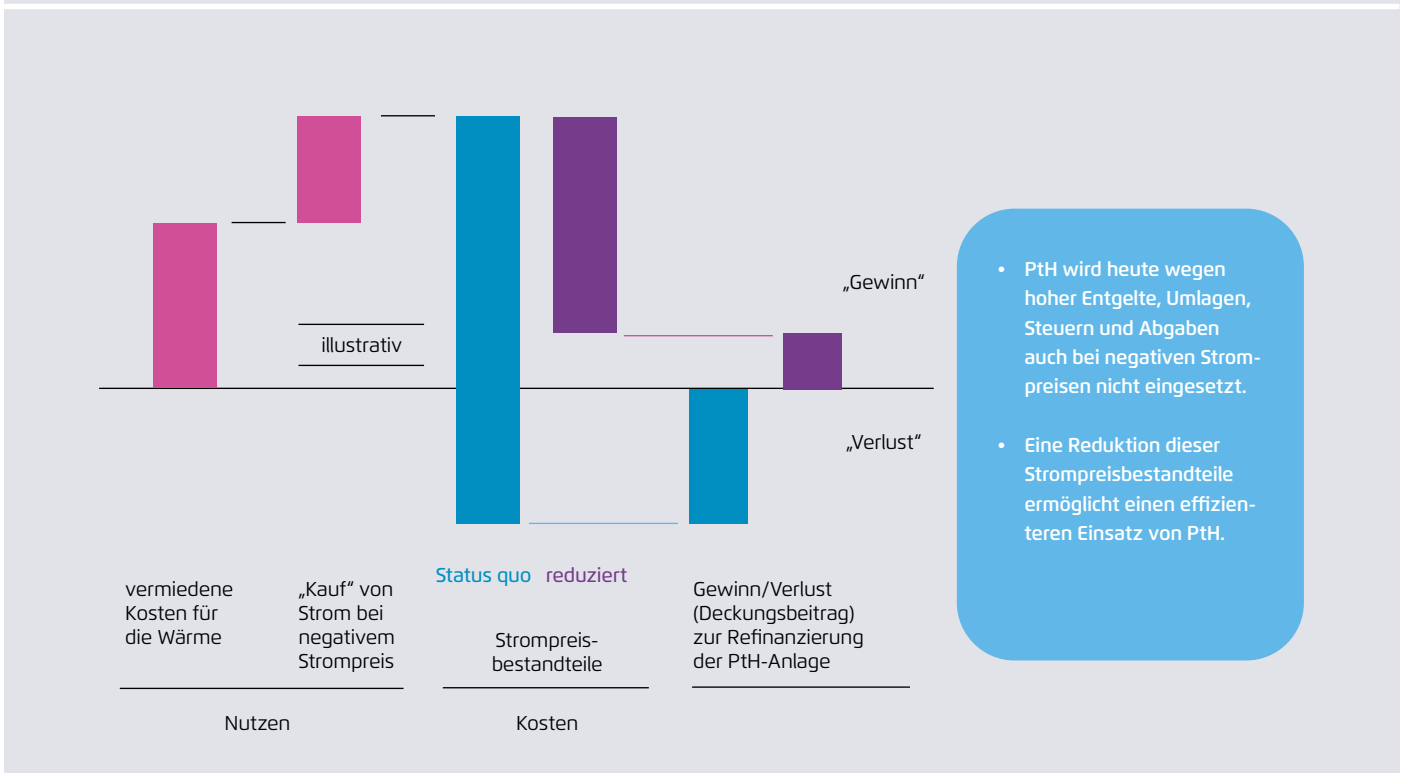
Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD wird folgende Aussage getroffen: „In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus EE werden wir Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, nutzen.“

Basierend auf den Analysen im Rahmen dieser Studie wurden zwei Handlungsempfehlungen erarbeitet, mit denen dieses Ziel erreicht werden kann:

- Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde (EinsMan-Strom)
- Reduktion der EEG-Umlage für PtH, um eine Abregelung von Erneuerbaren Energien in Zeiten von stark negativen Börsenpreisen zu vermeiden

Illustrative betriebswirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes von PtH bei negativen Preisen

Abbildung Z-4



Eigene Darstellung

Diese Handlungsempfehlungen werden im Folgenden beschrieben und in Kapitel 6 weiter erläutert.

Handlungsvorschlag 1: Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde

Der Vorschlag sieht vor, dass sich Betreiber von PtH-Anlagen bei ihrem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber/Verteilnetzbetreiber (ÜNB/VNB) anmelden. Die Anlage wird seitens des ÜNB/VNB zu einem EinsMan-Netzgebiet, in dem sie netzentlastend wirken kann, zugeordnet. Der PtH-Betreiber macht dem ÜNB/VNB ein Angebot, wie viel er bereit ist, für den sonst abgeregelten Strom zu zahlen. Im Fall eines EinsMan-Einsatzes versucht der ÜNB/VNB nun zuerst, den Netzengpass zu beseitigen, indem er den Strom an die gemeldeten PtH-Anlagen verkauft. Der ansonsten abgeregelte Strom wird somit an die PtH-Anlagenbetreiber verkauft. Reicht die Nachfrage der für den konkreten Netzengpass relevanten PtH-Anlagen nicht aus, erfolgt zusätzlich normales EinsMan. Ist die Teilnehmerzahl von PtH-Anlagen an einem EinsMan-Netzgebiet sehr klein oder gibt es nur eine einzige Anlage, kann ein Mindestpreis festgelegt werden. Ist die Zahl der Teilnehmer groß, stellt sich ein Wettbewerb ein und der Strom wird an die Teilnehmer mit den höchsten Angeboten verkauft.

Die Einnahmen der ÜNB/VNB aus dem Verkauf des sonst abgeregelten Stroms sollen dazu genutzt werden, die Netzentgelte zu entlasten, über die die Kosten der Entschädigungszahlungen für die EE-Abregelung vom Letztverbraucher getragen werden. Die technischen Anforderungen und die Fristigkeiten dieser neuen lokalen/regionalen Märkte sollten in Abstimmung mit der Weiterentwicklung der Märkte für Regelleistung und der Strombörse erfolgen, um einen für das Gesamtsystem effizienten Einsatz der Anlagen auf den verschiedenen Märkten zu ermöglichen.

Es wird vorgeschlagen, den Voraussetzungenkatalog für das Einspeisemanagement in § 11 Abs. 1 EEG 2012 zu erweitern: Eine Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen darf nur erfolgen, soweit keine zuschaltbaren Lasten zur Verfügung stehen, die den Überschussstrom aufnehmen können.

Hierzu soll eine Verordnung über zuschaltbare Lasten erlassen werden. Einnahmen aus dem Verkauf des EinsMan-Stroms sollen eingesetzt werden, um die Härtefallentschädigungs-Umlage nach § 12 Abs. 2 EEG 2012 (und damit die Netzentgelte) zu dämpfen. Damit keine staatlich induzierten Strompreisbestandteile anfallen, sind Rechtsanpassungen in den Gesetzen und Verordnungen erforderlich, die heute als Rechtsfolge des Strombezugs durch den Betreiber einer PtH-Anlagen die Pflicht zur Zahlung von gesetzlich geregelten Strompreisbestandteilen wie der EEG-Umlage, den Netzentgelten und weiteren Elementen vorsehen².

Für die Anrechnung des EinsMan-Stroms in der Fernwärme wird zudem ein Primärenergiefaktor von null vorgeschlagen, da es sich um CO₂-freien EE-Strom handelt und dieser insofern bei den Berechnungen im Rahmen der Energieeinsparverordnung anders zu behandeln ist als normaler „Graustrom“, wie er derzeit den Berechnungsmethoden zugrunde liegt.

In einer Pilotphase in den nächsten zwei bis drei Jahren könnten Erfahrungen mit dem Einsatz von PtH in diesem neuen Anwendungsfall gesammelt werden. Zum Beispiel könnten einige Pilotprojekte ausgeschrieben und über die Klimaschutzinitiative des Bundes gefördert werden. Um in dieser Pilotphase eine ökologisch sinnvolle Aufnahme der EinsMan-Strommengen zu garantieren, sollte mit der Förderung als Gegenleistung eine verpflichtende Teilnahme am EinsMan verbunden sein und damit für einen bestimmten Zeitraum und in einem bestimmten Zeitfenster die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ausgeschlossen werden. Für eine Übersicht über die Pilotphase und den Zielzustand der Versteigerung von EinsMan-Strom siehe Tabelle Z1.

² Vgl. hierzu die Ausführungen zu den Rechtsfolgen in den untersuchten Konstellationen in Kapitel 3.

Vorschläge zur Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde (EinsMan-Strom)

Tabelle Z-1

	Pilotphase (2015-2017)	Zielzustand (ab 2018): Versteigerung von EinsMan-Strom
Verkaufspreis für EinsMan-Strom	gleicher, noch festzulegender Mindestpreis für alle PtH-Anlagen	Preis ist Ergebnis einer Versteigerung zeitabhängige Blockgebote – Gebots-meldung der PtH-Betreiber an Netzbetreiber (Blockgebote analog Sekundärregelleistung) Versteigerungsfrist z. B. Anmeldung in Anlehnung an Sekundärregelleistung, aber zeitlich nachgelagert zum Handel von Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und <i>Day-ahead</i> -Markt (heute 12 Uhr) noch festzulegender Mindestpreis
Vergabe des EinsMan-Stroms	an alle auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen, bei mehreren Anlagen anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen	Nach <i>Merit Order</i> der Gebote aller auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen (höchste Gebote zuerst)
Sonstiges	Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes, verbunden mit einer Gegenleistung → einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme	Teilmöglichkeit ist auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Eine zukünftige parallele Teilnahme am Regelleistungsmarkt und an EinsMan-Versteigerung ist zu prüfen

Handlungsvorschlag 2: Reduktion der EEG-Umlage für PtH, um Abregelung von Erneuerbaren Energien in Zeiten von stark negativen Börsenpreisen zu vermeiden

Derzeit würde PtH im Falle des Fremdstrombezugs erst bei negativen Börsenpreisen von etwa minus sieben ct/kWh eingesetzt. Da Windkraftanlagen derzeit jedoch bei Börsenpreisen in Höhe der negativen Marktprämie, das heißt in etwa bei minus sechs ct/kWh aus dem Markt gehen, verhindert das derzeitige Regelungsregime den Einsatz von PtH zur Nutzbarmachung des ansonsten abgeregelten EE-Stroms. Zudem sind in Zukunft, wenn die Direktvermarktung zunehmend verpflichtend wird, negative Preise von weniger als minus sechs ct/kWh kaum mehr zu erwarten. Ziel sollte es daher sein, durch eine Reduktion der staatlich induzierten Stromkosten, einen Einsatz von PtH bei Börsenpreisen ab etwa minus zwei ct/kWh zu ermöglichen, um PtH vor der EE-Abregelung zum Einsatz zu bringen, ohne jedoch einen ökologisch kontraproduktiven Effekt durch die Umwandlung von konventionellem Strom in Wärme zu erhalten. Durch eine Absenkung der EEG-Umlage auf PtH-Stromverbrauch auf 1,5 ct/kWh wird dies ermöglicht.

PtH wird dann vor der Abregelung von Windkraftanlagen in der Direktvermarktung eingesetzt und die sonst abgeregelten EE-Strommengen werden im Wärmesektor integriert. Dies hat drei Vorteile: Erstens senkt es die Gesamtkosten des Energiesystems, da EE-Strom mit Grenzkosten von null den Einsatz von Gas mit Grenzkosten über null im Wärmesektor verdrängt. Zweitens erhöht es den EE-Anteil im Wärmesektor und hilft so, das EE-Wärmeziel von 14 Prozent bis 2020 zu erreichen. Drittens wird die EEG-Umlage entlastet, wenn PtH-Anlagen die negativen Preise von minus sechs ct/kWh auf etwa minus zwei ct/kWh reduzieren, da so die Differenzkosten für den gesamten zu dieser Zeit vermarkteten EE-Strom um vier ct/kWh sinken. **Die Senkung der EEG-Umlage für Strom aus PtH führt somit zu keinen zusätzlichen Kosten für die restlichen Stromkunden.** Im Status quo leistet der abgeregelte Strom keinen Beitrag zu der EEG-Umlage („Eine hohe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge von null“), in Zukunft würde auch dieser Strom aber zumindest einen geringen Beitrag leisten („Eine geringe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge größer als null“).

Anpassungsvorschläge für eine Integration von Power-to-Heat zur Vermeidung von EE-Abregelung

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD zur 18. Legislaturperiode findet sich bezüglich *Power-to-Heat* folgende Aussage:

„In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien werden wir Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, nutzen.“

Dies betrifft folgende Sachverhalte:

- die **Abregelung von EE-Anlagen bei Netzengpässen**
- die **Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Börsenpreisen** in der Direktvermarktung mittels Marktprämie oder zukünftig im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung

In diesem Kapitel werden zwei Anwendungen diskutiert, welche die Abregelung in diesen beiden Fällen vermeiden beziehungsweise reduzieren sollen:

Vorschlag I – Versteigerung von EinsMan-Strom:

- Verkauf von EinsMan-Strom an PtH-Anlagen, also Strom, der sonst beim Einspeisemanagement (EinsMan) abgeregelt würde

Vorschlag II – PtH-Einsatz bei negativen Preisen:

- Anpassung der Strombezugs-Grenzkosten für PtH, sodass PtH eingesetzt wird, bevor EE-Anlagen in der Marktprämie abgeregelt werden und grundsätzlich bereits bei geringeren negativen Preisen genutzt werden. Dabei wird gleichzeitig sichergestellt, dass keine zusätzliche Erzeugung aus fossilen Kraftwerken angereizt wird.

Im ersten Vorschlag können Erlöse aus dem EinsMan-Stromverkauf an den PtH-Anlagenbetreiber genutzt werden, um damit die Netzentgelte zu entlasten. Beim zweiten Vorschlag werden Kosten für die EEG-Umlage eingespart,

wenn der Einsatz von PtH die negativen Preise dämpft und damit die EEG-Differenzkosten verringert. In beiden Fällen entsteht ein ökologischer Nutzen, da die EE-Erzeugung anderweitig nicht integriert werden kann.

Bei den Vorschlägen ist zu berücksichtigen, dass diese Anwendungen aus Sicht eines PtH-Anlagenbetreibers stark im Wettbewerb mit der Vorhaltung von Regelleistung stehen. Aufgrund der derzeit hohen Leistungspreise im Regelleistungsmarkt ist dieses Geschäftsmodell derzeit noch am attraktivsten. Wie das Beispiel Dänemark zeigt, ist im Regelleistungsmarkt mittelfristig allerdings eine weitgehende Marktsättigung durch einen weiteren PtH-Ausbau zu erwarten. Gleichzeitig können dann neue Einsatzfelder wie die Verwendung von EinsMan-Strom und negative Börsenpreise an Bedeutung gewinnen und für die Investitionssicherheit relevant werden. Die Bedeutung der möglichen Anpassungsvorschläge für eine optimale Integration von PtH zur Vermeidung von EE-Abregelung ist damit auch in Hinblick auf die Zeitachse zu bewerten.

Um in Schleswig-Holstein bereits kurzfristig in Hinblick auf die bereits bestehenden Netzengpässe aktiv zu werden und innovative Betriebskonzepte zur Nutzbarmachung von EinsMan-Strom zu erproben, wird für die EinsMan-Vermarktung eine Pilotphase vorgeschlagen. Diese verbindet eine anteilige Finanzierung der Anlagen im Rahmen der Klimaschutzinitiative des Bundes mit der Gegenleistung einer verpflichtenden Leistungsvorhaltung für EinsMan-Strom.

Wichtig erscheint zukünftig auch eine kurzfristigere Ausschreibung von Sekundärregelleistung (von wöchentlich auf täglich), um die betriebswirtschaftlichen Freiheitsgrade auf verschiedenen Märkten (Kombination von Regelleistung- und Spotmarkt; Kombination von EinsMan und Spotmarkt statt Regelleistung) ausnutzen zu können und die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen.

Des Weiteren gibt es für PtH im Anwendungsbereich der Industrieprozesswärme Ausnahmeregelungen bezüglich der Strombezugskosten für die energieintensive Industrie, aber auch spezielle Hemmnisse aufgrund der Netzentgeltregulierung, die einer grundsätzlichen Reform bedürfen. In dem Fall, wo Sonderregelungen der energieintensiven Industrie hinsichtlich Stromsteuer oder Netzentgelte bestehen, ist tendenziell davon auszugehen, dass Regelleistung auch langfristig das attraktivere Geschäftsmodell für Industrieprozesswärme bleiben wird, da hier neben dem Leistungspreis auch der Arbeitspreis eine zusätzliche Einkommensoption sein kann.

Versteigerung von EinsMan-Strom – Modell

Motivation

PtH kann zur Vermeidung von netzengpassbedingter EE-Abregelung (Einspeisemanagement, EinsMan-Maßnahmen) eingesetzt werden. Derzeit von EE-Abregelung betroffene Regionen befinden sich insbesondere in Schleswig-Holstein. Der Einsatz von PtH kann hier ökologisch sinnvoll eine Nutzbarmachung dieses Stroms ermöglichen und wirtschaftlich zu einer Entlastung der Netzentgelte führen. Durch den erwarteten Rückgang der Preise für negative Regelleistung kann ein neuer Markt zudem eine wirtschaftliche Alternative für PtH darstellen und somit dazu beitragen, das Potenzial von PtH zu heben.

Potenzialbewertung, technische Nutzbarkeit und Handlungsbedarf

2012 betrug die Ausfallarbeit allein in Schleswig-Holstein 346 Gigawattstunden EE-Strom (3,5 Prozent der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein). Schätzungsweise 20 Prozent dieses EinsMan-Stroms wurden aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeregelt und sind somit aus technischer Sicht für PtH nutzbar.³ Für die Zukunft ist

davon auszugehen, dass der Anteil von übertragungsnetzbedingten EinsMan-Maßnahmen stark ansteigt und in den nächsten Jahren dominierend wird, sodass sich das technisch nutzbare Potenzial im Vergleich zu heute erhöht.

Mit längerfristigem Blick auf 2023 ist die Umsetzungsdauer des Netzausbaus der entscheidende Einflussfaktor bei der Potenzialbewertung. Die in Abschnitt 5.1 durchgeführte Extremfallbetrachtung zeigt, dass die netzengpassbedingte EE-Abregelung für Schleswig-Holstein und Hamburg im Jahr 2023 bis zu 2,3 Terawattstunden betragen kann (im Szenario B 2023 des NEP 2013 ohne einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes). Diese Ausfallarbeit könnte aufgrund der guten netztechnischen Einbindungsmöglichkeiten von PtH und den ausreichend vorhandenen Wärmesenken im Bereich der Fernwärme und der Industrie zu großen Teilen genutzt werden.

Bisher ist es nicht möglich, den durch EinsMan betroffenen Strom zu nutzen beziehungsweise zu erwerben. Um dies zu ermöglichen, sind neue Rahmenbedingungen notwendig, die es ermöglichen, diesen EinsMan-Strom zu versteigern.

Umsetzung

In einer Pilotphase mit wenig potenziellen Teilnehmern auf der Nachfrageseite kann das innovative Betriebskonzept EinsMan für PtH mit einem festen noch festzulegenden Mindestpreis erprobt werden. Bei höherer Anzahl an PtH-Anlagenbetreibern sollte zum Zielzustand einer Versteigerung von EinsMan-Strom gewechselt werden. Je nach Dynamik der Entwicklung kann dieser Zeitpunkt 2018 oder gegebenenfalls auch schon davor erreicht werden. Eine Übersicht über die wichtigsten Eckpunkte des Modells findet sich in Tabelle 6-1.

³ Eine Nutzbarkeit setzt voraus, dass die PtH-Anlage in unmittelbarer Nähe zu einer Wärmesenke installiert ist und dass sich die sonst abgeregelten Anlagen in einem vorgelagerten Netz befinden. Dadurch kann die PtH-Anlage bei Strombezug auf den im nachgelagerten Netz auftretenden Engpass entlastend wirken. Diese Voraussetzungen sind in der Regel bei einem Engpass im Verteilnetz nur schwer zu erfüllen. Eine mög-

liche Einbindung von EinsMan-Entscheidungen aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz für PtH ist anhand der konkreten Rahmenbedingungen und Anforderungen vor Ort zu prüfen. In jedem Fall ist der VNB aber an der Umsetzung beteiligt, weil der Netzanschluss der alternativ abzuregelnden Windkraftanlagen und der anzufordernden PtH-Anlagen auf VNB-Ebene liegt.

Nutzbarmachung von EinsMan-Strom

Tabelle 6-1

	Pilotphase (2015-2017)	Zielzustand (ab 2018): Versteigerung von EinsMan-Strom
Verkaufspreis für EinsMan-Strom	gleicher, noch festzulegender Mindestpreis für alle PtH-Anlagen	Preis ist Ergebnis einer Versteigerung zeitabhängige Blockgebote – Gebots-meldung der PtH-Betreiber an Netzbetreiber (Blockgebote analog Sekundärregelleistung) Versteigerungsfrist z. B. Anmeldung in Anlehnung an Sekundärregelleistung, aber zeitlich nachgelagert zum Handel von Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und <i>Day-ahead</i> -Markt (heute 12 Uhr) noch festzulegender Mindestpreis
Vergabe des EinsMan-Stroms	an alle auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen, bei mehreren Anlagen anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen	Nach <i>Merit Order</i> der Gebote aller auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen (höchste Gebote zuerst)
Sonstiges	Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes, verbunden mit einer Gegenleistung → einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme	Teilmöglichkeit ist auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Eine zukünftige parallele Teilnahme am Regelleistungsmarkt und an EinsMan-Versteigerung ist zu prüfen

Folgende Anforderungen sind zudem für die Realisierbarkeit der Vorschläge wesentlich, da sie aus Sicht eines PtH-Anlagenbetreibers – und damit auch grundsätzlich – ein EinsMan-Strombezugskonzept aus wirtschaftlicher Sicht ermöglichen:

- Für den von PtH bezogenen EinsMan-Strom sind keine Steuern und Abgaben zu zahlen, sodass Gebote für den Strombezug unterhalb der vermiedenen Wärmegestehungskosten der PtH-Anlagenbetreiber liegen können.
- Der EinsMan-Strom sollte für PtH zudem mit einem Primärenergiefaktor von null gewertet werden: Dadurch kann das Hemmnis eines sich durch PtH verschlechternen Primärenergiefaktors im entsprechenden Fernwärmenetz vermieden werden. Da es sich beim Strombezug, um ansonsten abgeregelten, emissionsfreien Strom aus Erneuerbaren Energien handelt, ist ein entsprechender Primärenergiefaktor auch aus fachlicher Sicht korrekt.

Pilotphase

Beschreibung des Verfahrens:

- einfache Meldung der PtH-Leistung (zum Beispiel 30 Megawatt) seitens des Anlagenbetreibers beim ÜNB/VNB – gegebenenfalls Pooling der Anlagen kleinerer Leistungsklassen durch einen privatwirtschaftlichen Poolkordinator und Aggregation je Netzknoten
- Zuordnung der PtH-Anlage zu einem EinsMan-Netzgebiet durch den Netzbetreiber, in dem die Anlage netzentlastend wirken kann (gegebenenfalls leitungsspezifisch)
- Bei Notwendigkeit zum EinsMan in einem betroffenen Netzgebiet verkauft der Netzbetreiber den Strom, der sonst abgeregelt würde, an PtH-Anlagen in dem betreffenden Netzgebiet. Bei mehreren PtH Anlagen kann zum Beispiel eine anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen erfolgen.
- Kann der Netzengpass nicht beseitigt werden, erfolgt normales Einspeisemanagement.
- Als Mindestpreis wird ex ante ein einheitlicher Preis für den Strombezug (Arbeitspreis) festgelegt.

- Der Arbeitspreis wird als Vergütung für den EinsMan-Strom vom PtH-Anlagenbetreiber an den ÜNB gezahlt; der Erlös wird zur Reduktion der Netzentgelte genutzt.
- Es wird ein Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes gezahlt; als Gegenleistung ist der Zuschuss mit einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme verbunden.
- Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist entsprechend für einen noch festzulegenden Zeitraum und ein noch festzulegendes Zeitfenster innerhalb eines Jahres für bezuschusste Anlagen nicht möglich.

Zielzustand Versteigerung

Beschreibung des Verfahrens:

- PtH-Betreiber können sich bei ihrem zuständigen ÜNB/VNB anmelden. Der PtH-Betreiber macht dem ÜNB/VNB ein Angebot, wie viel er bereit ist, für den sonst abgeregelten Strom zu zahlen. Die Gebote werden transparent veröffentlicht.
- Die PtH-Anlage wird seitens des ÜNB/VNB zu einem EinsMan-Netzgebiet zugeordnet, in dem diese netzentlastend eingesetzt werden kann.
- Im Fall der Notwendigkeit eines EinsMan-Einsatzes versucht der ÜNB/VNB nun zuerst den Netzengpass zu beseitigen, indem er PtH-Anlagen anfordert, die auf den Netzengpass entlastend wirken. Anlagen mit den höchsten Geboten werden dabei zuerst abgerufen.
- Reicht die Leistung der relevanten netzentlastend wirkenden PtH-Anlagen nicht aus, um den Netzengpass zu beseitigen, erfolgt zusätzlich normales EinsMan.
- Um unabhängig von der PtH-Leistung im Markt eine Entlastung der Netzentgelte zu ermöglichen, wird ein noch festzulegender Mindestpreis für den EinsMan-Strombezug eingeführt.
- Die Gebote erfolgen als zeitabhängige Blockgebote. Um eine bessere Integration zu anderen Märkten zu unterstützen, orientiert sich der Gebotszeitraum an der Sekundärregelleistung (derzeit wöchentlich, zukünftig mindestens täglich). Die Gebotsabgabe muss zudem erst nachgelagert zum Handel auf dem Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und Day-ahead-Markt (heute 12 Uhr) erfolgen.

- Eine Teilmöglichkeit ist somit auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Ein parallele Teilnahme am RL-Markt und an der EinsMan-Versteigerung ist für die Zukunft zu prüfen.⁴

Stärken und Herausforderungen des Konzepts

Das Versteigerungsmodell ermöglicht einen technisch, ökologisch und ökonomisch effizienten Einsatz von PtH im Rahmen des EinsMan. Der Vorschlag berücksichtigt zudem die Kompatibilität zu anderen Märkten. Durch die Auktion kann für den EinsMan-Strom ein Preis ermittelt und zur Entlastung der Netzentgelte eingesetzt sowie der sonst abgeregelte Strom ökologisch sinnvoll genutzt werden. Das Konzept ist zudem verhältnismäßig einfach umzusetzen.

Herausfordernd ist, dass die potenzielle Teilnehmeranzahl an netzentlastenden PtH-Anlagen umso geringer ist, je kleiner das für den Netzengpass infrage kommende „Marktgebiet“ ist. Bei einer geringen Anzahl von Anbietern können sich gegebenenfalls nur Preise nahe dem Mindestgebot einstellen. Bei Engpässen im Übertragungsnetz ist jedoch davon auszugehen, dass PtH-Anlagen und Wärmesenken in Zukunft in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen, um auch Wettbewerb anzureizen. Wettbewerb kann sich zudem auch bei geringer Teilnehmerzahl durch die gewünschte Abrufhäufigkeit und die unterschiedlichen vermiedenen Wärmegestehungskosten ergeben. Das Arbeitspreisgebot wird somit je nach Wettbewerb zwischen dem Mindestpreis und den höchsten vermiedenen Wärmegrenzkosten liegen. Grundsätzlich besteht zudem eine Unsicherheit, ob ein ausreichender betriebswirtschaftlicher Anreiz für PtH gegeben ist. Dies ist auch von den erzielbaren Erlösen in anderen Märkten abhängig. Das Mindestgebot sollte so gewählt sein, dass zum einen Deckungsbeiträge für PtH möglich sind und dass zum anderen im Fall mangelnden Wettbewerbs immer noch eine Entlastung der Netzentgelte erreicht wird und die

⁴ Theoretisch könnten sich Synergien bei einer zukünftigen parallelen Teilnahme an beiden Märkten ergeben (zum Beispiel bei zeitgleichem negativem Regelleistungs- und EinsMan-Bedarf). Hierbei ist jedoch die besondere Bedeutung der Regelleistung als Systemdienstleistung zu berücksichtigen.

gegebenenfalls beim ÜNB/VNB auftretenden Implementierungskosten kompensiert werden können.

Anwendungsbeispiel: Versteigerung von EinsMan-Strom

Im Folgenden wird für das vorgeschlagene Modell in vier Schritten das Vorgehen von der Gebotsabgabe bis zur Bewirtschaftung eines Netzengpasses aufgezeigt. Hierbei wird durch zwei Beispiele mit viel und wenig Wettbewerb unter den PtH-Anlagenbetreibern auf das daraus resultierende, unterschiedliche Gebotsverhalten eingegangen. Zudem soll die aus technischer Sicht notwendige Poolbildung (Zuordnung von PtH-Anlagen zu Netzregionen, in denen sie netzentlastend wirken können) exemplarisch deutlich gemacht werden. In der Praxis muss diese Zuordnung aus netztechnischen Überlegungen durch den ÜNB/VNB vorgenommen werden.

Zur Vereinfachung wird hier von drei unterschiedlichen Netzregionen oder Pools sowie drei PtH-Anlagen, die an der Versteigerung teilnehmen, ausgegangen. Die Situation ist zur Veranschaulichung in Abbildung 6-1 dargestellt.

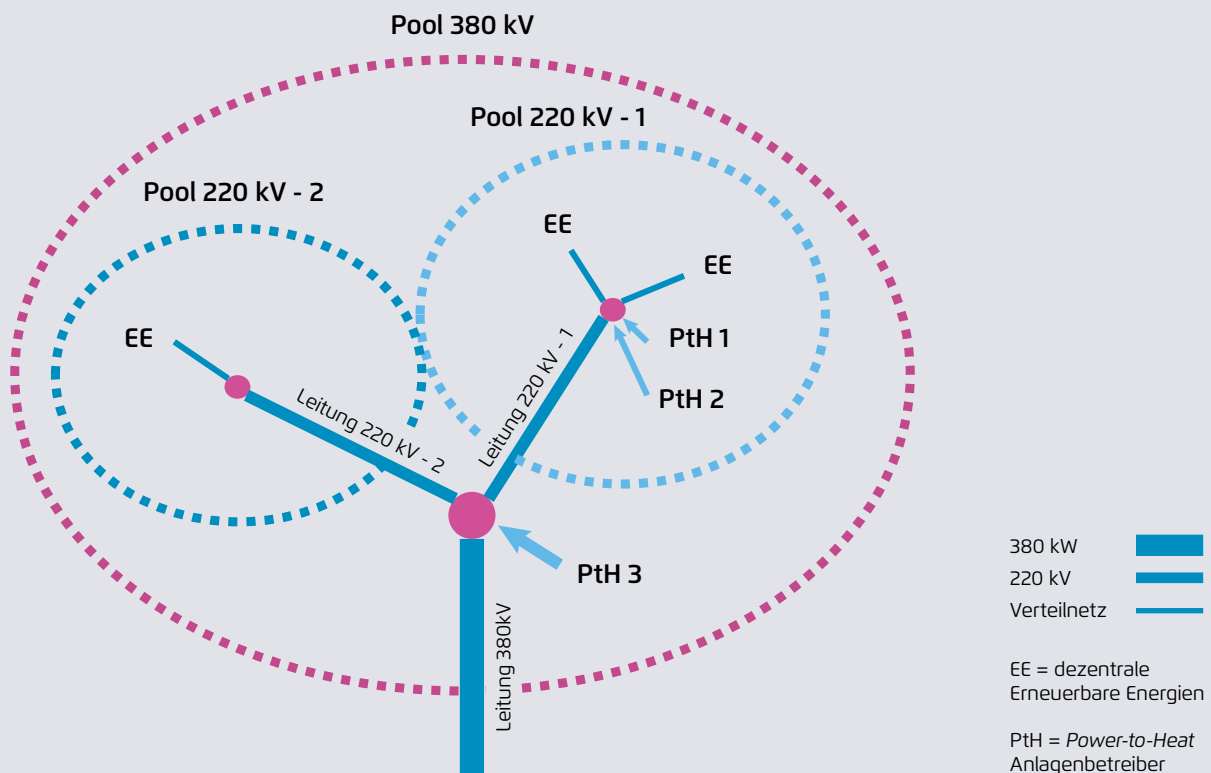
Versteigerung: Alle PtH-Anlagenbetreiber bieten für die nächste Woche/für den nächsten Tag auf den EinsMan-Strom. Das Mindestgebot beträgt 0,5 Cent pro Kilowattstunde.

Beispiel „viel Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist größer als der EinsMan-Bedarf):

Im Fall, dass mehr PtH-Anlagenleistung verfügbar ist als EinsMan-Bedarf, stellt sich (theoretisch) ein Preis nahe den vermiedenen Wärmegegestehungskosten der Bieter ein. Die PtH-Anlagen erwirtschaften keinen oder einen niedrigen

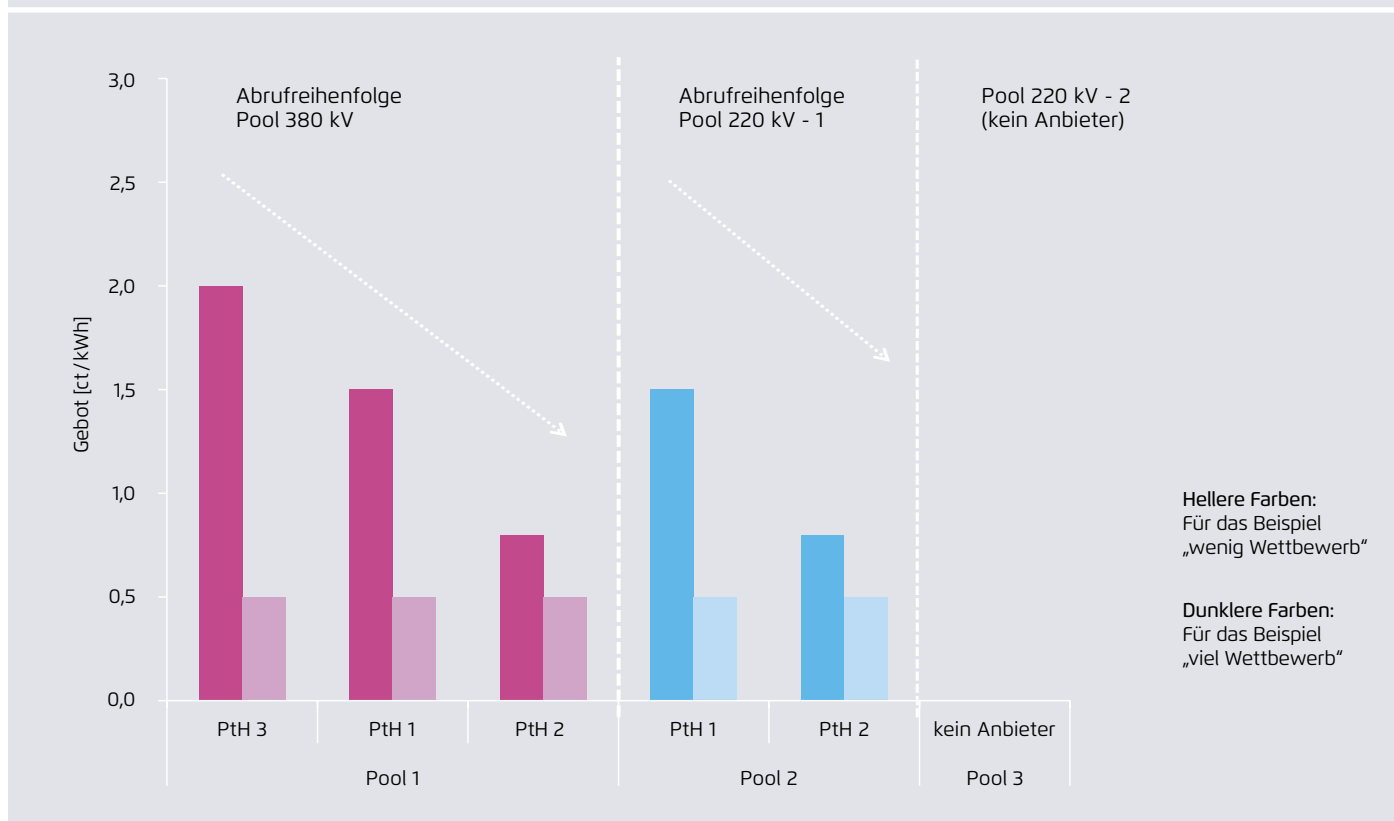
Schematische Darstellung der Zuordnung von PtH-Anlagen zu leitungsspezifischen Pools

Abbildung 6-1



Eigene Darstellung

Abrufreihenfolge je leitungsspezifischem Pool für die Beispiele „wenig Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist kleiner als der EinsMan-Bedarf) und „viel Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist größer als der EinsMan-Bedarf) Abbildung 6-2



Eigene Darstellung

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Im Folgenden wird die betriebswirtschaftliche Perspektive des PtH-Anlagenbetreibers betrachtet. Dies ist relevant, um in Abhängigkeit des Arbeitspreises für den Strombezug einschätzen zu können, ob für einen PtH-Anlagenbetreiber die EinsMan-Vermarktung grundsätzlich eine relevante Vermarktungsoption darstellen kann. Zudem können Aussagen über einen geeigneten Mindestpreis abgeleitet werden.

Im Folgenden wird daher eine exemplarische Bandbreite möglicher jährlicher Erlöse dargestellt und in Bezug zu den Kosten für eine PtH-Anlage gesetzt. Die Erlöse fallen je nach anrechenbaren vermiedenen Wärme-gestehungskosten und je nach mittlerer Zahlung für den EinsMan-Strom sehr unterschiedlich aus. Zudem ist die Anzahl der Einsatzstunden entscheidend.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Bei 350 Betriebsstunden⁵ könnten die Erlöse bei Opportunitätskosten von 3 ct/kWh bis 4,5 ct/kWh und einem zu zahlenden Arbeitspreis von 0,5 ct/kWh bis 2 ct/kWh zwischen 18 Prozent und 72 Prozent der annuitätischen Kosten der PtH-Anlage variieren. Bei 800 Betriebsstunden läge der Erlös bei 41 Prozent bis 164 Prozent der Kosten. Eine entsprechend hohe Anzahl an Betriebsstunden ist allerdings nur bei einem verzögerten Netzausbau zu erwarten.

⁵ Aus den Angaben der Netzbetreiber zum EinsMan geht hervor, dass bereits heute an den Netzmitteln der „Mittelachse“ (Umspannwerke in Flensburg und Audorf) Überlastungen auftraten, die EinsMan-Einsätze mit einer Gesamtdauer von 347 Stunden hervorriefen. Da die Engpässe auf 220-kV-Ebene auftreten, könnte PtH hier grundsätzlich in Verbindung mit einer geeigneten Wärmesenke netzentlastend wirken.

Jährliche Erlösmöglichkeiten für PtH im EinsMan-Vermarktungsmodell in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussfaktoren

Tabelle 6-2

Jährliche Erlöse in Prozent der annuitätischen Kosten*					
		Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung (ct/kWh)			
		3,0	3,5	4,0	4,5
		(Betrieb in 350 Stunden – Situation vergleichbar mit heute) ¹			
zu zahlender Arbeitspreis (ct/kWh)	0,5	45 %	54 %	63 %	72 %
	1,0	36 %	45 %	54 %	63 %
	1,5	27 %	36 %	45 %	54 %
	2,0	18 %	27 %	36 %	45 %
		(Betrieb in 800 Stunden – möglich bei verzögertem Netzausbau)			
	0,5	103 %	123 %	144 %	164 %
	1,0	82 %	103 %	123 %	144 %
	2,0	41 %	62 %	82 %	103 %

* Beispielanlage mit 10 MW, 150 €/kW Investition, Abschreibungsdauer 10 Jahre (5 Prozent Zinsen)

Die annuitätischen Kosten wurden hier mit rund 19.500 Euro pro Megawatt bei Investitionskosten in Höhe von 150 Euro pro Kilowattstunde, einer Abschreibungsdauer von zehn Jahren und einem Zinssatz von fünf Prozent angenommen. Bei deutlich anspruchsvolleren Finanzierungsbedingungen (fünf Jahre Abschreibung, zehn Prozent Zinsen) betragen die annuitätischen Kosten in etwa das Doppelte, sodass sich die Refinanzierungsbeiträge in Prozent in etwa halbieren (Tabelle siehe Anhang Tabelle 0-7).

Insgesamt wird deutlich, dass durch eine EinsMan-Vermarktung aus PtH-Sicht zwar relevante Erlöse erzielbar sind, die absolute Höhe unter anderem jedoch stark von den Kosten des Strombezugs abhängig ist. Die Kosten der Finanzierung für die Investition in PtH-Anlagen stellen eine zusätzliche, sehr relevante Variable dar. Die teilnehmenden PtH-Anlagenbetreiber können eine ausreichende Refinanzierungsbasis voraussichtlich nur erreichen, wenn auch zusätzliche Erlöse auf anderen Märkten erzielt werden können.

Vermarktung von EinsMan-Strom – Rechtliche Umsetzung

Die Handlungsempfehlungen sehen in der ersten vorgestellten Variante vor, PtH-Anlagen beziehungsweise andere zuschaltbare Lasten einzusetzen, um Strom aus volatilen Erneuerbaren Energien in Wärme umzuwandeln, dessen Einspeisung aufgrund von Engpässen im Übertragungs- oder Verteilnetz eigentlich abgeregelt werden müsste. Die Projektpartner haben hierzu ein Modell entwickelt, das in der Einführungsphase eine Anmeldeoption beim ÜNB/VNB (Pilotphase) und in der Folgezeit ein Versteigerungsmodell beinhaltet. Neben dem ökologischen Aspekt, EE-Strom nicht zu „verschenken“, dient dieses Modell auch dazu, die Netzentgelte zu entlasten, indem die Einnahmen der Netzbetreiber für die Abgabe des Überschussstroms⁶ eingesetzt werden, um die Kosten für die Abregelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen zu dämpfen (EinsMan-Kosten, § 12 EEG 2012). Ein wesentlicher Unterschied zwischen der

6 Sowohl in der Pilotphase als auch im Versteigerungsmodell erhält der Netzbetreiber immer einen Mindestarbeitspreis.

Auktionierung von Regelleistung beziehungsweise abschaltbaren Lasten und dem EinsMan-Modell besteht dabei darin, dass der Zahlungsfluss (Arbeitspreis) vom Anbieter der zuschaltbaren Last immer zum Netzbetreiber erfolgt.

Um dieses Modell für die Praxis erschließen zu können, sind verschiedene rechtliche Anpassungen vorzunehmen:

- Zunächst muss sichergestellt werden, dass der Überschussstromnutzung in PtH-Anlagen oder durch andere zuschaltbare Lasten ein Vorrang vor der Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen eingeräumt wird. Nur soweit der Engpass durch den Anlagenabruf nicht beseitigt werden kann, soll nach § 11 EEG 2012 ein Einspeisemanagement (EinsMan) durchgeführt werden.
- Darüber hinaus ist zu prüfen, wie sich das Anmelde- beziehungsweise Auktionsmodell rechtlich in das Energiewirtschaftsrecht einfügen lässt und wie die finanzielle Abwicklung einzupassen ist.
- Weiterhin ist es erforderlich, dass für den Überschussstrom, der ansonsten abgeregelt werden würde (im Folgenden als „EinsMan-Strom“ bezeichnet) keine Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern anfallen. Hier sind also sehr weitreichende Befreiungstatbestände beziehungsweise eine umfassende Generalbefreiung zu entwickeln. Im Ergebnis soll der Anbieter zuschaltbarer Lasten für den EinsMan-Strom ausschließlich einen Arbeitspreis zahlen. Eingesparte Wärmegestehungskosten sollen zudem – anders als beim kostenbasierten *Redispatch*⁷ – nicht eingepreist werden.
- Schließlich sollen auch Anpassungen des Primärenergiefaktors vorgenommen werden.

Im Folgenden sollen die wesentlichen Rechtsfragen einer kurzen Prüfung unterzogen werden. Dabei geht es sowohl um die praktischen Fragen der einfach-gesetzlichen Umsetzbarkeit als auch um verfassungs- und gegebenenfalls europarechtliche Hindernisse. Die Ausführungen basieren auf dem EEG 2012. Die mögliche Änderungen im Zuge der

laufenden Novellierung sind angesichts der Unsicherheiten über die genaue Ausgestaltung im weiteren Gesetzgebungsverfahren in der hier vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt worden.

Rechtliche Umsetzbarkeit des EinsMan-Modells

Das angedachte EinsMan-Modell sieht vor, dass die ÜNB/VNB vorrangig vor der Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG 2012 PtH-Anlagen beziehungsweise andere zuschaltbare Lasten als zusätzliche Verbraucher aktivieren. Dies erfordert zunächst eine Erweiterung des Voraussetzungskatalogs in § 11 Abs. 1 EEG 2012. Zudem bedürfen Anmeldeoption beziehungsweise Versteigerungsmodell einer rechtlichen Einkleidung im Rahmen der Vorschriften zur Systemverantwortung der Netzbetreiber nach §§ 13, 14 EnWG. Schließlich sind zur regulatorischen Behandlung der finanziellen Abwicklung des EinsMan-Modells Anpassungen in der Härtefallregelung des § 12 EEG 2012 vorzunehmen.

Grundlagen des Einspeisemanagements (§ 11 EEG 2012)⁸, Verhältnis zur Systemverantwortung nach § 13 EnWG

Die Regelung zum Einspeisemanagement dient dazu, einerseits eine pragmatische Lösung für den Umgang mit Netzengpässen zu finden und andererseits den Vorrang der Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus EE, Grubengas und KWK (§ 8 Abs. 1 EEG 2012, § 4 Abs. 1 KWKG) so weit wie möglich sicherzustellen.⁹ Um bei auftretenden Netzengpässen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, ist es unter den Voraussetzungen des § 11 EEG 2012 zulässig, EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen in ihrer Einspeiseleistung zu drosseln. Das EinsMan steht jedoch nicht für sich alleine, sondern bildet vielmehr eine Spezialvorschrift zur Systemverantwortung der Netzbetreiber in §§ 13, 14 EnWG (vgl.

⁷ vgl. Consentec/Frontier Economics: *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, S. 5

⁸ vgl. hierzu J. Vergoßen: *Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz*, 2012

⁹ G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 2

§ 13 Abs. 2a S. 3 EnWG).¹⁰ Vom EinsMan betroffene Anlagenbetreiber sind nach § 12 EEG 2012 zu entschädigen. Die Pflicht zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Stromnetze zur Sicherstellung des Abnahmevorrangs für EE und Grubengas (§ 9 EEG 2012) bleibt im Übrigen unberührt.

Folgende Voraussetzungen müssen gegeben sein, um eine Abregelung nach § 11 EEG 2012 zu rechtfertigen:

- Vorliegen einer unmittelbar oder mittelbar an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossenen EE-, Grubengas- oder (hocheffizienten¹¹) KWK-Anlage, deren Einspeiseleistung via Fernsteuerung angepasst werden kann. § 6 Abs. 1 und 2 EEG 2012 enthält entsprechende technische Vorgaben.
- Vorliegen eines Netzengpasses¹² im jeweiligen Netzbereich beziehungsweise im vorgelagerten Netz (höhere Netzebene)
- Wahrung des Abnahmevorrangs: Zunächst müssen nichtprivilegierte Anlagen abgeregelt werden. Eine Ausnahme besteht nur für sogenannte *Must-run-Units*¹³ (egal ob konventionell oder erneuerbar).
- Vorheriger Abruf der verfügbaren Daten über die Istein- speisung in der betroffenen Netzregion. Diese Daten sind nach § 11 Abs. 3 S. 2 Hs. 2 EEG 2012 den von der Eins- Man-Maßnahme Betroffenen auf Verlangen vorzulegen.

Im Rahmen der von § 11 EEG 2012 privilegierten Anlagen ergibt sich eine bestimmte Abschaltreihenfolge, die sich teilweise unmittelbar, teilweise mittelbar aus der Norm ergibt; insbesondere sind kleine Photovoltaikanlagen erst

nach allen anderen Anlagen abzuregeln (§ 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2012), zudem ist insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE und KWK abzunehmen (§ 11 Abs. 1 S. 3 EEG 2012). Das bedeutet, dass fluktuierende Einspeiser (Windkraft, Photovoltaik) erst nach Einspeisern mit Verschiebungspotenzial (Biomasse, KWK allgemein) geregelt werden dürfen.¹⁴

Das EinsMan betrifft ausschließlich EE, Grubengas und KWK in Netzengpassituationen. Soweit es beispielsweise um bloße, ständig auftretende Frequenzschwankungen geht, ist § 13 EnWG einschlägig.¹⁵ Zudem ermächtigt § 11 EEG 2012 nur zur Abregelung von Anlagen, also zum Reduzieren der Einspeiseleistung.¹⁶ Das Hochfahren von Erzeugungsanlagen, die Erbringung von Regelleistung oder die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ist wiederum nur nach § 13 EnWG zu veranlassen (vgl. hierzu auch § 2 Abs. 2 EnWG). Aus dem Verhältnis von § 11 EEG 2012 und § 13 EnWG ergibt sich deshalb eine übergeordnete Abschaltreihenfolge¹⁷:

- (1) netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen; § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG
- (2) marktbezogene, vertraglich vereinbarte Maßnahmen gegenüber nichtprivilegierten Anlagen; § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG
- (3) marktbezogene, vertraglich vereinbarte Maßnahmen gegenüber privilegierten Anlagen (soweit solche Verträge geschlossen wurden); § 13 Abs. 2a S. 2 EnWG
- (4) entschädigungslose Notmaßnahmen gegenüber nichtprivilegierten Anlagen; § 13 Abs. 2 EnWG
- (5) **bei Netzengpässen:** Drosselung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen, soweit bis auf die *Must-run-Units* bereits alle nichtprivilegierten Anlagen abgeregelt

10 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 4

11 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 22

12 TransmissionCode 2007, S. 76: „Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplanmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.“

13 BR-Drs. 341/11, S. 125: „Hier geht es um die netztechnisch bedingte Mindestlast, die sich z.B. aus dem Erfordernis der Vorhaltung einer Momentanreserve und aus Regelleistungsverpflichtungen ergibt.“

14 so G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 53 ff.

15 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 73

16 R. Walter/A. Huber: *Einspeisemanagement im EEG*, in: H. Loibl/M. Maslaton/H. Freiherr v. Bredow/R. Walter (Hrsg.): *Biogasanlagen im EEG*, 3. Aufl. 2013, S. 173 ff., Rn. 20 f.

17 angelehnt an die Übersicht bei G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 78 f.

wurden; § 13 Abs. 2a S. 3 EnWG unter Verweis auf § 11 EEG 2012 (EinsMan)

→ (6) wenn es nicht speziell um Netzengpässe geht: Drosselung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen, soweit bis auf die *Must-run-Units* bereits alle nichtprivilegierten Anlagen abgeregelt wurden; § 13 Abs. 2a S. 4, 5 EnWG

Im Zuge einer sich an die EEG-Novelle 2014 anschließenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts dürften auch Anpassungen von Einspeisemanagement und Systemverantwortung diskutiert werden.¹⁸ Hierzu sind bislang jedoch keine näheren Details bekannt (Diskussionsstand März 2014).

Rechtliche Umsetzbarkeit des Vorrangs für die Nutzung von EinsMan-Strom durch zuschaltbare Lasten

Das vorgeschlagene Modell zur Nutzung von EinsMan-Strom in PtH-Anlagen beziehungsweise durch andere zuschaltbare Lasten setzt in der Situation an, in der die Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG 2012 in seiner derzeitigen Fassung vorliegen, also insbesondere ein Netzengpass droht und bis auf die *Must-run-Units* alle nichtprivilegierten Erzeugungsanlagen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG bereits abgeregelt wurden, ohne dass die Gefahr vollständig beseitigt werden konnte. Statt nun direkt die Abregelung privilegierter Anlagen zuzulassen, könnte **als weitere Voraussetzung des Einspeisemanagements in § 11 Abs. 1 EEG 2012 eingefügt werden, dass vor Durchführung einer Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen sichergestellt werden muss, dass Überschüsse aus Windenergie und Photovoltaik durch zuschaltbare Lasten aufgenommen werden (Vorrangregelung)**. Die Rechtsfolge der Nichtabregelung setzt dabei voraus, dass solche Lasten auch tatsächlich existieren und durch ihre örtliche Lage geeignet sind, den Netzengpass zu verhindern oder dessen Umfang zu reduzieren, sowie die tatsächliche Abnahme des Stroms durch diese Anlagen. Soweit keine konkret einsetzbaren zuschaltbaren Lasten existieren und eingesetzt werden, wird – wie bislang – eine Abregelung durchgeführt.

Zwar betrifft das EinsMan neben EE-Anlagen noch KWK- sowie Grubengasanlagen. Der Anwendungsbereich der angedachten Normergänzung soll jedoch nur für Strom aus volatilen EE-Quellen gelten, denn nur bei diesen Anlagen führt eine Abregelung immer dazu, dass EE-Strom „verschenkt“ wird.

Rechtliche Umsetzbarkeit von Anmeldeoption (Pilotphase) und Versteigerungsmodell

Um zu gewährleisten, dass die Auswahl der zuschaltbaren Lasten in einem förmlichen Verfahren erfolgt, sind weitere Rechtsanpassungen erforderlich. Diese sind regelungssystematisch am sinnvollsten in § 13 EnWG umzusetzen, da § 11 EEG 2012 – wie bereits erläutert – nur die Reduktion der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen in den Blick nimmt. Über die Verpflichtung zur vorrangigen Heranziehung von zuschaltbaren Lasten hinaus muss **sichergestellt werden, dass die Auswahl unter mehreren Anbietern in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu erfolgen hat**. Diese Verfahrensanforderung lässt sich zum einen aus Art. 15 Abs. 6 der Elektrizitäts-Richtlinie (RL 2009/72/EG), zum anderen auch aus den innerstaatlichen Anforderungen an die Beschaffung von Regelenergie (§ 22 Abs. 1 S. 1 EnWG) sowie von ab- und zuschaltbaren Lasten (§ 13 Abs. 4a S. 1 EnWG¹⁹; dazu sogleich) ableiten.

Bereits nach der jetzigen Rechtslage kann der Einsatz ab- und zuschaltbarer Lasten vertraglich vereinbart werden (vgl. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Hierzu enthält § 13 Abs. 4a, 4b EnWG nähere Vorgaben. Aus Absatz 4a folgt, dass Netzbetreiber – soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist – ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren (wohl im Sinne einer öffentlichen Bekanntmachung zur Angebotsabgabe zu verstehen) durchzuführen haben, wenn sie zu- oder abschaltbare Lasten beschaffen wollen. Die technischen Anforderungen sind zuvor, soweit möglich, zu vereinheitlichen; für die Ausschreibung ist eine gemeinsame Internetplattform einzurichten beziehungsweise einzusetzen. Weiterhin wird auf

¹⁸ vgl. EEG-Entwurf vom 28.03.2014, S. 56

¹⁹ vgl. C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 80

die Möglichkeit verwiesen, dass die Bundesregierung „zur Verwirklichung einer effizienten Beschaffung und zur Verwirklichung einheitlicher Anforderungen“ durch Rechtsverordnung nähere Regeln für ein sich wiederholendes oder für einen bestimmten Zeitraum geltendes Ausschreibungsverfahren vorgeben kann (§ 13 Abs. 4a S. 5 EnWG). In den Sätzen 6 und 7 wird dies noch näher präzisiert:

„In der Rechtsverordnung können insbesondere Regelungen zu technischen Anforderungen an Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten, zu Anforderungen an eine Präqualifikation, die zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren berechtigt, zum Verfahren der Angebotserstellung, der Zuschlagserteilung und zum Abruf der Ab- oder Zuschaltleistung getroffen werden. Daneben können in der Rechtsverordnung den Anbietern von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten Meldepflichten bezüglich der Verfügbarkeit der Ab- oder Zuschaltleistung gegenüber den Betreibern von Übertragungsnetzen auferlegt werden, und es können Regelungen für einen rückwirkenden Wegfall der Vergütung für ab- oder zuschaltbare Lasten bei vorsätzlicher oder grob fahrlässiger Verletzung dieser Meldepflichten vorgesehen werden.“

§ 13 Abs. 4b EnWG eröffnet der Bundesregierung darüber hinaus die Möglichkeit, ÜNBs²⁰ durch Rechtsverordnung zu verpflichten, Ausschreibungen nach Absatz 4a durchzuführen und eingegangene Angebote bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.500 Megawatt anzunehmen. Hiervon hat die Regierung mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)²¹ Gebrauch gemacht. Für zuschaltbare Lasten gibt es bislang keine eigene Verordnung.²²

Für die hier vorgestellte Nutzung von EinsMan-Strom ist § 13 Abs. 4b EnWG nicht unmittelbar einschlägig, da es nicht

darum geht, eine bestimmte Gesamtleistung an zuschaltbarer Last zu kontrahieren, sondern gezielt darum, EinsMan-Strom in zuschaltbaren Lasten einzusetzen, statt eine Abregelung durchzuführen. Der Blickwinkel ist also ein anderer. Die Prüf- und Heranziehungspflicht bei vorhandenen zuschaltbaren Lasten soll – wie dargestellt – direkt in § 11 EEG 2012 integriert werden. Auch **§ 13 Abs. 4a EnWG** ist zunächst nicht heranziehbar, da die Norm dem Wortlaut nach nur auf marktbezogene Maßnahmen und nicht auf Notmaßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 2 EnWG beziehungsweise das EinsMan nach § 11 EEG 2012 bezogen ist. **Dennoch erscheint es sinnvoll, diese Norm und damit die enthaltene Verordnungsermächtigung für die Zuschaltung von Lasten zur Aufnahme von Überschussstrom fruchtbar zu machen.** Dies ließe sich etwa dadurch bewerkstelligen, dass in § 13 Abs. 4a S. 1 EnWG die Beschränkung der Anwendbarkeit auf „vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2“ gestrichen wird. Nach ihrer systematischen Positionierung nimmt die Norm bereits jetzt nicht zwangsläufig Bezug auf marktbezogene Maßnahmen – andernfalls wäre die Einordnung nach Absatz 1b und damit vor der Regelung zu den Notmaßnahmen in Absatz 2 logischer gewesen.²³ Alternativ zur Anpassung von § 13 Abs. 4a EnWG könnte auch in einem neuen Absatz des § 13 EnWG eine neue Verordnungsermächtigung speziell für die Aufnahme von EinsMan-Strom geschaffen werden.

Die Regierung könnte dann, gestützt auf den geänderten § 13 Abs. 4a EnWG beziehungsweise eine neugeschaffene Verordnungsermächtigung eine **Verordnung über zuschaltbare Lasten erlassen**²⁴, die genauere Vorgaben zum Anmelde- beziehungsweise Versteigerungsverfahren – etwa, in welchen Zeiträumen Auktionen vorzunehmen sind – enthält. Hier könnten auch detaillierte Präqualifikationsbedingungen aufgestellt werden. Insbesondere erscheint es im Zuge der Schaffung der Verordnungsermächtigung und der

20 könnte über § 14 EnWG auch für VNBs gelten (nicht abschließend geprüft)

21 Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)

22 vgl. C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 62

23 Die Erklärung für diese Positionierung liefert C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 131: Der Grund liegt wohl in der Vorgängerregelung, die einen Bezug zur Haftungsfreistellung in Absatz 4 aufwies.

24 Die VO kann speziell auf EinsMan-Strom bezogen werden. Denkbar ist aber auch, bei dieser Gelegenheit allgemeine Regelungen über zuschaltbare Lasten zu erlassen.

Verordnung sinnvoll zu prüfen, inwieweit die zuschaltbaren Lasten eine bestimmte Stromabnahmedauer garantieren sollten – um zu gewährleisten, dass eine möglichst große Menge des Stromüberschusses (EinsMan-Strom) abgenommen werden kann. PtH-Anlagen sind in besonderer Weise geeignet, dieser Anforderung zu genügen, da sie keinen natürlichen Zeitbeschränkungen unterliegen und potenziell über viele Stunden hinweg Strom aufnehmen und in Wärme umwandeln können. Wenn eine Anlage die Präqualifikationsbedingungen erfüllt, kann der Abschluss einer Rahmenvereinbarung erfolgen.

Auch für die vorgesehene **Pilotphase** könnte die Verordnung auf die geänderte Fassung von § 13 Abs. 4a EnWG gestützt werden. Hier könnte man sich den Passus „soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist“ zunutze machen. Eine Ausschreibung ist etwa dann entbehrlich, wenn sie mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden ist.²⁵ Da zunächst mit nur wenigen teilnehmenden PtH-Anlagen zu rechnen ist, lässt sich vertreten, dass der Aufwand, den ein Ausschreibungsverfahren mit sich bringen würde, anfangs wirtschaftlich unangemessen ist. Umfassende Rechtssicherheit kann auch insoweit durch eine eigenständige Verordnungsermächtigung geschaffen werden.

Rechtliche Umsetzbarkeit der finanziellen Abwicklung hinsichtlich des EinsMan-Stroms

Das EinsMan-Modell sieht vor, dass die EE-Anlagenbetreiber für den EinsMan-Strom, der an sich abgeregelt werden müsste, auch im Falle der Nutzung in einer PtH-Anlage nur die Härtefallentschädigung nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 erhalten. Für sie ändert sich in finanzieller Hinsicht also nichts. Die Entschädigung umfasst nach Satz 1 grundsätzlich „95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen.“ Nur wenn die entgangenen Einnahmen in einem Jahr ein Prozent der Jahreseinnahmen übersteigen, sind die betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt vollständig zu entschädigen (§ 12 Abs. 1 S. 2 EEG 2012). Die Regelung müsste allerdings modifiziert werden, da derzeit

eine Entschädigung nur dann anfällt, wenn die Einspeisung „wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 [EEG 2012] reduziert“ wird. Die neue Fassung müsste eine **Gleichbehandlung von Einspeiserreduzierung und Nichtreduzierung wegen Strombezugs für zuschaltbare Lasten enthalten**, wozu ein Verweis auf die Vorrangregelung in § 11 Abs. 1 EEG „n. F.“ genügen würde.

Der Netzbetreiber, der die Entschädigung zu leisten hat, kann nach § 12 Abs. 2 S. 1 EEG 2012 „die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat“ (EinsMan-Kosten). Wie bereits vorweggenommen, sollen diese durch das EinsMan-Modell entlastet werden. Dies lässt sich dadurch bewerkstelligen, dass die **Einnahmen, die der Netzbetreiber aus den gezahlten EinsMan-Arbeitspreisen generiert, bei den Kosten für die Entschädigungszahlungen in Abzug gebracht werden müssen**. Auch hier ist also eine Anpassung des Wortlauts erforderlich. Die Erforderlichkeit der EinsMan-Maßnahme ist bereits zu bejahen, wenn die Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG („n. F.“) eingehalten wurden.²⁶

In der weiteren Novellierung von EEG und EnWG ist mittelfristig mit Änderungen auch im Bereich des Einspeisemanagements zu rechnen. Diese betreffen gegebenenfalls auch die Entschädigungsregelung des § 12 EEG 2012. Im Koalitionsvertrag²⁷ heißt es hierzu:

„Spitzenlast kann bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. Zudem werden wir die Entschädigungsregelung im Einspeisemanagement so verändern, dass sie verstärkt Anreize dafür setzt, die Netzsituation bei der Standortwahl von Neuanlagen besser zu berücksichtigen (Härtefallregelung). In der bestehenden Härtefallre-

²⁵ so C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 59

²⁶ V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 12 EEG Rn. 82

²⁷ Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S. 55

gelung wird die Höhe der Entschädigung abgesenkt, wenn wegen eines Netzengpasses nicht eingespeist werden kann. Der Einspeisevorrang für die Erneuerbaren Energien wird beibehalten.“

Inwiefern sich solche oder ähnliche Anpassungen auf die Umsetzung des EinsMan-Modells auswirken, lässt sich derzeit noch nicht beurteilen.

Rechtliche Umsetzbarkeit der Stromkostenbefreiungen für den Bezug von EinsMan-Strom

Der Bezug von Überschussstrom zur Nutzung in zuschaltbaren Lasten soll von sämtlichen Entgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern befreit sein. Bei der rechtlichen Umsetzung dieser Privilegierung ist **entscheidend, dass die Befreiung vom jeweiligen Strompreiskostenbestandteil an die Nutzung von EinsMan-Strom geknüpft wird**. Die jeweils zu normierenden Befreiungstatbestände sollten zu diesem Zweck Rechtsgrundverweisungen auf die Vorrangregelung in § 11 Abs. 1 EEG „n. F.“ beziehungsweise allgemein das Einspeisemanagement enthalten. **Denkbar wäre auch**, eine Generalbefreiungsnorm für EinsMan-Strom in § 11 EEG 2012, § 13 EnWG oder der Verordnung zu zuschaltbaren Lasten einzufügen. Hierdurch wäre nach außen auch deutlich dokumentiert, dass die Stromkostenbefreiungen für EinsMan-Strom nur dazu dienen, durch den günstigen Bezug von Überschussstrom Abregelungen von volatil erzeugenden EE-Anlagen zu verhindern – und nicht etwa zur Förderung der Wirtschaft oder ähnlichen Nebenzwecken gedacht sind. Potenzielle neue Umlagen wären automatisch mit umfasst, ohne dass es eines zusätzlichen gesetzgeberischen Eingreifens bedürfte.

Rechtliche Zulässigkeit der angedachten Novellierungen

Die vorgestellten rechtlichen Anpassungen zur Umsetzung des EinsMan-Modells in geltendes Recht sind **vorbehaltlich einer abschließenden Detailprüfung²⁸ verfassungsrechtlich zulässig**. Näher untersucht wurde insbesondere die Zulässigkeit der Stromkostenbefreiungen unter Grundrechtsge-

sichtspunkten. Auf eine Prüfung der Vorschriften des EU-Rechts wurde angesichts des laufenden Beihilfverfahrens²⁹ in Bezug auf das EEG 2012 verzichtet. Konkrete Aussagen können hierzu erst nach formellem Abschluss des Verfahrens getroffen werden.

Soweit Anbieter zuschaltbarer Lasten EinsMan-Strom quasi kostenfrei erhalten (mit Ausnahme des zu zahlenden Arbeitspreises), sind sie deutlich bessergestellt als andere Strombezieher. Eine ausführliche Darlegung aller verbundenen Fragestellungen würde den Rahmen des Vorhabens und dieser Handlungsempfehlungen sprengen, deshalb sei an dieser Stelle nur auf folgende wichtige Punkte hinzuweisen:

- Bei der Verwirklichung des EinsMan-Modells sind drei **Grundrechte** näher betroffen: der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG), die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) sowie die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG). Ungleichbehandlungen sind anhand der Willkürformel beziehungsweise anhand des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes zu beurteilen. Eingriffe in Freiheitsrechte sind im Ergebnis immer am Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu messen.³⁰ Das angedachte Modell führt zwar nicht dazu, dass Dritte stärker belastet werden, da nur Überschussstrom privilegiert ist, der sonst abgeregelt würde. Darauf kommt es aber für die Grundrechtsbetroffenheit nicht an – es genügt für die Frage des Vorliegens einer Ungleichbehandlung beziehungsweise nach einem Eingriff in den Schutzbereich eines Grundrechts bereits, dass PtH-Anlagen gegenüber der Gesamtheit der nichtprivilegierten Stromabnehmer bevorteilt werden sollen.
- Zur **Rechtfertigung** lässt sich vorliegend ausführen, dass der volatil erzeugte EE-Strom, der für zuschaltbare Lasten zur Verfügung gestellt wird, im Falle der Abregelung „verloren“ wäre. Nur dieser nun doch verwendbare EinsMan-Strom ist von Entgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern befreit. Darüber hinaus sollen die Netzentgelte entlastet werden: Die Kosten für Entschädigungen für die Abre-

²⁸ Eine abschließende Prüfung kann erst anhand eines konkreten Gesetzesvorschlages erfolgen.

²⁹ Eröffnungsbeschluss vom 18.12.2013, SA.33995 (2013/C)

³⁰ H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 17, Art. 20 GG Rn. 80 ff.

gelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen, die die Netzbetreiber nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 in Engpassituationen zu leisten haben, werden in der Regel über die Netzentgelte weitergewälzt (§ 12 Abs. 2 EEG 2012). Diese Kosten sollen im EinsMan-Modell gedämpft werden, indem die Einnahmen für EinsMan-Strom (Arbeitspreise) mit den Kosten für die Abregelung³¹ verrechnet werden. Kurz gesagt: Die auf EinsMan-Strom beschränkte Kostenbefreiung dient legitimen Zwecken des Allgemeinwohls und führt nicht zu Belastungen Dritter, sondern vielmehr bestenfalls sogar zu Entlastungen aufgrund zusätzlicher Einnahmen.³²

- Der Gesetzgeber darf zwar nicht beliebig Ausnahmen zu einer bestimmten Grundregel schaffen, jedoch wird die Grenze der Verfassungswidrigkeit erst dann überschritten, „wenn damit das System des Gesetzes ohne zureichende sachliche Gründe verlassen wird“.³³ Ein solcher Grad ist vorliegend aber nicht erreicht.
- Hinweis: Auch eine Beschränkung des Anwendungsbereichs auf PtH-Anlagen (gegebenenfalls weiter beschränkt auf bivalente oder hybride Systeme) dürfte sich verfassungsrechtlich rechtfertigen lassen. Insoweit sei auf die Argumentationslinien unter 6.4 verwiesen.

Primärenergiefaktor

Zur Beseitigung des mittelfristig zu erwartenden Hemmnisses für Fernwärmenetzbetreiber durch den sich verschlechternden f_p beim zunehmenden Einsatz von PtH-Anlagen im Fernwärmesystem sollte wärmeseitig für den Anwendungsfall des Einsatzes als EinsMan-Maßnahme ein **reduzierter f_p „EinsMan“** eingeführt und die Berechnung des f_p für Fernwärmenetze für den Fall des Einsatzes von PtH-Anlagen angepasst werden. Ein verbesserter f_p ist gerechtfertigt gegenüber dem schlechteren f_p bei anderen Einsatzarten, da der verwendete Strom zum einen bilanziell aus Erneuerbaren Energien erzeugt und ansonsten abgeregelt und mit-

hin verloren gehen würde. Zum anderen liegt in der vorgeschlagenen Anwendungsform (Kombination mit KWK zum Einsatz als negative Regelenergie oder für das EinsMan) eine zentrale, **effiziente Nutzung** vor, die im Gegensatz zur dezentralen Nutzung in beispielsweise Nachtspeicherheizungen ökonomisch und ökologisch sachgerechter ist und als Baustein der Systemdienstleitungen netzdienlich die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt unterstützt. Vergleichbar damit wurde der f_p für den Strommix ebenfalls in der EnEV 2014 abgesenkt, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix kontinuierlich steigt. Da mit Wärme aus PtH ebenso der Anteil Erneuerbarer Energien in der Fernwärmeversorgung erhöht und fossile Energieträger substituiert werden, sollte dieser umweltschonende und effiziente Energieeinsatz auch beim f_p des eingesetzten Stroms Berücksichtigung finden.

Zur Umsetzung dieser Reduzierung sind mehrere Handlungsalternativen möglich, die auf der Ebene des gesetzlich normierten f_p für den eingesetzten Strom und auf der Ebene der konkreten Berechnung des f_p des jeweiligen Fernwärmenetzes ansetzen können.

Regelungen auf der Ebene des gesetzlich normierten f_p für Strom

- Neuer, statischer, pauschaler Primärenergiefaktor für EinsMan-Maßnahmen
- Wird die PtH-Anlage zum Anbieten von EinsMan-Strom eingesetzt, könnte ein gesonderter f_p „EinsMan“ geschaffen werden, der günstiger als der bisherige Faktor ist und dem Umstand Rechnung trägt, dass der Strom als Systemdienstleistung verwendet wird. Dieser Faktor wird einmalig statisch festgelegt und bei der konkreten Berechnung des jeweiligen Fernwärmenetzes zugrunde gelegt. Der f_p sollte dabei deutlich geringer festgesetzt werden als bislang, gegebenenfalls könnte er auf null reduziert werden.

31 beziehungsweise für die Nichtabregelung zur Nutzung in zuschaltbaren Lasten (§ 12 Abs. 1 EEG „n. F.“)

32 Auf die ausführlichere Prüfung zur EEG-Umlageverringering im Spotmarktmodell (PtH-Einsatz bei negativen Preisen) sei hingewiesen (siehe 6.4).

33 BVerfGE 18, 315 (334)

Regelungen der konkreten Berechnung des f_p für das Fernwärmenetz

→ Dynamische Berechnung des Primärenergiefaktors im Einzelfall

Zunächst könnte ein dynamischer f_p je nach konkreter Einspeisesituation in das jeweilige Fernwärmenetz rechtlich normiert werden. In diesem Fall müsste der Fernwärmenetzbetreiber (nach einer bestimmten zeitlichen Auflösung) die verwendeten Energieträger für die Wärmeerzeugung und die Zeiten des Einsatzes der PtH-Anlage ex post erfassen und gegebenenfalls melden. In der Folge würde für das jeweilige Fernwärmenetz kein statischer, sondern ein f_p mit einer gewissen Bandbreite (beispielsweise $f_{p,FW} = 1,52-1,60$) bescheinigt werden. Die praktische Umsetzbarkeit dieser Option ist fraglich, da sie zwar den tatsächlichen f_p exakt erfassen würde, zugleich aber ein hoher administrativer Aufwand zu erwarten ist und die Vereinbarkeit mit den Anforderungen der EnEV 2014 fraglich ist, wenn die Bandbreite beispielsweise in ungünstigen Zeiten oder Jahren dazu führt, dass die Anforderungen an den Jahres-Primärenergiebedarf nicht erfüllt werden. Zudem widerspräche dieser Lösungsansatz dem derzeitigen System der AGFW-Bescheinigungen, die einen festen f_p für den Zeitraum von drei beziehungsweise zehn Jahren festschreiben (Ziff 2.1 der Geschäftsordnung).

→ Statischer Durchschnittsfaktor im Einzelfall

Als weitere Handlungsalternative könnte für das jeweilige Fernwärmenetz ein statischer f_p berechnet und bescheinigt werden. Dies könnte unter Zugrundlegung eines deutlich reduzierten f_p für den Strom, dem Verhältnis der Leistung der KWK-Anlage(n) im Fernwärmesystem zur PtH-Anlage und Erfahrungswerten zur Abrufung der PtH-Anlage für Einsparmaßnahmen berechnet werden. Im Ergebnis steht im Gegensatz zur vorgenannten Alternative ein fester Wert, der unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der PtH-Anlage gilt. Der Vorteil dieser Variante ist der geringe administrative Aufwand im Betrieb, jedoch unter Hinnahme der Tatsache, dass die Werte nicht präzise sind.

→ Nichtberücksichtigung des Anteils aus PtH bis zu einem bestimmten Schwellenwert aus Gründen der Systemdienstleistung

Ferner könnte festgelegt werden, dass bei den derzeit noch geringen Abrufzeiten von PtH-Anlagen deren Anteil an der Wärmeerzeugung für die Berechnung und Bescheinigung des f_p bis zu einem bestimmten Höchstanteil nicht berücksichtigt wird. Dadurch würde verhindert, dass – solange noch der ungünstige f_p gilt – sich der f_p des Fernwärmesystems verschlechtert. Da die Informationen hierüber nur der Betreiber des Fernwärmesystems hat, müsste dieser zugleich verpflichtet werden, ein Überschreiten des Höchstanteils zu melden.

→ Möglichkeit für Fernwärmenetzbetreiber, PtH-Einsatz gesondert in der Bescheinigung über die energetische Bewertung der Fernwärme auszuweisen

Neben der Reduzierung des f_p bietet als letzte Handlungsoption die Geschäftsordnung zum AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 bereits jetzt die Möglichkeit, dass dem Fernwärmenetzbetreiber aus Transparenzgründen und wegen des vermuteten positiven Marketingeffekts bescheinigt werden kann, dass Strom aus Erneuerbaren Energien (mit einem bestimmten f_p) unterstützend zur Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Das ist darin begründet, dass das Muster der f_p -Bescheinigung in Anlage 1 der Geschäftsordnung zum Arbeitsblatt FW 309-1 nur ein Muster und demnach nicht bindend ist. Nach Angaben des AGFW nutzen f_p -Gutachter diese Möglichkeit in der Praxis bereits.

Rechtliche Verortung der Anpassungen

Für den in PtH-Anlagen eingesetzten Strom ist der in DIN V 18599- 1: 2007-2 und DIN V 4701-10: 2006-12 sowie der neu in der EnEV 2014 normierte Verdrängungsmixfaktor von derzeit $f_{p,verd} = 2,8$ anzuwenden. Dies ergibt sich aus der Sonderregelung in **Ziff. 4.6 Satz 2 AGFW-Arbeitsblatt FW-309-1** in der derzeit geltenden Fassung.³⁴ Eine Anpassung des f_p hat daher in diesen Regelwerken zu erfolgen. Da die EnEV durch die Fassung 2014 jüngst novelliert wurde und der Verdrängungsmixfaktor nunmehr ausdrücklich in der Verordnung und nur noch unter Bezugnahme auf die DIN V 18599-1:2011-12 geregelt ist, könnte der reduzierte f_p in Ziff. 2.1.1 der Anlage 1 der EnEV 2014 angepasst werden. Alternativ oder korrespondierend dazu könnten Einzelheiten der vorgenann-

³⁴ Ziff. 4.5 Satz 2 in der ab Mai 2014 geltenden Fassung

ten Handlungsoptionen bezüglich der konkreten Berechnung des f_p für das Fernwärmenetz im AGFW-Arbeitsblatt FW-309-1 in Ziff. 4.5 und gegebenenfalls der Geschäftsordnung dazu geregelt werden. Die Ergänzung des AGFW-Arbeitsblattes bietet sich zum einen an, weil diese wesentlich einfacher und schneller umzusetzen ist als die Anpassung der EnEV 2014 oder der in Bezug genommenen DIN-Verordnungen. Zum anderen enthält das Arbeitsblatt im Abschnitt 4 ausdrücklich anlagenspezifische Bilanzierungsregeln, sieht also spezielle Regeln für Technologien wie PtH vor. Zudem ist das Arbeitsblatt die speziellere Materie im Verhältnis zur EnEV, um Regelungen für Fernwärmenetze zu treffen.

Ergebnis

Zur Verwirklichung des EinsMan-Modells sind diverse Anpassungen der derzeitigen Rechtslage erforderlich. Entscheidend ist die Erweiterung des Voraussetzungskatalogs in § 11 Abs. 1 EEG: Soweit zuschaltbare Lasten zur Verfügung stehen, sind diese zur Aufnahme von Überschussstrom einzusetzen. Näheres zum Verfahren ist in einer Verordnung über zuschaltbare Lasten festzulegen. Die Entschädigungsregelung in § 12 EEG 2012 ist zu modifizieren. Das Modell dürfte sich regelungstechnisch in das bestehende System einfügen lassen, ohne dass hierdurch systematische Brüche entstehen. Ungleichbehandlungen sowie Eingriffe in Freiheitsrechte erscheinen gerechtfertigt. Der Einführung eines reduzierten f_p für den Einsatz von Überschussstrom aus nachweislich Erneuerbaren Energien für EinsMan-Maßnahmen stehen aus rechtlicher Sicht ebenfalls keine systematischen Bedenken entgegen.

Power-to-Heat-Einsatz bei negativen Preisen – Modell

Motivation

Der Betrieb einer PtH-Anlage über den Spotmarkt ist derzeit zum Großteil nicht wirtschaftlich. Dabei gibt es Situationen, in denen ein Einsatz bereits heute ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist: Dies sind in der Regel Zeitfenster mit hoher EE-Einspeisung und geringer Stromnachfrage, in denen sich am Spotmarkt der EEX negative Preise bilden. Der Einsatz von PtH als zusätzlicher Verbraucher würde in diesen Phasen den Preis an der Börse stützen und damit:

- die EEG-Umlage entlasten (ökonomischer, volkswirtschaftlicher Nutzen) und
- die Abregelung von Windenergie in der Marktprämie vermeiden (ökologischer Nutzen)

Im Folgenden wird zunächst gegenübergestellt, bei welchem Börsenpreis PtH unter heutigen Rahmenbedingungen eingesetzt werden kann und wann ein Einsatz aus energie-wirtschaftlicher Sicht sinnvoll wäre. Darauf aufbauend wird eine Handlungsempfehlung in Form einer Reduktion der EEG-Umlage für den Fremdstrombezug von PtH abgeleitet.

Grenzpreis am Spotmarkt für PtH unter aktuellen Rahmenbedingungen

Der derzeitige spotmarktinduzierte Einsatz von PtH – also die Wärmeproduktion durch PtH mit Fremdstrombezug über die Börse – ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur bei extrem negativen Preisen betriebswirtschaftlich sinnvoll. Bei welchem Preis eine bestehende PtH-Anlage innerhalb eines Wärmeversorgungssystems (zum Beispiel Fernwärmenetz) eingesetzt wird (Grenzpreis), hängt vor allem von den folgenden Faktoren ab:

- den Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung
- der Höhe der Steuern und Umlagen auf den Strombezug (EEG-Umlage, Netzentgelte, Steuern etc.)

Die Opportunitätskosten der Wärme sind vor allem von der Art der alternativen Wärmeerzeugung abhängig. Hierbei stellt sich die Frage, ob ein teurer Erdgasspitzenlastkessel substituiert werden kann (Winter) oder die Leistung der KWK-Anlage reduziert werden müsste (Übergangszeit und Sommer). Des Weiteren haben der Wirkungsgrad der Anlage, die Brennstoffkosten, sonstige Vergünstigungen bei der Wärmeproduktion wie zum Beispiel eine Steuerbefreiung bei Anlagen mit weniger als zwei Megawatt oder vermiedene Netzentgelte einen Einfluss auf die Höhe der Kosten.³⁵ Zu-

³⁵ Gegebenenfalls stellt sich auch die Frage, ob ein KWK-Bonus zu Abschreibungszwecken auf die Grenzkosten der KWK angerechnet wird, was aber aufgrund der Tatsache, dass das KWKG die Förderdauer an der Zahl der Vollbenutzungsstunden und nicht anhand von Jahren bemisst, nicht berücksichtigt wird.

sätzlich ist der Einsatz der KWK wiederum selbst vom Börsenpreis abhängig.

Aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge kann ein allgemein gültiger Grenzpreis für PtH unabhängig von den alternativ genutzten Wärmeerzeugern nicht ermittelt werden. Die in den Simulationen vorgenommene Anrechnung der vermiedenen Wärmegestehungskosten eines Erdgaskessels als Wärmegutschrift stellt, wie schon in Kapitel 4³⁶ erläutert, lediglich eine Näherung zu in großer Bandbreite auftretenden Fernwärmeerzeugungskosten dar (zum Beispiel Größe und Einsatzbedingungen der KWK-Anlage und der Spitzen- und Reservekessel). Deshalb ist zu erwarten, dass die Attraktivität der vorgeschlagenen Umlagereduzierung nicht für alle KWK-Anlagen gleich wirkt oder auskömmlich ist. Dabei unterliegt die Studie der Prämisse zu gewährleisten, dass – im Sinne des Koalitionsvertrages – nur EE-Strom, welcher sonst abgeregelt werden müsste, verwendet wird, und dass keine konventionellen Kraftwerke durch PtH mehr Strom produzieren (siehe Kapitel 1³⁷). Diese Forderung wird durch den Vergleichsmaßstab, der sich an der Opportunität eines Spitzenlastkessels bemisst, abgesichert, weil diese bei den Wärmeerzeugungskosten eine Obergrenze darstellt. Können demgegenüber nur geringere anlegbare Erzeugungskosten angerechnet werden, lohnt der Einsatz nur bei noch niedrigeren Preisen als minus zwei Cent pro Kilowattstunde.

36 verfügbar auf www.agora-energiewende.de

37 verfügbar auf www.agora-energiewende.de

Als Vereinfachung für die folgenden Analysen bietet sich daher an, nur den Grenzpreis zu betrachten, der für die Verdrängung eines Erdgaskessels ausschlaggebend ist. Die hier verwendete und vereinfachte Rechnung zur Ermittlung des Grenzpreises ist in Tabelle 6-3 dargestellt. Der zugrundegelegte Wärmepreis für PtH ergibt sich dabei aus den Kosten des Strombezugs zuzüglich der Steuern und Abgaben und unter Berücksichtigung des PtH-Wirkungsgrades. Der Wärmepreis des Erdgaskessels ergibt sich aus den Brennstoffpreisen und dem Wirkungsgrad der Anlage. Hier wurde wie in Kapitel 4³⁸ angenommen, dass die Erdgaspreise in großen Versorgungssystemen 3,8 Cent pro Kilowattstunde (Steinkohleheizkraftwerk/Erdgas-GuD) und in kleinen Systemen 4,6 Cent pro Kilowattstunde (BHKW) betragen. Im Fall des BHKW sind zudem die Steuern und Abgaben um einen Cent pro Kilowattstunde höher, da das Fernwärmesystem an einer niedrigeren Spannungsebene mit höheren Netzentgelten liegt. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Wärmepreis für den Erdgaskessel und der Wärmepreis für PtH erst bei einem Strompreis von etwa minus 6,8 bis minus 6,9 Cent pro Kilowattstunde identisch sind. Nur wenn der Börsenpreis unterhalb des Grenzpreises liegt, kann PtH wirtschaftlich eingesetzt werden. Aufgrund der vereinfachenden Annahmen sind diese Grenzpreise hier als Richtwerte zu verstehen und unterliegen in der Praxis zudem gegebenenfalls weiteren Einflüssen.

38 verfügbar auf www.agora-energiewende.de

Veranschaulichung eines exemplarischen Grenzpreises von PtH bei ausschließlicher Nutzung eines Erdgaskessels (im Winter oder wenn die KWK-Anlage bei negativen Preisen vom Strommarkt verdrängt ist) Tabelle 6-3

Kosten in ct/kWh		Steinkohle-KWK	Erdgas-GuD-KWK	Erdgas-BHKW
PtH	Steuern u. Abgaben	11,0	11,0	12,0
	Börsenstrompreis	-6,8	-6,8	-6,9
	Wärmepreis	4,2	4,2	5,1
Erdgaskessel	Erdgaspreis	3,8	3,8	4,6
	Wärmepreis*	4,2	4,2	5,1

* gerundet, bei einem Wirkungsgrad von 90 Prozent

Sinnvolle Höhe des Grenzpreises für den spotmarktba- sierten Einsatz von PtH

Um die Kostenbelastung der EEG-Umlage durch negative Preise zu reduzieren, sollte PtH bereits bei möglichst geringen negativen Preisen eingesetzt werden. Aus ökologischen Gründen sollte dies vor der Abregelung von EE stattfinden. Zudem sollte die Stromnachfrage nicht unnötig erhöht werden, solange noch konventionelle kohlenstoffdioxidemittierende Kraftwerke am Netz sind. Daher muss der Grenzpreis für einen effizienteren Einsatz von PtH in einer Höhe liegen, die dies gewährleistet.

Somit stellt sich die Frage, bei welchen negativen Preisen konventionelle Anlagen, die keine systemrelevante *Must-run*-Erzeugung darstellen, nicht mehr am Netz sind. In diesem Zusammenhang besteht derzeit noch das Problem, dass konventionelle Kraftwerke teilweise negative Regelleistung vorhalten und die Erzeugung, solange sie nicht abgerufen wird, am Spotmarkt anbieten. Aufgrund der Erlöse durch die Leistungsvorhaltung sind diese in der Lage, deutlich negative Preise am Spotmarkt zu bieten beziehungsweise zumindest zu tolerieren. Durch die zunehmende Vorhaltung von Regelleistung durch PtH, Biogasanlagen in der Direktvermarktung oder mittelfristig der Windenergie an diesem Markt wird diese konventionelle regelleistungsbedingte *Must-run*-Kapazität jedoch reduziert. Zukünftig sind daher hauptsächlich die Anfahrkosten entscheidend, wie niedrig konventionelle Kraftwerke ihre Stromerzeugung anbieten können. Unter ausschließlicher Berücksichtigung der Anfahrkosten kann davon ausgegangen werden, dass konventionelle Kraftwerke (zumindest Steinkohle- und Gaskraftwerke) bei Preisen von etwa minus zwei Cent pro Kilowattstunde nicht mehr im Markt sind. Bei einem „Durchlaufen“ würden diese Kraftwerke trotz vermiedener Anfahrkosten in Summe Verluste erwirtschaften. Ein Grenzpreis von minus zwei Cent pro Kilowattstunde sollte daher aus energiewirtschaftlicher Sicht die Obergrenze für einen PtH-Einsatz darstellen.

Gleichzeitig sollte ein PtH-Einsatz die Abregelung von EE in der Marktprämie vermeiden. Derzeit werden etwa 80 Prozent der Windenergieleistung in Deutschland unter der Marktprämie direkt vermarktet. Teilweise sind die Anlagen

bereits fernsteuerbar und reagieren durch eine Reduktion der Einspeisung auf negative Preise am Markt. Der derzeitige Anreiz zur Abregelung von Windkraftanlagen besteht etwa bei Preisen im Bereich der negativen Marktprämie – also je nach Höhe der individuellen, monatlichen Marktprämie zwischen minus fünf und minus sieben Cent pro Kilowattstunde (abhängig von der EEG-Vergütung der Anlage und dem monatlichen Marktwertfaktor für Windenergie). Bei einem Grenzpreis in Höhe von minus zwei Cent pro Kilowattstunde kann ein PtH-Einsatz also vor der Abregelung von Windenergieanlagen in der Marktprämie erfolgen, so dass die Erzeugung nicht abgeregelt werden muss.

Somit erscheint aus volks- und energiewirtschaftlicher Sicht ein Grenzpreis für PtH in Höhe von minus zwei Cent pro Kilowattstunde als zielführend. Einerseits werden dadurch PtH-Anlagen vor dem ökologisch nachteiligen Abregeln von emissionsfreien EE-Anlagen am Markt teilnehmen und andererseits wird keine zusätzliche und unnötige konventionelle Erzeugung angereizt. Auf Basis dieses Grenzpreises wird daher im Folgenden eine geeignete Abgabenbefreiung für PtH ermittelt.

Höhe der notwendigen Abgabenbefreiung für PtH und Vorschlag zur Reduktion der EEG-Umlage

Wie in Tabelle 6-3 dargestellt und im Vorherigen erläutert, wird PtH derzeit im Falle des Fremdstrombezugs frühestens bei Börsenpreisen von minus 6,8 bis minus 6,9 Cent pro Kilowattstunde eingesetzt. Dies ergibt sich aus den unterschiedlich hohen Netzentgelten je nach Spannungsebene sowie den weiteren Abgaben und Umlagen (in Summe 11 bis 12 Cent pro Kilowattstunde) und der Anrechnung einer Wärmegutschrift, welche sich durch den Gaskessel und die Gasbezugskosten bestimmen (4,2 bis 5,1 Cent pro Kilowattstunde).

Ziel sollte es sein, einen PtH-Einsatz bei Börsenpreisen ab etwa minus zwei Cent pro Kilowattstunde zu ermöglichen. Daher sollte eine Reduktion der Abgabenlast in Höhe von circa fünf Cent pro Kilowattstunde erfolgen. Theoretisch kommen hierbei alle Abgaben und Steuern infrage:

- EEG-Umlage
- Netzentgelte
- Stromsteuer
- weitere Umlagen und Abgaben

Da jedoch eine verhältnismäßig hohe Befreiung erfolgen sollte, sind vor allem die weiteren Umlagen, aber auch die Netzentgelte und die Stromsteuer aufgrund ihrer verhältnismäßig geringen Höhe wenig geeignet. Um auf die erforderliche Höhe der Befreiung zu kommen, müssten mehrere neue Tatbestände im Recht ermöglicht werden. Daher wird vorgeschlagen, für PtH eine auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde reduzierte EEG-Umlage einzuführen. In dem in Tabelle 6-3 genannten Beispiel betragen die PtH-Grenzkosten dann circa zwei Cent pro Kilowattstunde.

Um auch einen Anlageneinsatz in KWK-Systemen mit geringeren als den hier angenommenen Opportunitätskosten zu ermöglichen, müsste eine Abgabenbefreiung entsprechend höher ausfallen. Aufgrund der Einfachheit wird dennoch eine einheitliche Höhe der Befreiung empfohlen. Durch eine fixe reduzierte EEG-Umlage werden zudem negative Steuerungswirkungen auf den PtH-Anlageneinsatz durch weitere Erhöhungen der EEG-Umlage vermieden. Sie bestehen jedoch weiterhin bei anderen Steuern und Abgaben und führen bei einer Erhöhung (zum Beispiel der Netzentgelte) dazu, dass PtH erst bei stärker negativen Preisen eingesetzt wird.

Insgesamt ergibt sich bei der Festlegung der genauen Höhe der Abgabenbefreiung eine Unschärfe, da die Einflüsse auf den jeweiligen Grenzpreis wie oben beschrieben vielfältig und nicht einheitlich zu bestimmen sind. Generell sollten die Rahmenbedingungen daher bei mangelnder oder suboptimaler Anreizwirkung angepasst werden.

Bewertung der Anreize aus betriebswirtschaftlicher Sicht

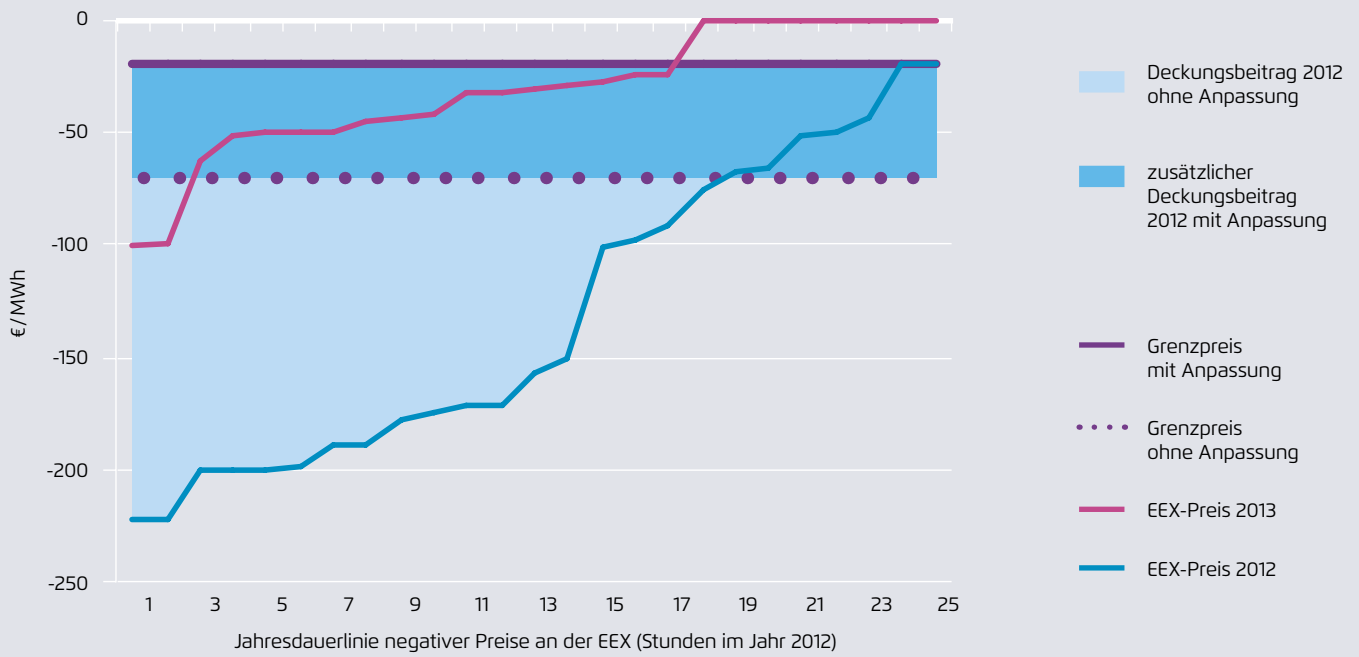
Insgesamt ist davon auszugehen, dass aufgrund der geringen installierten PtH-Leistungen die Wirkung auf den Markt in den nächsten Jahren noch gering ist. In Abbildung 6-3 ist beispielhaft für die Jahre 2012 und 2013 skizziert, inwieweit sich bei negativen Preisen Deckungsbeiträge für PtH ergeben können. Ersichtlich ist, dass sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht durch die Anpassung der Rahmen-

bedingungen eine Verbesserung ergibt (häufigerer Einsatz und höhere Deckungsbeiträge). Grundsätzlich sind aufgrund der geringen Anzahl von Stunden mit deutlich negativen Preisen allerdings nur sehr geringe Deckungsbeiträge für die Refinanzierung der PtH-Anlagen zu erwirtschaften (Größenordnung 2.000 Euro je Megawatt pro Jahr). Aus diesem Grund wird der Einsatz am Spotmarkt ausschließlich möglich sein, wenn auch die Rahmenbedingungen für einen Einsatz von PtH innerhalb einer EinsMan-Vermarktung und der Regelleistung günstig sind. Eine zunehmende Attraktivität kann sich erst bei verstärkten Situationen mit negativen Preisen ergeben. Dies bedeutet, dass allein durch diese Änderung noch keine Ausbaudynamik bei PtH gefördert wird. Vielmehr stellt die Änderung einen ersten Schritt zur Verbesserung der Rahmenbedingung für eine effizientere PtH-Nutzung dar, dessen Wirkung sich gegebenenfalls erst mittelfristig zeigt.

Mittelfristig wird die Anzahl an Situationen zunehmen, in denen negative Preise aufgrund eines Angebotsüberschusses an Strom auftreten können. In einer groben Abschätzung kann hierbei bis 2023 von 200 bis 500 Stunden pro Jahr ausgegangen werden, wobei die tatsächliche Anzahl von vielen Entwicklungsfaktoren abhängig ist (siehe Abschnitt 5.4). Die mögliche Anzahl an negativen Preisen kann jedoch auch deutlich darüber liegen, wenn der Markt auf ein hohes Dargebot an Strom sehr preissensitiv reagiert. Gleichzeitig ist es möglich, dass extrem negative Preisspitzen, wie in den Jahren 2012 und 2013 am Markt beobachtet (bis zu minus 20 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise minus 200 Euro je Megawattstunde), nicht mehr auftreten, da über die Marktprämie auch Erneuerbare Energien einen Anreiz zum Abregeln haben (ab etwa minus 7 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise 70 Euro je Megawattstunde). Für PtH bedeutet dies, dass Deckungsbeiträge in Zukunft zwar häufiger zu erwirtschaften sind, aber gegebenenfalls durch die Höhe der negativen Marktprämie günstiger EE-Anlagen begrenzt sind. Ein weiterer Einflussfaktor auf die mögliche Anzahl der Stunden mit negativen Preisen und entsprechend auf den Deckungsbeitrag ist das Wetter – in Abbildung 6-4 wird dies beispielhaft anhand der Wetterjahre 2011 und 2010 verdeutlicht.

Systematik des Erlöspotenzials aufgrund negativer Preise für PtH – beispielhaft für 2012 und 2013 mit und ohne Umsetzung der Handlungsempfehlung

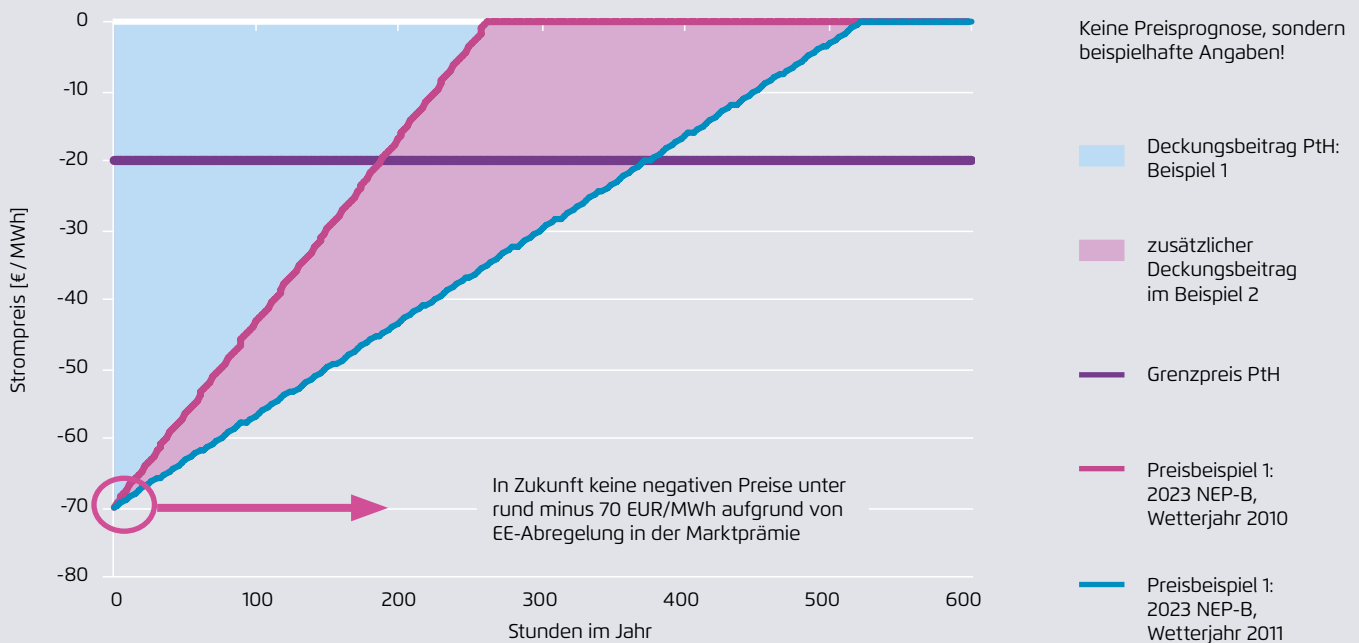
Abbildung 6-3



Eigene Darstellung

Mögliche Deckungsbeiträge für PtH in Zukunft

Abbildung 6-4



Eigene Darstellung

Volkswirtschaftliche Bewertung

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist der Vorteil des vorliegenden Vorschlags, dass PtH vor der Abregelung von Windkraftanlagen in der Direktvermarktung eingesetzt wird und die sonst abgeregelten EE-Strommengen im Wärmesektor integriert werden. Drei positive Wirkungen sind dabei besonders hervorzuheben: Erstens sinken die Gesamtkosten des Energiesystems, da EE-Strom mit Grenzkosten von null den Einsatz von kostenpflichtigem Gas im Wärmesektor verdrängt. Zweitens erhöht es den EE-Anteil im Wärmesektor und hilft so, das EE-Wärmeziel von 14 Prozent bis 2020 zu erreichen. Drittens wird die EEG-Umlage reduziert, wenn PtH-Anlagen negative Preise stützen. Im Fall, dass ein negativer Preis in Höhe von beispielsweise minus sechs Cent pro Kilowattstunde auf minus zwei Cent pro Kilowattstunde reduziert wird, sinken die Differenzkosten für den gesamten, zu dieser Zeit vermarkteten EE-Strom um vier Cent pro Kilowattstunde.

Insgesamt führt die Senkung der EEG-Umlage für Strom aus PtH zu keinen zusätzlichen Kosten für die restlichen Stromkunden. Im Status quo leistet der abgeregelte Strom keinen Beitrag zu der EEG-Umlage, da diese de facto nie anfällt („hohe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge von null“). In Zukunft würde auch dieser Strom zumindest einen geringen Beitrag leisten („geringe spezifische Umlage in Höhe von 1,5 Cent pro Kilowattstunde multipliziert mit einer Menge größer als null“). Damit stellt die Abgabenreduktion der EEG-Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde keine Förderung dar.

Power-to-Heat-Einsatz bei negativen Preisen – rechtliche Umsetzung

Das zweite Modell zur ökologisch und ökonomisch sinnvollen Nutzung von PtH betrifft den Spotmarktbezug von Strom. Unabhängig von Engpassituationen gibt es Zeitfenster mit hoher Einspeisung fluktuierender EE und geringer Stromnachfrage, in denen sich geringe oder negative Börsenpreise bilden können. Negative Preise führen dazu, dass die EEG-Umlage höher ausfällt und Windenergieanbieter in der Direktvermarktung ihre Anlagen abregeln, sodass Strom aus Erneuerbaren Energien „verloren“ geht.

PtH-Anlagen könnten hier einen zusätzlichen Verbrauch generieren, der diesen Effekten entgegensteuert.

Die Bestandsaufnahme der derzeitigen Rechtslage und deren energiewirtschaftlichen Auswirkungen hat jedoch ergeben, dass die Anlagen aufgrund der hohen staatlich induzierten Strompreiskostenbestandteile erst bei sehr stark negativen Preisen – neben einer davon unabhängigen, aber im Volumen stark beschränkten Teilnahme am Regulenergiemarkt – wirtschaftlich betrieben werden könnten. Dies könnte sich ändern, wenn – wie vorgeschlagen – die EEG-Umlage beim Strombezug für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde festgeschrieben wird.

Die Projektpartner streben jedoch keine umfassende Privilegierung von PtH an, sondern bevorzugen eine Beschränkung auf bivalente oder hybride Systeme (vgl. die in der Studie herangezogene Definition von PtH unter 2.1). Die PtH-Anlage soll nur der zeitweisen Substitution eines anderen Wärmeerzeugers dienen, sodass ein zusätzlicher Verbrauch generiert wird. Nachtspeicherheizungen, die nur dem Lastmanagement zu dienen geeignet sind, fallen damit aus dem Anwendungsbereich heraus.

Die folgenden rechtlichen Ausführungen basieren auf dem EEG 2012. Die möglichen Änderungen im Zuge der laufenden Novellierung sind angesichts der Unsicherheiten über die genaue Ausgestaltung im weiteren Gesetzgebungsverfahren in der hier vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt worden.

Rechtliche Umsetzbarkeit einer verringerten EEG-Umlage für PtH

Die bislang bereits vorhandenen Ausnahmetatbestände hinsichtlich der EEG-Umlage³⁹ unterscheiden sich in ihrer Konzeption voneinander:

- § 37 Abs. 3 S. 2 EEG: Eigenverbrauch – Komplettbefreiung
- § 37 Abs. 4 EEG: Zwischenspeicherung – Komplettbefreiung

³⁹ zu beachten: Die EEG-Novelle 2014 dürfte hier einige Änderungen mit sich bringen.

- § 39 EEG: Grünstromprivileg – Verringerung der Umlage um zwei Cent pro Kilowattstunde⁴⁰
- § 40 ff. EEG: besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen – prozentuale Verringerung beziehungsweise Deckelungsbetrag auf maximal 0,05 Cent pro Kilowattstunde

Inhaltlich ist die neu zu schaffende Ausnahmeregelung für PtH am ehesten mit der Regelung zur Zwischenspeicherung vergleichbar (§ 37 Abs. 4 EEG 2012), da in beiden Fällen eine Umwandlung von Strom in eine andere Energieform erfolgt; bei PtH geht es um Wärme, bei der Zwischenspeicherung beispielsweise um Lageenergie oder chemische Energie. Ein wesentlicher Unterschied ist aber, dass die Zwischenspeicherung auf Rückverstromung angelegt ist und auch nur im Falle der Wiedereinspeisung in das Netz für die allgemeine Versorgung (§ 3 Nr. 7 EEG 2012) eine Umlagebefreiung greift.⁴¹ Im Ergebnis dürfte die EEG-Umlage im Falle der Zwischenspeicherung zumindest einmal (beim Letztverbraucher oder wenn keine Rückverstromung stattfindet) anfallen.

Nimmt man die angedachte Rechtsfolge in den Blick, wonach die EEG-Umlage beim Strombezug für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt werden soll, so ähnelt diese Regelung der Rechtsfolge der besonderen Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG 2012). Hier wird die Umlage je nach Konstellation und bezogener Strommenge auf einen bestimmten Prozentbetrag der „normalen“ Umlage begrenzt (zehn Prozent, ein Prozent) beziehungsweise auf den Wert von 0,05 Cent pro Kilowattstunde (§ 41 Abs. 3, § 42 EEG 2012) festgesetzt. Deckelungsregelungen finden sich im Übrigen auch bei der KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 S. 2 und 3 KWKG), bei der Offshore-Haftungsumlage (§ 17f Abs. 5 S. 2 und 3 EnWG), der StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 14 Halbs. 2 StromNEV in Verbindung mit § 9 Abs. 7 KWKG) sowie der Konzessionsabgabe (§ 2 KAV).

Ziel der Umlagebefreiung für zwischengespeicherten Strom ist ausweislich der Gesetzesbegründung, dass so „Hemm-

nisse für eine notwendige Entwicklung von Speichern beseitigt“⁴² werden können. Ziel der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen ist, „die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten“ (§ 40 S. 2 EEG 2012).⁴³ Die Zielsetzung der Umlageverringerung für PtH-Anlagen ist dagegen eine andere. Hier geht es im Kern weder darum, die Entwicklung einer neuen Technologie zu fördern – die Umwandlung von Strom in Wärme ist altbekannt und technologisch ausgereift –, noch um die Gewährleistung der Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Unternehmen. Die Begünstigung für PtH-Anlagen soll vielmehr der Stützung der Transformation des Energiesystems selbst dienen, etwa indem ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage abgemildert wird. Diese systemstützende Zielsetzung ist im bestehenden Recht ohne Weiteres umsetzbar.

Die angedachte Deckelungsregelung für PtH lässt sich also nach Inhalt, Rechtsfolge und Zielsetzung in das vorhandene Rechtskonstrukt des EEG einfügen. Hierzu wäre eine neue Norm zu schaffen. Zu beachten ist, dass das Ausnahmeregime der EEG-Umlage im Zuge der Novellierung des EEG diversen Änderungen unterliegen dürfte, die insbesondere den Eigenverbrauch sowie die besondere Ausgleichsregelung betreffen.

Verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Umlageverringerung

Die Prüfung der verfassungsrechtlichen Zulässigkeit einer Deckelung der EEG-Umlage für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde kann sich an der Beurteilung der Zulässigkeit der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff. EEG 2012 (in der aktuell gültigen Fassung) orientieren. Alle derzeitigen Ausnahmetatbestände hinsichtlich der EEG-Umlage treffen die Energieversorgungsunternehmen beziehungsweise im Ergebnis (wirtschaftlich) die nichtprivilegierten Stromabnehmer, denn nach der Systematik des EEG-Ausgleichsmechanismus werden die Kosten für die Differenz zwischen gezahlter EEG-Vergütung und erzielten Einnahmen durch

⁴⁰ soll nach dem Willen der Bundesregierung abgeschafft werden

⁴¹ vgl. BT-Drs. 17/8877, S. 24

⁴² BT-Drs. 17/6363, S. 33

⁴³ BT-Drs. 16/8148, S. 64

den Stromverkauf auf weniger Schultern verteilt beziehungsweise müssen die nichtprivilegierten Stromabnehmer für die Vergünstigungen der Privilegierten aufkommen.⁴⁴ Denkbar ist vorliegend zudem, dass gerade weitere Anbieter von Flexibilitätsoptionen, die Strom verbrauchen (insbesondere andere zuschaltbare Lasten), im Vergleich zu PtH-Betreibern benachteiligt werden. Betroffene Grundrechte sind die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG), gegebenenfalls die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) sowie der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG). Es kann jedoch vorweggenommen werden, dass die Privilegierung von PtH-Anlagen verfassungsrechtlich gerechtfertigt werden kann.

Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit (beziehungsweise die Berufsfreiheit) der nichtprivilegierten Stromverbraucher

Da die vorgeschlagene Maßnahme nicht zu einer Erhöhung der EEG-Umlage für die übrigen, nicht privilegierten Stromverbraucher führt (siehe oben 6.3 a. E.), liegt **bereits kein grundrechtsrelevanter Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) oder die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)** vor. Aber selbst wenn man eine solche Erhöhung unterstellen würde und daher das Vorliegen eines Eingriffs in die allgemeine Handlungsfreiheit beziehungsweise im Einzelfall auch in die Berufsfreiheit zu bejahen wäre, so hätte dies keine Auswirkungen, **denn jedenfalls wären die Grundrechtseingriffe in Art. 2 Abs. 1 und Art. 12 Abs. 1 GG verhältnismäßig und damit gerechtfertigt.**⁴⁵ Eine Regelung ist dann verhältnismäßig, wenn sie einen legitimen Zweck verfolgt, geeignet, erforderlich und angemessen ist.⁴⁶

Die Deckelung der EEG-Umlage für PtH-Betreiber auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde dient unmittelbar der Transformation hin zu einem Energiesystem, das im Wesentlichen

44 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.): *EEG*, 3. Aufl. 2013, § 37 EEG Rn. 29 f.

45 Die Prüfung von Art. 12 Abs. 1 GG folgt einem eigenen Prüfungsregime (sogenannte Stufenlehre), die-se stellt jedoch nur eine Konkretisierung der Verhältnismäßigkeitsprüfung dar, vgl. H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 12 Rn. 40.

46 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 20 GG Rn. 80 ff.

auf Erneuerbare Energien gestützt ist, indem sie zur besseren Integration von Stromüberschüssen beiträgt. Sie ist dazu geeignet, weil sie den Einsatz von Elektroheizkesseln – im Gegensatz zum Status quo – wirtschaftlich machen kann. Diese können dann eingesetzt werden, um Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien, die sonst abgeregelt würden, aufzunehmen und in Wärme umzuwandeln. Die Projektpartner erwarten, dass durch den zusätzlichen Verbrauch negative Preise gedämpft werden können. Dies wiederum kann dazu führen, dass die EEG-Umlage entlastet wird. Einer unterstellten Mehrbelastung der Nichtprivilegierten stünde also entgegen, dass durch die Bekämpfung negativer Preise die Differenz zwischen EEG-Vergütung und erzielbarem Markt- oder Börsenpreis geringer ausfallen kann. Die Deckelungshöhe ist so gewählt, dass PtH-Anlagen bei leicht negativen Börsenpreisen wirtschaftlich eingesetzt werden können. Die angedachte Regelung soll der Systemintegration von Stromüberschüssen dienen und nicht dazu, den Einsatz von PtH-Anlagen auch bei positiven Preisen attraktiv zu machen.

Eine gleich geeignete, weniger belastende Regelung ist nicht ersichtlich.⁴⁷ Die Entlastungshöhe basiert auf energiewirtschaftlichen Gesamtrechnungen, die eine unnötige Überförderung ausschließen sollen. Die Deckelung der Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde ist so gewählt, dass sie ihren Zweck erfüllt, aber unerwünschte Effekte vermeidet (höhere Erzeugung konventioneller Kraftwerke, PtH-Einsatz bei positiven Preisen).

Schließlich ist die Verringerungsnorm für PtH auch angemessen, da sie „in angemessenem Verhältnis zu dem Gewicht und der Bedeutung des Grundrechts“⁴⁸ steht. Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) verlangt, dass im Rahmen der Prüfung festzustellen ist, „unter welchen Voraussetzungen und wie viele Grundrechtsträger wie intensiven Beeinträchtigungen ausgesetzt sind“.⁴⁹ Wie bereits dargestellt (siehe oben 6.3 am Ende) entsteht für die nichtprivi-

47 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 20 GG Rn. 85

48 BVerfGE 67, 173

49 BVerfGE 100, 376

legierten Stromabnehmer keine zusätzliche finanzielle Beinträchtigung, sondern ist sogar eine Entlastung bezweckt. Selbst bei einer solchen Belastung würde die avisierte bessere Integration von Stromüberschüssen in das Gesamtsystem eine wichtige Zielsetzung in einem zunehmend volatil geprägten Energiesystem darstellen. Einem unterstellten geringfügigen Grundrechtseingriff stünde damit eine bedeutsame Zielsetzung gegenüber, sodass auch dann von einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung auszugehen wäre.

Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz

Wo bestimmte Gruppen privilegiert werden, steht immer auch eine Ungleichbehandlung der übrigen Beteiligten im Raum, sodass Art. 3 Abs. 1 GG näher zu prüfen ist. Ein Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz liegt vor, wenn Gleiches ungleich oder Ungleiches gleich behandelt wird und für die Differenzierung keine Rechtfertigung besteht.⁵⁰ Im Fall der Privilegierung bivalenter beziehungsweise hybrider **PtH-Anlagen liegen zwar Ungleichbehandlungen vor⁵¹ – diese sind jedoch verfassungsrechtlich gerechtfertigt.**

Das BVerfG zieht abhängig vom betroffenen Regelungsgegenstand eine bloße Willkürformel („hinreichend wichtiger Grund“⁵²) heran oder führt eine vollständige Verhältnismäßigkeitsprüfung durch.⁵³ Vorliegend werden Privilegierte und Nichtprivilegierte bei der EEG-Umlage – das liegt in der Natur der Sache – ungleich behandelt. Diese Ungleichbehandlung ist jedoch verhältnismäßig und damit gerechtfertigt, wie sich bereits aus den Ausführungen zur allgemeinen Handlungsfreiheit ergibt, denn sie dient der besseren Integration von Stromüberschüssen und der Entlastung der EEG-Umlage.

50 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 7 ff., 14 ff.

51 Dies gilt natürlich nicht, soweit andere Beteiligte von eigenen Privilegierungsvorschriften profitieren (z. B. Stromspeicher nach § 37 Abs. 4 EEG). Hier fehlt es bereits an einer Ungleichbehandlung.

52 BVerfGE 100, 174

53 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 17

Neben der groben Abgrenzung zwischen Privilegierten und Nichtprivilegierten sind zwei weitere Vergleichsgruppen in den Blick zu nehmen, die nach Vorstellung der Projektpartner in diesem Modell nicht gefördert werden sollen: die Betreiber aller übrigen zuschaltbaren Lasten sowie PtH-Betreiber, die ihren Elektroheizkessel nicht in hybride oder bivalente Systeme einbinden. Auch insoweit dürfte jedoch die verfassungsrechtliche Rechtfertigung zu bejahen sein. Dass gerade und **nur PtH-Anlagen** – und nicht alle zuschaltbaren Lasten⁵⁴ – durch die Neuregelung gefördert werden sollen, lässt sich mit der Eigenart von PtH-Anlagen begründen. Diese tragen dazu bei, die Interaktion von Strom- und Wärmesektor stärker zu forcieren und bieten auf diese Weise gegenüber anderen Lasten einen förderungswürdigen Mehrwert. Neben der Aufnahme von Überschussstrom, der ansonsten abgeregelt würde, kann so der Anteil Erneuerbarer Energien im Wärmesektor erhöht werden. Die weitere Beschränkung auf **bivalente oder hybride Systeme** dürfte sicherstellen, dass eine zeitweise Substitution von Brennstoffen erfolgt und zusätzlicher Verbrauch geschaffen wird. Die energietechnisch unerwünschten Nachtspeicherheizungen fallen so aus dem Anwendungsbereich heraus.⁵⁵ Der Vorteil gegenüber dem reinen Lastmanagement besteht in dem zusätzlichen Effekt, dass nicht nur der Stromverbrauch an die Gegebenheiten im Netz angepasst werden kann, sondern darüber hinaus fossile Brennstoffe effektiv eingespart werden können.

Hinweis zur beihilferechtlichen Zulässigkeit

Die EU-Kommission hat am 18. Dezember 2013 gegen die Bundesrepublik Deutschland ein Beihilfeverfahren hinsichtlich des EEG 2012 eröffnet (Artikel 108 Absatz 2 AEUV).⁵⁶ In ihrer Schlussfolgerung trägt sie Folgendes vor: „Die Kommission hat zum jetzigen Stand der Dinge Zweifel an der Vereinbarkeit des Fördermechanismus für Strom aus erneuerbaren Energiequellen und für Strom aus Grubengas, sofern der Finanzierungsmechanismus Einfuhren betrifft, die im Rahmen des EEG förderfähig gewesen wären, wenn

54 insoweit anders als im EinsMan-Modell

55 vgl. IFEU: *Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen*, 2012, S. 8 f

56 Eröffnungsbeschluss vom 18.12.2013, SA.33995 (2013/C)

sie in Deutschland erzeugt worden wären, sowie an der Vereinbarkeit der Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen mit dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.⁵⁷ Die weitere Entwicklung insoweit bleibt abzuwarten (Stand: März 2014); hieraus dürften sich auch Rückschlüsse ableiten lassen, wie eine Verringerung der EEG-Umlage für PtH-Anlagen aus Sicht des Europarechts zu beurteilen sein wird. Für die Vereinbarkeit mit dem europäischen Recht spricht die Systembezogenheit der angedachten Rechtsänderung.⁵⁸ Nebenzwecke, wie etwa die Förderung der Wirtschaft, werden nicht verfolgt.

Ergebnis

Eine Regelung, die für PtH-Anlagen, die in bivalente oder hybride Systeme eingebunden sind, die EEG-Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt, erscheint verfassungsrechtlich zulässig. Eingriffe in Art. 2 Abs. 1, 3 Abs. 1 und 12 Abs. 1 GG sind gerechtfertigt. Dies ergibt sich in erster Linie aus dem Ziel der Deckelungsregelung, die Abregelung von EE-Anlagen bei stark negativen Preisen zu verhindern.

Eine Anpassung des Primärenergiefaktors ist in diesem Modell nicht angedacht.

57 SA.33995 (2013/C), S. 60

58 vgl. hierzu auch S. Schlacke/J. Kröger: *Die Privilegierung stromintensiver Unternehmen im EEG – Eine unionsrechtliche Bewertung der besonderen Ausgleichsregelung* (§§ 40 ff. EEG), NVwZ 2013, S. 313 ff.

Publikationen von Agora Energiewende

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite:
www.agora-energiewende.de

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Publikationen von Agora Energiewende

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO2 Emissions, 2010-2030

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

