

Auswirkungen von Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung in Deutschland[#]

Diana Böttger^{1a}, Thomas Bruckner^{b,c}

^a Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Königstor 59,
34119 Kassel, +49 (0) 561/7294 1738,
diana.boettger@iwes.fraunhofer.de, <http://www.iwes.fraunhofer.de>

^b Universität Leipzig, Grimmaische Str. 12, 04109 Leipzig, +49 (0) 341/97 33 516,
bruckner@wifa.uni-leipzig.de, <http://www.uni-leipzig.de>

^c Fraunhofer-Zentrum für Internationales Management und Wissensökonomie,
Neumarkt 9-19, 04109 Leipzig,

Kurzfassung:

Durch den Ausbau insbesondere wetterabhängiger erneuerbarer Energien steigen zukünftig die Anforderungen an den zeitlichen und räumlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch. Wie aktuelle Untersuchungen zeigen, können Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeversorgung einen großen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität an der Schnittstelle von Strom- und Wärmesektor liefern (FfE 2016, Fraunhofer IWES 2015). Aufgrund der derzeitigen Regulierung ist ein Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen aktuell nur am Regelleistungsmarkt wirtschaftlich. Hohe Abgaben für die direkte Stromnutzung verhindern heute einen wirtschaftlichen Einsatz am Spotmarkt. Der vorliegende Beitrag untersucht vor dem Hintergrund von unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen, an welchen Märkten der Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen aus Systemsicht den größten Mehrwert zur Integration von erneuerbaren Energien liefern kann.

Keywords: Power-to-Heat, Fernwärme, Regelleistung, Strommarktmodell

1 Motivation und Zielstellung

Am 5. Oktober 2016 hat Deutschland das im Dezember 2015 in Paris ausgehandelte Klimaschutzabkommen („Paris Agreement“) ratifiziert. Das Abkommen sieht eine Begrenzung des Ausstoßes von Treibhausgasen vor, um den globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2°C, möglichst unter 1,5°C, gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen (UNFCCC 2015). Um die Treibhausgasemissionen in Deutschland zu senken, wurden bereits in der Vergangenheit Gesetze zum verstärkten Ausbau von erneuerbaren Energien (EE) ver-

[#] Der Beitrag fasst die Dissertation „Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt“ (Böttger 2017) zusammen, die im Frühjahr 2017 eingereicht werden soll.

¹ Jungautor

abschiedet. Hierdurch gelang es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2016 auf 29,5 % zu steigern (AG Energiebilanzen 2016). Mehr als die Hälfte der Stromerzeugung von erneuerbaren Energien kam dabei von Windenergieanlagen (12,3 %) und Photovoltaikanlagen (PV) (5,9 %). Da die Ausbaupotentiale für Bioenergie begrenzt sind, wird sich in Deutschland der weitere Ausbau auf die wetterabhängigen Erzeuger Wind und PV konzentrieren.

Bereits heute gibt es Situationen, in denen der erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien nicht vollständig genutzt werden kann. Dies liegt gegenwärtig hauptsächlich an der räumlichen Verteilung der Erzeugungsstandorte und Lastzentren und den heutigen Netzstrukturen, die für eine adäquate Stromübertragung erst angepasst werden müssen. In der Zukunft ist zu erwarten, dass sich der Stromverbrauch und die Stromerzeugung (neben der räumlichen Dimension) vor allem auch in der zeitlichen Dimension stärker auf die wetterabhängige Erzeugung einstellen müssen und somit mehr Flexibilität benötigt wird.

Flexibilität kann grundsätzlich mit unterschiedlichen Technologien und Maßnahmen bereitgestellt werden. Eine vielversprechende Möglichkeit ist hierbei die Power-to-Heat-Technologie, die durch eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme zusätzlich die Möglichkeit bietet, im Wärmesektor Treibhausgasemissionen zu senken. Unter der Power-to-Heat-Technologie werden grundsätzlich Technologien verstanden, die unter Einsatz von Strom Wärme erzeugen. Hierunter fallen prinzipiell Nachtspeicherheizungen genauso wie Elektrokessel oder Wärmepumpen, jedoch bieten hybride Systeme (z.B. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit Elektrokessel oder Wärmepumpe) gegenüber monovalenten Systemen (Nachtspeicherheizungen) deutliche Vorteile. Die Regierungskoalition aus CDU/CSU und SPD hat in ihrem Koalitionsvertrag von 2013 bereits beschlossen, Strom aus erneuerbaren Energien, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen zu nutzen, wobei konkret der Wärmebereich genannt wird (CDU et al. 2013). Aktuell werden die Potentiale der Power-to-Heat-Technologie in Deutschland noch vergleichsweise wenig genutzt. In Dänemark dagegen wird Strom im Wärmesektor bereits seit längerem zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen in der Fernwärmeversorgung genutzt und trägt damit zur Integration von erneuerbaren Energien bei (Agora Energiewende 2014).

Der Einsatz von Elektrokesseln in der Fernwärmeerzeugung bietet diverse Vorteile. Die Errichtung der Anlagentechnik ist vergleichsweise kostengünstig und aufgrund der Marktreife der Technologie und des geringen Anpassungsaufwands der Infrastruktur im Strom- und Fernwärmesektor sofort umsetzbar. Durch die Koppelung des Strom- und Wärmesektors können die bestehenden und ausbaufähigen Speicherpotenziale des Wärmenetzes umgehend für die überschüssigen Strommengen aus dem Stromnetz genutzt werden. Insgesamt beträgt das technische Power-to-Heat-Potenzial allein in den großen Fernwärmenetzen in Deutschland bis zu 16 GW_{el} (Böttger et al. 2014).

In diesem Beitrag soll der Frage nachgegangen werden, welche energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Einsatz der Power-to-Heat-Technologie (konkret: Elektrokessel) in Deutschland haben würde und ob bzw. wie stark er zur Integration von erneuerbaren Energien beitragen kann. Dies soll anhand der marktbedingten Abregelung von erneuerbaren Energien sowie auch an den CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung bewertet werden. Die Frage stellt sich vor dem Hintergrund der häufig geäußerten Befürchtung, dass Power-to-Heat-Anlagen, wenn sie anstelle von EE-Überschussstrom Strom aus fossil-

thermischen Kraftwerken nutzen, zu einer Emissionssteigerung führen könnten (vgl. Plattform Erneuerbare Energien – AG 3 Interaktion 2012).

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird ein Fundamentalmodell des europäischen Strommarktes eingesetzt, das den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz für ein Strommarkt-Szenario für das Jahr 2025 berechnet. Hiermit lassen sich sowohl die Rückwirkung des Einsatzes von Elektrokesseln auf die Wärmebereitstellung des jeweiligen Fernwärmenetzes als auch die Rückwirkung auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland und dem Ausland analysieren. Dies ermöglicht Rückschlüsse auf vermiedene Kosten und CO₂-Emissionen aus volkswirtschaftlicher Sicht.

Beim Einsatz von Elektrokesseln wird eine Teilnahme am Großhandelsstrommarkt für Fahrplangeschäfte (Day-ahead Spotmarkt) sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (konkret: Regelleistung) betrachtet. Ein netzdienlicher Einsatz (Redispatch) wird in dieser Arbeit nicht betrachtet und sollte in weiterführenden Arbeiten untersucht werden.

In den nächsten Kapiteln werden die Methodik der Untersuchung sowie die getroffenen Annahmen dargestellt. Es folgt die Vorstellung der erhaltenen Ergebnisse sowie eine Zusammenfassung.

2 Angewandte Methodik

Bei dem für die Untersuchung verwendeten Strommarktmodell *MICOES-Europe* der Universität Leipzig handelt es sich um ein Fundamentalmodell des europäischen Kraftwerksparks, das mittels gemischt-ganzzahliger Optimierung Projektionen als Abschätzung für die Spotmarktpreise der einzelnen modellierten Länder berechnet. Für jede Stunde der zu analysierenden Stützjahre identifiziert das Strommarktmodell diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf und die Nachfrage nach Regelleistung (Sekundär- und Minutenreserve) zu minimalen Kosten decken. In der folgenden Abbildung 1 ist das verwendete Strommarktmodell schematisch dargestellt. Als Eingangsdaten für das Strommarktmodell dient neben der stündlich vorgegebenen Stromnachfrage jedes betrachteten Landes und dem Bedarf an Regelleistungsvorhaltung insbesondere eine Datenbank mit den in Europa befindlichen Kraftwerken.

Weiterhin ist eine Datenbank der installierten Leistungen und erzeugbaren Strommengen der erneuerbaren Energien hinterlegt. Die Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkraft, Photovoltaik) wird im Modell auf Grundlage synthetisch erstellter Zeitreihen für alle betrachteten Länder berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt eine stundenscharfe Modellierung des Beitrages der wärmegeführten, dezentralen Erzeuger (dezentrale KWK) in Abhängigkeit der Außentemperatur, des Wochentages sowie der Jahres- und Uhrzeit.

Da außer Deutschland 18 weitere europäische Länder abgebildet werden können, wird auch der Stromtransfer zwischen einzelnen europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen im Modell ermöglicht. Alle in der Datenbank verfügbaren Kraftwerke werden im Modell unter dem Ziel der Kostenminimierung eingesetzt, um die Stromnachfrage auf dem Spotmarkt wie auch den Bedarf auf dem Regelenergiemarkt optimal zu decken.

Im Ergebnis liefert das Modell *MICOES-Europe* für jedes Land stündliche Spotmarktpreise für Strom sowie die stündlichen Betriebsprofile (Strommengen, Benutzungsstunden) aller Kraftwerke sowie deren CO₂-Emissionen und Deckungsbeiträge.

Für eine ausführlichere Modellbeschreibung sei an dieser Stelle auf (Böttger et al. 2015, Böttger 2017) verwiesen.

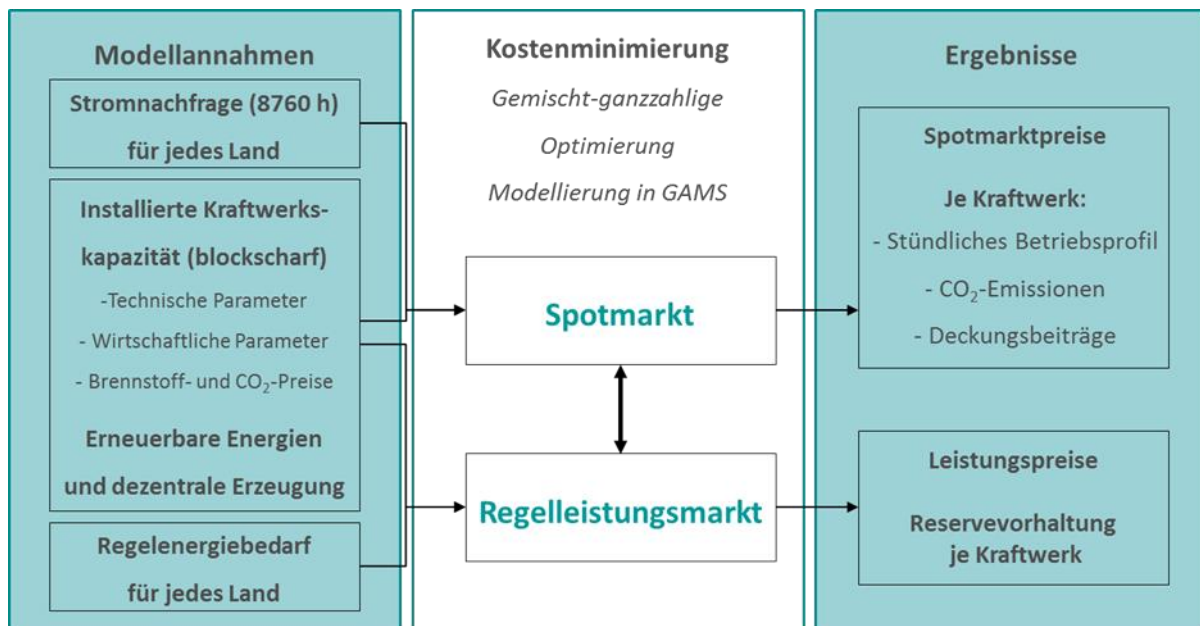


Abbildung 1: Modellschema des Strommarktmodells MICOES-Europe

3 Annahmen für das Jahr 2025

Im Jahr 2025 nach vollzogenem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie werden erneuerbare Energien in Deutschland annahmegemäß einen Anteil von rund 47 % am Bruttostromverbrauch erreicht haben. Der gewünschte fortschreitende weitere Ausbau der Stromerzeugung auf Basis wetterabhängiger Stromerzeuger (Windkraft-, Photovoltaikanlagen) wird dann noch stärker mit der Must-Run-Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke, die bisher für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendig sind, konkurrieren.

Für das Jahr 2025 wurden verschiedene Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Strommarktes getroffen. Die meisten relevanten Annahmen wurden aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan 2015 (50Hertz Transmission et al. 2015) (Szenario B) übernommen. Demnach wird im Jahr 2025 ein Kraftwerkspark mit 65 GW an konventionellen Kraftwerken (13 GW Braunkohle, 22 GW Steinkohle, 29 GW Erdgas, 1 GW Heizöl) einer mehr als doppelt so hohen installierten Leistung von Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien gegenüberstehen (141 GW). Als Grundlage für die wetterabhängig einspeisenden erneuerbaren Energien dient das Wetterjahr 2011.

Für das Jahr 2025 wird von einem Nettostromverbrauch in Deutschland in Höhe von 543,6 TWh ausgegangen (50Hertz Transmission et al. 2015). Die Grenzkuppelstellen Deutschlands sollen bis dahin auf rund 30 GW ausgebaut sein, was einen räumlichen Ausgleich wetterabhängig einspeisender erneuerbarer Energien erleichtert (50Hertz Transmission et al. 2015). Annahmen für zu erwartende Brennstoffpreise wurden aus dem Szenario „New policies“ des World Energy Outlook 2015 (IEA 2015) übernommen. Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate wurde mit 22,21 €₂₀₁₄/t CO₂ abgeschätzt (IEA 2015).

Für die im Modell abgebildeten Regelleistungsqualitäten ist für alle Länder der zukünftige Bedarf festzulegen. Für das Szenario für 2025 wird sich analog zu den meisten anderen An-

nahmen für Europa auch auf den Scenario Outlook & Adequacy Forecast von 2015 (ENTSO-E 2015) bezogen. Die dort angegebene „System Service Reserve“ wird jeweils hälftig auf Sekundär- und Minutenreserve aufgeteilt. Die System Service Reserve in Höhe von 5,1 GW für Deutschland entspricht somit einem Bedarf an 2,55 GW an Sekundär- und 2,55 GW an Minutenreserve (sowohl jeweils positiv als auch negativ).

Weiterhin wird eine Bereitstellung von Regelleistung ausschließlich national aus thermischen Großkraftwerken und Pumpspeichern betrachtet. Zu erwarten ist, dass im Jahr 2025 auch virtuelle Kraftwerke (bestehend aus erneuerbaren Energien, BHKWs, Notstromaggregaten, Stromverbrauchern, Batterien, etc.) in nennenswertem Umfang diese Systemdienstleistung anbieten werden. Dies wurde in dieser Untersuchung jedoch nicht abgebildet.

Um die Auswirkungen von Elektrokesseln sowohl für den Einsatz am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt zu untersuchen, werden unterschiedliche Szenarien betrachtet. Im Referenzfall gibt es keine Elektrokessel (Szenario „Ohne P2H“). Im nächsten Szenario wird zunächst der Fall betrachtet, dass es nur zusätzliche Wärmespeicher, aber keine Elektrokessel gibt (Szenario „Nur WS“). Hierdurch können die Effekte klarer herausgearbeitet werden, da in den Szenarien mit Elektrokessel immer auch ein Wärmespeicher angenommen wurde. In allen weiteren Szenarien wird dann die Verfügbarkeit von Elektrokesseln angenommen. Der erste betrachtete Fall ist der Einsatz der Elektrokessel am Spotmarkt, wobei hierfür die angesetzten Stromnebenkosten für den Bezug von Strom unterschieden werden. Einerseits wird der Fall betrachtet, dass Elektrokessel zusätzlich zum Spotmarktpreis 100 Euro/MWh für den Strombezug zu zahlen haben (Szenario „S 100“ = Stromnebenkosten 100 Euro/MWh), was entsprechend als Kostenterm mit in die Zielfunktion eingeht. Andererseits wird der Fall untersucht, dass neben dem Spotpreis keine weiteren Kosten für den Strombezug anfallen (Szenario „S 0“). Weiterhin wird für den Regelleistungsmarkt der Fall betrachtet, dass die Elektrokessel nur negative Sekundärregelleistung anbieten. Auch hierbei werden die Stromnebenkosten für den Abruf von Regelenergie variiert (Szenarien „R 100“ und „R 0“). Abschließend wird noch untersucht, für welchen Markt sich die Elektrokessel entscheiden, wenn sie sowohl am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt (wieder negative Sekundärreserve) teilnehmen können. Auch hier werden die Stromnebenkosten variiert (Szenarien „S + R 100“ und „S + R 0“). Tabelle 1 fasst die betrachteten Szenarien mit ihren Annahmen noch mal zusammen.

Tabelle 1: Szenarienübersicht

Szenario	Wärmespeicher	Leistung Elektrokessel am Spotmarkt	Leistung Elektrokessel für negative Sekundärreserve	Stromnebenkosten
Ohne P2H	Nein	0 MW _{el}	0 MW _{el}	-
Nur WS	Ja	0 MW _{el}	0 MW _{el}	-
S 100	Ja	1.000 MW _{el}	0 MW _{el}	100 Euro/MWh _{el}
S 0	Ja	1.000 MW _{el}	0 MW _{el}	0 Euro/MWh _{el}
R 100	Ja	0 MW _{el}	1.000 MW _{el}	100 Euro/MWh _{el}
R 0	Ja	0 MW _{el}	1.000 MW _{el}	0 Euro/MWh _{el}
S + R 100	Ja	Auf beiden Märkten zusammen 1.000 MW _{el}		100 Euro/MWh _{el}
S + R 0	Ja	Auf beiden Märkten zusammen 1.000 MW _{el}		0 Euro/MWh _{el}

4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Szenarien im Hinblick auf die Auswirkungen der Elektrokessel für die betrachteten Fernwärmenetze, die nationale Stromerzeugung sowie die europäische Ebene erläutert.

4.1 Veränderungen in den betrachteten Fernwärmenetzen

Als erstes soll hier ein Vergleich des Einsatzes der Elektrokessel am Spot- und Regelleistungsmarkt erfolgen. Abbildung 2 zeigt hierzu die Volllaststunden je Fernwärmenetz und Szenario. Für den Regelleistungsmarkt wird dabei noch unterschieden, ob nur Regelleistung vorgehalten wurde oder ob auch ein Abruf erfolgte.

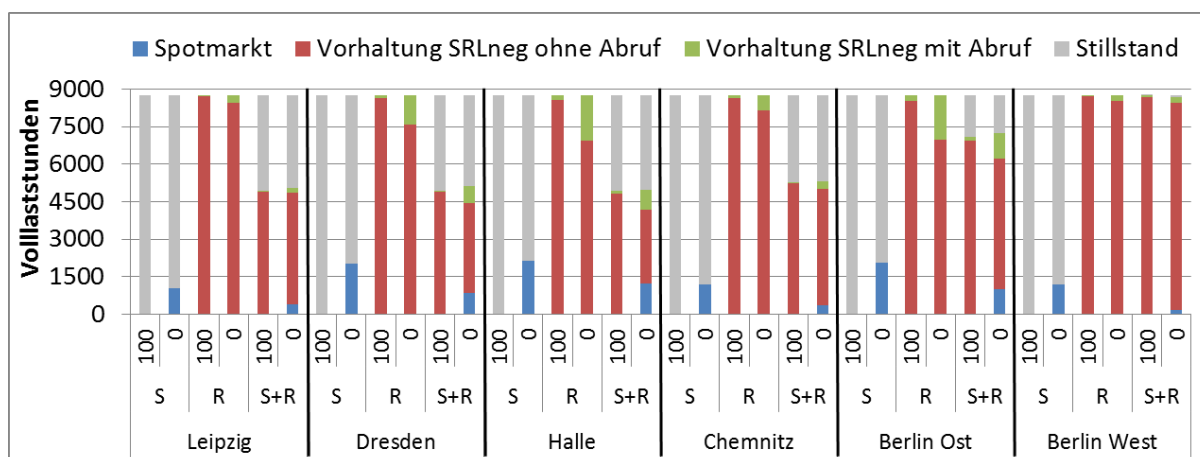


Abbildung 2: Volllaststunden der einzelnen Elektrokessel am Spotmarkt und Regelleistungsmarkt (negative Sekundärregelung „SRLneg“)

Im Szenario „S 100“ werden die Elektrokessel aufgrund der hohen Stromnebenkosten praktisch nie eingesetzt. Wenn die Strombezugskosten für den Spotmarkteinsatz jedoch wie im Szenario „S 0“ wegfallen, werden die Elektrokessel in nennenswerten Umfang eingesetzt. Sie erreichen dann zwischen 1.050 und 2.140 Volllaststunden. Dabei erreichen die Anlagen in Dresden, Halle und Berlin Ost die höchsten Volllaststunden (2.000 bis 2.140), während die Anlage in Leipzig in diesem Szenario nur auf 1.050 Volllaststunden kommt. Da in Dresden, Halle und Berlin Ost die KWK-Erzeugungsstruktur durch (teure) Erdgas-GuD geprägt ist, werden die Elektrokessel in diesen Netzen stärker eingesetzt. Dagegen ist der Einsatz im Braunkohle-KWK-geprägten Leipzig in deutlich weniger Stunden wirtschaftlich.

In beiden Regelleistungsmarktszenarien ist die Vorhaltung in 8760 Stunden des Jahres für alle Anlagen bereits so vorgegeben. Die Abrufe unterscheiden sich jedoch abhängig von den Strombezugskosten. Bei Zahlung von 100 Euro/MWh erreichen die Elektrokessel im Abruf nur zwischen 50 und 220 Volllaststunden. Ohne diese Kosten kommen die Anlagen nur durch Regelleistungsabrufe auf 220 bis 1.800 Volllaststunden. Dabei erreicht der Elektrokessel in Halle die höchsten Volllaststunden und die Anlage in Berlin West die geringsten.

Kann das Modell frei entscheiden, ob die Elektrokessel am Spotmarkt oder am Regelleistungsmarkt teilnehmen, so zeigt sich, dass in mehr als der Hälfte des Jahres die Anlagen für die Vorhaltung von Regelleistung eingesetzt werden. Lediglich die Anlage in Berlin West hält praktisch das ganze Jahr über negative Sekundärreserve vor. Da im Vergleich zu den „R“-

Szenarien nun in weniger Stunden des Jahres Regelleistung vorgehalten wird, erzielen die Anlagen folglich auch weniger Volllaststunden durch Regelenergieabrufe. Im Szenario mit Strombezugskosten sind es zwischen 40 und 150 Volllaststunden und ohne Strombezugskosten zwischen 220 und 1.010 Volllaststunden. Da die Regelleistungsvorhaltung mit dem Spotmarkteinsatz insbesondere in Zeiten geringer Residuallast konkurriert, erreichen die Anlagen in diesen Szenarien auch weniger Volllaststunden am Spotmarkt im Vergleich zu den „S“-Szenarien. Hier sind es zwischen 150 und 1.220 Volllaststunden für den Fall ohne Strombezugskosten. Wenn Stromnebenkosten zu zahlen sind, werden die Anlagen praktisch gar nicht für den Spotmarkt eingesetzt.

In Abbildung 3 wird die Veränderung der Strom- und Wärmeerzeugung in den betrachteten Fernwärmenetzen gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel dargestellt. Allein durch die Verfügbarkeit eines Wärmespeichers (Szenario „Nur WS“) können die KWK-Anlagen gezielter eingesetzt werden, wobei der Einsatz der Heizkessel sinkt und stattdessen mehr KWK-Wärme genutzt wird. Die Auswirkungen im Szenario „S 100“ sind praktisch identisch, da der Einsatz der Elektrokessel zu teuer ist und somit nur der Wärmespeicher zur Flexibilisierung eingesetzt wird. Ohne die Zahlung von Stromnebenkosten (Szenario „S 0“) können die Elektrokessel jedoch einen Beitrag zur Wärmebereitstellung leisten und dabei insbesondere die Heizkessel verdrängen. In den Szenarien mit Einsatz der Elektrokessel am Regelleistungsmarkt überwiegt der Effekt des Wärmespeichers, der zu einer stärkeren Nutzung von KWK-Wärme führt, aber auch der Einsatz der Elektrokessel durch Regelenergieabrufe kann den Einsatz der Heizkessel reduzieren. Im Szenario „S + R 0“ werden die Elektrokessel etwas stärker eingesetzt als im Szenario „R 0“, da sie hier zusätzlich am Spotmarkt teilnehmen können. Den größten Beitrag zur Wärmelastdeckung erreichen die Elektrokessel jedoch im Szenario „S 0“ bei reinem Einsatz am Spotmarkt ohne Zahlung von Stromnebenkosten, wobei sie knapp 11 % des Wärmebedarfs decken.

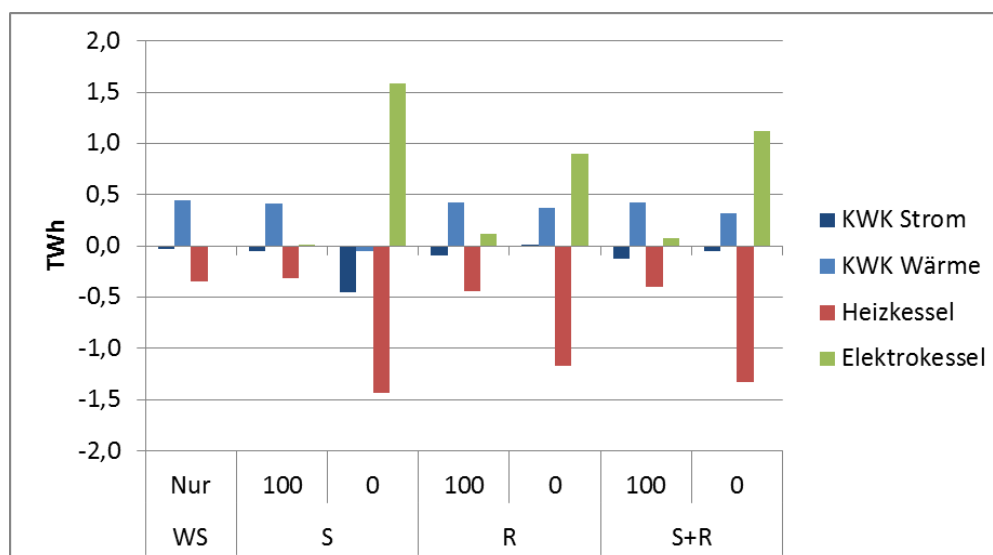


Abbildung 3: Veränderungen der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung sowie des Kessel Einsatzes gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel

4.2 Veränderungen in der nationalen Stromerzeugung

In Abbildung 4 werden die Veränderungen der Stromerzeugung zwischen den einzelnen Szenarien als Differenzen gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel dargestellt.

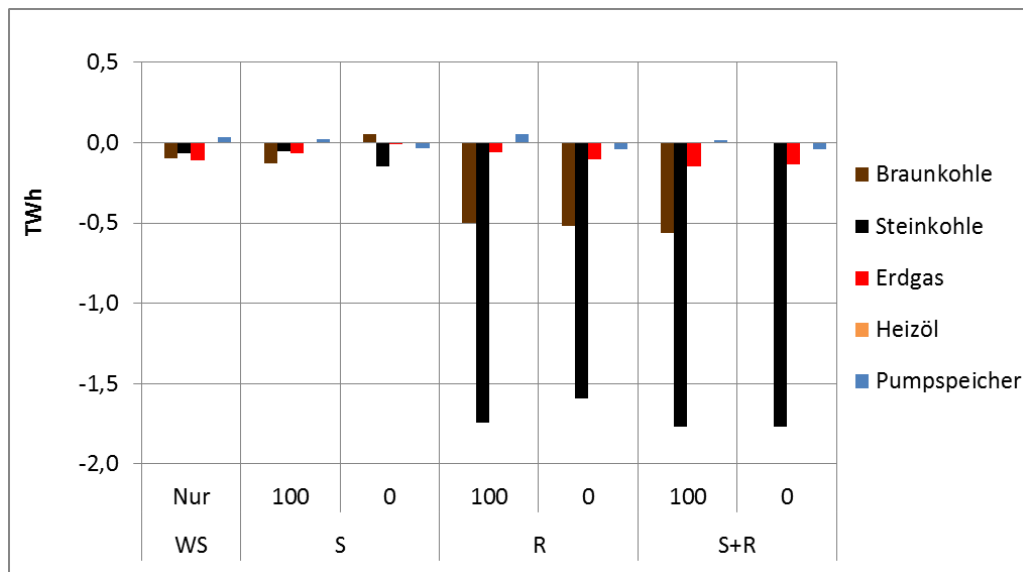


Abbildung 4: Veränderung der Stromerzeugung aus fossil-thermischen Kraftwerken sowie Pumpspeichern in Deutschland in den einzelnen Szenarien gegen über dem Szenario ohne Elektrokessel

Im Szenario, in dem lediglich zusätzliche Wärmespeicher installiert sind („Nur WS“), sinkt die Erzeugung in fossil-thermischen Kraftwerken. Im Szenario mit Elektrokesseln im Spotmarkteinsatz mit Stromnebenkosten von 100 Euro/MWh („S 100“) sind die Veränderungen relativ ähnlich, da die Elektrokessel praktisch nie eingesetzt werden. Im Szenario „S 0“, in dem Elektrokessel ohne Stromnebenkosten Strom vom Spotmarkt beziehen können, reduziert sich ebenfalls die Erzeugung fossil-thermischer Kraftwerke im Vergleich zum Szenario ohne Elektrokessel. Im Gegensatz zum Szenario „S 100“ steigt die Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken jedoch etwas an, während die Stromerzeugung in Steinkohlekraftwerken stärker sinkt.

Durch den Einsatz von Elektrokesseln im Regelleistungsmarkt kommt es dagegen zu deutlich stärkeren Veränderungen. Hier ist es in beiden „R“-Szenarien so, dass die Stromerzeugung in Kohlekraftwerken deutlicher abnimmt. Im Szenario mit hohen Stromnebenkosten sinkt die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken um 500 GWh und in Steinkohlekraftwerken um 1.750 GWh. Im Szenario „R 0“ fallen die Veränderungen relativ ähnlich aus. Hier sinkt nur die Erzeugung der Steinkohlekraftwerke etwas weniger. Da im Szenario „S + R 100“ der Spotmarkteinsatz zu teuer ist, sind die Ergebnisse mit denen aus dem Szenario „R 100“ fast identisch. Dagegen ist es beim Szenario „S + R 0“ wiederum so, dass sich die Erzeugung in Braunkohlekraftwerken praktisch nicht verändert, sondern nur die Erzeugung in Steinkohlekraftwerken in der gleichen Größenordnung wie beim den anderen Regelleistungsmarktszenarien sinkt.

4.3 Veränderungen auf europäischer Ebene

Die Möglichkeit der zusätzlichen Stromnachfrage der Elektrokessel zur Wärmelastdeckung bzw. deren Möglichkeit zur Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung wirkt sich positiv auf die Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien aus. Wie Abbildung 5 zeigt, sinkt die Abregelung von Wind- und PV-Strom in Deutschland von 1,26 % der maximal möglichen Erzeugung im Szenario ohne Elektrokessel auf 0,39 % im Szenario mit Einsatz der Elektrokessel am Spot- und Regelleistungsmarkt ab. Gleichzeitig kann über veränderte

Stromex- bzw. Stromimporte auch eine Rückwirkung auf die Abregelung im Ausland festgestellt werden. So sinkt die Abregelung in den anderen betrachteten europäischen Ländern von 0,23 % der möglichen Wind- und PV-Stromerzeugung bis auf 0,11 % ab, wobei sie ebenfalls im Szenario mit kombiniertem Einsatz am geringsten ist.

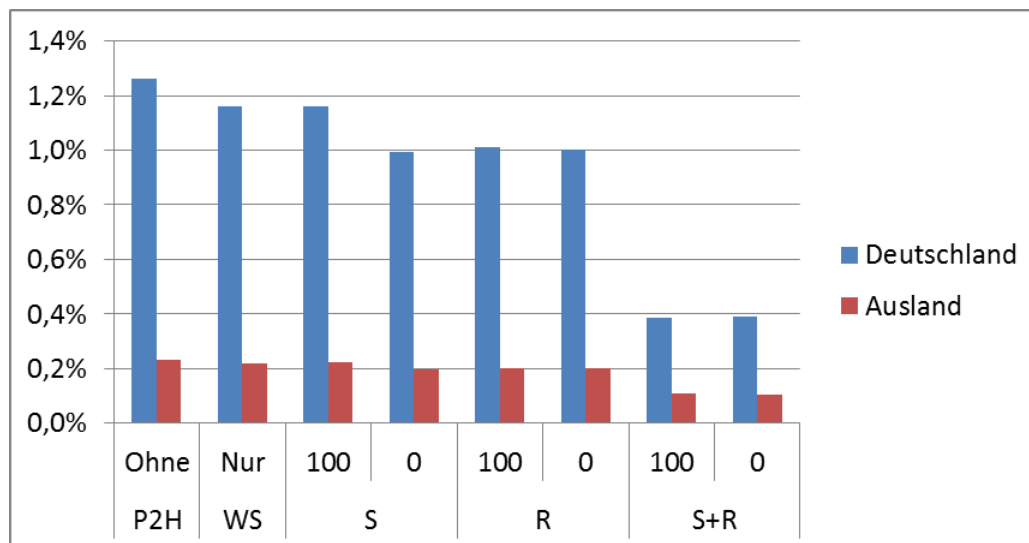


Abbildung 5: Marktbedingte Abregelung von Strom aus Wind- und PV-Anlagen in Deutschland und im Ausland als Anteil der maximal möglichen Erzeugung

In Abbildung 6 ist dargestellt, wie sich die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks inklusive der fossilen Heizkessel in den betrachteten Fernwärmenetzen in Deutschland sowie den anderen modellierten Ländern in den einzelnen Szenarien verändern. Im Referenzszenario ohne Elektrokessel belaufen sich die CO₂-Emissionen auf 195,3 Mio. t in Deutschland und 431 Mio. t im Ausland. Im Szenario „S 100“ sinken die CO₂-Emissionen in Deutschland im Vergleich zum Referenzszenario um 0,2 Mio. t. Zusätzlich sinken die CO₂-Emissionen im Ausland noch stärker um 0,5 Mio. t. Damit verringern sich die CO₂-Emissionen in Summe über alle Länder um 0,7 Mio. t (-0,12 %). Im Szenario „S 0“ sinken die CO₂-Emissionen in Summe über alle Länder etwas stärker (-0,14 %), wobei sie in Deutschland stärker sinken und dafür im Ausland etwas weniger stark. Die größte Reduktion der CO₂-Emissionen ist jedoch im Szenario „R 100“ mit 0,32 % erreicht worden. Dabei sinken die CO₂-Emissionen in Deutschland um 1,8 Mio. t und im Ausland um 0,2 Mio. t. Im Szenario „S + R 100“ ist die Einsparung nur minimal geringer. Selbst in den Szenarien mit Regelleistungseinsatz aber ohne Stromnebenkosten („R 0“ und „R + S 0“) sinken die CO₂-Emissionen deutlich stärker als in den Szenarien mit ausschließlicherem Spotmarkteinsatz.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Als Fazit lässt sich festhalten, dass der Einsatz der Elektrokessel in Deutschland sowohl im Spotmarkt als auch im Regelleistungsmarkt zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen führen kann. Dabei treten die größten Reduktionen in den Szenarien mit Einsatz am Regelleistungsmarkt auf. Beim Blick auf die CO₂-Emissionen in Deutschland (nach Territorialprinzip) kann festgestellt werden, dass der Einsatz am Regelleistungsmarkt (unter den getroffenen Annahmen) die größte Hebelwirkung entfaltet.

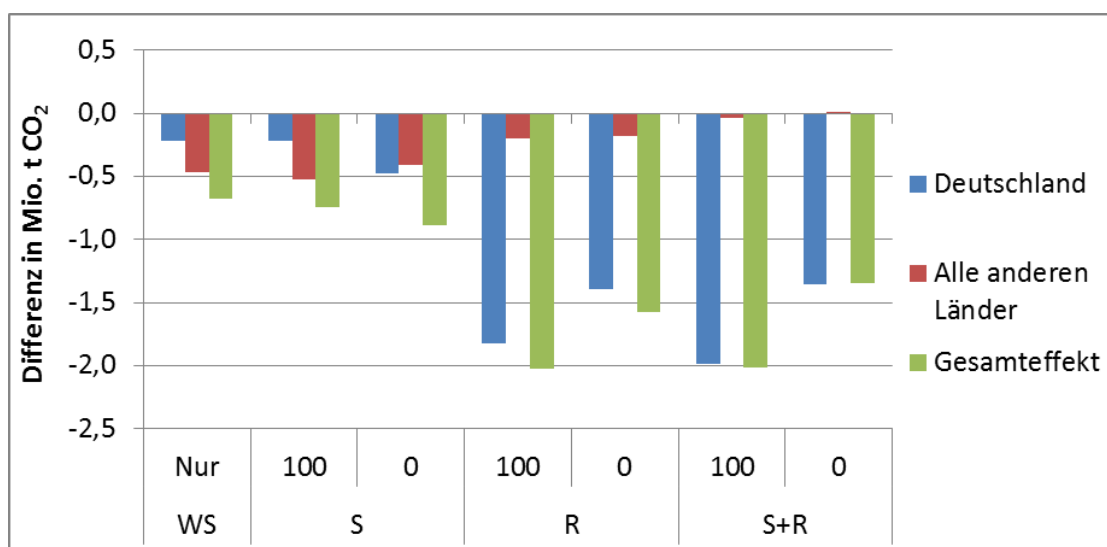


Abbildung 6: Veränderung der CO₂-Emissionen in Deutschland und im Ausland gegenüber dem Szenario ohne Elektrokessel

Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen können somit die systembedingte Nutzung von Grundlastkraftwerken im Must-Run-Betrieb auflösen und flexibel negative Sekundärregelleistung bereitstellen. Damit wird es möglich, die marktbedingte Abregelung von erneuerbaren Energien zu senken und dadurch auch die CO₂-Emissionen des Strom- und Wärmesektors zu reduzieren. Durch den reduzierten Export von Strom aus deutschen Must-Run-Kraftwerken in die angrenzenden Nachbarländer kann dort ebenfalls die marktbedingte Abregelung gesenkt werden.

Neben der Vermeidung marktbedingter Abregelung können Power-to-Heat-Anlagen grundsätzlich auch bei Netzengpässen weiteres Potential zur Integration von erneuerbaren Energien bieten. Mit der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 13.6a EnWG) im Dezember 2016 wurde hier eine Möglichkeit geschaffen, Elektrokessel auch als zuschaltbare Last für Redispatch einzusetzen. Diese Einsatzmöglichkeit sollte im Zusammenspiel mit den anderen Einsatzoptionen weiter erforscht werden.

Literatur

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart. Online verfügbar unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/NEP_2025_1_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2015.

AG Energiebilanzen e. V. (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Stand: 02.08.2016. Online verfügbar unter <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 08.10.2016.

Agora Energiewende (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregelten Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Online verfügbar unter

- http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2014.
- Böttger, Diana (2017): Energiewirtschaftliche Auswirkungen der Power-to-Heat-Technologie in der Fernwärmeversorgung bei Vermarktung am Day-Ahead Spotmarkt und am Regelleistungsmarkt. Entwurf der Dissertation. Universität Leipzig, Leipzig. Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (Einreichung im Frühjahr 2017).
- Böttger, Diana; Götz, Mario; Lehr, Nelly; Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas (2014): Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany. In: Energy Procedia 46, S. 246–253. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.179.
- Böttger, Diana; Götz, Mario; Theofilidi, Myrto; Bruckner, Thomas (2015): Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources – An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. In: Energy 82, S. 157–167. DOI: 10.1016/j.energy.2015.01.022.
- CDU; CSU; SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, zuletzt geprüft am 25.02.2014.
- ENTSO-E (2015): Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf, zuletzt geprüft am 30.10.2015.
- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) (2016): Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 1: Hauptbericht. München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160531_MOS_Hauptbericht.pdf, zuletzt geprüft am 21.10.2016.
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES); Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP); Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu); Stiftung Umweltenergierecht (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr - Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden. Online verfügbar unter http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 09.10.2015.
- International Energy Agency (IEA) (2015): World Energy Outlook 2015. Paris, zuletzt geprüft am 19.11.2015.
- Plattform Erneuerbare Energien - AG 3 Interaktion (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/

[Klima Energie/Erneuerbare Energien/Plattform Erneuerbare Energien/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf](#), zuletzt geprüft am 02.04.2014.

UNFCCC (2015): Paris Agreement English. Online verfügbar unter http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf, zuletzt geprüft am 08.10.2016.