



Theresa Ladwig

# **Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien**



## **IMPRESSUM**

### **Herausgeber:**

Technische Universität Dresden  
Fakultät der Wirtschaftswissenschaften  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft  
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297

Fax: +49 351 463-39763

E-Mail: [ee2@mailbox.tu-dresden.de](mailto:ee2@mailbox.tu-dresden.de)

Internet: <http://www.ee2.biz>

ISBN: 978-3-86780-569-8

Stand: 05/2018

Alle Rechte vorbehalten.



# **Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien**

## **Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades  
Doctor rerum politicarum (Dr. rer. pol.)

vorgelegt an der

Fakultät Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Dresden

von

Dipl.-Ing.  
Theresa Ladwig (geb. Müller)  
geb. 18. August 1987 in Mühlhausen (Thüringen)

Eingereicht: 20. September 2017

Verteidigt: 10. April 2018

Betreuende Hochschullehrer und Gutachter:

Prof. Dr. Dominik Möst

Technische Universität Dresden

Fakultät Wirtschaftswissenschaft

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Prof. Dr. Udo Buscher

Technische Universität Dresden

Fakultät Wirtschaftswissenschaft

Lehrstuhl für Betriebswirtschaftslehre,  
insbes. Industrielles Management

## **Vorwort**

Die Bundesregierung hat sich ambitionierte Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien gesetzt. Der Anteil zur Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien soll perspektivisch auf über 40% in 2020, 50% in 2030 und 80% in 2050 erhöht werden. Allerdings ist die Einspeisung aus dem Großteil der zugebauten erneuerbaren Anlagen wetterabhängig. Da Stromnachfrage und -angebot zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen, bringt die wetterabhängige Einspeisung die Herausforderung mit sich, dass im Gesamtsystem mit steigenden erneuerbaren Anteilen der Bedarf an Flexibilität mit unterschiedlichen Zeitskalen und Vorlaufzeiten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage zunehmen wird. Als mögliche Optionen zur Bereitstellung dieser Flexibilität werden Stromspeicher, die Übertragungsnetze (für einen großflächigeren Ausgleich), konventionelle Kraftwerke sowie die (stärkere) Steuerung der Nachfrageseite gesehen. Die Stromnachfrage ist bisher weitestgehend unelastisch, allerdings wird ihr ein großes Potential zur Bereitstellung von Flexibilität unterstellt. Das Potential der Nachfrageseite und das Wechselspiel mit der Elektrizitätssystem sind in wissenschaftlichen Arbeiten bisher nicht oder nur kaum untersucht. Dabei stellen sich verschiedene Fragen, wie bspw. welche Technologien auf der Nachfrageseite zur Bereitstellung von Flexibilität in größerem Umfang zur Verfügung stehen, welche Auswirkungen sich hierdurch auf das Stromsystem inkl. Strompreise ergeben, welche Wechselwirkungen die Nachfrageseite auf alternative Flexibilitätsoptionen hat und wie diese Technologien untereinander in Konkurrenz stehen.

Frau Ladwig widmet ihre Arbeit dem Thema Demand Side Management (DSM) und wieviel Flexibilität DSM-Anwendungen unter Berücksichtigung ihrer techno-ökonomischen Eigenschaften zur Systemintegration bereitstellen können. Damit hat Frau Müller ein Thema gewählt, welches aktuell in der Energiewirtschaft eine hohe Relevanz hat und interessante Erkenntnisse mit sich bringt. Ich wünsche Ihnen viel Spaß bei der erkenntnisreichen Lektüre!

Dresden, Mai 2018

Prof. Dr. Dominik Möst

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich meinen Dank nachstehenden Personen entgegenbringen, die mich während meiner Promotion in vielfältiger Weise unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr. Dominik Möst, der mich bei der Themenfindung und Erstellung der Arbeit jederzeit unterstützt und mir den erforderlichen Freiraum gegeben hat. Insbesondere seine Diskussionsbereitschaft sowie konstruktiven Hinweise haben zum Gelingen meiner Arbeit beigetragen. Darüber hinaus danke ich ihm für die Freiheit und das entgegen gebrachte Vertrauen während meiner Tätigkeit am Lehrstuhl. Bedanken möchte ich mich ebenfalls bei meinem Zweitgutachter Prof. Dr. Udo Buscher für die bereitwillige Übernahme des Zweitgutachtens und die angenehme Zusammenarbeit sowie bei den Mitgliedern der Promotionskommission Prof. Dr. Edeltraud Günther und Prof. Dr. Alexander Kemnitz.

Kritische Punkte, Fragen und Methoden konnte ich jederzeit mit meinen Kollegen vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden diskutieren. Für die konstruktiven Diskussionen, inhaltlichen und methodischen Anregungen sowie die schöne Zeit möchte ich mich herzlich bei ihnen bedanken. Ein besonderer Dank gilt an dieser Stelle Nicolas Kronthaler, der mich während seiner Tätigkeit als studentische Hilfskraft in vielfältiger Weise unterstützt hat.

Danken möchte ich außerdem meinen Eltern, die mich jederzeit ermutigt haben meinen eigenen Weg zu gehen und mir dabei den nötigen Freiraum und die erforderliche Unterstützung entgegengebracht haben. Ebenso möchte ich meinen Schwestern danken, die nicht nur durch Korrekturlesen zum Gelingen der Dissertation beigetragen haben.

Meinem Mann Ronald gilt mein abschließender Dank. Mit Ruhe und Geduld hat er mir insbesondere in der letzten Phase der Promotion zur Seite gestanden und mir dadurch die notwendige Kraft gegeben, um diese erfolgreich abzuschließen.

Braunschweig, im Mai 2018

Theresa Ladwig

# Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
1.1	Hintergrund .....	1
1.2	Abgrenzung zur Literatur und Ziel der Arbeit .....	2
1.3	Inhalte und Aufbau der Arbeit .....	5
2	Einordnung von Demand Side Management (DSM) .....	8
2.1	Herausforderungen und Veränderungen im Elektrizitätssystem durch den Ausbau erneuerbarer Energien .....	8
2.2	Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien .....	12
2.3	Begriffseingrenzung und Ziel von DSM .....	14
2.4	Auswahl geeigneter Anwendungen für DSM .....	16
2.4.1	Auswahlkriterien .....	16
2.4.2	Geeignete Prozesse im Industriesektor .....	16
2.4.3	Geeignete Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor .....	19
2.4.4	Zusammenfassung und Übersicht geeigneter DSM-Anwendungen .....	22
2.5	Eigenschaften von DSM im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsoptionen .....	24
2.5.1	Technische Restriktionen .....	24
2.5.2	Aktivierungs- und Initialisierungskosten .....	27
2.6	Einfluss von DSM auf die Strompreisbildung .....	35
2.7	Zwischenfazit sowie Fokus und Ziel der Doktorarbeit .....	39
3	DSM-Potential in Deutschland .....	41
3.1	Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung .....	41
3.1.1	Potentiale zur Lastabschaltung und -verschiebung in der Literatur .....	41
3.1.2	Berechnung des theoretischen Potentials .....	44
3.1.3	Vorgehen und Annahmen zur Ermittlung des künftigen DSM-Potentials .....	59
3.1.4	Zusammenfassende Ergebnisse der Potentialberechnung .....	62
3.2	Potential zur Lasterhöhung .....	70
3.2.1	Lasterhöhung in der Literatur .....	70
3.2.2	Berechnung des theoretischen Potentials zur Lasterhöhung .....	75

4	Strommarktmodellierung mit DSM .....	81
4.1	Einführung in das Strommarktmodell ELTRAMOD.....	81
4.2	Mathematische Formulierung von ELTRAMOD .....	83
4.2.1	Zielfunktion und Kostenbestandteile .....	83
4.2.2	Energiebilanz.....	84
4.2.3	Technische Restriktionen des konventionellen Kraftwerksparks.....	86
4.2.4	(Wasser-) Speicherkraftwerke.....	87
4.2.5	Regelenergie.....	88
4.2.6	Demand Side Management .....	90
4.3	Modelleingangsdaten .....	94
4.3.1	Überblick über die verwendeten Daten.....	94
4.3.2	Stromnachfrage .....	96
4.3.3	Stromerzeugung und Kapazität von EE-Anlagen .....	97
4.3.4	Konventioneller Kraftwerkspark.....	100
4.3.5	Technologiedaten .....	109
4.3.6	Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte .....	111
4.3.7	Nettotransportkapazitäten.....	112
4.3.8	Wärmeprofile von KWK-Kraftwerken .....	114
4.3.9	Regelenergiebedarf .....	115
4.3.10	Charakteristika der DSM-Anwendungen .....	116
4.4	Modellvalidierung.....	119
4.5	Modellgrenzen .....	124
5	Modellgestützte Analyse zur Rolle von DSM für die Systemintegration erneuerbarer Energien .	126
5.1	Szenarioübersicht.....	126
5.2	Einfluss von DSM auf die Residuallast und die Integration erneuerbarer Energien .....	128
5.2.1	Residuallastdauerlinie und EE-Überangebot.....	128
5.2.2	Preisdauerlinie.....	131
5.2.3	Marktwert der erneuerbaren Energien.....	133
5.3	Ausnutzung des verfügbaren DSM-Potentials .....	136
5.3.1	Lastabschaltung.....	136

5.3.2	Lastverschiebung.....	137
5.3.3	Lasterhöhung.....	142
5.4	Einfluss von DSM auf alternative Flexibilitätsoptionen.....	146
5.4.1	Einfluss von DSM auf konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.....	146
5.4.2	Einfluss von DSM auf Stromimporte und -exporte.....	150
6	Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerung.....	154
6.1	Einflussfaktoren auf die Höhe des DSM-Potentials.....	154
6.2	Verfügbarkeit und Flexibilität des DSM-Potentials.....	155
6.3	Der Beitrag von DSM zur Systemintegration von erneuerbaren Energien.....	157
6.4	Wechselwirkung von DSM mit alternativen Flexibilitätsoptionen.....	158
6.5	Priorisierung und Hemmnisse bei der Erschließung des DSM-Potentials.....	159
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	163
7.1	Zusammenfassung der Arbeit.....	163
7.2	Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.....	165
8	Literaturverzeichnis.....	166
9	Abkürzungsverzeichnis.....	182
10	Formelverzeichnis.....	184
11	Abbildungsverzeichnis.....	188
12	Tabellenverzeichnis.....	192
13	Anhang.....	193

# 1 Einleitung

## 1.1 Hintergrund

Eine umweltverträgliche Energieversorgung in Deutschland ist eines der Ziele, die im Energiewirtschaftsgesetz verankert sind (§ 1 EnWG). Zur Erreichung dieses Ziels soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch in Deutschland von derzeit ca. 30 % auf 80 % bis zum Jahr 2050 ausgebaut werden (UBA 2017; Bundesregierung 2010). In den vergangenen Jahren wurden aus diesem Grund vor allem Photovoltaik- (PV) und Windenergieanlagen errichtet. Deren installierte Leistung stieg von ca. 20 GW (Wind) bzw. 3 GW (PV) in 2006 auf 50 GW bzw. 41 GW in 2016 an. Es ist zu erwarten, dass Wind- und PV-Anlagen in Deutschland weiter ausgebaut werden, um die oben genannten Ziele zu erreichen.

Der Ausbau dieser Technologien stellt das Stromversorgungssystem vor große Herausforderungen, da Wind und Sonne nicht jederzeit verfügbar sind und deren Stromeinspeisungen hohe Schwankungen aufweisen. Entsprechend werden in Zukunft verstärkt Situationen auftreten in denen die Einspeisung aus EE-Anlagen nicht ausreicht, um die jeweilige Stromnachfrage zu decken. Ebenso wird es zu Situationen kommen, in denen das Stromangebot höher ist als die Nachfrage und die betreffenden EE-Anlagen abgeregelt werden müssen. Um dieses (zeitliche) Auseinanderfallen der Stromnachfrage und der Erzeugung aus EE-Anlagen auszugleichen, werden sogenannte Flexibilitätsoptionen benötigt. Hierzu zählen Stromspeicher, Stromimporte und -exporte sowie konventionelle Kraftwerke (Müller & Brunner 2015).

Durch den Ausbau an Wind- und PV-Anlagen wird der Bedarf an Flexibilitätsoptionen steigen (Kronthaler & Müller 2016). Die Errichtung von zusätzlichen Anlagen, z.B. Speichern, erfordert jedoch einen erheblichen Kapitaleinsatz (vgl. Fürstenwerth et al. 2014; Müller et al. 2013). Wenn sich die Stromnachfrage hingegen stärker an der Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen orientiert, können entsprechende Strommengen besser genutzt und die Abregelung eines EE-Überangebotes vermieden werden. Es ist demzufolge zu erwarten, dass die Gesamteffizienz des Stromversorgungssystems durch eine (partiell) elastische Nachfrage gesteigert wird.

Eine gezielte Steuerung der Stromnachfrage wird als Demand Side Management (DSM) bezeichnet. DSM kann grundsätzlich in die drei Kategorien Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung unterschieden werden. Bei der Lastabschaltung wird der Stromverbrauch reduziert ohne diesen zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt vorzuziehen bzw. nachzuholen. Im Gegensatz dazu, geht bei der Lastverschiebung eine Reduktion des Stromverbrauchs immer mit einer Erhöhung zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt einher. Es verschiebt sich lediglich der Zeitpunkt des Stromkonsums. Bei der Lasterhöhung werden einzelne Anlagen in Zeiten niedriger Strompreise, die häufig in Zeiten eines hohen EE-Angebots auftreten, gezielt zugeschaltet und erzeugen dadurch eine zusätzliche Stromnachfrage.

Der zunehmend wetterabhängigen und fluktuierenden Stromerzeugung in Deutschland steht jedoch eine bis heute weitgehend unelastische Nachfrage gegenüber. Dies hängt zum einen damit zusammen,

dass die meisten Stromverbraucher die jeweilige Erzeugungssituation nicht kennen. Dementsprechend können sie nicht auf eine fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen reagieren. Ein weiterer Grund ist die begrenzte Veränderbarkeit und Flexibilität des Stromverbrauchs. Beispielsweise wird in den Wintermonaten am Abend Licht benötigt und kann nicht ausgeschaltet werden ohne zu Komforteinschränkungen beim Verbraucher zu führen. Ebenso benötigen Industrieprozesse Strom für die Produktion. Eine Reduzierung oder Veränderung des jeweiligen Stromverbrauchs kann zu Produktions- und somit zu Gewinneinbußen führen. Folglich steht nicht die gesamte Stromnachfrage in Deutschland für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung aus EE-Anlagen zur Verfügung. Stattdessen müssen Verbraucher identifiziert werden, die zeitweise ihren Stromverbrauch ändern können und so zu mehr Flexibilität auf der Nachfrageseite beitragen.

Um die Akzeptanz für DSM zu erreichen, müssen zudem mögliche (Komfort-) Einschränkungen begrenzt bzw. vermieden werden. So kann die Stromnachfrage eines Verbrauchers nicht beliebig häufig und oft abgeschaltet oder verschoben werden. Entsprechend sind der Einsatz und die Flexibilität von DSM begrenzt. Es stellt sich daher die Frage, wie flexibel die Stromnachfrage auf die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen tatsächlich reagieren und welchen Beitrag diese zur Systemintegration der EE leisten kann.

## **1.2 Abgrenzung zur Literatur und Ziel der Arbeit**

In der Literatur sind verschiedene Arbeiten zu finden, die die Rolle von DSM zur Systemintegration erneuerbarer Energien qualitativ untersuchen (z.B. O'Connell et al. 2014; Strbac 2008). Dabei wird vor allem der Nutzen von DSM für das Stromsystem hervorgehoben. Hierzu zählen der Ausgleich fluktuierender EE-Einspeisung oder die Reduzierung der Lastspitzen. O'Connell et al. (2014) argumentieren, dass dadurch die Abhängigkeit von Stromimporten und -exporten sowie der Investitionsbedarf an konventionellen Kraftwerken und Speichern reduziert werden kann.

Quantitative Analysen zum Thema Systemintegration der erneuerbaren Energien durch DSM konzentrieren sich häufig auf eine der drei DSM-Kategorien (Lastsabschaltung, -verschiebung oder -erhöhung). Tveten et al. (2016) analysieren das Lastverschiebepotential der Region Flandern (Belgien). Die Ergebnisse zeigen, dass die Abregelung von EE-Anlagen mit Hilfe von DSM reduziert wird. Gils (2016) führt ähnliche Untersuchungen zum Lastabschalte- und -verschiebepotential in Deutschland durch. Die Ergebnisse bestätigen ebenfalls, dass mittels DSM die EE-Abregelung reduziert und die Systemkosten gesenkt werden.

Im Gegensatz zu den vorherigen Arbeiten konzentrieren sich die Analysen von Dallinger et al. (2013) und Heinrichs (2013) auf einen konkreten Stromverbraucher. Beide Arbeiten untersuchen den Einfluss von Ladestrategien von Elektrofahrzeugen auf das Stromsystem. Ein ungesteuertes Laden der Fahrzeuge führt zu einer neuen Lastspitze. Diese kann jedoch durch eine gezielte Steuerung des Ladeverhaltens reduziert werden. Zusätzlich wird durch das gesteuerte Laden die Integration von (überschüssiger) EE-Einspeisung verbessert.

Salpakari et al. (2015) untersuchen die Relevanz von flexiblen Lasten (Lastverschiebung), Wärmepumpen und Elektrokesseln für die Integration großflächiger PV-Einspeisung im urbanen Umfeld am Beispiel der Stadt Helsinki. Dabei zeigen Elektrokessel das höchste Potential zur Integration von PV-Überschüssen. Neben Elektrokesseln können u.a. Elektrolyseure überschüssige EE-Einspeisung aufnehmen. Beide Technologien zählen zu der Kategorie Lasterhöhung. Verschiedene Arbeiten kommen zu dem Schluss, dass insbesondere Elektrolyseure erst bei einem hohen EE-Anteil im Stromsystem (> 60 %) benötigt werden (z.B. Moser et al. 2012; Müller-Syring et al. 2013; Sterner et al. 2015). Dies hängt vor allem mit den vergleichsweise geringen Wirkungsgraden und hohen Investitionen zusammen (Jentsch & Trost 2014).

Die Ausführungen verdeutlichen, dass der Fokus der bestehenden Forschung vor allem auf einzelnen Verbrauchern und DSM-Kategorien (Lastabschaltung, -verschiebung oder -erhöhung) liegt. Die bisherigen Arbeiten zeigen, dass jede einzelne DSM-Kategorie auf ihre Weise zur Systemintegration erneuerbarer Energien beitragen kann. Es fehlen jedoch Analysen, welche die Wechselwirkung zwischen den DSM-Kategorien und deren gesamtheitliche Wirkung auf das Stromsystem und für die Systemintegration erneuerbarer Energien untersuchen. Beispielsweise kann eine überschüssige EE-Einspeisung sowohl durch Lastverschiebung, als auch durch Lasterhöhung aufgenommen werden. Die DSM-Kategorien stehen dementsprechend in direkter Konkurrenz zueinander. Da die bisherigen Arbeiten nur einzelne betrachten, ist unklar welchen Einfluss eine Wechselwirkung der Kategorien auf die Systemintegration von erneuerbaren Energien hat. Die vorliegende Arbeit setzt bei dieser Forschungslücke an, indem sie Verbraucher aller drei DSM-Kategorien (Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung) betrachtet. Insbesondere untersucht sie die Wechselwirkungen dieser drei Kategorien untereinander und mit anderen Flexibilitätsoptionen. Dadurch kann deren tatsächlicher Beitrag zur Systemintegration von erneuerbaren Energien in Deutschland bewertet werden.

Für entsprechende Analysen muss das verfügbare Potential bekannt sein. In den vergangenen Jahren wurden verschiedene Arbeiten veröffentlicht, die das Potential der DSM-Kategorien Lastabschaltung und -verschiebung für Deutschland oder einzelne Regionen ermittelt haben (z.B. Klobasa 2007; Kohler et al. 2010; VDE 2012; Gruber et al. 2016). Die vorhandene Literatur weist allerdings nur absolute Werte für das DSM-Potential in Deutschland aus. Lediglich VDE (2012) zeigt unterschiedliche DSM-Potentiale für Winter und Sommer. Eigene Analysen haben jedoch gezeigt, dass das DSM-Potential zum Teil starken saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Dadurch steht das Potential nicht jederzeit zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen zu Verfügung. Zudem wird das verfügbare Potential überschätzt, wenn die zeitliche Verfügbarkeit unberücksichtigt bleibt (Müller 2014). Um den tatsächlichen Beitrag von DSM zur Systemintegration erneuerbarer Energien adäquat untersuchen zu können, muss daher das Potential in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegen. Entsprechend wird in dieser Arbeit der Fokus auf das stündliche DSM-Potential gelegt und dieses für ausgewählte Verbraucher ermittelt.

Eine weitere Schwäche in der vorhandenen Literatur ist, dass die bisherigen Potentialerhebungen nur aktuelle bis mittelfristige Entwicklungen des DSM-Potentials (maximal bis zum Jahr 2030) betrachten (z.B. Klobasa 2007; VDE 2012). Die Ziele der Bundesregierung zur Umgestaltung des Energiesystems

sind jedoch langfristig ausgerichtet. Bis zum Jahr 2050 soll der EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung 80 % betragen. Um den Beitrag von DSM zur Integration dieser hohen EE-Mengen untersuchen zu können, muss die langfristige Entwicklung des DSM-Potentials bekannt sein. Es ist daher notwendig eine Analyse zur langfristigen Entwicklung des DSM-Potentials in Deutschland durchzuführen. Entsprechend wird in der vorliegenden Arbeit das DSM-Potential für ausgewählte Verbraucher bis zum Jahr 2050<sup>1</sup> abgeschätzt.

Aus der Literatur konnten drei Forschungslücken identifiziert werden, die durch diese Arbeit geschlossen werden. Erstens wird die Rolle von DSM zur Systemintegration erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung aller drei DSM-Kategorien (Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung) untersucht, um Wechselwirkungen untereinander berücksichtigen können. Hierfür müssen das aktuelle und zukünftige DSM-Potential in einer hohen zeitlichen Auflösung vorliegen. Daher wird zweitens das Potential ausgewählter DSM-Anwendungen auf stündlicher Basis ermittelt, um saisonale und tageszeitliche Charakteristika bei der Verfügbarkeit aufzeigen zu können. Drittens wird die Entwicklung des zukünftigen DSM-Potentials bis zum Jahr 2050 abgeschätzt, um die Rolle von DSM auch bei einem hohen EE-Anteil bewerten zu können.

Anhand der Ergebnisse dieser Arbeit kann der Beitrag von DSM zur Systemintegration der erneuerbaren Energien in Deutschland besser bewertet werden. Daraus lassen sich konkrete Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger zur Gestaltung des nationalen Stromsystems und zur Implementierung von DSM ableiten. Weiterhin zeigen die Untersuchungen dieser Arbeit, welche Detailtiefe bei der Analyse von DSM für zukünftige Arbeiten erforderlich ist. Die ermittelten stündlichen DSM-Potentiale können zudem in nachfolgenden Forschungsarbeiten genutzt werden und helfen dadurch, deren Qualität und Genauigkeit zu erhöhen.

---

<sup>1</sup> Der gewählte Zeithorizont orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung aus dem Energiekonzept. Bis zum Jahr 2050 soll 80% der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden (Bundesregierung 2010). Es ist zu erwarten, dass bei diesem hohem EE-Anteil ein Bedarf an DSM und anderen Flexibilitätsoptionen besteht.

### 1.3 Inhalte und Aufbau der Arbeit

In dieser Arbeit wird das Potential ausgewählter DSM-Anwendungen der Kategorien Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung ermittelt sowie deren mittel- bis langfristige Entwicklung abgeschätzt. Basierend darauf wird die Rolle von DSM in einem EE-geprägten Stromsystem modellbasiert untersucht. Hierfür wird das lineare Optimierungsmodell ELTRAMOD, das den deutschen und europäischen Strommarkt abbildet, weiterentwickelt. Bisher wird die Stromnachfrage in ELTRAMOD exogen vorgegeben und preisunelastisch modelliert. Um flexible Verbraucher adäquat im Modell abbilden zu können, muss eine Methode zur Modellierung von DSM entwickelt werden. Ein weiteres Ziel dieser Arbeit besteht entsprechend darin, die technischen Charakteristika von DSM, die dessen Einsatz und Flexibilität determinieren, adäquat im Strommarktmodell ELTRAMOD abzubilden.

Die vorliegende Arbeit untergliedert sich entsprechend in drei Forschungsschwerpunkte:

I) DSM-Potential in Deutschland:

Wie hoch ist das DSM-Potential ausgewählter Stromverbraucher in stündlicher Auflösung und welche Entwicklungen sind mittel- bis langfristig zu erwarten?

II) Nachfragemodellierung:

Wie können flexible Stromverbraucher mit ihren technischen Eigenschaften und Kostenstrukturen in einem Strommarktmodell abgebildet werden?

III) Wirkung DSM im Stromsystem:

Wieviel Flexibilität können DSM-Anwendungen unter Berücksichtigung ihrer techno-ökonomischen Eigenschaften zur Systemintegration bereitstellen und welchen Einfluss haben diese auf das Stromsystem sowie auf alternative Flexibilitätsoptionen?

Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen den DSM-Kategorien Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung?

Die Forschungsschwerpunkte werden in unterschiedlichen Kapiteln adressiert (Abbildung 1).

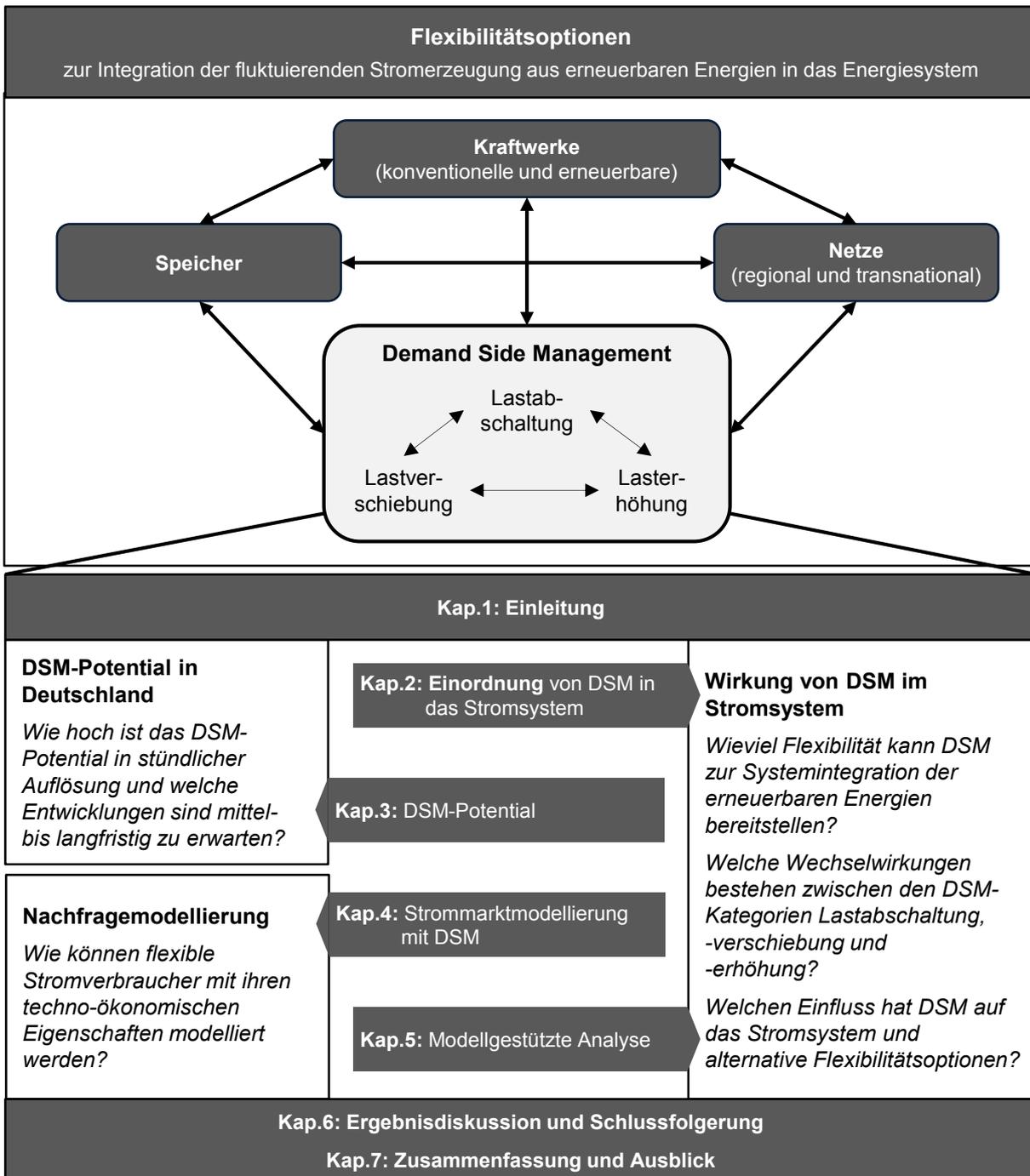


Abbildung 1: Forschungsschwerpunkte und Aufbau der Arbeit (Eigene Darstellung)

Zur Beantwortung der drei Forschungsschwerpunkte wird in Kapitel 2 zunächst der theoretische Grundstein gelegt. Relevante Begrifflichkeiten werden erläutert und bisherige Erkenntnisse zum Bedarf und Nutzen von DSM aufgezeigt. Des Weiteren werden für DSM geeignete Verbraucher identifiziert und ausgewählt sowie deren technische Charakteristika und Kosten vorgestellt. Um die jeweiligen Parameter einordnen zu können, werden Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung mit alternativen Flexibilitätsoptionen verglichen. Weiterhin zeigt Kapitel 2 qualitativ, welchen Einfluss

DSM auf die Preisbildung im Strommarkt hat und wie sich dies auf alternative Flexibilitätsoptionen auswirken kann.

Der erste Forschungsschwerpunkt (*DSM-Potential in Deutschland*) wird in Kapitel 3 behandelt. Für ausgewählte Verbraucher wird das DSM-Potential in stündlicher Auflösung, basierend auf charakteristischen Profilen, berechnet. Die zugrundeliegenden Annahmen und das Vorgehen werden in Kapitel 3 vorgestellt. Des Weiteren wird eine geeignete Methodik aufgezeigt, mit der das künftige Potential abgeschätzt werden kann. Um die Rolle von DSM in einem EE-geprägten Energiesystem untersuchen zu können, umfasst der Betrachtungshorizont entsprechend der Ziele der Bundesregierung zum EE-Ausbau die nächsten 30 – 40 Jahre. Die Ergebnisse der Potentialberechnungen werden am Ende des Kapitels zusammengefasst und aufgezeigt.

Kapitel 4 konzentriert sich auf den zweiten Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit und geht auf die *Nachfragemodellierung* ein (Abbildung 1). Es werden die mathematische Beschreibung des Strommarktmodells ELTRAMOD sowie die Erweiterung um DSM vorgestellt und die Modelleingangsdaten dargestellt. Ebenso wird die Modellvalidität geprüft und Modellgrenzen aufgezeigt.

Der dritte Forschungsschwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der *Wirkung von DSM im Stromsystem*. In Kapitel 5 werden die aufgezeigten Forschungsfragen modellbasiert für verschiedene Szenarien, die sich in ihren EE-Anteilen unterscheiden, näher untersucht. Basierend auf den ermittelten Potentialen und der Modellerweiterung wird den Fragen nachgegangen, wieviel Flexibilität DSM tatsächlich zur Systemintegration der erneuerbaren Energien bereitstellen kann und welchen Einfluss der DSM-Einsatz auf konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke sowie Importe und Exporte hat. Dabei werden die Wechselwirkungen zwischen den DSM-Kategorien Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung berücksichtigt und analysiert. Die Ergebnisse der modellbasierten Szenarioanalysen zeigt Kapitel 5.

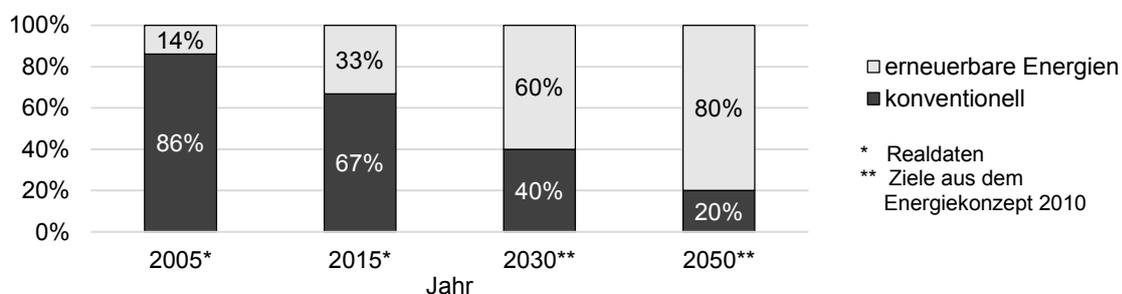
Die wesentlichen Ergebnisse der Arbeit werden in Kapitel 6 zusammengefasst und diskutiert. Dabei wird auf Hemmnisse eingegangen, die momentan das Erschließen und Nutzen des DSM-Potentials im deutschen Stromsystem erschweren. Die Arbeit schließt in Kapitel 7 mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

## 2 Einordnung von Demand Side Management (DSM)

Kapitel 2 gibt eine Einführung in das Thema Demand Side Management. Zunächst werden Herausforderungen aufgezeigt, die sich durch den EE-Ausbau im Stromsystem ergeben. Um diesen zu begegnen, gibt es verschiedene Flexibilitätsoptionen, die in Kapitel 2.2 kurz vorgestellt werden. DSM ist eine dieser Flexibilitätsoptionen und wird in Kapitel 2.3 definiert. Für eine Veränderung der Stromnachfrage durch DSM bedarf es verschiedener Anwendungen, deren Stromverbrauch kurzfristig geändert werden kann. Für DSM geeignete Anwendungen werden in Kapitel 2.4 identifiziert und ausgewählt. Diese weisen unterschiedliche technische Charakteristika und Kostenstrukturen auf. Der Vergleich mit alternativen Flexibilitätsoptionen in Kapitel 2.5 gibt daher eine erste Einschätzung, wie flexibel die einzelnen DSM-Anwendungen sind und welchen Beitrag diese zur Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten können. Des Weiteren wirkt sich eine Änderung der Stromnachfrage durch DSM auf die Preisbildung am Strommarkt aus. Kapitel 2.6 zeigt daher qualitativ, welche Preisänderungen am Strommarkt durch DSM bei unterschiedlichen Situationen zu erwarten sind. Kapitel 2.7 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen und leitet daraus den Fokus und die Ziele dieser Arbeit ab.

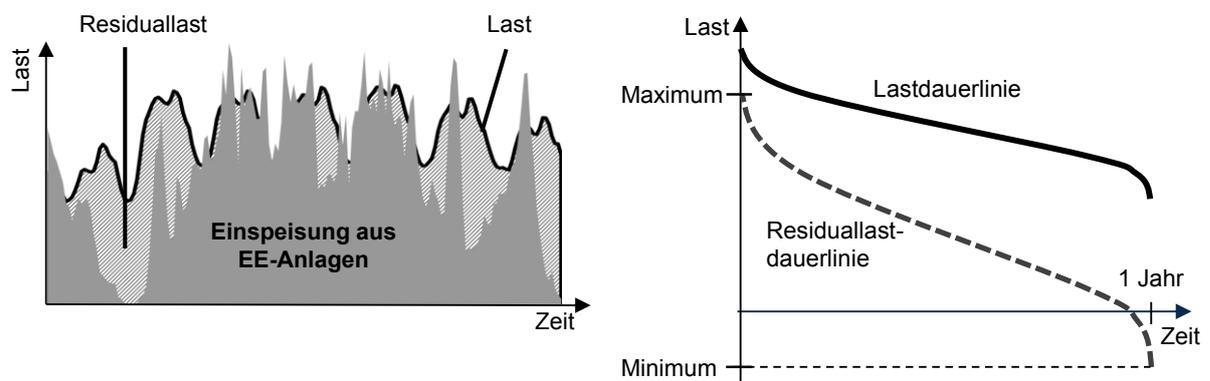
### 2.1 Herausforderungen und Veränderungen im Elektrizitätssystem durch den Ausbau erneuerbarer Energien

Im Energiekonzept zeigt die deutsche Bundesregierung Ziele und Leitlinien zur Umgestaltung des Energieversorgungssystems in Deutschland auf. Langfristig soll der Hauptteil der Stromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt werden (Bundesregierung 2010). Derzeit basiert die Stromversorgung in Deutschland vor allem auf konventionellen Energieträgern (Abbildung 2). Diese umfassen Öl, Gas, Kernenergie sowie Braun- und Steinkohle. Die Kategorie erneuerbare Energien beinhaltet Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Photovoltaik sowie Wind Onshore und Wind Offshore. Der EE-Anteil stieg von 14 % in 2005 auf 33 % in 2015 an. Dieser Anteil muss in den nächsten Jahrzehnten weiter erhöht werden, um die Ziele der Bundesregierung von 60 % in 2030 und 80 % in 2050 zu erreichen. Dies erfordert eine grundlegende Umgestaltung des bestehenden Energiesystems, bei der konventionelle Kraftwerke durch EE-Anlagen ersetzt werden müssen.



**Abbildung 2: Veränderung des Anteils erneuerbarer und konventioneller Energien zur Deckung der Stromnachfrage in Anlehnung an das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung (Eigene Darstellung, Daten: BMWi 2015; 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2016b; Nitsch et al. 2012)**

Ein steigender EE-Anteil stellt das Energieversorgungssystem vor große Herausforderungen, da die Stromerzeugung einzelner Energieträger wetterabhängig ist, z.B. Windenergie und Photovoltaik (PV). Die entsprechenden Technologien können somit nicht jederzeit Strom bereitstellen, um die Nachfrage zu decken. Eine wichtige Größe zur Abschätzung der zukünftigen Herausforderungen, die sich aus dem EE-Ausbau ergeben, ist die Residuallast. Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen der Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Abbildung 3, linke Grafik). Die Residuallast nimmt positive Werte an, wenn die Stromerzeugung aus EE-Anlagen nicht ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken. Im Gegensatz dazu ist die Residuallast negativ, wenn die Stromerzeugung aus EE größer ist als die Stromnachfrage. Diese Situation wird in dieser Arbeit als EE-Überangebot bezeichnet. Durch das absteigende Sortieren der Residuallastwerte jeder Stunde eines Jahres ergibt sich die Residuallastdauerlinie (Abbildung 3, rechte Grafik). Diese ist ein geeignetes Hilfsmittel, um den Einfluss des EE-Ausbaus auf das Stromsystem zu analysieren. Eine Veränderung der positiven Residuallast impliziert beispielsweise, wie viel Kapazität an konventionellen Kraftwerken benötigt wird, um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können. Die negative Residuallast zeigt hingegen, in wie viel Stunden des Jahres und in welcher Höhe ein EE-Überangebot besteht. Das Maximum der Residuallastdauerlinie entspricht dem höchsten Wert, der im Jahresverlauf auftritt (Abbildung 3) und wird in dieser Arbeit auch als positive Residuallastspitze bezeichnet. Äquivalent hierzu entspricht die negative Residuallastspitze dem Minimum der Residuallast.



**Abbildung 3: Abgrenzung der Begriffe Residuallast (links) und Residuallastdauerlinie (rechts)**  
(Eigene Darstellung)

Abbildung 4 zeigt die Residuallastdauerlinie für unterschiedliche EE-Penetrationen. Mit zunehmendem EE-Anteil sinkt die Residuallast. Bei einem EE-Anteil von 60 % und 80 % treten sogar Stunden auf, in denen die Residuallast negativ ist. Mit steigendem EE-Anteil nehmen nicht nur die Stunden, sondern auch die Mengen des EE-Überangebots zu. Insbesondere die negative Residuallastspitze nimmt ab, wohingegen die positive Residuallastspitze kaum sinkt.

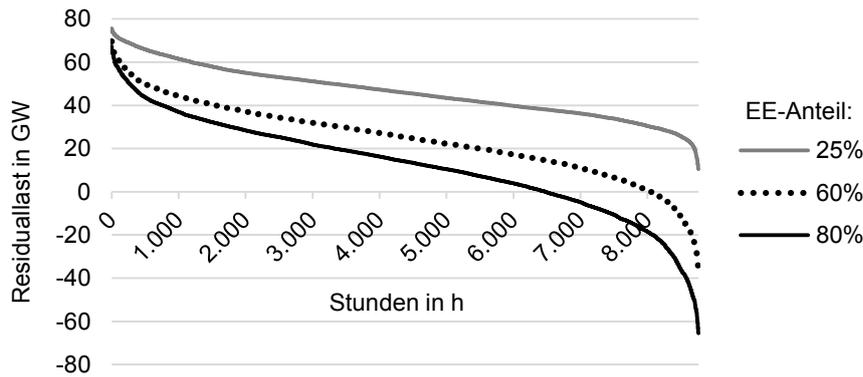


Abbildung 4: Veränderung der Residuallastdauerlinie bei unterschiedlichen EE-Anteilen (Eigene Darstellung basierend auf Kronthaler & Müller 2016)

In der Literatur sind verschiedene Arbeiten zu finden, in denen die Veränderung der Residuallastdauerlinie bei unterschiedlichen EE-Anteilen untersucht wird. Abbildung 5 zeigt im Literaturvergleich, wie sich das Maximum und Minimum der Residuallast mit steigendem EE-Ausbau verändert. In allen Analysen kommt es ebenfalls zu keiner oder nur einer geringen Veränderung der positiven Residuallastspitze (Maximum). Demzufolge ist das Stromangebot aus EE-Anlagen in Zeiten mit hoher Stromnachfrage gering und kann nur begrenzt zur Deckung der Lastspitze beitragen. Gleichzeitig steigt jedoch das EE-Überangebot im System, woraus die Abnahme der negativen Residuallastspitze (Minimum) resultiert.

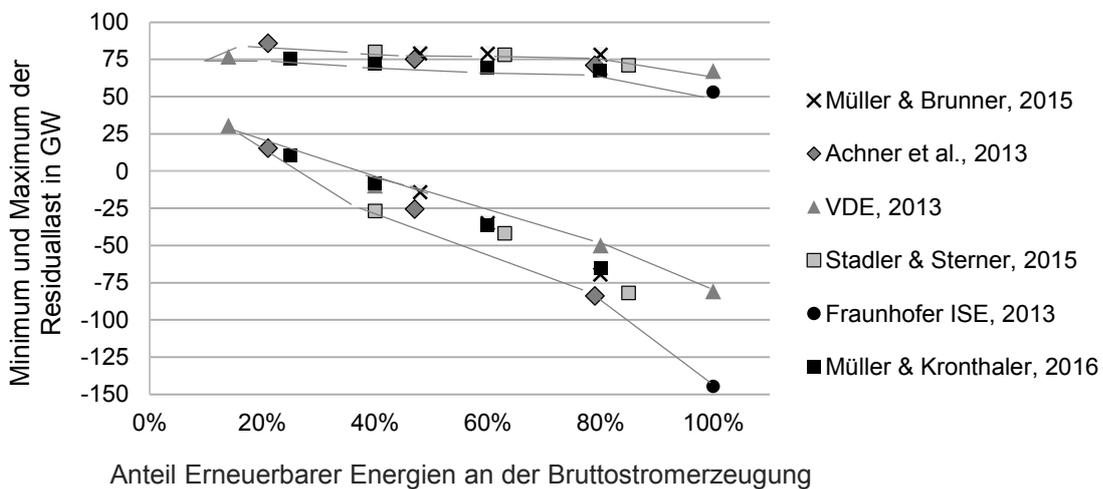
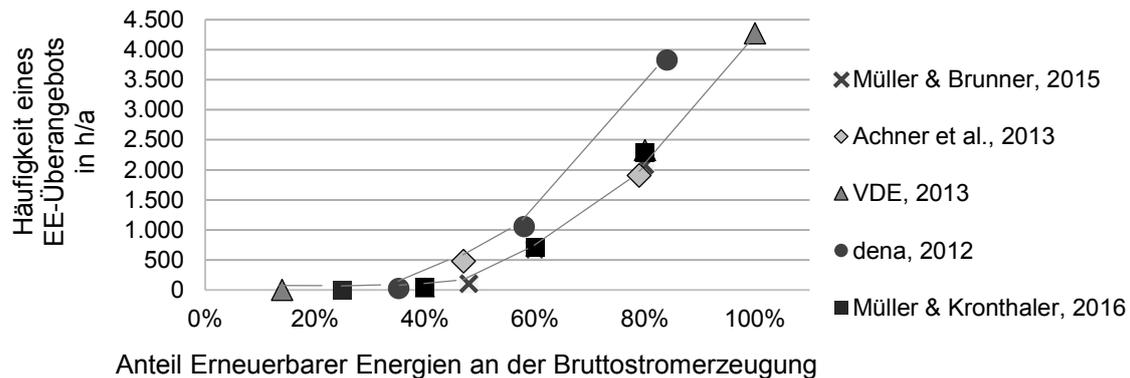


Abbildung 5: Veränderung von Minimum und Maximum der Residuallast bei verschiedenen EE-Anteilen im Literaturvergleich (Kronthaler & Müller 2016, S.49)

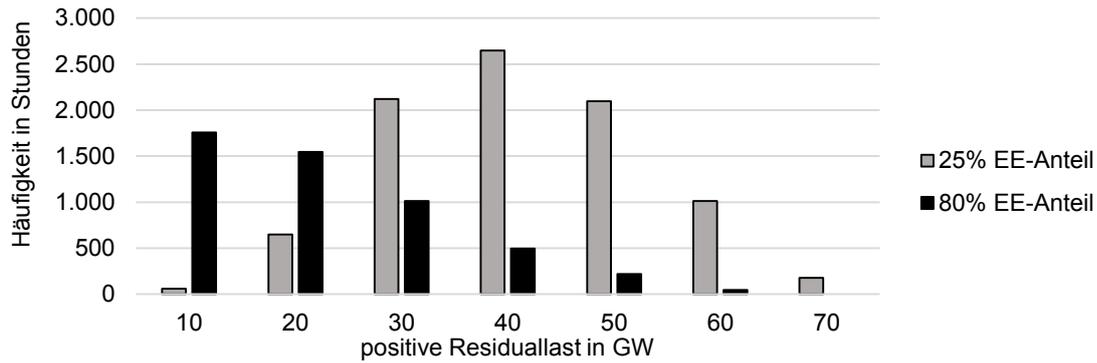
Des Weiteren nimmt die Anzahl an Stunden mit negativer Residuallast zu, wenn der Anteil an dargebotsabhängiger EE-Einspeisung<sup>2</sup> im Stromsystem steigt (Abbildung 6). Bis zu einem EE-Anteil von 40 % ist die Residuallast nur in wenigen Stunden negativ. Bei höheren EE-Anteilen wächst die Anzahl der Stunden mit einem EE-Überangebot überproportional an. Beispielsweise liegt diese bei einem EE-Anteil von 80 % bei ca. 2.300 Stunden (Abbildung 6). Dies entspricht einem Viertel eines Jahres, in dem das verfügbare Stromangebot aus EE-Anlagen nicht genutzt werden kann.



**Abbildung 6: Anzahl der Stunden mit EE-Überangebot in Abhängigkeit des EE-Anteils (Kronthaler & Müller 2016, S.50)**

Die geringe Veränderung der positiven Residuallastspitze in Abbildung 5 verdeutlicht, dass trotz EE-Ausbau weiterhin hohe Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken benötigt werden, um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können. Die Anzahl der Stunden, in denen diese Strom produzieren, sinkt jedoch mit steigendem EE-Anteil. Konventionelle Kraftwerke werden nur in Zeiten eingesetzt, in denen die Residuallast positiv ist. Kronthaler & Müller (2016) haben untersucht, wie sich diese Zeiten bei unterschiedlichen EE-Anteilen verändern. In Abbildung 7 sind die Ergebnisse für einen EE-Anteil von 25 % und 80 % gegenübergestellt. Bei einem EE-Anteil von 25 % liegt die Residuallast in den meisten Stunden eines Jahres (ca. 6.600 Stunden) im Bereich von 40 GW. Bei einem EE-Anteil von 80 % tritt diese Größenordnung nur noch in ca. 220 Stunden auf. Im Gegensatz dazu nimmt die Anzahl der Stunden zu, in denen die Residuallast gering ist und bei ca. 10 bis 20 GW liegt. Hohe Residuallasten im Bereich von 50 bis 70 GW treten hingegen nur in wenigen Stunden eines Jahres auf. Die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke werden dementsprechend mit steigendem EE-Anteil abnehmen.

<sup>2</sup> Einspeisung ist ein Synonym für die Stromerzeugung, die von EE-Anlagen an das Netz abgegeben wird.



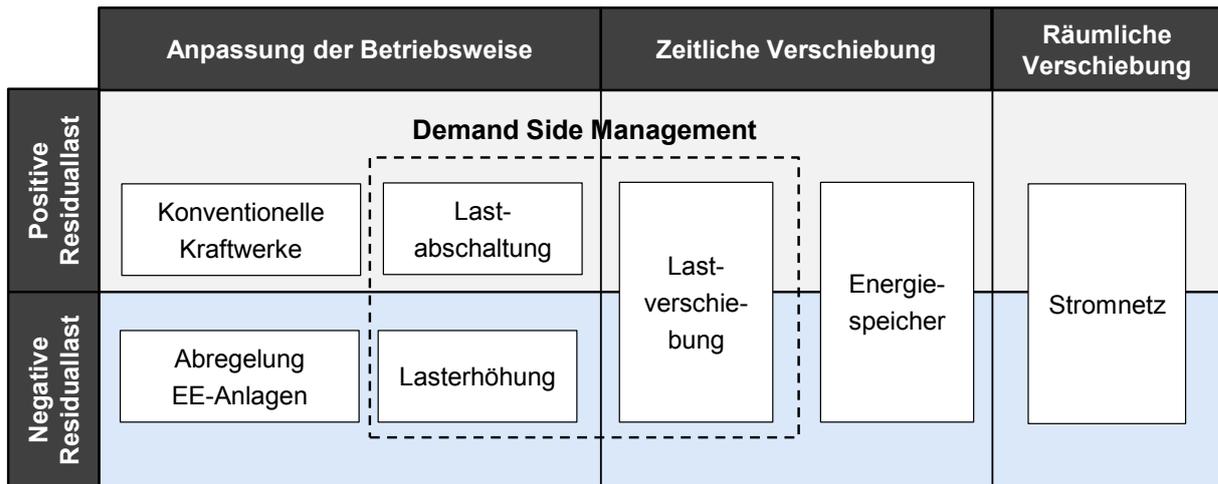
**Abbildung 7: Positive Residuallast bei unterschiedlichen EE-Anteilen (Kronthaler & Müller 2016, S.50)**

Die Analysen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass die Residuallast in einem EE-geprägten Stromsystem positive und negative Werte annehmen kann. Die positive Residuallast muss durch andere Technologien, z.B. konventionelle Kraftwerke, ausgeglichen werden. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Volllaststunden dieser Kraftwerke gering sind, weil die Residuallast mit dem EE-Ausbau sinkt. Darüber hinaus wird durch den EE-Ausbau das EE-Überangebot im System zunehmen. Um die fluktuierende EE-Einspeisung ausgleichen und bestehende EE-Kapazitäten besser nutzen zu können, werden Flexibilitätsoptionen benötigt. Diese werden im nachfolgenden Kapitel kurz vorgestellt.

## 2.2 Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien

Zur Systemintegration erneuerbarer Energien werden zum einen Technologien benötigt, die Strom bereitstellen können, wenn die Residuallast positiv ist und zum anderen solche, die das EE-Überangebot in Zeiten negativer Residuallast aufnehmen können. Diese Technologien werden als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Ein Teil der Flexibilitätsoptionen kann entweder in Zeiten mit positiver oder negativer Residuallast eingesetzt werden. Andere können hingegen in beiden Situationen genutzt werden, indem sie die EE-Einspeisung zeitlich oder räumlich verschieben (Abbildung 8).

Stromnetze gehören zur Kategorie der räumlichen Verschiebung. Diese beinhaltet sowohl die Stromübertragung innerhalb eines Landes als auch den Stromhandel mit Nachbarländern. In Deutschland existiert eine räumliche Diskrepanz zwischen dem Stromangebot aus Windenergieanlagen und der Stromnachfrage. Die meisten Windenergieanlagen befinden sich im Norden des Landes und die Nachfragezentren im Süden. Diese räumliche Differenz zwischen Stromangebot und -nachfrage kann anhand von Stromnetzen ausgeglichen werden. Zudem können Importe und Exporte zum Ausgleich genutzt werden. So wird ein EE-Überangebot, das in Zeiten negativer Residuallast auftritt, in Nachbarländer exportiert. Dadurch kann eine Abregelung der EE-Anlagen vermieden oder reduziert werden. Hingegen kann Strom in Zeiten positiver Residuallast durch Importe gedeckt werden. Dadurch kann der Bedarf an inländischen, konventionellen Kraftwerken gesenkt werden.



**Abbildung 8: Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung (Eigene Darstellung)**

Energiespeicher gehören zur Kategorie der zeitlichen Verschiebung. Sie reduzieren das EE-Überangebot und erhöhen dadurch die negative Residuallast, indem sie (nicht benötigten) EE-Strom einspeichern. Dieser kann in Zeiten positiver Residuallast wieder ausgespeichert werden. Es gibt verschiedene Speichertechnologien, die in Kurz- und Langzeitspeicher unterschieden werden können. Kurzzeitspeicher sind vor allem dazu geeignet, kurzfristig und für wenige Sekunden oder Minuten hohe Leistungen bereitzustellen. Hierzu zählen z.B. Schwungradspeicher oder Lithium-Ionen-Batterien. Langzeitspeicher können hingegen große Energiemengen über einen längeren Zeitraum, z.B. Tage oder Wochen, speichern. Hierfür sind z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher geeignet. Eine Übersicht und weiterführende Informationen zu verschiedenen Speichertechnologien geben z.B. Dötsch et al. 2009 oder Fürstenwerth et al. 2014.

Um einen EE-Anteil im System von bis zu 80 % ausgleichen zu können, wären zusätzliche Investitionen in Speicher und Netze erforderlich. Die Ergebnisse von Müller et al. (2013) zeigen jedoch, dass es für das System nicht kosteneffizient ist, den Speicher- und Netzausbau entsprechend der negativen Residuallastspitze zu dimensionieren. Daraus resultieren hohe Kosten für die Verbraucher und die Auslastung der Speicher und Netze ist gering. Dementsprechend kann es aus Systemperspektive sinnvoll sein, das EE-Überangebot in einzelnen Stunden zu begrenzen. Dies wird als EE-Abregelung bezeichnet. Eine Begrenzung der EE-Einspeisung wird in der Regel erst vorgenommen, wenn alle anderen Flexibilitätsoptionen bereits ausgeschöpft sind, z.B. wenn die Speicher und Netze kein EE-Überangebot mehr aufnehmen können.

Derzeit werden Schwankungen, die sich aus der fluktuierenden Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen ergeben, durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen. Diese reduzieren ihr Stromangebot, wenn die EE-Einspeisung zunimmt und erhöhen diese bei sinkender EE-Einspeisung. Die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke wird dementsprechend zur Deckung der positiven Residuallast genutzt. Zukünftig werden vor allem flexible Kraftwerke benötigt, die schnell an- und abfahren sowie kurzzeitig auftretende Lastspitzen decken können.

Eine weitere Flexibilitätsoption stellt die Flexibilisierung der Nachfrageseite dar, das so genannte Demand Side Management (DSM). Mit Hilfe von Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung soll die Residuallastkurve geglättet werden. Im nachfolgenden Kapitel werden die einzelnen Begriffe näher erläutert.

### 2.3 Begriffseingrenzung und Ziel von DSM

In der Literatur wird der Begriff Demand Side Management als eine aktive Steuerung der Stromnachfrage definiert. Diese hat zum Ziel die Lastkurve zu glätten oder die Stromnachfrage der Erzeugung anzupassen (z.B. Gellings 1985; Behrangrad 2015; VDE 2012; ENTSOE 2017). In dieser Arbeit wird DSM in drei Kategorien unterteilt (Abbildung 9):

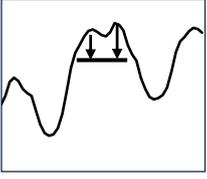
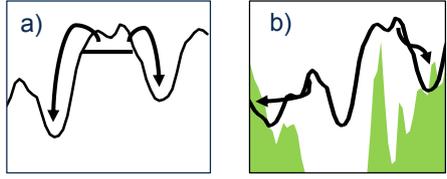
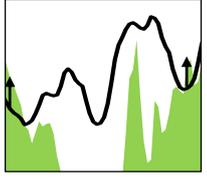
	Lastabschaltung	Lastverschiebung	Lasterhöhung
	 <p>Reduzierung der Stromnachfrage</p>	 <p>a) Glättung der Lastkurve b) Stromnachfrage orientiert sich am EE-Angebot</p>	 <p>Zusätzlicher Stromverbrauch</p>
Geeignete Anwendungen/ Technologien	<p>Energieintensive Industrieprozesse</p> <p>(z.B. Elektrolightbogenofen, Chloralkalielektrolyse)</p>	<p>Anwendungen/Technologien, die an (Wärme- oder Kälte-) Speicher gekoppelt sind</p> <p>(z.B. Nachtspeicherheizung, Wärmepumpen, Kühlhaus)</p>	<p>Technologien, die andere Brennstoffe oder Energieträger erzeugen</p> <p>(z.B. Power-to-Gas, Power-to-Heat, etc.)</p>

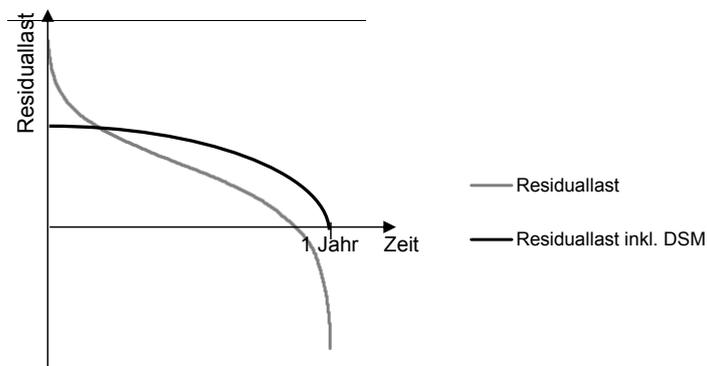
Abbildung 9: Abgrenzung der Begriffe Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung (Eigene Darstellung)

- 1) **Lastabschaltung:** Die Stromnachfrage wird gesenkt, ohne diese zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt zu erhöhen, d.h. die Nachfragesenkung auszugleichen. Hierfür können vor allem energieintensive Industrieprozesse, z.B. Chloralkalielektrolyse, genutzt werden.
- 2) **Lastverschiebung:** Prozesse oder Anwendungen, die ihren Stromverbrauch zeitlich verlagern können, z.B. in Zeiten eines EE-Überangebots, fallen in die Kategorie Lastverschiebung. Eine Nachfragesenkung geht dabei immer mit einer -erhöhung zu einem früheren oder späteren

Zeitpunkt einher. Hierfür eignen sich vor allem Anwendungen und Prozesse, die an einen Wärme- oder Kältespeicher gekoppelt sind, wie z.B. Nachtspeicherheizungen oder Kühlhäuser.

- 3) **Lasterhöhung:** Für Lastabschaltung und -verschiebung werden existierende Stromverbraucher genutzt, wohingegen bei der Lasterhöhung gezielt neue Verbraucher installiert werden. Hierzu zählen beispielsweise Elektrolyseure für Power-to-Gas (P2G) oder Elektroheizkessel für Power-to-Heat (P2H). Diese können überschüssigen Strom (aus EE-Anlagen) in Wasserstoff oder Wärme umwandeln.

Durch Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung soll die Residuallastkurve geglättet werden (Abbildung 10). Positive Residuallastspitzen treten nur in wenigen Stunden eines Jahres auf (vgl. Abbildung 7 in Kapitel 2.1). Um die Versorgungssicherheit auch in diesen wenigen Stunden gewährleisten zu können, müssten konventionelle Kraftwerke in entsprechender Höhe installiert werden. Die Auslastung dieser Anlagen wäre jedoch gering, weil die Stunden mit einer hohen Residuallast selten auftreten. Es besteht somit die Gefahr, dass Erzeugungskapazitäten errichtet werden, die nur selten zum Einsatz kommen. Durch Lastabschaltung und -verschiebung kann die positive Residuallastspitze jedoch reduziert werden, wodurch der Bedarf an konventionellen Kraftwerken sinken würde. Darüber hinaus könnte die Auslastung der Kraftwerke erhöht werden, wenn die Stromnachfrage verstärkt für den Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung genutzt wird. Dadurch müssten konventionelle Kraftwerke seltener an- und abgefahren werden.



**Abbildung 10: Einfluss von Demand Side Management (DSM) auf die Residuallastdauerlinie (Eigene Darstellung)**

Zusätzlich zur positiven kann auch die negative Residuallastspitze durch DSM reduziert werden, indem der Stromverbrauch in Zeiten eines EE-Überangebots erhöht wird, z.B. durch Lastverschiebung oder Lasterhöhungstechnologien wie P2G oder P2H. Bei Lastverschiebung wird die Stromnachfrage aus Zeiten mit niedriger EE-Einspeisung in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung verschoben. Entsprechende Mengen müssten nicht durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden. Zudem könnte durch ein Erhöhen der Stromnachfrage in Zeiten eines EE-Überangebots, EE-Abregelung vermindert oder vermieden werden. Beide Aspekte können dazu führen, dass die Ziele der Bundesregierung, 80 % der Nettostromnachfrage bis 2050 aus erneuerbaren Energien zu decken, besser erreicht werden.

Die qualitativen Beispiele verdeutlichen, dass DSM die Nutzung von EE-Kapazitäten erhöhen und den Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduzieren könnte. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage könnte dementsprechend einen Beitrag zur Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten. Für die Nutzung von DSM werden jedoch Verbraucher benötigt, deren Stromnachfrage in einzelnen Stunden reduziert und/oder erhöht werden kann. Im nachfolgenden Kapitel werden daher entsprechende Anwendungen identifiziert und ausgewählt.

## 2.4 Auswahl geeigneter Anwendungen für DSM

### 2.4.1 Auswahlkriterien

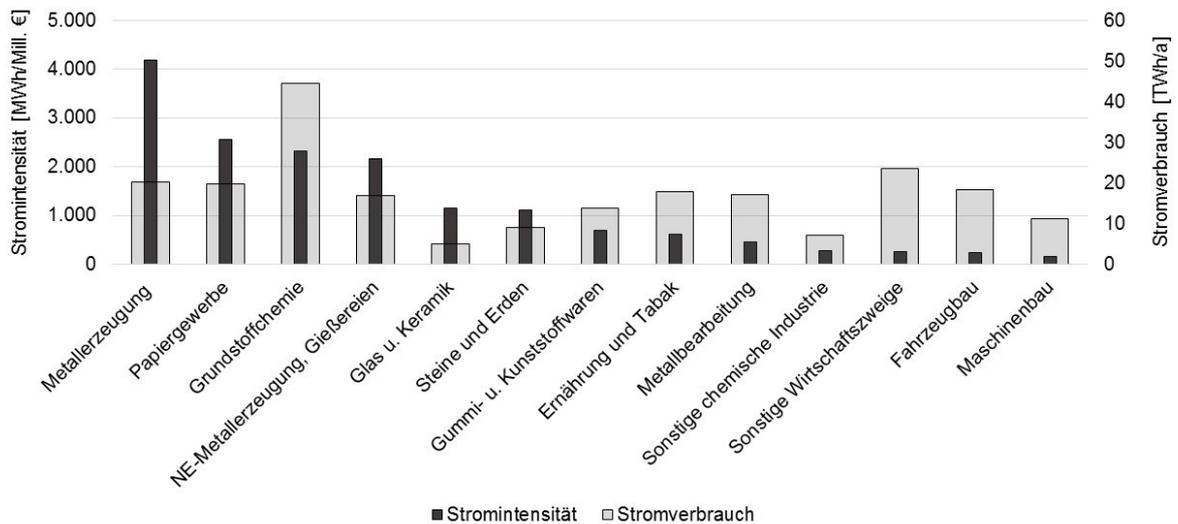
Die Gesamtstromnachfrage eines Landes ergibt sich aus zahlreichen, unterschiedlichen Verbrauchern. In Statistiken werden diese häufig nach Sektoren klassifiziert. Dabei werden die Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) und Industrie unterschieden. In dieser Arbeit sollen für jeden dieser Sektoren Verbraucher identifiziert werden, die ihre Stromnachfrage zeitweise unterbrechen, verschieben oder erhöhen können. Um eine Auswahl treffen zu können, werden folgende Kriterien definiert und für die Bewertung herangezogen:

- 1) Die Anwendung verfügt über einen vergleichsweise hohen Stromverbrauch. Dementsprechend kann durch die Steuerung weniger Verbraucher ein großes Potential erschlossen werden. Darüber hinaus besteht für Verbraucher mit hohem Stromverbrauch ein größerer Anreiz, den jeweiligen Verbrauch anzupassen, wenn sie dafür finanziell entschädigt werden oder ihre Stromkosten minimieren können.
- 2) Die Anwendung sollte eine gewisse Flexibilität aufweisen und in der Lage sein, kurzfristig an- und abgefahren zu werden.
- 3) Der Nutzen bzw. das Verhalten des Verbrauchers sollte nicht oder nur geringfügig eingeschränkt werden. Dadurch steigt die Akzeptanz für DSM. Dies kann bspw. durch eine Kopplung mit Speichern erreicht werden.
- 4) Um die Last steuern zu können, muss der Zugriff auf die gesamte Anwendung oder einzelne Schritte möglich sein.

### 2.4.2 Geeignete Prozesse im Industriesektor

Im Hinblick auf Kriterium 1) wird im Industriesektor der Fokus auf die energieintensiven Branchen gelegt. Neben der Höhe des Stromverbrauchs ist die Stromintensität ein Indikator, welche Branche für DSM geeignet ist. Die Stromintensität gibt das Verhältnis von Stromverbrauch zur Nettowertschöpfung an und spiegelt somit den Anteil der Strom- an den Gesamtkosten wider. Die höchste Stromintensität weisen die Branchen Metallerzeugung, Papiergewerbe, Grundstoffchemie, Nicht-Eisen-Metallerzeugung (NE-Metallerzeugung) sowie Steine und Erden auf (Abbildung 11). Verschiedene Studien und Umfragen, die sich mit DSM im Industriesektor beschäftigt haben, ergaben, dass jeder

dieser Branchenzweige über lastmanagementfähige Prozesse verfügt (vgl. Klobasa et al. 2013; Klobasa 2007; VDE 2012). Für diese Arbeit werden jeweils diejenigen Prozesse ausgewählt, in denen die Anlagen zeitweise runtergefahren oder der Start des Produktionsschrittes verschoben werden kann (Kriterium 2). Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt.



**Abbildung 11: Stromverbrauch und -intensität der deutschen Industrie 2013 (Eigene Darstellung basierend auf AGEB 2015; destatis 2015)**

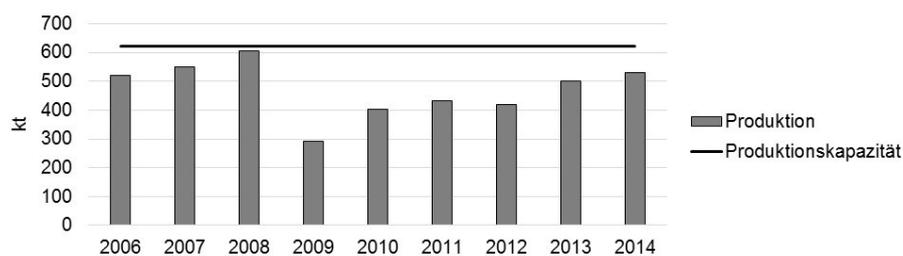
Bei der Stahlerzeugung ist vor allem der Elektrolichtbogenofen, in dem recycelter Stahlschrott zu Rohstahl geschmolzen wird, für das Lastmanagement geeignet. Dabei handelt es sich um einen diskontinuierlichen Prozess, der in Chargen abläuft. Diese dauern je nach Prozess und Stahlsorte 30 bis 120 min. Nach Start eines Prozesses kann dieser nicht unterbrochen werden, weil sonst die Produktqualität leidet und Effizienzverluste auftreten können. Dementsprechend lässt sich lediglich der Start eines Produktionsprozesses verschieben. Dieser muss jedoch rechtzeitig bekannt sein, um in der Produktionsplanung berücksichtigt werden zu können. Die Anlagen sind auf eine möglichst kontinuierliche und hohe Auslastung ausgelegt, um Wärme- und somit Effizienzverluste zu vermeiden. Dementsprechend ist eine Lastverschiebung nicht möglich und der Prozess fällt unter die DSM-Kategorie Lastabschaltung (siehe auch Klobasa 2007, S. 62; Klobasa et al. 2013, S.47).

Die Papierherstellung basiert auf vielen verschiedenen Prozessschritten. In der Literatur wurde v.a. der Holzschleifer als DSM-geeignet identifiziert. Dabei werden Holzstücke zerfasert, um Holzschliff zu gewinnen. Dieser bildet gemeinsam mit Zellstoff die Grundlage für die weiteren Prozessschritte zur Papierherstellung. Der beim Holzschliff gewonnene Holzstoff wird in Silos zwischengelagert, bevor er weiterverarbeitet wird (Klobasa et al. 2013, S.46). Dementsprechend kann der Holzschliff zeitweise ausgesetzt werden, ohne eine Unterbrechung der nachfolgenden Produktionsschritte zu verursachen. Jedoch ist Holzstoff nur eine begrenzte Zeit lagerbar, weil Zersetzungsprozesse auftreten (Klobasa 2007, S.58). Die Holzstoffproduktion in Deutschland sank in den vergangenen Jahren von ca. 1043 kt

pro Jahr (2012) auf 964 kt pro Jahr (2014) (VDP 2014; VDP 2015). Die Produktionskapazität liegt bei ca. 1126 kt pro Jahr (VDE 2012, S.46). Die mittlere jährliche Auslastung der Anlagen lag in den vergangenen Jahren bei ca. 65 %. Folglich kann bei diesem Produktionsprozess nicht nur Last gesenkt, sondern auch zeitweise erhöht werden. Die Holzschleifer werden daher in dieser Arbeit der Kategorie Lastverschiebung zugeordnet.

In der Chemieindustrie gilt die Chloralkalielektrolyse als geeignet für DSM. Dabei kommen das Amalgam-, das Membran- und das Diaphragmaverfahren zum Einsatz. Eine Unterbrechung des Diaphragmaverfahrens kann zur Zerstörung der Membran führen. Deshalb sind nur das Amalgam- und das Membranverfahren zum Lastmanagement geeignet (Klobasa 2007, S.53). 2013 wurden ca. 4271 kt Chlor in Deutschland produziert. Die Anlagenkapazität beträgt ca. 5078 kt pro Jahr (EuroChlor 2015, S. 24–30). Daraus ergibt sich eine durchschnittliche jährliche Auslastung von 84 %. Die Anlagen verfügen demzufolge über eine hohe Auslastung und sind somit nur zur Lastabschaltung geeignet.

Im Bereich der NE-Metalle ist vor allem die Aluminiumerzeugung für das Lastmanagement geeignet. Zur Erzeugung von Primäraluminium wird Bauxit anhand des Bayer-Prozesses in Tonerde umgewandelt und anschließend durch Elektrolyse reines Aluminium hergestellt. Sekundäraluminium wird aus Recyclingprozessen gewonnen. Ebenso wie bei der Chlorherstellung ist die Elektrolyse derjenige Prozess, der bei der Aluminiumerzeugung zur Laststeuerung genutzt werden kann. Die Anlagen können in Teillast betrieben werden, woraus ein Lastreduktionspotential resultiert (Klobasa 2007, S.55 f.; VDE 2012, S.34 ff.). Deutschland verfügt über eine jährliche Produktionskapazität von 620 kt (GDA 2012; TRIMET o.J.). Die Aluminiumerzeugung ist stark von der konjunkturellen Lage abhängig (Abbildung 12). Bei einer guten Konjunktur sind die Anlagen mit durchschnittlich 80 bis 85 % stark ausgelastet. Daher sind diese eher für die Lastabschaltung als für Lastverschiebung geeignet.



**Abbildung 12: Produktion und Produktionskapazität von Aluminium in Deutschland (Eigene Darstellung basierend auf GDA 2015, S.29; GDA 2012; TRIMET o. J.)**

In der Kategorie Steine und Erden wurde in der Literatur der Stromverbrauch in der Zementindustrie als steuerbar identifiziert (z.B. Klobasa et al. 2013; VDE 2012). Die Herstellung von Zement durchläuft vier Prozessschritte. Zunächst wird das Rohmaterial gefördert und aufbereitet. Anschließend werden in Hochöfen Klinker gebrannt und zu Zement gemahlen. Die größten Stromverbraucher sind dabei die Roh- und Zementmühlen sowie der Drehofen. Viele Standorte verfügen über ein Klinker- und

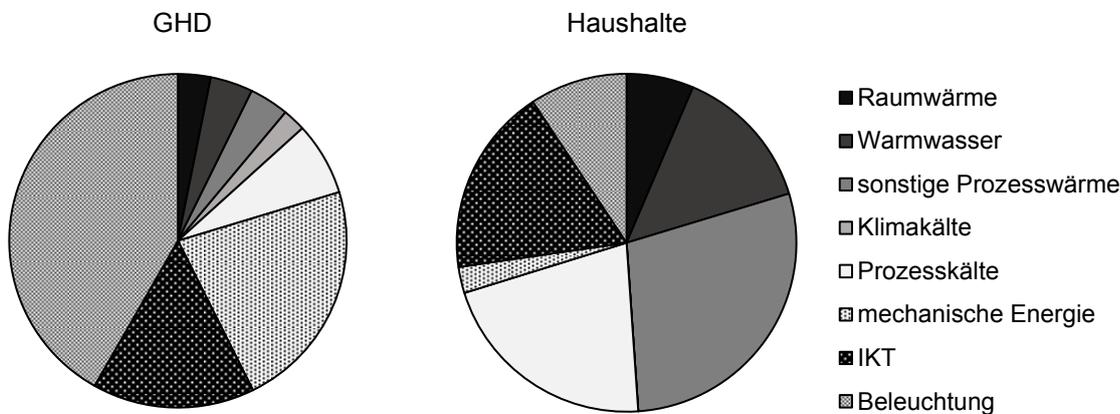
Zementlager, um eine hohe Auslastung des Drehofens zu erreichen. Dadurch können v.a. die Roh- und Zementmühlen flexibler gefahren werden. Die vor- und nachgelagerten Speicher der Rohmühle sind jedoch recht klein und die Anlage ist häufig eng an den Drehofen gekoppelt. Die Flexibilität der Rohmühle ist entsprechend begrenzt. Daher wird in dieser Arbeit der Fokus auf die Zementmühlen gelegt. Diese werden vor allem nachts und am Wochenende eingesetzt, um von niedrigeren Strompreisen zu profitieren (Klobasa et al. 2013, S.44; Klobasa 2007, S. 64; VDE 2012, S. 57).

In der Literatur werden weitere Prozesse im Industriesektor genannt, die prinzipiell für das Lastmanagement geeignet sein könnten. Hierzu zählen bspw. die Drucklufterzeugung oder Querschnittstechnologien. Allerdings werden diese Prozesse in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da sie die am Beginn des Kapitels aufgezeigten Kriterien nicht erfüllen. Lediglich die Lastverschiebeprozesse Holzschliff und Zementmühle erfüllen Kriterium 3 vollständig, da sich mit Hilfe der Speicher die Ausbringungsmenge der gesamten Produktionskette nicht ändert. Bei Lastabschaltung wird hingegen stark in den Produktionsprozess eingegriffen, da die reduzierte Last nicht nachgeholt wird. Die Unterbrechungen werden allerdings nur kurzfristig durchgeführt (max. vier Stunden am Stück). Bei ausreichender Kompensationszahlung können die entsprechenden Potentiale somit dennoch genutzt werden. Ein Großteil der Unternehmen verfügt bereits über ein Energiemanagementsystem (Kohler et al. 2010). Darüber hinaus lassen sich die genannten Prozessschritte unabhängig von vor- oder nachgelagerten Produktionsschritten steuern. Dementsprechend erfüllen alle Kriterium 4.

### ***2.4.3 Geeignete Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor***

Die Nachfrage im GHD- und Haushaltssektor lässt sich in nicht-steuerbare, automatisch-steuerbare und benutzergesteuerte Stromnachfrage untergliedern. Zur ersten Kategorie gehören diejenigen Anwendungen, die nicht zeitlich verschoben oder unterbrochen werden können, ohne den Nutzen für den Verbraucher zu senken, z.B. Licht, Radio oder Fernseher. Geräte, deren Stromnachfrage automatisch gesteuert werden kann, erfordern kein Eingreifen des Verbrauchers und beeinflussen nicht dessen Nutzen. Diese weisen eine gewisse Flexibilität auf, weil die Energie in Form von Wärme oder Kälte (in begrenztem Umfang) zwischengespeichert werden kann, z.B. Nachtspeicherheizungen oder Kühlhäuser. In die dritte Kategorie fallen Geräte, deren Stromverbrauch nur durch einen direkten Eingriff des Anwenders verändert werden kann. Hierzu zählen die sogenannten weißen Geräte wie Waschmaschine, Spülmaschine oder Trockner. Es ist schwierig, ein exaktes DSM-Potential dieser Anwendungen zu ermitteln, da es vor allem vom Verhalten der Anwender und deren Bereitschaft zur Lastverschiebung abhängt. Hierfür könnten zwar entsprechende Annahmen getroffen werden, allerdings wären diese mit hohen Unsicherheiten behaftet. Zudem müsste eine Vielzahl an Anwendungen gebündelt werden, um ein ausreichend hohes Potential zu erschließen, das einen Einfluss auf das Stromsystem hätte. Aus den genannten Gründen erfüllen die weißen Geräte die Kriterien 1 und

4 nicht und werden daher nicht weiter betrachtet. Der Fokus in dieser Arbeit liegt somit auf den automatisch steuerbaren Geräten.



**Abbildung 13: Stromverbrauch im GHD – und Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen im Jahr 2013 (Eigene Darstellung basierend auf BMWi 2015)**

In Abbildung 13 wird der Stromverbrauch des GHD- und Haushaltssektors für das Jahr 2013 dargestellt. Im GHD-Sektor wird der Großteil des Stromverbrauchs für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und mechanische Energie benötigt. Die ersten beiden gehören zur Kategorie der nicht-steuerbaren Lasten und werden somit für die Berechnung des DSM-Potentials nicht berücksichtigt. Die Rubrik mechanische Energie fällt hauptsächlich in den Bereich der benutzergesteuerten Stromnachfrage und wird daher ebenfalls ausgeklammert. Eine Ausnahme bilden hier Lüftungsanlagen, deren Stromverbrauch für den Antrieb in die Kategorie der mechanischen Energie fällt. Die Belüftung von Gebäuden ist für das Lastmanagement geeignet, da ein kurzzeitiges Ausschalten der Belüftung nicht direkt zu einer Verschlechterung der Luftqualität im Raum führt. Dementsprechend kann die Stromnachfrage von Lüftungsanlagen kurzzeitig unterbrochen bzw. verschoben werden, ohne dabei den Nutzen für den Verbraucher zu reduzieren. Im Gegensatz zum Haushaltssektor nehmen Wärme- und Kälteanwendungen nur einen kleinen Teil des Stromverbrauchs im GHD-Sektor ein. Diese sind jedoch sehr gut für Lastmanagement geeignet, da sie häufig an Wärme- oder Kältespeicher gekoppelt sind. Zur Bereitstellung von Raumwärme werden bspw. Nachtspeicheröfen und Wärmepumpen genutzt. Beide Technologien sind sehr gut für das Lastmanagement geeignet, da eine kurzzeitige Abschaltung der Anlagen nicht sofort zu einem Abkühlen der Räume führt. Darüber hinaus, verfügen beide über Wärmespeicher, wodurch eine Flexibilisierung der Stromnachfrage erreicht werden kann. Die Warmwasserbereitung ist nur für das Lastmanagement geeignet, wenn diese mit Warmwasserspeichern gekoppelt ist.

Im Bereich der Kälteanwendungen wird zwischen Prozess- und Klimakälte unterschieden. Bei der Prozesskälte sind im GHD-Sektor vor allem Kältespeicher für das Lastmanagement geeignet. Im Haushaltssektor gehören hierzu Kühl- und Gefriergeräte. Ebenso wie bei den weißen Geräten müsste eine Vielzahl an Anlagen aggregiert werden, um ein ausreichend hohes Potential zu erschließen, mit

dem ein Effekt im Stromsystem erreicht werden könnte. Hierfür fehlt derzeit die entsprechende IKT-Infrastruktur und das Management wäre sehr aufwendig und teuer. Daher konzentriert sich diese Arbeit auf das DSM-Potential von Kälteanwendungen im GHD-Sektor. Gleiches gilt für die Klimakälte, da kaum Haushalte in Deutschland mit Klimaanlage ausgestattet sind. Die Energiedaten des BMWi (2015) weisen einen entsprechenden Stromverbrauch von Null aus. Im GHD-Bereich nimmt die Stromnachfrage für die Bereitstellung von Klimakälte jedoch zu, da immer mehr Gebäude, v.a. Büros, Restaurants oder Hotels, mit Klimaanlage ausgestattet werden.

Darüber hinaus wird das DSM-Potential von Elektrofahrzeugen ermittelt. Fahrzeuge von Privatpersonen stehen einen Großteil des Tages (Totschnig & Litzlbauer 2015). Wenn ausreichend Ladeinfrastruktur verfügbar ist, könnten diese Stillstandszeiten genutzt werden, um die Autos gezielt zu laden, z.B. in Zeiten mit hohem Wind- oder PV-Angebot. Zusätzlich kann der in der Batterie gespeicherte Strom in das Netz zurückgespeist werden. In der vorliegenden Arbeit wird jedoch nur das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen betrachtet.

Die aufgezeigten Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor sind alle an einen Wärme- oder Kältespeicher gebunden und einzeln ansprechbar. Dadurch ist eine Flexibilisierung bzw. Steuerung des jeweiligen Stromverbrauchs prinzipiell möglich. Die Kriterien 2, 3 und 4 sind demzufolge erfüllt. Bei allen Anwendungen kann die Last lediglich verschoben und nicht ausschließlich abgeschaltet werden. Der jährliche Gesamtstromverbrauch der Geräte bleibt somit unverändert. Dementsprechend gehören diese Anwendungen zu der Kategorie Lastverschiebung.

Die zuvor betrachteten Verbraucher sind entweder für Lastabschaltung oder für Lastverschiebung geeignet. Zusätzlich werden Verbraucher berücksichtigt, deren ausschließlicher Zweck die Nutzung des EE-Überangebots oder niedriger Strompreise ist. Diese werden in der Kategorie Lasterhöhung zusammengefasst. Hierzu zählen u.a. Power-to-Heat- (P2H) und Power-to-Gas- (P2G) Anlagen. In dieser Arbeit umfasst P2H die Bereitstellung von Wärme durch Elektroheizkessel<sup>3</sup>. Die Anlagen sind i.d.R. an ein Wärmenetz oder einen -speicher angebunden und werden gemeinsam mit Blockheizkraftwerken oder anderen Wärmeerzeugern zur Deckung der Wärmenachfrage genutzt. Das Potential ist daher an die regionalen Gegebenheiten gebunden. Im Gegensatz dazu kann der durch P2G erzeugte Wasserstoff oder das Erdgas in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden. Dementsprechend ist die Gaserzeugung nicht an den Verbrauch vor Ort gebunden. Beide Technologievarianten sind i.d.R. im höheren kW- oder im MW-Bereich dimensioniert. Dementsprechend steht ein vergleichsweise hoher Strombedarf zur Laststeuerung zur Verfügung und Kriterium 1 ist erfüllt. Die Anlagen können gezielt angesteuert und variabel gefahren werden. Dementsprechend erfüllen beide Technologien außerdem die Kriterien 2 bis 4.

---

<sup>3</sup> Wärmepumpen können ebenfalls unter den Begriff P2H fallen, da sie Strom zur Wärmeerzeugung benötigen. In dieser Arbeit werden Wärmepumpen jedoch der Kategorie Lastverschiebung zugeordnet.

#### 2.4.4 Zusammenfassung und Übersicht geeigneter DSM-Anwendungen

Tabelle 1 fasst alle Prozesse und Anwendungen inkl. ihrer wesentlichen Charakteristika zusammen, die in die Analysen dieser Arbeit einfließen. Die Verfügbarkeit bzw. die Höhe der Stromnachfrage einzelner Anwendungen kann von der Außentemperatur oder der Zeit, d.h. Tageszeit, Wochentag oder Jahreszeit, abhängen. Hierzu zählen vor allem die Anwendungen aus dem GHD- und Haushaltssektor, die an Wärme- oder Kältespeicher gekoppelt sind. Diese Restriktionen werden bei der Berechnung der Verbrauchsprofile in Kapitel 3 berücksichtigt. Im Gegensatz dazu hängt die Stromnachfrage der Industrieprozesse nicht von diesen Faktoren ab. Die Anlagen sollen aufgrund der hohen Investitionen und Effizienz eine hohe Auslastung erreichen. Änderungen in der Produktion und im Stromverbrauch resultieren größtenteils aus konjunkturellen Schwankungen.

Neben den zeitlichen Charakteristika weisen die DSM-Anwendungen technische Restriktionen auf, um Einschränkungen oder Komforteinbußen des Nutzers sowie große Produktionsausfälle in der Industrie zu vermeiden. Diese determinieren den Einsatz und die Flexibilität der DSM-Optionen. Hierzu zählen:

- Die **Zugriffsdauer** ( $t_{she}$ ) gibt an, wie lange die Nachfrage einer Anwendung reduziert oder erhöht werden kann.
- Die **Verschiebedauer** ( $t_{shi}$ ) muss nur bei DSM-Optionen der Kategorie Lastverschiebung berücksichtigt werden. Sie gibt an, wie lange der Stromverbrauch maximal verschoben werden kann. Das entspricht der maximalen Anzahl an Stunden oder Minuten, die die Nachfrage vorgezogen oder nachgeholt werden kann.
- Die **Anzahl der Aktivierungen** pro Jahr oder Tag ( $f$ ) ist für die meisten DSM-Optionen begrenzt, um hohe Produktionseinbußen oder Komforteinschränkungen beim Verbraucher zu minimieren.

Die technischen Restriktionen unterscheiden sich zwischen den einzelnen DSM-Anwendungen. Lastabschaltung wird durch DSM-Anwendungen im Industriesektor bereitgestellt. Diese können ihre Last für maximal vier Stunden abschalten, um zu hohe Produktionseinbußen zu vermeiden. Ebenso ist die Einsatzhäufigkeit auf maximal 40 pro Jahr begrenzt. Ähnliche Restriktionen weisen die DSM-Optionen zur Lastverschiebung auf. Einzelne Anwendungen können ihre Last für maximal eine Stunde verschieben, um Komforteinbußen für den Nutzer zu vermeiden. Hierzu zählen bspw. Lüftungs- oder Klimaanlageanlagen. Im Gegensatz dazu sind Anwendungen zur Wärmebereitstellung flexibler und weisen Verschiebedauern von bis zu zwölf Stunden auf. Dies hängt vor allem mit den Wärmespeichern zusammen, durch die mehr Flexibilität entsteht, z.B. Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen. Im Gegensatz zu den Optionen der Lastabschaltung und -verschiebung sind die Eingriffsdauer und -häufigkeit von Lasterhöhungsoptionen nicht begrenzt. Sie können somit flexibler auf die fluktuierende Einspeisung aus EE-Anlagen reagieren.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die einzelnen Sektoren Industrie, GHD und Haushalte über verschiedene Anwendungen bzw. Prozesse verfügen, die für DSM geeignet sind. Aufgrund ihrer zeitlichen und technischen Charakteristika ist ihre Flexibilität jedoch begrenzt. Im nachfolgenden

Kapitel werden die Restriktionen daher näher betrachtet und mit denen anderer Flexibilitäts Optionen verglichen.

**Tabelle 1: Berücksichtigte DSM-Anwendungen und -Prozesse sowie deren Charakteristika (Eigene Darstellung, Daten: Klobasa et al. 2013; Gils 2014; Klobasa 2007 und eigene Annahmen)**

DSM – Anwendung/ - Prozess	Verfügbarkeit abhängig von		Techn. Charakteristika			
	t	ϑ	t_she	t_shi	f	
-abschaltung	Aluminiumelektrolyse	-	-	4 h	-	40 pro Jahr
	Chlorelektrolyse	-	-	4 h	-	40 pro Jahr
	Elektrolichtbogenofen	-	-	4 h	-	40 pro Jahr
-verschiebung	Holzstoffherstellung (Papier)	-	-	2 h	4 h	24 pro Jahr
	Zementmühle	Tageszeit, Wochentag	(+)	3 h	24 h	40 pro Jahr
	Kühlen/Gefrieren	Wochentag	+	1 h	1 h	<8 pro Tag
	Warmwasserbereitung	Tageszeit, Wochentag	+	12 h	12 h	<12 pro Tag
	Nachtspeicherheizung	Tageszeit	+	12 h	12 h	<12 pro Tag
	Belüftung	Tageszeit	-	1 h	1 h	<8 pro Tag
	Klimaanlage	Tageszeit	+	1 h	1 h	<8 pro Tag
	Wärmepumpe	Tageszeit	+	12 h	12 h	<12 pro Tag
	Elektrofahrzeuge	Tageszeit, Wochentag	-	<24 h	< 24h	<12 pro Tag
-erhöhung	Power to Gas	-	-	-	-	∞
	Power to Heat	-	(+)	-	-	∞

t = zeitabhängig

t\_she = Abregelungsdauer

f = Eingriffhäufigkeit

ϑ = temperaturabhängig

t\_shi = Verschiebedauer

## **2.5 Techno-ökonomische Eigenschaften von DSM im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsoptionen<sup>4</sup>**

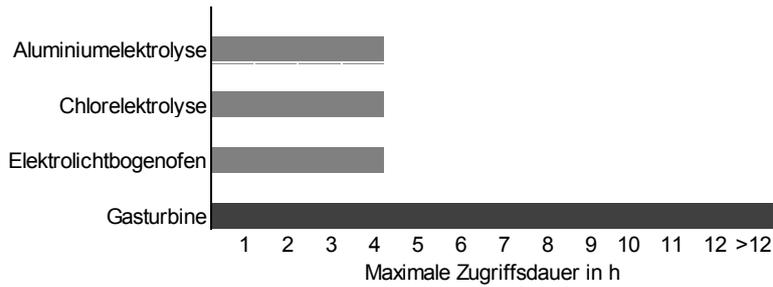
Neben DSM gibt es weitere Flexibilitätsoptionen, die zur Systemintegration der EE genutzt werden können (vgl. Kapitel 2.2). Die einzelnen Flexibilitätsoptionen weisen Unterschiede in ihren technischen und ökonomischen Eigenschaften auf. Beide Faktoren entscheiden darüber, wie gut eine Option für die Systemintegration der EE geeignet ist und welche Einsatzfelder sich jeweils ergeben. Die Flexibilität von DSM ist aufgrund technischer Charakteristika, z.B. Begrenzung der Eingriffhäufigkeit, restringiert. Um die Flexibilität der DSM-Optionen besser einordnen und Einsatzfelder identifizieren zu können, werden deren techno-ökonomische Eigenschaften mit denen alternativer Flexibilitätsoptionen verglichen.

### **2.5.1 Technische Restriktionen**

Der Einsatz und die Flexibilität von DSM werden maßgeblich durch technische Restriktionen determiniert. Hierzu zählen die Abschaltdauer, die Verschiebedauer und die maximale Anzahl der Aktivierungen pro Jahr oder Tag (vgl. Kapitel 2.5). Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die Zugriffs- und Verschiebedauer für DSM-Optionen der Kategorie Lastabschaltung und -verschiebung. Diese werden jeweils einer alternativen, konkurrierenden Flexibilitätsoption gegenübergestellt, um deren Flexibilität besser einordnen zu können. Die drei Industrieprozesse der Lastabschaltung werden in Abbildung 14 mit einer Gasturbine verglichen, da beide Optionen zum Ausgleich der positiven (Residual-) Lastspitze genutzt werden können. Diese kann entweder durch Lastabschaltung reduziert oder durch Strom aus der Gasturbine gedeckt werden. Der Stromverbrauch von Industrieprozessen kann nur für maximal vier Stunden am Stück gesenkt werden. Darüber hinaus ist die Anzahl der Aktivierungen auf maximal 40 im Jahr begrenzt, um (hohe) Produktions- und Gewinneinbußen zu vermeiden (Gils 2014, S.3). Im Gegensatz dazu ist der Einsatz einer Gasturbine (aus technischer Sicht) lediglich durch Revisionsarbeiten restringiert. Dementsprechend kann sie nahezu unbegrenzt Strom bereitstellen und jederzeit zur Spitzenlastdeckung genutzt werden. Die Gasturbine kann dementsprechend deutlich flexibler zur Deckung der Nachfrage (-spitze) eingesetzt werden als Lastabschaltungsoptionen.

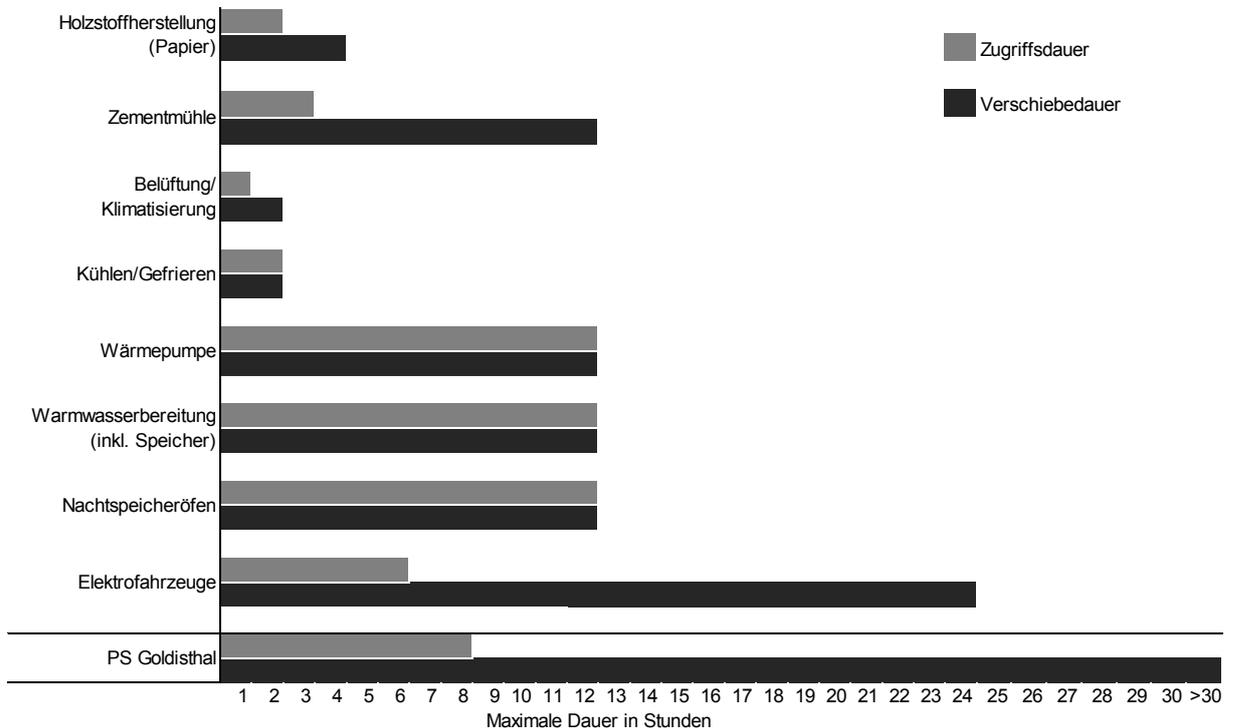
---

<sup>4</sup> Das nachfolgende Kapitel basiert auf eigenen Arbeiten die in Müller (2014) und Müller & Brunner (2015) veröffentlicht wurden. Einzelne Angaben wurden aktualisiert.



**Abbildung 14: Maximale Zugriffsdauer für DSM-Optionen der Kategorie Lastabschaltung im Vergleich zu einer Gasturbine (Daten: Gils 2014, S.3; eigene Annahmen)**

Die technischen Eigenschaften der Lastverschiebeoption werden denen von Stromspeichern gegenübergestellt, weil die Verschiebung einer Stromnachfrage grundsätzlich wie ein Speicher funktioniert. Das Reduzieren des Stromverbrauchs entspricht dem Ausspeichern, da durch beide Vorgänge die (Residual-) Last gesenkt werden kann. Zudem kann eine Erhöhung des Stromverbrauchs ebenso wie das Einspeichern zur Nutzung (überschüssiger) EE-Einspeisung dienen. Die beiden Optionen stehen dementsprechend in direkter Konkurrenz zueinander (vgl. Abbildung 8 auf S. 13). Als Vergleichswert wird das Pumpspeicherkraftwerk in Goldisthal herangezogen, welches das Größte und Modernste in Deutschland ist. In Abbildung 15 werden die Zugriffs- und Verschiebedauer gegenübergestellt.



**Abbildung 15: Maximale Zugriffs- und Verschiebedauer für DSM-Optionen der Kategorie Lastverschiebung im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Daten: Klobasa et al. 2013, S.47; Gils 2014, S.3; eigene Annahmen)**

Diese variieren zwischen den Lastverschiebeoptionen stark. Ein Teil der Anwendungen können nur für wenige Stunden am Tag ihre Stromnachfrage reduzieren, um Komforteinbußen bei den Verbrauchern zu vermeiden. Hierzu zählen beispielsweise Klima- und Lüftungsanlagen. Im Gegensatz dazu können bspw. Wärmepumpen ihre Last um bis zu zwölf Stunden reduzieren und verschieben, wenn der angeschlossene Speicher ausreichend groß ist. Das PSP Goldisthal könnte bis zu acht Stunden Strom bereitstellen, wenn das komplett gefüllte (obere) Speicherbecken vollständig geleert wird. Es liegt dementsprechend in einer ähnlichen Bandbreite wie die DSM-Optionen. Jedoch ist die Verschiebedauer des PSP deutlich höher. So kann das Wasser in den Speicherbecken über Tage oder Wochen gespeichert werden. Wohingegen die reduzierte oder erhöhte Stromnachfrage der DSM-Optionen innerhalb weniger Stunden nachgeholt werden muss. Diese sind dementsprechend zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen sehr gut geeignet. Wenn jedoch windschwache Zeiten oder ein EE-Überangebot über einen längeren Zeitraum auftreten, können diese nur durch Speicher wie PSP kompensiert werden.

Die Lasterhöhungsoptionen P2G und P2H dienen dazu, überschüssigen Strom aufzunehmen. Alternativ könnten die EE-Anlagen abgeregelt werden, wenn die Infrastruktur nicht ausreicht um überschüssige Strommengen in das System zu integrieren. Verschiedene Studien haben bereits gezeigt, dass es nicht (kosten-) optimal für das System ist, die letzte kWh an EE-Strom zu integrieren (z.B. Müller et al. 2013b). Daher stellt sich die Frage, ob es für das Stromsystem besser ist, ein EE-Überangebot abzuregeln oder eine Lasterhöhungsoption zu nutzen. Die Zugriffsdauer und -häufigkeit (Anzahl der Aktivierungen) von P2G und P2H sind im Gegensatz zu den DSM-Optionen Lastabschaltung und -verschiebung nahezu unbegrenzt. Die Aufnahmefähigkeit von (überschüssigem) Strom ist lediglich von der nachgelagerten Infrastruktur an Gas- und Wärmenetzen bzw. dem jeweiligen Verbrauch abhängig. Die Anzahl der Aktivierungen ist ebenfalls nicht begrenzt. Im Gegensatz zu den anderen DSM-Kategorien profitieren P2G und P2H von einer hohen Zugriffsdauer und -häufigkeit. Je höher die Auslastung der Anlagen ist, desto höher ist deren Wirtschaftlichkeit. Entgegen gilt für EE-Anlagen: Je häufiger sie abgeregelt werden, desto geringer ist deren Profitabilität. Aus technischer Sicht ist die Zugriffsdauer und Anzahl der Aktivierungen jedoch nur durch deren Volllaststunden begrenzt. Demzufolge weisen sie aus technischer Sicht keine großen Unterschiede zur Lasterhöhung auf. Um abschätzen zu können, welche Option besser zur Systemintegration der EE geeignet ist, muss ein Kostenvergleich herangezogen werden.

Die Analyse der technischen Eigenschaften von DSM-Optionen im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsoptionen zeigt, dass Anwendungen der Lastabschaltung und -verschiebung nur zum Ausgleich kurzfristig auftretender Schwankungen und Nachfragespitzen genutzt werden können. Treten diese länger auf, werden andere Flexibilitätsoptionen, z.B. Gasturbinen oder (Pump-) Speicher benötigt. Des Weiteren wird die Flexibilität dieser DSM-Optionen stark durch die Anzahl der maximal möglichen Eingriffe begrenzt. Im Gegensatz dazu sind Optionen der Lasterhöhung deutlich flexibler und können (überschüssigen) EE-Strom auch über einen längeren Zeitraum in das Stromsystem integrieren. Für den tatsächlichen Einsatz der DSM-Optionen sind jedoch deren Kosten entscheidend. Diese werden im nachfolgenden Kapitel aufgezeigt und mit denen der konkurrierenden Flexibilitätsoptionen verglichen.

### **2.5.2 Aktivierungs- und Initialisierungskosten**

Die Kosten, die bei einer Nutzung der DSM-Potentiale anfallen, können in Aktivierungs- und Initialisierungskosten (AK, IK) unterschieden werden (Abbildung 16). Aktivierungskosten fallen an, sobald das Potential genutzt wird, d.h. die Nachfrage reduziert oder erhöht wird. Bei Industrieprozessen, die vor allem zur Lastabschaltung genutzt werden können, zählen hierzu vor allem Opportunitätskosten für entgangene Gewinne aus Produktionseinbußen. Bei der Lastverschiebung können bspw. Kosten für eventuelle Speicherverluste oder Komforteinbußen anfallen. Die Aktivierungskosten von Lasterhöhung entsprechen ebenfalls Opportunitätskosten, die von den Preisen der erzeugten Energieträger abhängen. Der Elektrolyseur (P2G) oder der Elektrokessel (P2H) kommt nur zum Einsatz, wenn die Kosten zur Gas- oder Wärmeerzeugung geringer sind als die konventioneller Methoden (z.B. Wärmeerzeugung im Erdgaskessel).

Initialisierungskosten beinhalten Investitionen und jährliche Fixkosten. Hierzu zählen vor allem Investitionen in die Infrastruktur an Mess-, Regelungs- und Kommunikationstechnik. Für den Betrieb und die Steuerung dieser Anlagen und Verbraucher fallen jährliche Fixkosten an, die ebenfalls bei einer Kostenbewertung berücksichtigt werden müssen.

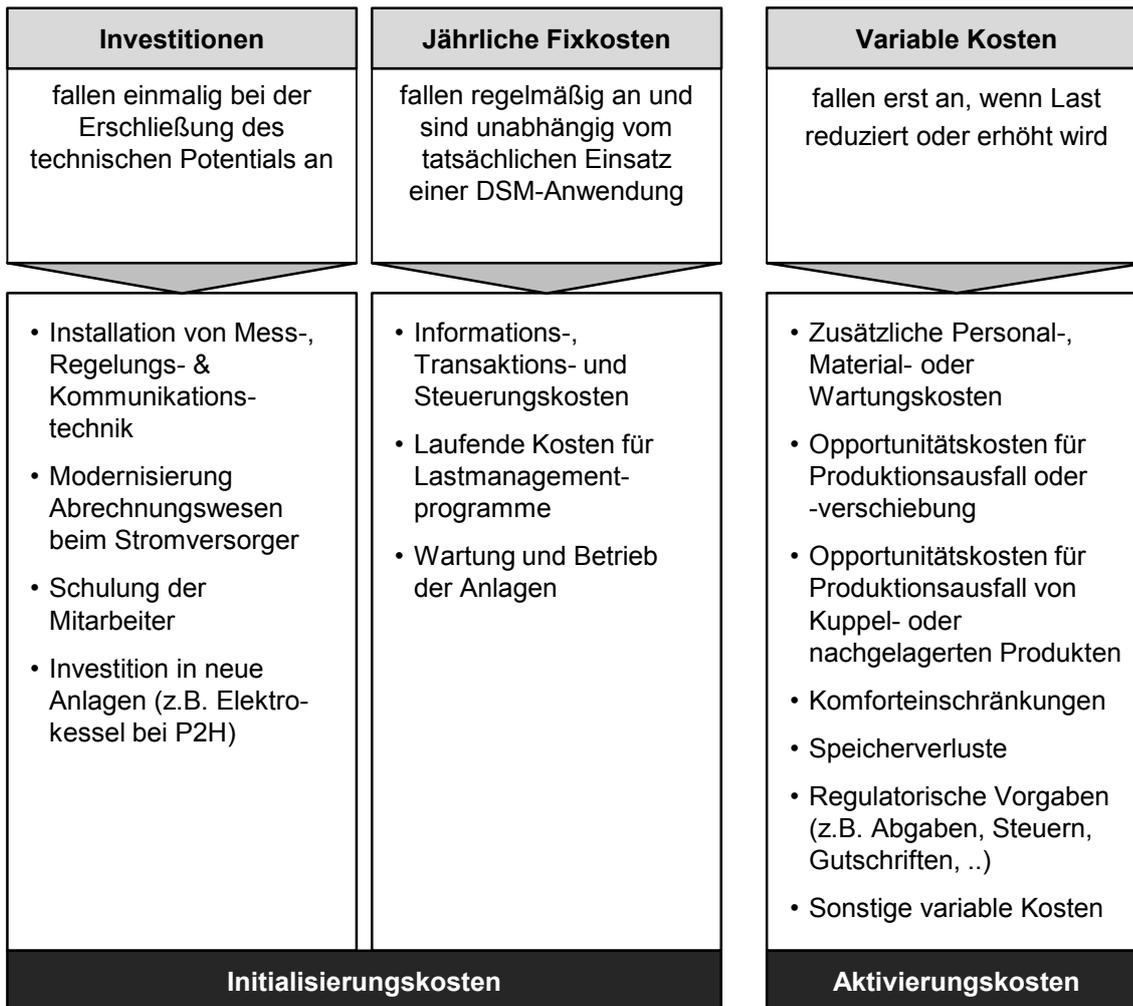


Abbildung 16: Kategorisierung der DSM-Kosten (Eigene Darstellung in Anlehnung an Kohler et al. (2010), S. 425 ff.)

In Abbildung 16 werden Beispiele für Initialisierungs- und Aktivierungskosten aufgelistet. Diese sind wiederum von verschiedenen Einflussparametern abhängig, z.B.:

- Konjunkturelle Entwicklung (z.B. Absatzmöglichkeiten, Rohstoffpreise, ...)
- Auslastung des Produktionsprozesses
- Verbraucherverhalten
- Verlagerungsdauer und Anzahl der Verlagerungen
- Aktuelle Erlösmöglichkeiten für das Produkt
- Aktuelle Auslastung der Anlage (z.B. Verluste im Teillast-Betrieb)

Die konjunkturelle Entwicklung bestimmt u.a. Absatzmöglichkeiten und Rohstoffpreise der Industrie sowie jene von P2G und P2H. Dies wirkt sich direkt auf die jeweiligen Opportunitäts- und somit auf die Aktivierungskosten aus. Bei einer sehr guten konjunkturellen Lage kann eine Lastreduzierung höhere Produktionseinbußen verursachen als bei einer schwachen. Die Kompensationszahlung, die von den Unternehmen verlangt wird, ist entsprechend unterschiedlich. Ebenso hängt die Höhe von der Auslastung der Industrieprozesse ab. Wenn diese nicht vollständig ausgelastet sind, können sie flexibler

eingesetzt und Produktionsausfälle vermieden werden. Dies wirkt sich senkend auf eine etwaige Kompensationszahlung und somit auf Aktivierungskosten aus. Im GHD- und Haushaltssektor werden die Aktivierungskosten vor allem durch das Verbraucherverhalten sowie von der Anzahl und Dauer der Eingriffe bestimmt. Je häufiger diese ihren Verbrauch anpassen sollen, desto höher sind die Ausgleichszahlungen, die die Verbraucher verlangen würden.

Die Beispiele zeigen, dass DSM keine konstanten Kosten zugeordnet werden können, sondern dass diese stetig variieren. Darüber hinaus ist es sehr schwer, einen Teil der Kosten zu quantifizieren, z.B. Komforteinschränkungen. Aus diesem Grund kann nur eine Größenordnung der DSM-Kosten abgeschätzt werden. Tabelle 2 zeigt daher eine Bandbreite der Aktivierungs- und Initialisierungskosten für einzelne DSM-Optionen aus Systemsicht. Diese sind ein Indikator dafür, welche finanziellen Anreize den Verbrauchern gesetzt werden müssten, um den jeweiligen Lasteingriff vorzunehmen und welche Investitionen für die Erschließung des Potentials erforderlich wären. Aufgrund der Systemperspektive können Aktivierungskosten positive und negative Werte annehmen. Bei einem positiven Vorzeichen erhält der Verbraucher Geld für den Lasteingriff. Bei Lasterhöhung wird zusätzlicher Strom verbraucht, den der Verbraucher zahlen muss. Aus diesem Grund ist das Vorzeichen negativ.

Aktivierungskosten hängen in erster Linie von der DSM-Kategorie (Lastabschaltung, -verschiebung oder -erhöhung) ab. Investitionskosten unterscheiden sich hingegen zwischen den Sektoren. Zur Erschließung des Lastabschaltungs- und -verschiebungspotentials sind Investitionen in die Infrastruktur erforderlich. Bei der Lasterhöhung muss zusätzlich in P2X-Anlagen investiert werden. Viele Unternehmen der energieintensiven Industrie verfügen bereits über Energiemanagementsysteme (Kohler et al. 2010, S.426). Daher sind in diesem Sektor vergleichsweise geringe Investitionen erforderlich, um das entsprechende Potential zu erschließen. Im Gegensatz dazu fehlt derzeit die Infrastruktur im GHD- und Haushaltssektor. Daher werden hohe Investitionen zur Erschließung des DSM-Potentials benötigt. Die jährlichen Fixkosten sind im Industriesektor ebenfalls deutlich niedriger, weil der Koordinationsaufwand und somit die Transaktionskosten geringer sind.

**Tabelle 2: Bandbreite der Kosten für Demand Side Management (Daten: Thomas Langrock et al. 2015, S.103 ff.; Kohler et al. 2010, S.427; Jentsch 2014, S.69; Brunner et al. 2015, S.3)**

		Aktivierungs- kosten	Initialisierungskosten		
			Investitionen	Fixkosten	
		€/MWh	€/kW	€/kWa	
<b>Last- abschaltung</b>	Chlorelektrolyse	30 – 310			<b>Industrie</b>
	Elektrolichtbogenofen	130 – 1.000			
	Aluminiumelektrolyse	350 – 1.500	1 – 20 <sup>1)</sup>	0 – 1	
<b>Lastver- schiebung</b>	Zementmühle	0-6			<b>GHD &amp; Haushalte</b>
	Holzstoffherstellung	0-10			
	Kühlen/Gefrieren	~ 0			
	Warmwasserbereitung	~ 0			
	Nachtspeicherheizung	~ 0			
	Belüftung	~ 0	40 – 1200 <sup>1)</sup>	25 – 90	
	Klimaanlage	~ 0			
	Wärmepumpe	~ 0			
	Elektrofahrzeuge	~ 0			
<b>Last- erhöhung</b>	Power to Gas	- (16,53 – 44,9) <sup>3)</sup>	500 – 1000 <sup>2)</sup>	20 – 40 <sup>4)</sup>	
	Power to Heat	- (30,31 – 82,4) <sup>3)</sup>	100 – 200 <sup>2)</sup>	4 – 8 <sup>4)</sup>	

<sup>1)</sup> Investitionen in die Infrastruktur; <sup>2)</sup> Investitionen in die Anlage; <sup>3)</sup> exkl. Gesetzliche Abgaben;

<sup>4)</sup> 4 % der Investitionen

Die Aktivierungskosten unterscheiden sich deutlich zwischen den einzelnen DSM-Kategorien. Für Lastabschaltung sind diese am höchsten, da mit einem Eingriff ein Produktionsausfall einhergehen kann. Die entgangenen Gewinne müssen durch Kompensationszahlungen ausgeglichen werden. Diese hängen u.a. von dem Preis des Endprodukts oder der Anlagenauslastung ab. Dementsprechend sind Unterschiede zwischen den DSM-Prozessen erkennbar. So ist es aus Kostengesichtspunkten günstiger, die Chlorelektrolyse kurzzeitig auszusetzen, als die Aluminiumelektrolyse. Bei der Lastverschiebung profitieren die Stromkunden vor allem von Kosteneinsparungen, wenn sie ihren Verbrauch in Zeiten mit niedrigeren Strompreisen verlagern. Es muss keine Entschädigung wie bei der Lastabschaltung gezahlt werden. Dementsprechend liegen die Aktivierungskosten aus Systemsicht bei ca. 0 €/MWh. Die Einsparungen, welche die Stromkunden erzielen können, hängen von den Preisschwankungen am Markt ab.

Die Aktivierungskosten der Lasterhöhung entsprechen der Zahlung für den verbrauchten Strom. Sie sind dementsprechend negativ. Die Aktivierungskosten in Tabelle 2 geben an, wie hoch der Strompreis

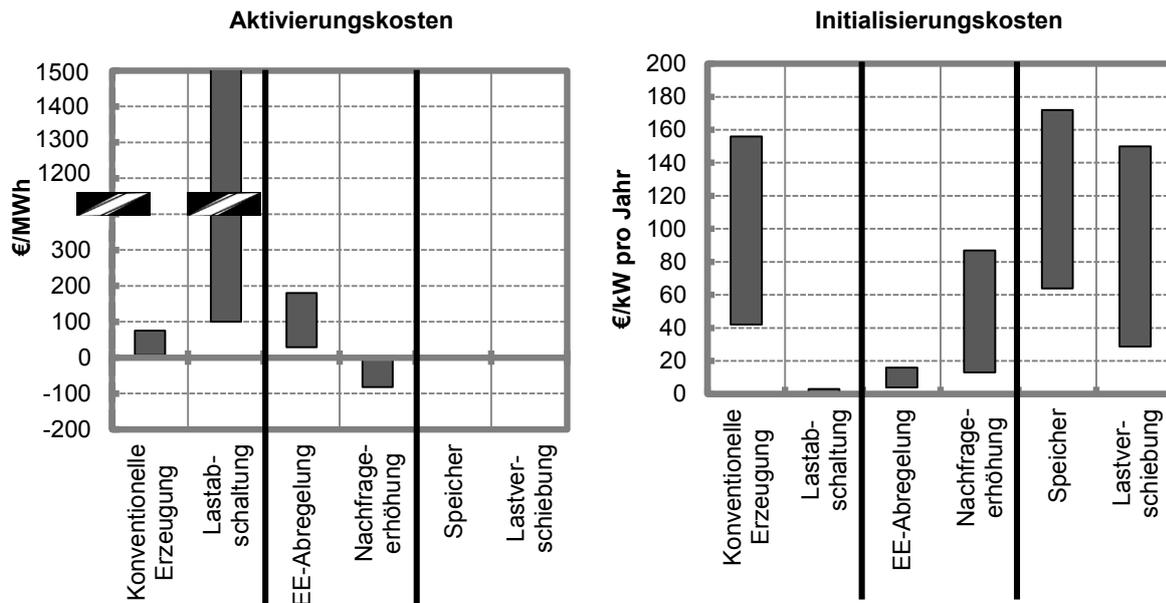
maximal sein darf, damit die Anlage gegenüber konventionellen Verfahren konkurrenzfähig ist. Die Zahlungsbereitschaft wird vor allem vom Verkaufspreis des erzeugten Energieträgers, z.B. Erdgas oder Wärme, bestimmt. Der Erzeugung von Wärme in der P2H-Anlage liegen Kosten für die Verdrängung einer alternativen Wärmeerzeugung mit einem Erdgaskessel zugrunde. Der Erdgas- und Biogaspreis<sup>5</sup> dient für beide P2X-Optionen als unterer und oberer Referenzwert. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste wird daraus die maximale Zahlungsbereitschaft der Nachfrageerhöhung abgeleitet. Diese entsprechen den Aktivierungskosten. Die Bandbreite, die in Tabelle 2 ausgewiesen wird, resultiert aus den beiden Referenzwerten. Der Wirkungsgrad eines Elektrodenkessels (P2H) ist deutlich höher als der eines Elektrolyseurs (P2G). Aus diesem Grund liegen die Aktivierungskosten von P2H unter denen von P2G. Ebenso sind die Initialisierungskosten von P2H geringer. Dieser Vergleich zeigt, dass die Nutzung von EE-Überschussstrom zur Wärmeengewinnung in einem Elektrokessel kosteneffizienter ist als zur Wasserstoffherzeugung in einem Elektrolyseur.

Abbildung 17 zeigt die Initialisierungs- und Aktivierungskosten der DSM-Kategorien im Vergleich zu den jeweils (direkt) konkurrierenden Flexibilitätsoptionen. Die Initialisierungskosten setzen sich aus den Annuitäten der jeweiligen Investitionen und den jährlichen Fixkosten zusammen. Die Annahmen zur Berechnung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten sind im Anhang A1 bis A3 dargestellt. Die Kategorie konventionelle Erzeugung setzt sich aus Erdgas-, Stein- und Braunkohlekraftwerken zusammen. Die Aktivierungskosten ergeben sich aus den variablen Kosten der Stromerzeugung, die hauptsächlich aus Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate bestehen. Initialisierungskosten ergeben sich aus der Annuität der Investitionen und den jährlichen Fixkosten der Anlagen. Bei der EE-Abregelung wurden Wind-Onshore-, Wind-Offshore- und PV-Anlagen berücksichtigt. Die Aktivierungskosten entsprechen den spezifischen Stromgestehungskosten für eine Erzeugungseinheit, denn diese würde ein Anlagenbetreiber im Falle einer Abregelung fordern. Die Initialisierungskosten beziehen sich auf die Installation zusätzlicher Steuereinrichtungen und Transaktionskosten. Die Kategorie Speicher beinhaltet Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Blei-Säure-Batterien. Deren Initialisierungskosten setzen sich aus Investitionen in die Anlage sowie jährliche Fixkosten für diese zusammen.

Mit Blick auf die Aktivierungskosten ist eine Kompensation der positiven Spitzenlast durch konventionelle Erzeugung die deutlich kostengünstigere Option als die Lastabschaltung. Allerdings verhalten sich die Initialisierungskosten genau entgegengesetzt. Diese sind für Lastabschaltung deutlich geringer als für konventionelle Kraftwerke. Dementsprechend ist eine Abregelung der Stromnachfrage erst sinnvoll, wenn die Erzeugungskapazität im System nicht ausreicht und zusätzliche Investitionen in Erzeugungstechnologien erforderlich wären. Ein ähnliches Bild ergibt sich aus dem Vergleich von EE-Abregelung und Nachfrageerhöhung. Für diese verhalten sich Aktivierungs- und Initialisierungskosten ebenfalls entgegengesetzt. Aufgrund der negativen Aktivierungskosten von Lasterhöhung ist diese Option deutlich günstiger als eine EE-Abregelung. Betrachtet man jedoch die Initialisierungskosten, ist die EE-Abregelung die kostengünstigere Alternative. Der Vergleich von Speichern und Lastverschiebung zeigt kein klares Bild. Die Aktivierungs- und Initialisierungskosten liegen für beide Optionen in einer ähnlichen Bandbreite.

---

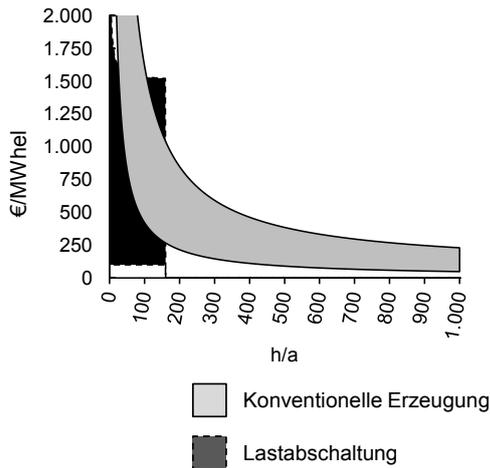
<sup>5</sup> Für die Berechnungen wurde ein Preis für Erdgas i.H.v. 27,56 €/MWh (BAFA 2016) und für Biogas i.H.v. 74,90 €/MWh (BNetzA 2014, S.21) zugrunde gelegt in Anlehnung an



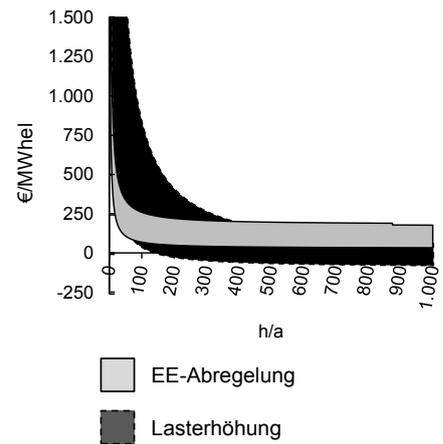
**Abbildung 17: Aktivierungs- und Initialisierungskosten von DSM im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsoptionen (Eigene Berechnungen)**

Der Vergleich der Flexibilitätsoptionen hat gezeigt, dass für deren ökonomische Bewertung sowohl die Aktivierungs- als auch die Initialisierungskosten entscheidend sind. Ebenso ist die Einsatzdauer relevant, da mit zunehmenden Vollbenutzungsstunden der Einfluss der Initialisierungskosten auf die Gesamtkosten abnimmt. Daher werden im Folgenden die Gesamtkosten in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden für die DSM-Optionen im Vergleich zu den konkurrierenden Flexibilitätsoptionen analysiert.

Abbildung 18 zeigt die Durchschnittskosten, die sich aus den AK und IK zusammensetzen, für Lastabschaltung im Vergleich zur konventionellen Erzeugung. Der Einsatz von Lastabschaltung ist begrenzt, um zu hohe Produktionseinbußen zu vermeiden (vgl. Kapitel 2.5.1). Entsprechend endet der Balken bei ca. 160 Stunden. Bei geringen Volllaststunden liegen die Gesamtkosten von Lastabschaltung unter denen der konventionellen Erzeugung. Demzufolge ist Lastabschaltung die kostengünstigere Alternative, um selten auftretende Lastspitzen auszugleichen. Sobald Lastspitzen häufiger auftreten, ist der Bau eines neuen Kraftwerks die kostengünstigere Variante.



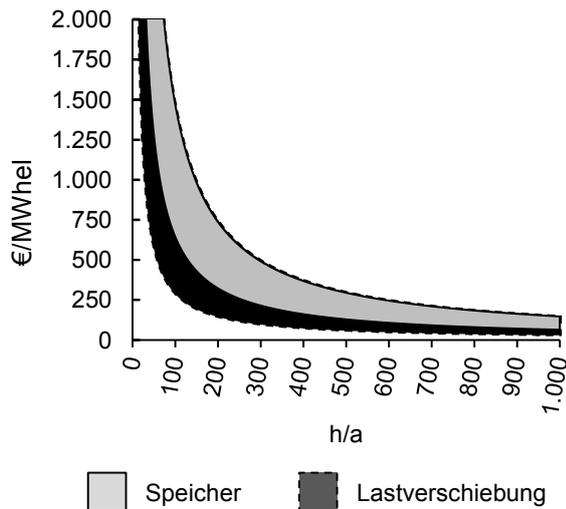
**Abbildung 18: Durchschnittskosten von Lastabschaltung und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (Eigene Berechnungen)**



**Abbildung 19: Durchschnittskosten von EE-Abregelung und Lasterhöhung in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (Eigene Berechnungen)**

Der Vergleich der Durchschnittskosten von EE-Abregelung und Lasterhöhung in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden zeigt ebenfalls, dass die Vorteilhaftigkeit einer Option von der Auslastung abhängt (Abbildung 19). Mit dem EE-Ausbau kann es zu hohen Einspeisespitzen kommen, die nur selten auftreten. Aus System Sicht ist es kosteneffizienter, diese Überschussspitzen abzuregeln, anstatt eine Infrastruktur an Lasterhöhungsoptionen, z.B. P2G- oder P2H-Anlagen, zu errichten, welche die EE-Einspeisung aufnehmen kann. Wenn hohe EE-Überschussmengen über mehrere Stunden auftreten, können P2X-Technologien jedoch vorteilhafter sein.

Im Gegensatz zu den vorherigen Beispielen unterscheiden sich die Gesamtkosten von Lastverschiebung und Speichern kaum (Abbildung 20). Unabhängig von den Volllaststunden liegen diese in einer ähnlichen Bandbreite. Daher überlagern sich die Kurven in Abbildung 20. Folglich wird der Einsatz dieser Optionen vor allem durch die technischen Restriktionen, wie Verfügbarkeit und Verschiebedauer, determiniert. Die Aktivierungskosten beider Optionen liegen bei ca. 0 €/MWh. Der Anreiz für den Einsatz beider Optionen ergibt sich aus Preisdifferenzen am Markt.



**Abbildung 20: Durchschnittskosten der Flexibilitätsoptionen Lastverschiebung und Energiespeicher in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden (Eigene Berechnungen)**

Die Analysen in diesem Kapitel zeigen, dass die einzelnen DSM-Optionen unterschiedliche technische Charakteristika und teilweise entgegengesetzte Kostenstrukturen aufweisen. Aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten hängt die Vorteilhaftigkeit einer Option häufig von den Volllaststunden ab. In diesem Kapitel wurden die DSM-Anwendungen mit direkt konkurrierenden Flexibilitätsoptionen verglichen. Die DSM-Anwendungen stehen am Strommarkt jedoch auch untereinander oder mit einer jeweils anderen Flexibilitätsoption im Wettbewerb. Dies gilt insbesondere für Lastverschiebung, die sowohl zur Senkung der Lastspitze als auch zur Integration überschüssiger EE-Einspeisung dienen kann. Dementsprechend konkurriert diese DSM-Option ebenfalls mit konventioneller Erzeugung und P2X-Technologien. Um die Konkurrenz untereinander und das Zusammenspiel im Stromsystem zur Integration erneuerbarer Energien adäquat untersuchen zu können, sind weiterführende Analysen mit einem Strommarktmodell erforderlich, das diese komplexen Zusammenhänge abbilden kann.

## 2.6 Einfluss von DSM auf die Strompreisbildung

In Kapitel 2.3 wurde gezeigt, dass ein wesentliches Ziel von DSM die Glättung der Residuallastkurve ist. Eine Veränderung der (Residual-) Last durch DSM kann sich direkt auf den Kraftwerkseinsatz und somit auf den Marktpreis auswirken. Im Folgenden soll daher untersucht werden, welchen Einfluss DSM auf die Preisbildung am Strommarkt hat.

Am Day-Ahead-Markt in Deutschland wird der Großhandelspreis für jede einzelne Stunde des Folgetages ermittelt. Die Gebote der Stromproduzenten werden für jede Stunde aufsteigend sortiert. Der Strompreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt mit der Nachfragekurve. Dieser ist ein Einheitspreis, der für alle Marktteilnehmer gilt. Der Differenzbetrag aus Marktpreis und den jeweiligen Grenzkosten einer Anlage dient zur Deckung der Fixkosten und somit zur Refinanzierung der Anlageninvestition. Liegen die Grenzkosten einer Anlage jedoch über dem Marktpreis, wird diese Anlage keinen Strom produzieren, da die durch die Produktion anfallenden Kosten durch den Stromverkauf nicht gedeckt werden können. Das preissetzende Kraftwerk wird im Folgenden als Grenzkraftwerk bezeichnet.

Im Folgenden wird qualitativ untersucht, welchen Einfluss DSM auf die Höhe des Marktpreises hat. Dabei werden drei Situationen untersucht, die grundsätzlich am Markt eintreten können:

- 1) Überkapazitäten: Die Kraftwerkskapazität ist größer als die Jahreshöchstlast
- 2) Knappheit: Das System verfügt nicht über ausreichend Kraftwerkskapazität um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können
- 3) EE-Überangebot: Die Stromerzeugung (aus erneuerbaren Energien) übersteigt die Nachfrage

Abbildung 21 zeigt für jeden der drei Fälle eine exemplarische Angebotskurve und die Preisbildung unter Berücksichtigung einer preisunelastischen und preiselastischen Nachfrage. Die Grafiken zeigen jeweils nur einen Zeitpunkt. Die Angebotskurve ist jedoch kein starres Gebilde. Sie ändert sich permanent, je nach Verfügbarkeit der Kraftwerke.

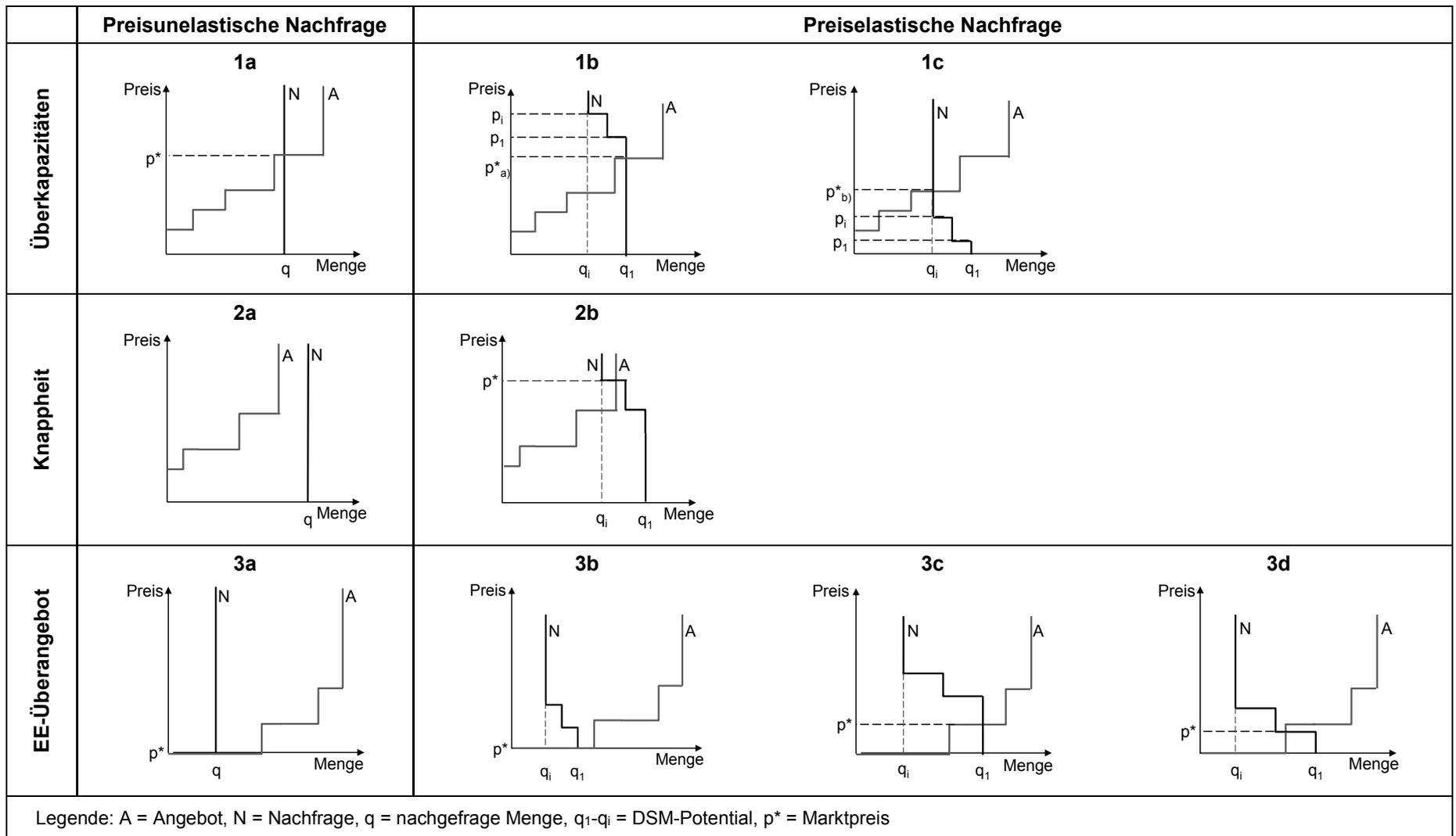


Abbildung 21: Marktpreis bei unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituationen (Eigene Darstellung)

### 1) Überkapazitäten

Im Fall 1 wird die Situation betrachtet, in der mehr Erzeugungskapazitäten vorhanden sind, als zur Deckung der Stromnachfrage ( $q$ ) benötigt werden. Die Nachfrage wird als preisunelastisch angenommen, da die Endverbraucher nicht direkt am Markt teilnehmen. Dadurch bekommen sie keine Preissignale, an denen Sie ihren Verbrauch orientieren können. Diese Situation entspricht dem derzeitigen Stromsystem in Deutschland<sup>6</sup>. In dieser Situation setzt das Grenzkraftwerk den Marktpreis (Grafik 1a in Abbildung 21).

In Grafik 1b und 1c in Abbildung 21 wird der Fall gezeigt, in dem das System über ein DSM-Potential in Höhe von  $q_1$ - $q_i$  verfügt. Die Grenzkosten<sup>7</sup> der günstigsten DSM-Anwendung entsprechen  $p_1$  und die der teuersten  $p_i$ . Alle weiteren Konsumenten ( $<q_i$ ) sind preisunelastisch. Für die Ermittlung des Marktpreises müssen zwei Varianten unterschieden werden:

- 1b) Die Grenzkosten der günstigsten DSM-Anwendung ( $q_1$ ) liegen über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks. In dieser Situation würde kein Konsument seinen Stromverbrauch ändern. DSM hat somit keinen Einfluss auf den Marktpreis ( $p_a^*$ )
- 1c) Die Grenzkosten der DSM-Anwendung liegen unterhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks. Die DSM-Anwendungen verschieben daher ihren Stromverbrauch auf einen anderen Zeitpunkt oder verzichten komplett. Dadurch reduziert sich die Gesamtnachfrage von  $q_1$  auf  $q_i$  und der Marktpreis sinkt von  $p_a^*$  auf  $p_b^*$ . Kraftwerke, deren Grenzkosten den Marktpreis  $p_b^*$  übersteigen, kommen nicht zum Einsatz. Die preissenkende Wirkung, die DSM in diesem Fall hat, kann sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen auswirken.

### 2) Knappheit

Eine Knappheitssituation existiert, wenn nicht genug Erzeugungskapazität vorhanden ist, um die Nachfrage (-spitze) zu decken (Grafik 2a in Abbildung 21). Es kommt zu Marktversagen, da es keinen Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve gibt. Wenn die Stromnachfrage in einer Knappheitssituation preisunelastisch ist, stellt sich demzufolge kein Marktpreis ein. Bei entsprechender physischer Knappheit kann daraus ein Versorgungsausfall resultieren. Existiert jedoch ein DSM-Potential in Höhe von  $q_1$ - $q_i$  mit den jeweiligen Grenzkosten, verschiebt sich die Nachfragekurve (Grafik 2b in Abbildung 21). Dadurch ergibt sich ein Schnittpunkt mit der Angebotskurve und ein Marktpreis ( $p^*$ ) stellt sich ein. Dieser entspricht den Grenzkosten der preissetzenden DSM-Anwendung. Wenn diese die Grenzkosten des letzten Kraftwerks in der Angebotskurve übersteigen, kann es positive Deckungsbeiträge erwirtschaften. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen hängt demzufolge von der Höhe des DSM-Potentials und dessen Grenzkosten sowie von der Häufigkeit dieser Knappheitssituationen ab. Darüber hinaus kann durch DSM der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken reduziert werden. Je höher das Potential zur Lastreduzierung ist, desto geringer ist der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten. Dadurch kann der gesamte Kraftwerkspark kleiner dimensioniert werden.

---

<sup>6</sup> Eine Ausnahme bildet hier die energieintensive Industrie. Einzelne Unternehmen handeln bereits direkt am Strommarkt, um den Stromeinkauf zu optimieren (Klobasa et al. 2013).

<sup>7</sup> Zur Vereinfachung und um den Vergleich mit Kraftwerken zu ermöglichen, wird hier der Begriff Grenzkosten gewählt. Dieser entspricht der Zahlungsbereitschaft der flexiblen Verbraucher, die das DSM-Potential bereitstellen.

### 3) EE-Überangebot

Im dritten Fall wird eine Situation betrachtet, in der die Residuallast negativ ist, d.h. das EE-Angebot übersteigt die Stromnachfrage. EE-Anlagen haben Grenzkosten von  $\sim 0$  €/MWh, da beim Betrieb keine Brennstoffkosten oder Ähnliches anfallen. Sie liegen somit unterhalb der Gebote der konventionellen Kraftwerke. Die Angebotskurve verschiebt sich im Vergleich zu 1a und 2a nach rechts. Wenn die EE-Erzeugung zur Nachfragedeckung ausreicht, entspricht der Marktpreis den Grenzkosten dieser Anlagen<sup>8</sup> (Grafik 3a in Abbildung 21). Bei diesem Preisniveau können die Anlagenbetreiber keine Erlöse generieren, um die Fixkosten zu decken.

Bei einer preiselastischen Nachfrage wird deren Effekt durch die Potentialhöhe und die jeweiligen Grenzkosten bestimmt. Wenn das DSM-Potential geringer ist als das EE-Überangebot, setzt ebenfalls die EE-Anlage den Marktpreis  $p^*$ . Dieser bleibt unverändert bei 0 €/MWh (Grafik 3b). Übersteigt das DSM-Potential hingegen das EE-Überangebot, ist entweder die DSM-Anwendung oder das nächst teurere Kraftwerk der Angebotskurve preissetzend. Dies hängt von den Kostenverhältnissen beider Optionen ab (Grafik 3c und 3d). Es stellt sich ein Marktpreis  $p^*$  ein, der größer 0 €/MWh ist. Dadurch können EE-Anlagen in diesen Zeiten positive Deckungsbeiträge generieren. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen wird in dieser Situation somit von der Höhe des DSM-Potentials und den jeweiligen Grenzkosten bestimmt.

Die qualitativen Analysen in diesem Kapitel haben gezeigt, dass eine elastische Stromnachfrage zu sinkenden Preisen in Spitzenlastzeiten und zu höheren Preisen in Grundlastzeiten führen kann. Der Einfluss von DSM auf das Marktergebnis hängt dabei von drei wesentlichen Faktoren ab:

- Höhe des verfügbaren DSM-Potentials
- Grenzkosten des verfügbaren DSM-Potentials
- Erzeugungssituation am Markt (Überkapazitäten, Knappheit oder EE-Überangebot).

Für die Preisbildung ist entscheidend, ob die Grenzkosten von DSM größer oder kleiner als die des Grenzkraftwerks sind. DSM hat eine preissenkende Wirkung am Strommarkt, wenn ihre Grenzkosten geringer sind als die des Grenzkraftwerks. Die Auslastung und Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke sinkt, da sie weniger Stunden oder gar nicht zum Einsatz kommen. Wenn die Grenzkosten von DSM-Anwendungen jedoch höher sind als die des Grenzkraftwerks, ist der Einsatz von DSM nur in Knappheitssituation oder in Zeiten mit einem EE-Überangebot relevant. Dabei hat DSM eine preissteigernde Wirkung, die die Wirtschaftlichkeit von konventionellen und erneuerbaren Anlagen positiv beeinflussen kann. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft vor allem die Zeiten mit EE-Überangebot sowie Knappheitssituationen zunehmen werden (vgl. Kapitel 2.1). In diesen Zeiten kann DSM dazu beitragen, Strompreise größer Null bzw. eine Preisfindung zu ermöglichen.

---

<sup>8</sup> In einzelnen Stunden können zudem negative Preise auftreten, die aus Lieferverpflichtungen einzelner Kraftwerke resultieren können, die sie an anderen Märkten haben. Beispielsweise erzeugen KWK-Kraftwerke Strom und Wärme. Falls diese Kraftwerke Wärme in Zeiten negativer Residuallast bereitstellen müssen, werden sie trotzdem Strom am Markt verkaufen. Die entsprechenden Gebote können negativ ausfallen, woraus negative Strompreise resultieren. Die nachfolgenden Ausführungen gelten für negative Preise analog.

## 2.7 Zwischenfazit sowie Fokus und Ziel der Doktorarbeit

Die wesentlichen Ergebnisse der vorherigen Kapitel werden im Folgenden kurz zusammengefasst und daraus die Schwerpunkte und die Ziele dieser Arbeit abgeleitet.

Die Residuallastanalyse in Kapitel 2.1 verdeutlicht, dass sich die Residuallast mit dem EE-Ausbau verändern wird. Auf der einen Seite nimmt das EE-Überangebot zu und auf der anderen Seite sinkt die positive Residuallastspitze kaum. Dementsprechend müssten konventionelle Kraftwerke vorgehalten werden, welche die entsprechende Nachfrage decken können. Ein System mit hohen Kapazitäten an erneuerbaren und konventionellen Energieträgern, die nicht vollständig genutzt werden können, wäre die Folge. Durch DSM könnte jedoch die positive Lastspitze und das EE-Überangebot reduziert und dadurch die Residuallastkurve geglättet werden. Eine Flexibilisierung der Stromnachfrage könnte dadurch einen Beitrag zur Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten und einen Mehrwert für das Stromsystem bieten. Es stellt sich jedoch die Frage, wie hoch das DSM-Potential in Deutschland ist und wie stark dieses die Residuallast tatsächlich glätten kann. Beide Fragen werden in der vorliegenden Arbeit untersucht. In Kapitel 3 wird zunächst das DSM-Potential für die in Kapitel 2.4 identifizierten DSM-Anwendungen ermittelt und für die nächsten Jahre abgeschätzt. Die Verfügbarkeit der meisten DSM-Anwendungen ist zeit- und temperaturabhängig (vgl. Tabelle 1 auf Seite 23). Um beide Aspekte berücksichtigen zu können, wird das DSM-Potential in stündlicher Auflösung ermittelt. Darauf aufbauend wird in Kapitel 5 mit Hilfe des Strommarktmodells ELTRAMOD und anhand verschiedener Szenarien untersucht, wie stark die Residuallast mit DSM tatsächlich geglättet werden kann.

Entsprechend der mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung wird der Schwerpunkt in den Analysen dieser Arbeit auf ein Stromsystem mit einem EE-Anteil von 60 % und 80 % gelegt. Dadurch können die Herausforderungen, die sich aus dem EE-Ausbau in Deutschland ergeben, berücksichtigt werden.

Neben DSM gibt es weitere Flexibilitätsoptionen, die zur Systemintegration der erneuerbaren Energien beitragen können. Der techno-ökonomische Vergleich in Kapitel 2.5 impliziert, dass DSM mit einigen dieser alternativen Flexibilitätsoptionen in direkter Konkurrenz steht. Aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen und technischen Charakteristika hängt die Vorteilhaftigkeit einer Option von der jeweiligen Situation am Strommarkt, z.B. Verfügbarkeit einzelner Marktteilnehmer oder Höhe der Residuallast, ab. Kapitel 2.5 zeigt lediglich einen starren Vergleich für direkte Konkurrenzen, z.B. zwischen Lastabschaltung und Gasturbinen zur Deckung der positiven Lastspitze. Unterschiedliche Strommarktsituationen bleiben hierbei unberücksichtigt. Des Weiteren werden Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen bei der Analyse in Kapitel 2.5 nicht betrachtet. Um die Konkurrenz untereinander und das Zusammenspiel im Stromsystem zur Integration erneuerbarer Energien adäquat untersuchen zu können, sind weiterführende Analysen mit einem Strommarktmodell erforderlich. Die Wechselwirkungen zwischen DSM und alternativen Flexibilitätsoptionen werden daher in Kapitel 5.4 im Rahmen einer Szenarioanalyse mit dem Strommarktmodell ELTRAMOD näher untersucht.

Durch DSM soll die Stromnachfrage in einzelnen Stunden erhöht oder gesenkt und dadurch die (Residual-) Lastkurve geglättet werden. Die Höhe der Stromnachfrage beeinflusst den Strompreis, der sich am Markt einstellt. Die Ausführungen in Kapitel 2.6 zeigen qualitativ, welchen Einfluss DSM auf die Preisbildung am Strommarkt haben kann. Als wesentliche Einflussfaktoren konnten die Höhe und die Grenzkosten des verfügbaren DSM-Potentials sowie die Erzeugungssituation am Strommarkt (Überkapazitäten, Knappheit oder EE-Überangebot) identifiziert werden. Zudem implizieren die Ergebnisse in Kapitel 2.6, dass DSM sowohl eine preissenkende als auch eine preissteigernde Wirkung entsprechend der Marktsituation und der Höhe der Grenzkosten haben kann. Die Ergebnisse dieser qualitativen Analyse sollen im Rahmen einer Szenarioanalyse in Kapitel 5.2.2 quantitativ untersucht und validiert werden.

Dieses Kapitel zeigt, welchen Beitrag DSM zur Systemintegration der erneuerbaren Energien theoretisch leisten und welchen Einfluss es auf die Strompreisbildung haben könnte. Die Ergebnisse werden in den nachfolgenden Kapiteln näher analysiert und quantifiziert.

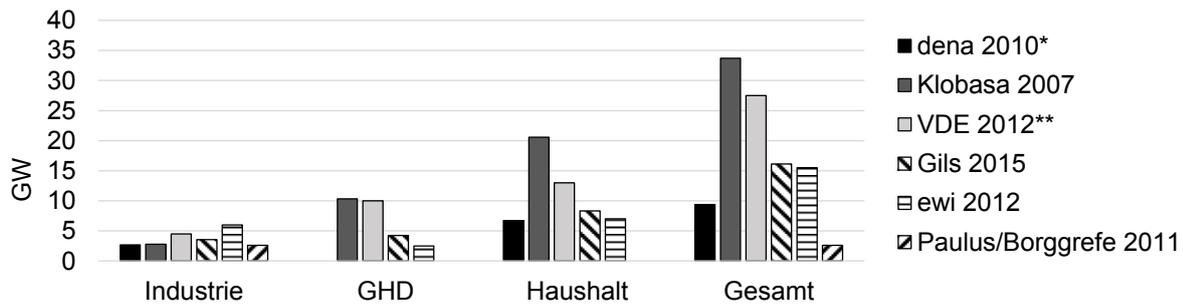
### **3 DSM-Potential in Deutschland**

Kapitel 3 hat zum Ziel, das Potential der in Kapitel 2.4 ausgewählten DSM-Anwendungen zu ermitteln und dieses für die Zukunft abzuschätzen. Das Vorgehen für Lastabschaltung und -verschiebung unterscheidet sich von dem für Lasterhöhung. Das Kapitel besteht daher aus zwei Teilen. Kapitel 3.1 zeigt das Vorgehen und die verwendeten Daten und Annahmen zur Ermittlung des Potentials von Lastabschaltung und -verschiebung. Zunächst wird das aktuelle Potential sowie die stündlichen Profile der ausgewählten DSM-Anwendungen ermittelt. Anschließend wird das Vorgehen und die Annahmen zur Abschätzung des zukünftigen DSM-Potentials für die Jahre 2030 und 2050 vorgestellt. Aus den Ergebnissen wird das DSM-Potential aggregiert für Deutschland abgeleitet und in Kapitel 3.1.4 gezeigt. Der zweite Teil von Kapitel 3 konzentriert sich auf das Potential von Lasterhöhung. Das entsprechende Vorgehen, die verwendeten Daten und die Ergebnisse werden in den Kapitel 3.2 vorgestellt.

#### **3.1 Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung**

##### ***3.1.1 Potentiale zur Lastabschaltung und -verschiebung in der Literatur***

Die Literatur zu DSM-Potentialen in Deutschland hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Erste Arbeiten wurden von Stadler in 2005 und von Klobasa in 2007 veröffentlicht. Stadler (2005) ermittelte das DSM-Potential für nicht-elektrische Speicher. Dazu gehören Technologien, die an einen Kälte- oder Wärmespeicher gekoppelt sind (z.B. Nachtspeicherheizung, Kühl- und Gefriergeräte). Klobasa (2007) hat weitere DSM-fähige Prozesse identifiziert (insbesondere in der energieintensiven Industrie) und eine Potentialerhebung für Deutschland durchgeführt, die alle Sektoren umfasst. In den vergangenen vier bis fünf Jahren nahmen die Publikationen zu DSM-Potentialen in Deutschland deutlich zu. In der genannten Zeit wurden über sieben Arbeiten, die u.a. das DSM-Potential für Deutschland ermittelt haben, veröffentlicht. Diese Entwicklung zeigt, dass die Relevanz des Themas in der jüngsten Vergangenheit deutlich gestiegen ist. Der Fokus und die Herangehensweise der Arbeiten unterscheiden sich zum Teil. Es gibt Veröffentlichungen, die sich nur auf einzelne Sektoren oder Regionen in Deutschland konzentrieren (z.B. Paulus & Borggreffe 2011; Klobasa et al. 2013; Dena 2010). In der Arbeit von Klobasa et al. (2013) wird bspw. das DSM-Potential für Süddeutschland mit Hilfe von Umfragen und öffentlich zugänglichen Daten berechnet. Paulus & Borggreffe (2011) konzentrieren sich hingegen nur auf das DSM-Potential in der Industrie. Der Fokus der meisten Veröffentlichungen liegt jedoch auf allen Sektoren und für Gesamt-Deutschland (z.B. ewi 2012; VDE 2012). Gils (2015) hat den regionalen Fokus erweitert und das DSM-Potential für Europa anhand öffentlich zugänglicher Daten sowie typischer Lastprofile und Charakteristika einzelner DSM-Anwendungen ermittelt. Die Ergebnisse der einschlägigen Arbeiten sind in Abbildung 22 dargestellt.



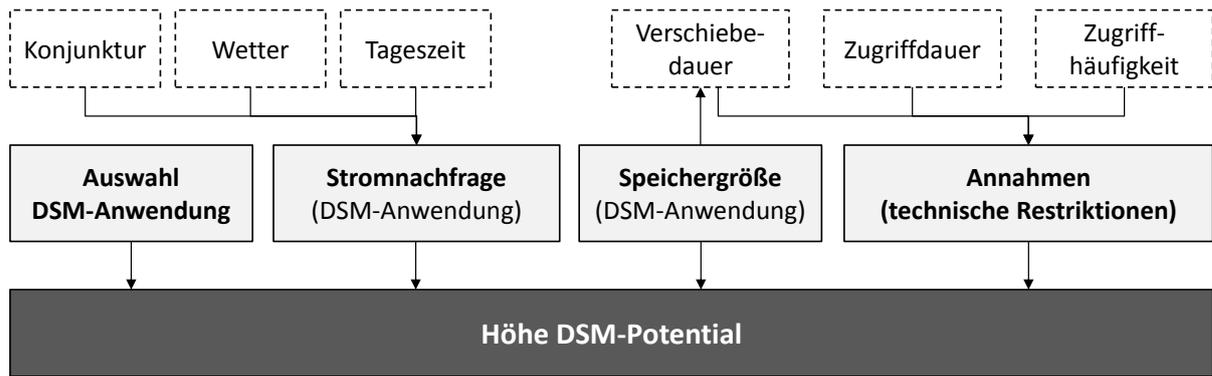
\* dena 2010 weist ein positives und negatives Potential aus. In der Abbildung wird das Positive dargestellt.

\*\* VDE unterscheidet in technisches und theoretisches Potential, das für Sommer und Winter ausgewiesen wird. Die Abbildung zeigt das technische Potential im Winter

**Abbildung 22: DSM-Potential für Deutschland in verschiedenen Studien (Eigene Darstellung)**

Die Potentiale weichen zum Teil stark voneinander ab. Klobasa (2007) weist das höchste Potential mit ca. 33,7 GW und ewi (2012) das niedrigste mit ca. 16 GW aus, wenn das Potential aller Sektoren berücksichtigt wird. Die Ursache der Unterschiede resultiert daraus, dass in den Studien teilweise unterschiedliche DSM-fähige Prozesse und Anwendungen identifiziert und berücksichtigt wurden. Anhang A 4 zeigt eine Übersicht aller DSM-Anwendungen, die in die Potentialerhebung der einzelnen Arbeiten einging.

Maßgeblich für die Höhe des DSM-Potentials ist die Stromnachfrage der jeweiligen Anwendung. Diese hängt von verschiedenen Faktoren ab, z.B. der Konjunktur, dem Wetter oder der Tageszeit. Da sich diese Faktoren permanent ändern, schwankt die Stromnachfrage und somit die Höhe des DSM-Potentials. Darüber hinaus unterscheidet sich das Jahr, für welches das DSM-Potential berechnet wurde, zwischen den einzelnen Studien. Beispielsweise wurden die Potentiale von Klobasa (2007) mit Daten aus 2004 und die von VDE (2012) mit Daten aus 2010 berechnet. Dementsprechend basieren die Potentiale auf unterschiedlichen Stromnachfragen und Annahmen. Diese Punkte sind eine Ursache für die Unterschiede in den Ergebnissen. Weiterhin wird in den meisten Veröffentlichungen nicht darauf hingewiesen, ob es sich um das theoretische, technische oder ökonomische Potential handelt. Aus den Ausführungen lässt sich jedoch ableiten, dass die meisten Veröffentlichungen das technische Potential ausweisen. Die Methodik zur Potentialerhebung unterscheidet sich kaum zwischen den Arbeiten. So wird bspw. das Potential der Industrie in allen Studien anhand der Absatzzahlen und spezifischen Stromverbräuche ermittelt. Einzelne Autoren haben zusätzlich Umfragen oder Interviews durchgeführt, um technische Restriktionen verschiedener DSM-Anwendungen, z.B. Zugriffsdauer oder Häufigkeit des Zugriffs, zu identifizieren (z.B. Klobasa et al. 2013; Langrock et al. 2015). In Abbildung 23 sind die wichtigsten Parameter, die die Höhe des DSM-Potentials beeinflussen und zu den unterschiedlichen Ergebnissen der einzelnen Studien führen, zusammenfassend dargestellt.



**Abbildung 23: Einflussparameter auf die Höhe des DSM-Potentials (Eigene Darstellung)**

Die Potentiale der einzelnen Studien unterscheiden sich zwar, dennoch wird aus Abbildung 22 ersichtlich, dass Deutschland über ein DSM-Potential verfügt. Das höchste Potential liegt im Haushaltssektor, wohingegen die Industrie das niedrigste aufweist. Das mittlere DSM-Potential aus allen Studien beträgt ca. 14 GW. Die Lastspitze in Deutschland betrug im Jahr 2010 ca. 82,3 GW und 2013 ca. 75,6 GW (ENTSOE 2015a). Die Potentiale aus den vorgestellten Studien können jedoch für eigene Analysen aufgrund der folgenden Punkte nicht verwendet werden. Um die Flexibilität, die DSM im Stromsystem bereitstellen kann, untersuchen zu können, werden DSM-Potentiale in stündlicher Auflösung benötigt. Abgesehen von Gils (2015) weisen die Studien jedoch nur absolute, zeitunabhängige Potentiale aus. Darüber hinaus weichen die Ergebnisse z.T. stark voneinander ab und basieren auf teilweise veralteten Daten. Die Auswahl einer geeigneten Studie wäre somit schwierig. Weiterhin müssten Potentiale aus verschiedenen Studien genutzt werden, weil eine Studie nicht alle DSM-Anwendungen, die in dieser Arbeit betrachtet werden sollen, beinhaltet. Daraus können Inkonsistenzen in den Annahmen resultieren. Zudem konzentrieren sich die meisten Studien auf das derzeitige DSM-Potential (z.B. Klobasa et al. 2013 oder Langrock et al. 2015). Für die nachfolgenden Analysen werden jedoch Potentialanalysen bis zum Jahr 2050 benötigt. Lediglich Gils (2015) zeigt eine Einschätzung zum DSM-Potential in Europa bis 2050. Die Annahmen werden stellenweise jedoch nicht transparent genug dargestellt und die Szenarien unterscheiden sich von denen, die in dieser Arbeit untersucht werden (vgl. Kapitel 2.7). Aus genannten Gründen wird in dieser Arbeit das DSM-Potential für Deutschland in stündlicher Auflösung für das Jahr 2013<sup>9</sup> ermittelt und für die Jahre 2030 und 2050 abgeschätzt. Das Vorgehen wird in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

<sup>9</sup> Zum Zeitpunkt der Potentialerhebung gab es für 2013 die beste Datengrundlage. Für die nachfolgenden Jahre waren noch nicht alle Daten verfügbar. Deshalb basiert die Potentialerhebung auf Daten des Jahres 2013.

### **3.1.2 Berechnung des theoretischen Potentials**

#### **3.1.2.1 Abgrenzung des Potentialbegriffs und generelles Vorgehen**

Das DSM-Potential wird in dieser Arbeit über einen Bottom-Up-Ansatz berechnet. Es setzt sich aus den Einzelpotentialen der identifizierten DSM-Anwendungen zusammen. Dementsprechend wird das DSM-Potential für jede dieser Anwendungen separat ermittelt. Der Potentialbegriff ist sehr weit gefasst. Um die Ergebnisse später analysieren und einordnen zu können, muss dieser differenziert werden. In der Literatur wird grundsätzlich zwischen theoretischem, technischem und wirtschaftlichem Potential unterschieden (vgl. z.B. Hensing et al. 1998; Kaltschmitt et al. 2003; Mercure & Salas 2012). Zur genaueren Spezifizierung des DSM-Potentials kann diese Einteilung ebenfalls genutzt werden. Klobasa et al. (2013) bezeichnet bspw. die gesamte Stromnachfrage als theoretisches Potential. In dieser Arbeit wird dieser Begriff jedoch enger gefasst und beinhaltet den flexiblen Teil der Stromnachfrage einer DSM-Anwendung. Dazu gehören tageszeitliche und saisonale Schwankungen, denen die jeweilige Stromnachfrage unterliegt. Demzufolge umfasst das theoretische DSM-Potential einer Anwendung nur diejenige Stromnachfrage, die für das Lastmanagement genutzt werden kann (Abbildung 24). Zusätzlich gibt es technische Restriktionen, die die Höhe des DSM-Potentials begrenzen, z.B. Zugriffs- oder Verschiebedauer (vgl. Tabelle 1 auf S. 23). Unter Berücksichtigung dieser Parameter ergibt sich das Potential, welches technisch erschlossen werden kann. Um diese nutzen zu können, sind teilweise Investitionen, z.B. in die Mess- und Kommunikationssysteme oder monetäre Anreize erforderlich, damit Verbraucher die jeweilige Anwendung für das Lastmanagement zur Verfügung stellen. Unter Berücksichtigung der Kosten reduziert sich das nutzbare technische Potential und man erhält das ökonomische Potential (Abbildung 24). Neben den technischen und monetären Hemmnissen gibt es weitere Aspekte, die das ökonomische auf das nutzbare Potential reduzieren. Hierzu zählen z.B. regulatorische Rahmenbedingungen. Diese werden am Ende der Arbeit in Kapitel 6.5 diskutiert. Der Fokus der modellgestützten Analyse liegt auf der Bewertung des technischen und ökonomischen Potentials. Grundlage hierfür ist die Quantifizierung des theoretischen Potentials. Das Lastreduktionspotential entspricht dabei der ungesteuerten Stromnachfrage. Das Lasterhöhungspotential ergibt sich aus der installierten Leistung der DSM-Anwendung abzüglich der jeweiligen Stromnachfrage. Das Vorgehen sowie die zugrunde liegenden Annahmen hierfür werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

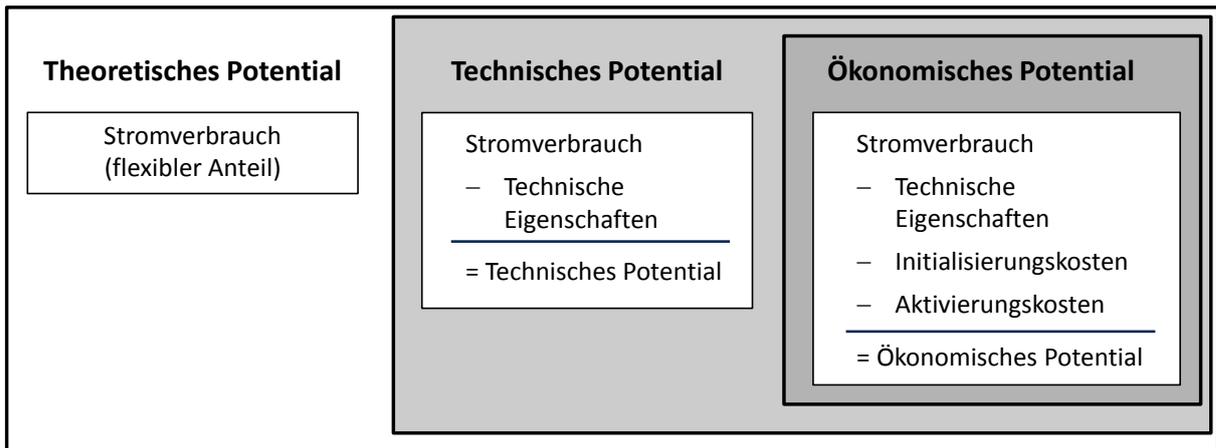


Abbildung 24: Abgrenzung des Potentialbegriffs für Demand Side Management (Eigene Darstellung)

### 3.1.2.2 Berechnung des theoretischen Potentials in der Industrie

Das theoretische DSM-Potential der Industrieprozesse wird für alle Anwendungen einheitlich über die jährliche Produktionsmenge und den (für den Prozess) spezifischen Strombedarf ermittelt (Abbildung 25). Daraus ergibt sich jeweils der jährliche Stromverbrauch, der mit Hilfe der typischen Lastprofile auf den stündlichen Stromverbrauch heruntergebrochen werden kann. Ein Teil der Anlagen können nicht vollständig abgeschaltet, sondern nur auf die Mindestlast heruntergefahren werden. Daher ist lediglich ein gewisser Anteil der stündlichen Stromnachfrage flexibel. Aus der Multiplikation beider Faktoren resultiert die stündliche Stromnachfrage, die theoretisch zum Lastmanagement genutzt werden kann.

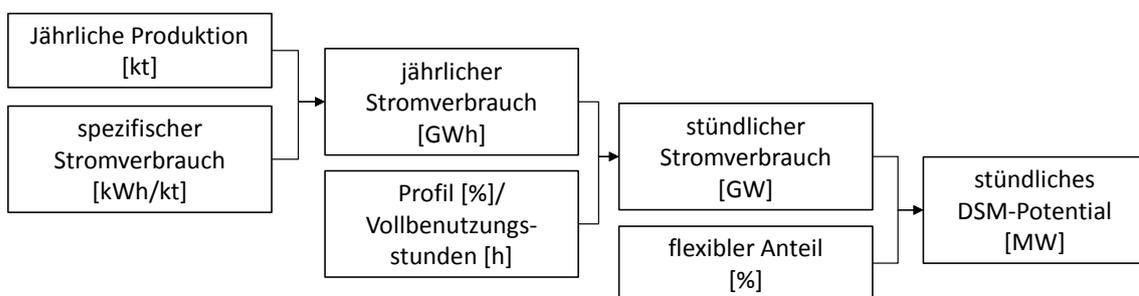


Abbildung 25: Vorgehen zur Berechnung des theoretischen DSM-Potentials in der Industrie (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils 2013)

Tabelle 3 fasst die wesentlichen Eingangsparameter zur Berechnung des theoretischen DSM-Potentials zusammen. Die Produktionsmengen der einzelnen Prozesse variieren jährlich, da sie stark von der konjunkturellen Lage abhängen. Aus diesem Grund wurde jeweils die durchschnittliche Produktionsmenge der vergangenen Jahre ermittelt. Der jeweils zugrunde gelegte Zeitraum hängt von der Verfügbarkeit der Daten ab.

Abgesehen von der Zementmühle hängt die Höhe der stündlichen Stromnachfrage der energieintensiven Prozesse weder von der Zeit noch von der Außentemperatur ab (vgl. Tabelle 1 auf

Seite 23). Aus diesem Grund kann der stündliche Stromverbrauch des Elektrolichtbogenofens, des Holzschleifers sowie der Aluminium- und Chlorelektrolyse als nahezu konstant angenommen werden. Entsprechend werden die Volllaststunden anhand der durchschnittlichen jährlichen Auslastung berechnet und ein über das Jahr konstantes Profil angenommen. Im Gegensatz dazu hängt der Stromverbrauch der Zementmühle von der Tageszeit, dem Wochentag und der Außentemperatur ab. Aus Kostengründen werden die Anlagen bisher nur nachts und am Wochenende, in denen die Strompreise verhältnismäßig niedrig sind, betrieben. Des Weiteren ruht die Produktion für ca. sechs Wochen in den Wintermonaten, wenn die Zementnachfrage aufgrund der Witterungsbedingungen gering ist (VDE 2012, S.56). Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird ein synthetisches Verbrauchsprofil für Zementmühlen erstellt.

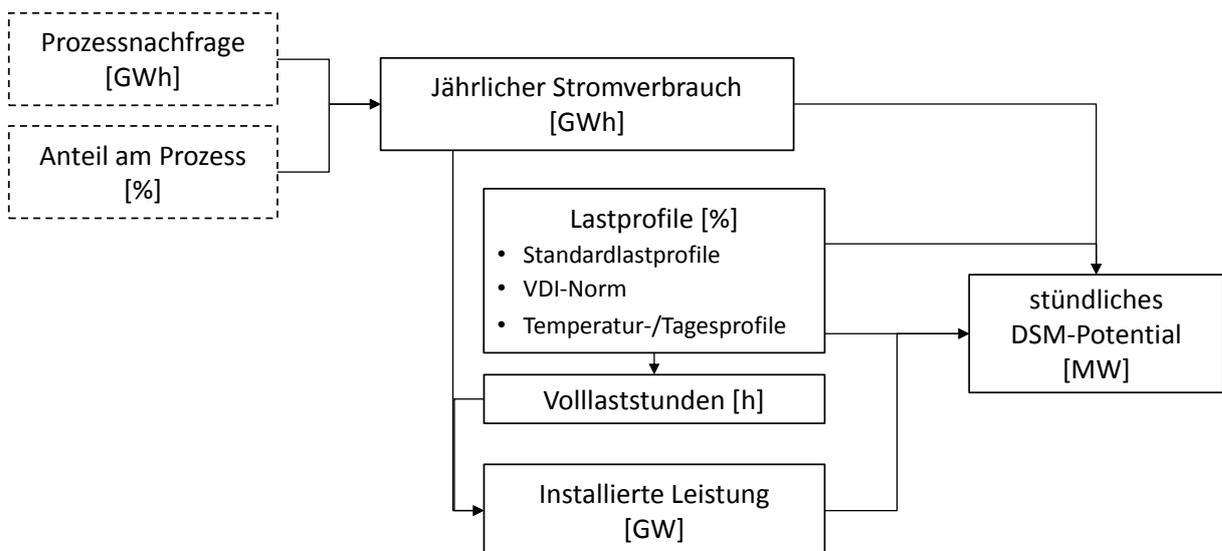
Die Aluminium- und Chlorelektrolyse können nicht komplett abgeschaltet, sondern nur auf die Mindestlast heruntergefahren werden, um die Produktqualität nicht zu gefährden. Dementsprechend ist die Stromnachfrage, die flexibel gesteuert werden kann, begrenzt. Sie ergibt sich aus der Differenz zwischen Volllast- und Mindestlast. Beispielsweise beträgt die Mindestlast beim Amalgam- und Membranverfahren 30 % bzw. 40 %, woraus sich ein flexibler Anteil von 70 % bzw. 60 % ergibt (Klobasa 2007, S.54). Das Lastreduktionspotential beim Elektrolichtbogenofen, dem Holzschleifer und der Zementmühle resultiert hingegen daraus, dass der Start des Produktionsschrittes bzw. der nächsten Charge verschoben werden kann. Dementsprechend wird die Last nicht auf ein Minimum reduziert, sondern kurzzeitig ausgesetzt. Daraus ergibt sich ein flexibler Anteil von 100 %.

**Tabelle 3: Eingangsparmeter zur Bestimmung des theoretischen DSM-Potentials in der Industrie (Daten: <sup>1)</sup>GDA 2015, S.29; <sup>2)</sup>VDE 2012, S.35; <sup>3)</sup>Klobasa 2007; <sup>4)</sup>EuroChlor 2015, S. 29 f.; <sup>5)</sup>Thyssenkrupp AG 2013, S.21; <sup>6)</sup>Wirtschaftsvereinigung Stahl 2014; <sup>7)</sup>VDE 2012; <sup>8)</sup>Gils 2014; <sup>9)</sup>VDP 2014; <sup>10)</sup>VDP 2015; <sup>11)</sup>VDZ 2015; <sup>12)</sup>Eigene Berechnung basierend auf Branchendaten)**

Branche	DSM-fähiger Prozess	Ø jährliche Produktion	Spez. Stromverbrauch	Vollbenutzungsstunden	Flexibler Anteil
		kt	kWh/t	h	%
<b>Aluminium</b>	Aluminium-elektrolyse	500 <sup>1)</sup>	14.000 <sup>2)</sup>	7.065 <sup>12)</sup>	25 <sup>3)</sup>
<b>Chlor</b>	Amalgamverfahren	504 <sup>4)</sup>	3.400 <sup>5)</sup>	7.370 <sup>12)</sup>	70 <sup>3)</sup>
	Membranverfahren	2.564 <sup>4)</sup>	2.450 <sup>5)</sup>	7.370 <sup>12)</sup>	60 <sup>3)</sup>
<b>Stahl</b>	Elektrolichtbogenofen	13.700 <sup>6),7)</sup>	525 <sup>8)</sup>	6.570 <sup>12)</sup>	100 <sup>12)</sup>
<b>Papier</b>	Holzschleifer	716 <sup>7),9),10)</sup>	2.000 <sup>3),8)</sup>	5.600 <sup>12)</sup>	100 <sup>12)</sup>
<b>Zement</b>	Zementmühle	32.345 <sup>11)</sup>	42 <sup>11)</sup>	5.200 <sup>12)</sup>	100 <sup>12)</sup>

### 3.1.2.3 Berechnung des theoretischen Potentials in den Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistung und Haushalte

Ebenso wie im Industriesektor bildet der jährliche Stromverbrauch die Grundlage für die Berechnung des theoretischen DSM-Potentials im GHD- und Haushaltssektor (Abbildung 26). In den öffentlich zugänglichen Statistiken wird der Stromverbrauch jedoch nicht für alle Anwendungen ausgewiesen, so z.B. nicht für Lüftungsanlagen. Für diese wird der jährliche Stromverbrauch daher aus der Prozessnachfrage abgeleitet. Anhand der Volllaststunden kann daraus die installierte Leistung berechnet werden. Alle DSM-Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor sind von der Tageszeit, dem Wochentag und/oder der Außentemperatur abhängig (vgl. Tabelle 1 auf S. 23). Dementsprechend hat jede ein eigenes Lastprofil, das bei der Berechnung des stündlichen theoretischen DSM-Potentials berücksichtigt werden muss. Die Profile der Wärmeanwendungen (Nachtspeicherheizung, Wärmepumpe und Warmwasser) beziehen sich auf den jährlichen Stromverbrauch. Die der Kälteanwendungen (Klimatisierung, Belüftung, Kältespeicher) beziehen sich auf die installierte Leistung. Das anwendungsspezifische Vorgehen und die jeweiligen Annahmen werden im Folgenden kurz vorgestellt.



**Abbildung 26: Vorgehen zur Berechnung des theoretischen DSM-Potentials im GHD- und Haushaltssektor (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils 2013)**

#### Nachtspeicherheizung und Wärmepumpen

Im Jahr 2013 wurden ca. zwei Mio. Zählpunkte in Deutschland mit Heizstrom versorgt. Davon entfallen ca. 1,6 Mio. Zählpunkte auf Verbraucher mit Nachtspeicherheizungen, mit einem Stromverbrauch von ca. 13,2 TWh (BNetzA 2014, S. 173). Der Bestand und somit die installierte Leistung an Wärmepumpen in Deutschland ist deutlich geringer. In 2012 waren lediglich 1,77 GW installiert (GZB

2014, S. 32). Mit einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 1.900 h ergibt sich daraus ein jährlicher Stromverbrauch von ca. 3.400 GWh.

Die Verteilnetzbetreiber in Deutschland veröffentlichen normierte Lastprofile für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Diese basieren auf einem temperaturabhängigen Prognoseverfahren, das vom Verband der Netzbetreiber und der Universität Cottbus erarbeitet wurde (SWM o.J.). Auf Basis der von den Verteilnetzbetreibern veröffentlichten Profilscharen wird jeweils ein Lastprofil für Nachtspeicherheizung und eines für Wärmepumpen ermittelt. Das Profil basiert auf der mittleren Außentemperatur eines Tages ( $T_m$ ) sowie auf der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur ( $T_{m,\ddot{a}}$ ), die entsprechend der Gleichungen 3.1 und 3.2 für jeden Tag eines Jahres berechnet werden. Die Profilscharen sind nach der Temperaturmaßzahl ( $TMZ$ ) klassifiziert. Die  $TMZ$  ergibt sich aus der äquivalenten Tages-Mitteltemperatur, der Bezugstemperatur ( $T_{Bezug}$ ) und der Begrenzungskonstante ( $K$ ), die von den jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht werden.

$$T_{m(d)} = 0,25 * T_{7:00} + 0,25 * T_{14:00} + 0,5 * T_{20:30} \quad 3.1$$

$$T_{m,\ddot{a}(d)} = 0,5 * T_{m(d)} + 0,3 * T_{m(d-1)} + 0,15 * T_{m(d-2)} + 0,05 * T_{m(d-3)} \quad 3.2$$

$$TMZ = \max. (T_{Bezug} - T_{m,\ddot{a}(d)}; K) \quad 3.3$$

Darüber hinaus wird zur Berechnung des Lastprofils die spezifische elektrische Arbeit ( $a$ ) je Kelvin im Betrachtungszeitraum benötigt. Diese resultiert aus dem Stromverbrauch des Betrachtungszeitraums ( $A$ ) und der Summe der dazugehörigen  $TMZ$  3.4. Durch Multiplikation der spezifischen elektrischen Arbeit mit den Profilscharen ( $p(t)$ ) ergibt sich das Lastprofil  $LP(t)$  in stündlicher Auflösung<sup>10</sup> 3.5.

$$a = \frac{A}{\sum_{t=1}^{365} TMZ} \quad 3.4$$

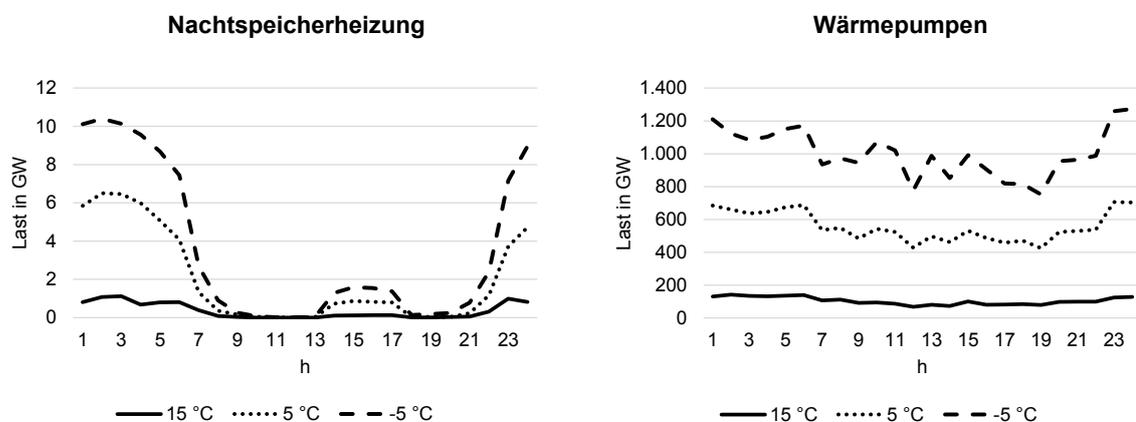
$$LP(t) = p(t) * a \quad 3.5$$

Aufgrund fehlender Daten und des hohen Aufwands wird das Lastprofil der Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen nicht für alle Netzgebiete in Deutschland ermittelt. Stattdessen wird Deutschland in acht Regionen aufgeteilt und jeweils ein repräsentatives Gebiet ausgewählt, für das alle benötigten Daten verfügbar sind. Für die Berechnungen werden die Temperaturverläufe und Profilscharen der Städte Berlin (Stromnetz Berlin o.J.), Dresden (EnsoNetz o.J.), Hamburg (Stromnetz Hamburg o.J.),

<sup>10</sup> Die Profilscharen werden von den Netzbetreibern in ¼-h-Werten ausgewiesen. Der Stundenwert ergibt sich jeweils aus dem Maximum der ¼-h-Werte.

Frankfurt (NRM 2016), Köln (Westnetz o.J.), München (SWM o.J.), Stuttgart (Netze BW 2016) und Weimar (ENWG o.J.) berücksichtigt. Das synthetische Lastprofil für Deutschland ergibt sich aus dem Mittelwert dieser Einzelprofile. Die Profilscharen für Stuttgart blieben bei der Berechnung der Lastprofile für Nachtspeicherheizungen jedoch unberücksichtigt, da diese starke Sprünge aufweisen und sich deutlich von den Profilen der anderen Städte unterscheiden. Dadurch soll eine Verzerrung des synthetischen Lastprofils vermieden werden. Die Berechnungen basieren auf den Außentemperaturen des Jahres 2013, veröffentlicht durch den Deutschen Wetterdienst (DWD o.J.).

Abbildung 27 zeigt den berechneten Tageslastgang der Speicherheizungen und der Wärmepumpen bei unterschiedlichen Außentemperaturen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Höhe der Stromnachfrage und somit des DSM-Potentials von der Tageszeit und der Außentemperatur abhängt. Die Tagesstruktur verändert sich nur geringfügig. Im Gegensatz dazu hat die Außentemperatur einen hohen Einfluss auf die Stromnachfrage und das verfügbare DSM-Potential. Daraus ergeben sich saisonale Unterschiede, da tiefe Temperaturen nur in den Wintermonaten sowie teilweise im Herbst und im Frühjahr auftreten. Im Sommer ist das DSM-Potential der Nachtspeicherheizungen somit gering und zeitweise Null. Das der Wärmepumpen bleibt in dieser Zeit größtenteils auf einem niedrigen Grundlastniveau. Die Ergebnisse zeigen, dass das DSM-Potential von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen von der Außentemperatur und der Tageszeit abhängen. Dadurch ändert sich die Höhe des verfügbaren DSM-Potentials permanent und das Maximum steht nicht jederzeit zur Verfügung.



**Abbildung 27: Exemplarischer Tageslastgang von Elektronachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Abhängigkeit der Temperatur (Eigene Berechnungen)**

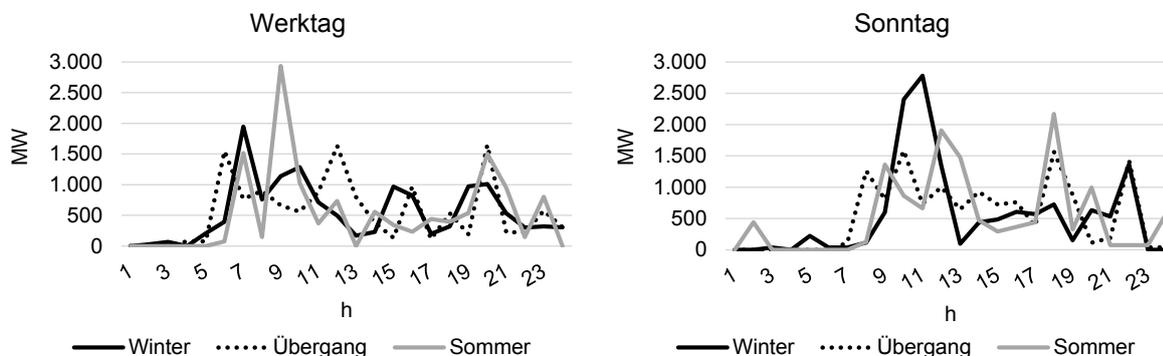
### Warmwasserbereitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlicht in regelmäßigen Abständen die Energiedaten für Deutschland, in denen u.a. der Stromverbrauch für alle Sektoren nach Anwendungsbereichen ausgewiesen wird (BMWi 2017a). Aus diesem Bericht kann der Stromverbrauch zur Warmwasserbereitung im Haushalts- und GHD-Sektor entnommen werden (Abbildung 13). Im Jahr 2013 wurden 5,8 TWh im GHD- und 18,9 TWh im Haushaltssektor verbraucht. Nach Klobasa (2007) entfallen ca. 25 % davon auf Stromverbraucher, die für das Lastmanagement

geeignet sind. Dementsprechend können ca. 6,2 TWh theoretisch für das Lastmanagement genutzt werden. Im Vergleich zum Haushaltssektor ist der Stromverbrauch zur Warmwasserbereitung im GHD-Sektor gering und Informationen zum Profil fehlen. Daher konzentriert sich die vorliegende Arbeit auf das DSM-Potential der Warmwasserbereitung im Haushaltssektor.

Das Vorgehen zur Berechnung des stündlichen DSM-Profiles orientiert sich an der Richtlinie VDI 4655 (VDI 2008). Darin werden normierte Tageslastprofile, die auf gemessenen Warmwasserverbräuchen von Ein- und Mehrfamilienhäusern basieren, ausgewiesen. Die Referenzlastprofile werden in Typtagen kategorisiert. Dabei wird in heitere oder bewölkte Werk- und Sonntage in der Übergangs-, Sommer- und Winterzeit unterschieden. Die Sommertage werden nicht in heiter und bewölkt unterteilt. Da für das Basisjahr keine Informationen über (un-) bewölkte Tage vorliegen, werden diese beiden Kategorien durch Mittelwertbildung zusammengefasst. Die Kategorien Übergang, Sommer und Winter sind von der Außentemperatur abhängig und somit nicht auf die jeweiligen Monate begrenzt. Liegt die Tagesmitteltemperatur eines Tages zwischen 5°C und 15°C, fällt dieser in die Kategorie Übergang. Alle Tage mit niedrigeren Temperaturen gehören zu der Kategorie Winter und die mit höheren in die Kategorie Sommer.

Zunächst wird der Tagesstrombedarf der einzelnen Typtage ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Anteil am Jahresstrombedarf zur Warmwassererzeugung. Die normierten Anteile werden in Abhängigkeit der Typtage in der VDI-Richtlinie ausgewiesen (VDI 2008). Anschließend wird der Tagesenergiebedarf mit den jeweiligen Tagesprofilen, die ebenfalls in Abhängigkeit des Typtages angegeben werden, multipliziert. Die daraus resultierenden Stundenprofile werden mit dem jährlichen Stromverbrauch multipliziert, woraus der stündliche Stromverbrauch zur Warmwasserbereitung für den Haushaltssektor resultiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 28 für einen Werktag und einen Sonntag dargestellt. Der Warmwasserbedarf ändert sich im Tagesverlauf. Des Weiteren sind leichte Unterschiede zwischen Werktag und Sonntag erkennbar. Im Gegensatz zu Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sind die Unterschiede zwischen Winter, Übergang und Sommer gering, da Warmwasser jederzeit benötigt wird. Das DSM-Potential der Warmwasserbereitung schwankt dementsprechend vor allem im Tagesverlauf und ist nicht zu jeder Zeit in gleicher Höhe verfügbar.



**Abbildung 28: Exemplarischer Tageslastgang der Warmwasserbereitung für Winter, Übergang und Sommer, unterteilt nach Werk- und Sonntag (Eigene Berechnungen basierend auf VDI 2008 und BMWi 2015)**

### Belüftung, Klimatisierung und Kältespeicher

Die Analysen zum DSM-Potential von Belüftungs- und Klimaanlage sowie von Kältespeichern konzentrieren sich auf den GHD-Sektor, weil hier im Vergleich zum Haushaltssektor das höhere und leichter zugängliche Potential existiert (vgl. Kapitel 2.4.3). In den Energiedaten des BMWi wird der Stromverbrauch für Klimatisierung und Prozesskälte veröffentlicht. Im Jahr 2013 lag dieser bei 3,1 TWh und bei 10 TWh (BMWi 2017a). Der Stromverbrauch für Lüftungsanlagen wird nicht direkt ausgewiesen. Dieser fällt unter die Kategorie mechanische Energie und nimmt davon ca. 24 % ein (Klobasa 2007). Dementsprechend lag der Stromverbrauch von Lüftungsanlagen im Jahr 2013 bei ca. 7,6 TWh.

Im Gegensatz zum Wärmebereich gibt es im Bereich Kälte derzeit noch keine standardisierten Verfahren zur Berechnung des Stromverbrauchs. Aus diesem Grund werden die Profile auf Basis der tageszeitlichen und saisonalen Abhängigkeiten ermittelt und mit Volllaststunden aus der Literatur kalibriert. Folgende Annahmen werden dabei berücksichtigt:

- Lüftungsanlagen erreichen tagsüber ihr Maximum und laufen in den Nachtstunden in Teillast.
- Klimaanlage werden erst bei einer Außentemperatur von 21°C eingeschaltet und erreichen die Höchstlast bei 24 °C. Das Tagesprofil basiert auf einem repräsentativen Lastverlauf von Endverbrauchern aus Kalifornien (Stamminer et. al 2008, S.135).
- Der Stromverbrauch von Kältespeichern ist temperaturabhängig. Jedoch fehlen robuste Daten, um ein synthetisches Lastprofil zu erstellen. Aus diesem Grund wird ein saisonaler Verlauf unterstellt, der aus Messdaten der Supermarktkette M-Preis abgeleitet wird (Becker 2009, S.24 ff.). Aus den Daten geht hervor, dass der Strombedarf im Winter ca. 20 % und in der Übergangszeit ca. 10 % niedriger ist als in den Sommermonaten. In den meisten Kühlhäusern wird am Wochenende nicht gearbeitet. Dementsprechend ist der Strombedarf in dieser Zeit niedriger als an Werktagen. Gils (2015, S.15) gibt an, dass der Stromverbrauch am Samstag 5 % und am Sonntag 10 % geringer ist als unter der Woche. Diese Angaben werden bei der Profilerstellung berücksichtigt.

Zur Berechnung des Gesamtprofils werden die Temperatur- bzw. saisonale Komponente mit der Tages- und Stundenkomponente multipliziert. Die detaillierten Zeitreihen sowie eine Zusammenfassung der wesentlichen Parameter zur Berechnung der stündlichen Lastverschiebepotentiale befinden sich im Anhang (A 5 bis A 8). Daraus resultierende exemplarische Lastgänge sind in Abbildung 29 und Abbildung 30 dargestellt.

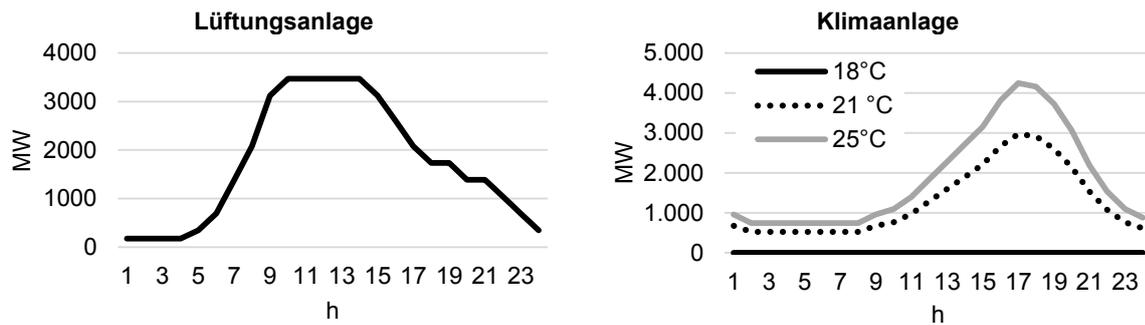


Abbildung 29: Exemplarischer Tageslastgang für eine Lüftungsanlage (links) und eine Klimaanlage (rechts) (Eigene Berechnungen)

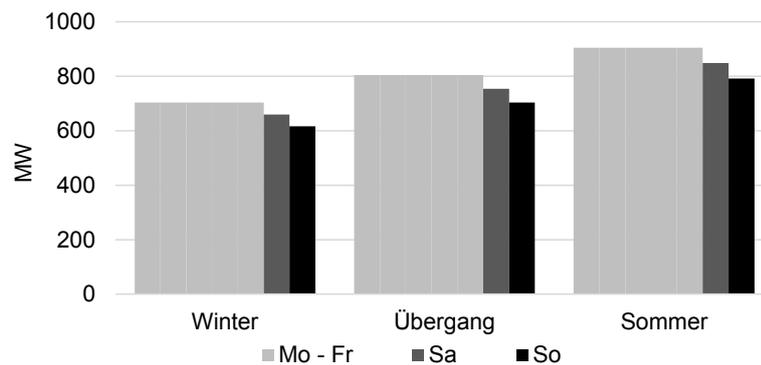


Abbildung 30: Unterschiede bei der Stromnachfrage von Kältespeichern zwischen Wochentagen und Jahreszeiten (Eigene Berechnungen)

Der Strombedarf der Lüftungsanlagen ändert sich im Tagesverlauf und weist eine Glockenform auf. In der Nacht ist deren Stromverbrauch gering und steigt im Tagesverlauf an. In der Mittagszeit erreicht er sein Maximum. Der Lastgang von Klimaanlage zeigt einen ähnlichen Verlauf. Allerdings wird hier das Maximum erst in den Nachmittagsstunden erreicht. Darüber hinaus hängt die Stromnachfrage von Klimaanlage insbesondere von der Außentemperatur ab. Bei geringen Temperaturen kommen diese nicht zum Einsatz und es steht entsprechend kein DSM-Potential zur Verfügung. Die Stromnachfrage von Kältespeichern weist kein Tagesprofil auf. Jedoch unterscheidet sich diese zwischen den Wochentagen und den Jahreszeiten. Im Sommer und an Werktagen ist der Stromverbrauch und somit das DSM-Potential am höchsten.

In diesem Unterkapitel wurde das theoretische DSM-Potential von Wärme- und Kälteanwendungen in stündlicher Auflösung ermittelt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Verfügbarkeit jeder einzelnen Anwendung im Tages- und Jahresverlauf schwankt, da sie von unterschiedlichen Faktoren wie der Außentemperatur abhängt.

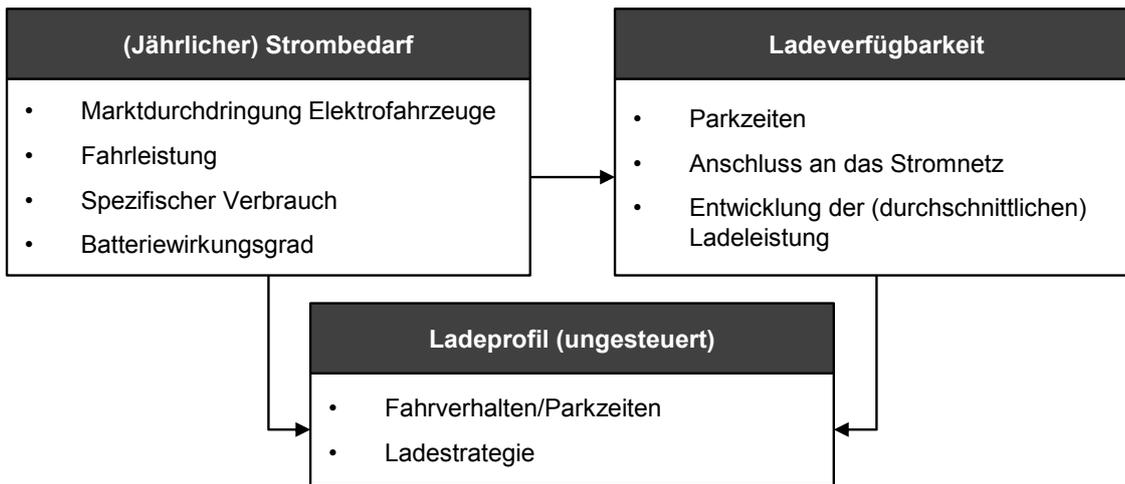
### **3.1.2.4 Berechnung des theoretischen Potentials von Elektromobilität**

Die zuvor betrachteten DSM-Anwendungen sind bereits am Markt etabliert. Daher lag der Fokus vor allem darauf, das bestehende Potential abzuschätzen. Im Gegensatz dazu nimmt die Elektromobilität bisher im Verkehrssektor nur eine untergeordnete Rolle ein. Im Januar 2016 waren 25.500 Elektrofahrzeuge und 130.365 Hybridfahrzeuge gemeldet. Dies entspricht einem Anteil von 0,35 % am PKW-Bestand in Deutschland (KBA 2016). Ein starker Ausbau der Elektromobilität wird von der Bundesregierung forciert, um die Emissionsziele im Verkehrssektor zu erreichen. Bis zum Jahr 2020 soll die Anzahl der Elektroautos auf eine Million erhöht werden (Bundesregierung 2013). Dieser Ausbau wird zu einem Anstieg der Stromnachfrage führen. Wenn die Fahrzeuge nicht gezielt geladen werden, können daraus neue Lastspitzen im Stromsystem entstehen (vgl. z.B. Heinrichs 2013; Mezger 2013; Tena Costales 2014). Es ist daher zu erwarten, dass Elektromobilität mittel- bis langfristig einen großen Stromverbraucher mit Lastverschiebepotential darstellt.

Für Elektromobilität gibt es im Personenverkehr grundsätzlich verschiedene Einsatzfelder, z.B. Elektrofahrzeuge (EF), Hybridbusse oder Pedelecs (Kampker et al. 2013, S.61). In dieser Arbeit wird der Fokus auf EF gelegt. Diese können in rein batteriebetriebene PKW und in Hybridfahrzeuge, die über einen konventionellen und einen elektrischen Antrieb verfügen, unterteilt werden. Das (zukünftige) DSM-Potential beider Technologien wird im Wesentlichen durch drei Faktoren determiniert (Abbildung 31). Die Höhe des Potentials hängt maßgeblich vom (jährlichen) Strombedarf der Fahrzeuge und dem Ladezeitpunkt, d.h. dem (ungesteuerten) Ladeprofil, ab. Letzteres wird durch die Ladeverfügbarkeit bestimmt. Dieser Faktor gibt auf stündlicher Basis an, welcher Anteil der Fahrzeuge parkt und mit dem Stromnetz verbunden ist. Er spiegelt die Obergrenze für die Lastverschiebung wider, denn Fahrzeuge stehen nur dann für ein gesteuertes Laden zur Verfügung, wenn Sie mit dem Stromnetz verbunden sind. Die einzelnen Faktoren wurden bereits detailliert in verschiedenen Arbeiten untersucht (z.B. Heinrichs 2013; Link 2011; Mezger 2013; Tena Costales 2014). Darin werden u.a. Informationen zu typischen Ladeprofilen von EF sowie Parkzeiten veröffentlicht. Eine detaillierte Analyse und Aufbereitung von Mobilitätsdaten ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Daher wird auf die Ergebnisse der existierenden Literatur zurückgegriffen. Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht eine aggregierte Abbildung der EF-Flotte in Deutschland, deren Einfluss auf das Stromsystem untersucht werden soll<sup>11</sup>. Abbildung 31 zeigt die Parameter, die das DSM-Potential von Elektrofahrzeugen determinieren. Das Vorgehen zur Bestimmung dieser Parameter wird im Folgenden kurz vorgestellt.

---

<sup>11</sup> Für räumlich höher aufgelöste Untersuchungen, z.B. Wirkung auf lokale Stromnetze, sind detaillierte Profile notwendig.



**Abbildung 31: Parameter, die das DSM-Potential von Elektrofahrzeugen determinieren (Eigene Darstellung)**

### Jährlicher Strombedarf

Der jährliche Strombedarf ergibt sich aus der Anzahl der Fahrzeuge, der Fahrleistung, dem spezifischen Stromverbrauch und dem Wirkungsgrad der Batterie. Aufgrund der aggregierten Betrachtung werden bei der Berechnung Durchschnittswerte berücksichtigt. Der spezifische Stromverbrauch hängt von der Technologie und der Fahrzeuggröße ab. Die Bandbreite umfasst 0,13 kWh/km für Kleinwagen bis 0,2 kWh/km für größere Modelle (Richter & Lindenberger 2010, S.22). In dieser Arbeit wird keine Unterteilung nach Fahrzeuggröße vorgenommen, da entsprechende Informationen fehlen. Aus diesem Grund wird ein durchschnittlicher Verbrauch von 0,17 kWh/km für die Berechnung des Strombedarfs angenommen. Die durchschnittliche jährliche Fahrleistung pro PKW wurde auf Basis historischer Werte berechnet. Von 2007 bis 2013 betrug diese im Mittel 14.200 km (eigene Berechnungen auf Datenbasis von KBA 2015). Bei einem Batteriewirkungsgrad von 90 % ergibt sich daraus ein jährlicher Stromverbrauch von 2.682 kWh je EF. Mit Hilfe der Marktdurchdringung<sup>12</sup> kann der jährliche Strombedarf summiert über alle Fahrzeuge ermittelt werden. Der durchschnittliche Stromverbrauch für einen Privathaushalt in Deutschland beträgt 2.000 bis 5.300 kWh pro Jahr (BDEW 2013, S.7). Bei einem Umstieg von einem konventionellen auf einen elektrischen Antrieb wird somit der Stromverbrauch von Endverbrauchern stark ansteigen.

<sup>12</sup> Die Marktdurchdringung der EF hängt vom Szenario und dem Betrachtungsjahr ab. Die entsprechenden Annahmen werden in Kapitel 3.1.3 aufgezeigt.

### Ladeverfügbarkeit

Neben der Höhe des zu erwartenden Stromverbrauchs ist vor allem entscheidend, wann EF geladen werden (können). Grundsätzlich ist dies möglich, sobald das Fahrzeug einen Parkplatz mit Zugang zum Stromnetz, z.B. an der Haushaltssteckdose oder einer Ladesäule, erreicht. Um das Lastverschiebepotential abschätzen zu können, sind insbesondere diejenigen Fahrten relevant, die eine Regelmäßigkeit aufweisen. Hierzu zählt das Laden am Arbeitsplatz oder zu Hause. Das Parken und Laden beim Einkaufen oder bei Freizeitaktivitäten ist im Gegensatz dazu unregelmäßig und aus System Sicht schwer vorhersehbar. Aus diesem Grund werden diese Fälle im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

In den Jahren 2002 und 2008 wurden bundesweit Haushalte im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur zu ihrem alltäglichen Verkehrsverhalten befragt. Die Ergebnisse wurden in der Studie *Mobilität in Deutschland (MiD)* veröffentlicht. Auf dieser Datenbasis haben Totschnig & Litzlbauer (2015, S.8) ein Profil abgeleitet, das die durchschnittliche Anzahl an parkenden Fahrzeugen - unterteilt nach den Standorten zu Hause, am Arbeitsplatz, in der Freizeit, beim Einkaufen oder sonstiges Anlässe - zeigt. Im Durchschnitt parken tagsüber 75 % der Fahrzeuge und in der Nacht 95 %. Totschnig & Litzlbauer (2015) weisen die Profile für vier Typtage aus (Montag bis Donnerstag, Freitag, Samstag und Sonntag). Für die weiterführenden Analysen in dieser Arbeit genügt jedoch eine Einteilung in Werktag und Wochenende, weil sich für diese Kategorien das Fahrverhalten grundsätzlich unterscheidet (Heinrichs 2013, S.125). Daher werden die Profile von Sonntag und Samstag zum Typus Wochenende und die Daten von Montag bis Donnerstag und Freitag zum Typus Werktag zusammengefasst. Das Ergebnis ist in Abbildung 32 dargestellt.

Nicht jeder Parkplatz verfügt über eine Ladesäule oder eine Steckdose. Dementsprechend steht ein Teil der parkenden EF nicht für das gesteuerte Laden zur Verfügung. Basierend auf den Angaben von Richter & Lindenberger (2010, S.31 f.) wird der Anteil der am Netz befindlichen Fahrzeuge ermittelt. Hierfür wird zusätzlich in Tag und Nacht unterschieden (Tabelle 4). Im privaten Bereich befinden sich die Fahrzeuge nachts in der Regel zu Hause und werden in dieser Zeit geladen. Daher wird die Annahme getroffen, dass sich nachts ca. 75 % der parkenden EF am Netz befinden. Im Gegensatz dazu ist tagsüber ein Großteil der Fahrzeuge unterwegs. Die Ladeinfrastruktur auf öffentlichen Parkplätzen und am Arbeitsplatz fehlt oder ist nicht ausreichend. Dementsprechend ist der Anteil der parkenden EF mit Netzanschluss tagsüber geringer. Dieser steigt mittel- bis langfristig an, weil davon ausgegangen wird, dass die Infrastruktur mit steigender EF-Zahl ausgebaut wird (Tabelle 4).

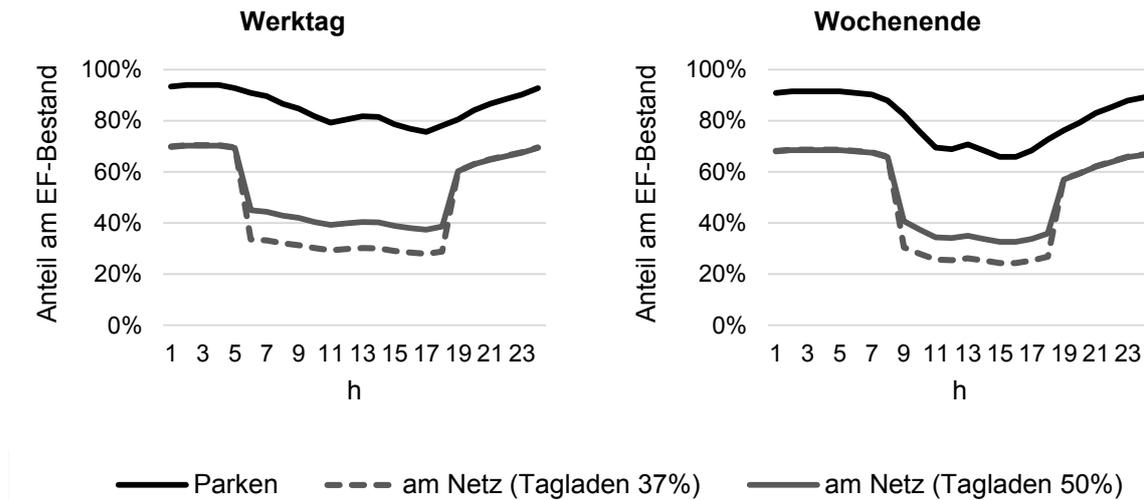
**Tabelle 4: Anteil der Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss an der Gesamtheit der parkenden Elektrofahrzeuge unterteilt nach Tag und Nacht (Eigene Darstellung in Anlehnung an Richter & Lindenberger 2010, S.31 f.)**

		<b>mittelfristig</b>	<b>langfristig</b>
<b>Tagsüber</b>	<b>Hausanschluss (3,7 kW)</b>	30 %	30 %
Werktag: 6 – 19 Uhr	<b>Dreiphasige Ladung (11kW)</b>	7 %	20 %
Wochenende: 9 – 19 Uhr	<b>Summe</b>	<b>37 %</b>	<b>50 %</b>
<b>Nachts</b>	<b>Hausanschluss (3,7 kW)</b>	71 %	65 %
Werktag: 6 – 19 Uhr	<b>Dreiphasige Ladung (11kW)</b>	4 %	10 %
Wochenende: 9 – 19 Uhr	<b>Summe</b>	<b>75 %</b>	<b>75 %</b>

Zusätzlich zum Zeitpunkt des Netzanschlusses wird das DSM-Potential durch die Höhe der Ladeleistung, die einem Fahrzeug der EF-Flotte durchschnittlich zur Verfügung steht, determiniert. Für das Laden der EF können Haushaltssteckdosen, Drehstromanschlüsse und Schnellladesäulen genutzt werden. Diese unterscheiden sich deutlich in ihrer Ladegeschwindigkeit. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem Laden zu Hause und am Arbeitsplatz. Aus diesem Grund wird der Haushaltsanschluss mit 3,7 kW und die dreiphasige Ladung mit 11 kW berücksichtigt. Der Anteil der EF, der mit der jeweiligen Leistung geladen wird, hängt vom Zeitpunkt des Tages und dem Ausbau der Infrastruktur ab. So wird davon ausgegangen, dass mit steigender Anzahl der EF auch die Anschlüsse mit dreiphasiger Ladung zunehmen werden (Tabelle 4).

Die gewählten Anschlussgrößen stellen konservative Annahmen dar, da sich Ladeleistung zukünftig ändern kann. Beispielsweise können gezielt Hausanschlüsse für das Laden der EF installiert werden, die höhere Leistungen aufweisen. Des Weiteren bleiben Schnellladesäulen unberücksichtigt, die eine deutlich höhere Leistung aufweisen. Diese werden vor allem an öffentlichen Parkplätzen genutzt, um die Fahrt schnellstmöglich fortsetzen zu können. Es ist unwahrscheinlich, dass diese Technologie auch zu Hause installiert wird. Daher wurde sie in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

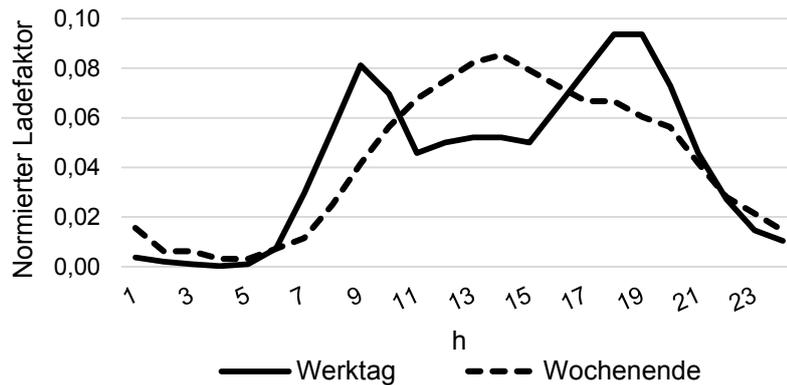
Unter Berücksichtigung der getroffenen Annahmen ergibt sich ein Tagesprofil für Werk- und Wochenendtage, an denen sich EF durchschnittlich am Netz befinden und zum gesteuerten Laden genutzt werden können (Abbildung 32). Dieses stellt die Obergrenze für das Lastverschiebepotential von EF dar. Das größte Ladepotential tritt in den Nachtstunden auf, da sich in dieser Zeit die meisten Fahrzeuge zu Hause und am Netz befinden. An Werktagen sinkt die Kurve früher ab als am Wochenende, weil die Nutzer zur Arbeit fahren. Am Tag ist der Anteil der Autos mit Netzanschluss deutlich geringer. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Fahrzeuge tagsüber unterwegs sind. Zum anderen wird tagsüber vor allem am Arbeitsplatz geparkt. Hier fehlt teilweise die Ladeinfrastruktur, weshalb der Anteil der EF mit Netzanschluss deutlich geringer ist.



**Abbildung 32: Durchschnittlicher Anteil der Elektrofahrzeuge, die parken und die sich am Stromnetz befinden, unterteilt nach Werktag und Wochenende (Eigene Berechnungen basierend auf Totschnig & Litzlbauer 2015, S.8; Richter & Lindenberger 2010, S.30)**

### Ladeprofil

Der dritte Faktor, der das DSM-Potential von Elektromobilität determiniert, ist das Lastprofil bei ungesteuertem Laden. Es basiert auf der Annahme, dass die Verbraucher keine zeitlich-variablen Tarife für den Ladestrom ihres EF haben. Dementsprechend werden die Fahrzeuge sofort geladen, wenn Sie den Arbeitsplatz oder den Wohnort erreichen. Heinrichs (2013, S.125) hat ein normiertes Ladeprofil ermittelt, das sich unter diesen Bedingungen für die EF-Flotte in Deutschland ergibt. Dieses ist in Abbildung 33 dargestellt. Das Ladeprofil hängt vom Mobilitätsverhalten der Verbraucher ab. Dieses unterscheidet sich maßgeblich zwischen Werktagen und dem Wochenende. Von Montag bis Freitag ist das Fahrprofil vor allem durch die Fahrt zur Arbeit und nach Hause charakterisiert. Aus diesem Grund ergibt sich eine Nachfragespitze am Morgen und am Abend. Im Gegensatz dazu sind die Fahrten am Wochenende überwiegend mit Einkaufen oder Freizeitaktivitäten verbunden. Der Startzeitpunkt verteilt sich über mehrere Stunden und es werden unterschiedliche Strecken zurückgelegt. Dadurch verteilt sich das Ladeverhalten gleichmäßiger über den Tag. Die Nachfragekurve ist daher flacher und weist nur eine Spitze in der Tagesmitte auf.



**Abbildung 33: Normiertes Ladeprofil der EF-Flotte in Deutschland für einen Werk- und einen Wochenendtag bei sofortigem Laden nach Erreichen des Arbeitsplatzes oder des Wohnortes (Heinrichs 2013, S.125)**

Das unterschiedliche Fahrverhalten an Werktagen und am Wochenende wirkt sich auf die Höhe der jeweiligen Stromnachfrage aus. Dallinger & Wietschel (2011) haben die Daten der MiD 2002 u.a. hinsichtlich der Reisewahrscheinlichkeit ausgewertet. Diese liegt werktags bei ca. 65 % und am Wochenende bei ca. 48 %. Dementsprechend ist zu erwarten, dass EF am Wochenende weniger genutzt werden und deren Stromverbrauch geringer ist. Darüber hinaus weisen Dallinger & Wietschel (2011, S. 35) die Reisewahrscheinlichkeit für unterschiedliche Wegstrecken unterteilt nach Typtagen aus. Diese werden gemeinsam mit der Reisewahrscheinlichkeit herangezogen, um die Unterschiede bei der Stromnachfrage zwischen Wochenende und Werktag zu ermitteln. EF können ohne Zwischenladung keine Langstrecken zurücklegen. Deshalb werden bei den Berechnungen nur Strecken berücksichtigt, die weniger als 100 km betragen. Für Werktag und Samstag ergibt sich eine durchschnittliche Strecke pro Weg von ca. 11,8 km. Die durchschnittliche Weglänge ist am Sonntag geringfügig höher und liegt bei ca. 13 km. Im Gegensatz zur Reisewahrscheinlichkeit unterscheidet sich die durchschnittliche Weglänge somit kaum. Unter Berücksichtigung beider Werte ist der Verbrauch an Ladestrom am Wochenende im Durchschnitt 22 % geringer als an Werktagen. Das daraus resultierende Wochenprofil zeigt Abbildung 34.

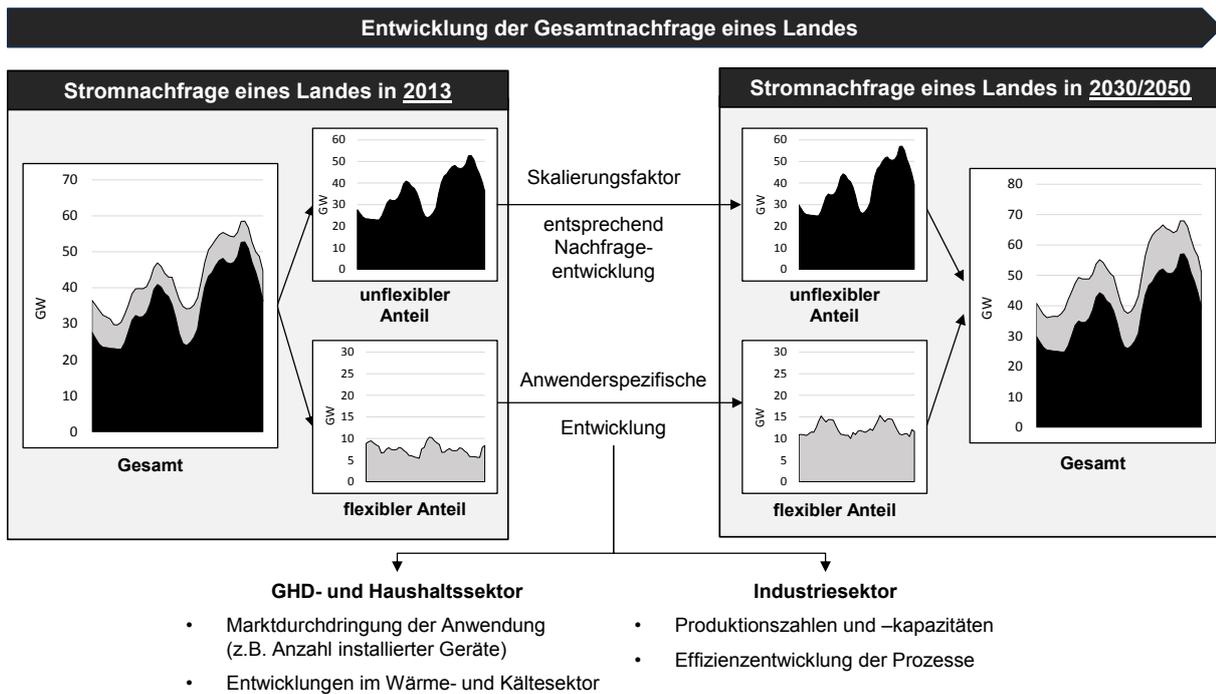


**Abbildung 34: Normiertes Ladeprofil von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Wochenverlauf bei sofortigem Laden nach Erreichen des Arbeitsplatzes oder des Wohnortes (Eigene Berechnungen auf Datenbasis von Heinrichs 2013, S.125 und Dallinger & Wietschel 2011, S.32, 35)**

### 3.1.3 Vorgehen und Annahmen zur Ermittlung des künftigen DSM-Potentials

Der Fokus der vorherigen Kapitel lag auf dem aktuellen DSM-Potential und dem stündlichen Profil, das die Verfügbarkeit bestimmt. Im Gegensatz dazu soll in diesem Kapitel abgeschätzt werden, wie sich die Höhe des DSM-Potentials in den nächsten Jahren entwickeln kann. Hierfür wird ebenso wie bei Boßmann (2015) das Dekompositionsverfahren verwendet. Entsprechend wird die Stromnachfrage in einen flexiblen und einen unflexiblen Anteil unterteilt (Abbildung 35). Der flexible Anteil bildet sich aus der Summe der Stromnachfrage der DSM-Anwendungen. Durch Abzug von der Gesamtstromnachfrage ergibt sich der unflexible Anteil. Dieser wird für die Jahre 2030 und 2050 skaliert. Dabei wird von einer leicht sinkenden Nachfrage wegen Effizienzverbesserungen ausgegangen. Die Entwicklung des flexiblen Anteils wird über den Bottom-Up-Ansatz ermittelt. Dadurch können anwendungsspezifische Entwicklungen berücksichtigt werden. Die Verbrauchsprofile, die in Kapitel 3.1.2 ermittelt wurden, bleiben unverändert.

Die künftige Entwicklung der Stromnachfrage und der DSM-Potentiale ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Um diese abbilden zu können, wird für jede DSM-Anwendung ein Referenzfall betrachtet sowie eine Ober- und Untergrenze angegeben. Der Referenzfall (REF) spiegelt für jede DSM-Anwendung die zu erwartende Entwicklung der Anlagen- und Produktionszahlen sowie des technologischen Fortschritts wider, die sich aus sektorspezifischen Studien ergeben. Die Obergrenze gibt an, wie sich diese Zahlen im optimistischsten Fall bzw. maximal entwickeln (MAX-Szenario). Die Untergrenze zeigt hingegen, welche Potentiale sich bei konservativen Annahmen ergeben (MIN-Szenario).



**Abbildung 35: Vorgehen zur Berechnung des zukünftigen DSM-Potentials (Eigene Darstellung)**

Die Stromnachfrage der DSM-Anwendungen im Industriesektor hängt im Wesentlichen von der Produktionszahl und dem spezifischen Stromverbrauch ab. Bei allen in dieser Arbeit betrachteten energieintensiven Prozessen sind Effizienzverbesserungen möglich (vgl. Wietschel et al. 2010; Gils 2014). Es ist anzunehmen, dass diese in den nächsten Jahren umgesetzt werden, wodurch der spezifische Stromverbrauch der betrachteten DSM-Anwendungen im Industriesektor sinken wird. Die Entwicklung der Produktionszahlen hängt vor allem von der konjunkturellen Entwicklung ab. Im Referenzfall orientiert sich diese an der zu erwartenden wirtschaftlichen Entwicklung, die einschlägigen, sektorspezifischen Studien entnommen sind. Die Daten der vergangenen Jahre zeigen jedoch, dass die Produktionszahlen (und somit die Stromnachfrage) bei Wirtschaftskrisen stark einbrechen können und das DSM-Potential dementsprechend deutlich geringer ist. In Zeiten der Hochkonjunktur ist dieses deutlich höher. Die Potentialobergrenze spiegelt entsprechend ein sehr gutes konjunkturelles Jahr wider, in dem die Produktionskapazitäten der Anlagen vollständig ausgeschöpft werden. Im Gegensatz dazu wird zur Berechnung der Potentialuntergrenze die Annahme getroffen, dass die Produktionsauslastung der Anlagen gering ist und der aus dem Jahr 2009 entspricht.

Die DSM-Potentiale im Haushaltssektor sind vor allem von den Entwicklungen im Wärme- und Kältemarkt abhängig, da sich das höchste DSM-Potential aus stromgekoppelten Wärme- und Kältespeichern ergibt. Dementsprechend werden im Folgenden die Entwicklungen in diesen Sektoren betrachtet. Ausgehend von aktuellen Veröffentlichungen zum Wärmemarkt und den politischen Entwicklungen ist anzunehmen, dass die Anzahl an Nachtspeicheröfen in den kommenden Jahren sinken wird. Wie schnell dieser Rückgang erfolgt, hängt vom jeweiligen Szenario ab. Im Gegensatz dazu wird die Anzahl an Wärmepumpen zunehmen. Die Höhe des Zubaus unterscheidet sich zwischen

den Szenarien. Die Anzahl an elektrischen Warmwasserspeichern bleibt im Referenzfall konstant und nimmt in allen anderen Szenarien ab. Im MAX-Szenario sind diese Zahlen ebenfalls rückläufig, da hier eine steigende Anzahl an Wärmepumpen angenommen wird, die bestehende Elektrokessel ersetzt. In Gebäuden werden zunehmend Klima- und Lüftungsanlagen eingebaut. Dementsprechend steigt das DSM-Potential dieser Anwendungen in allen drei Szenarien. Sie unterscheiden sich jedoch in der Höhe des Anstiegs. Das zukünftige Potential von Kältespeichern hängt hingegen vor allem von den Entwicklungen in der Lebensmittelindustrie ab. Hier wurde im Referenzfall eine konstante Stromnachfrage, im Max-Szenario eine steigende und im MIN-Szenario eine sinkende, angenommen. Alle getroffenen Annahmen sind im Anhang A 11 und A 12 zusammengefasst.

Das DSM-Potential der Elektromobilität hängt von der Marktdurchdringung dieser Technologie ab. In Richter & Lindenberger (2010) wird das Potential von Elektrofahrzeugen in Deutschland bis zum Jahr 2050 untersucht. Die Autoren unterscheiden dabei zwei Szenarien. In einem gehen sie von einer moderaten und im anderen von einer hohen Marktdurchdringung der EF aus. Dabei steigt der Anteil der EF am PKW-Bestand bis 2050 auf 10 % bzw. 30 % an. Dies entspricht 4,4 bzw. 13,2 Mio. Fahrzeugen. Im Szenario hohe Marktdurchdringung werden die Ziele der Bundesregierung bis 2020 und 2030 erreicht. Das MIN- und das REF-Szenario in dieser Arbeit basieren daher auf den Angaben von Richter & Lindenberger (2010, S.24). Der Literaturvergleich in Abbildung 36 zeigt jedoch, dass eine ähnliche Größenordnung in ambitionierten Szenarien bereits 2030 erreicht werden kann. Daher wird im MAX-Szenario angenommen, dass der Anteil der EF bis 2050 auf 50 % erhöht wird. Die Annahmen zur Entwicklung der Anzahl an EF in Deutschland sowie die daraus resultierende Stromnachfrage und Lastspitze wird im Anhang A 13 zusammengefasst.



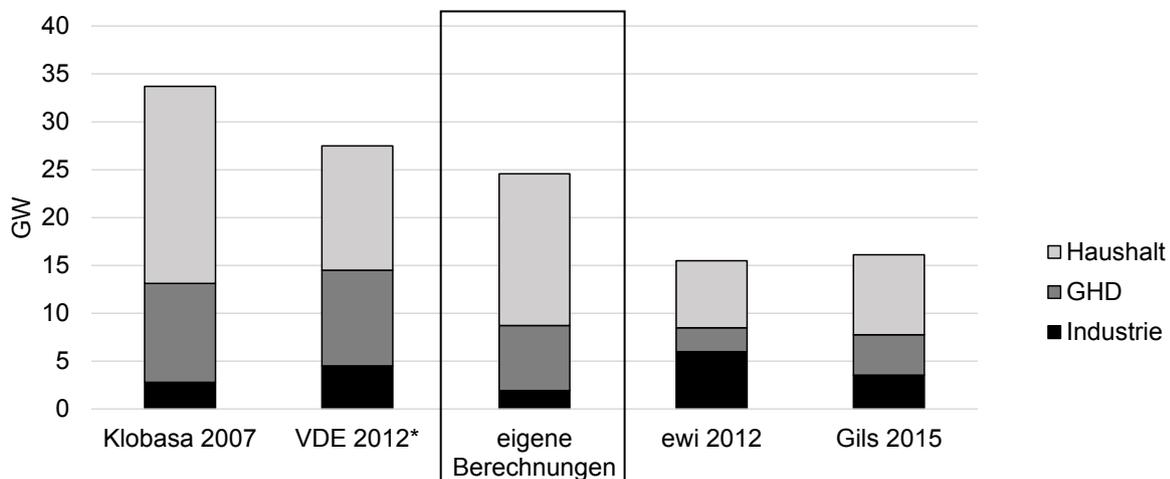
Abbildung 36: Literaturvergleich zur Entwicklung der Anzahl an Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2050 (Eigene Darstellung)

### 3.1.4 Zusammenfassende Ergebnisse der Potentialberechnung

Kapitel 3.1.2 und 3.1.3 zeigen das Vorgehen, die Daten sowie die Ergebnisse für die Potentiale aufgeschlüsselt nach DSM-Anwendung. Die Einzelergebnisse werden aufsummiert, um das Gesamtpotential an DSM für Deutschland abschätzen zu können. Die aggregierten Ergebnisse werden im folgenden Kapitel für das Basisjahr 2013 sowie für die Jahre 2030 und 2050 aufgezeigt und diskutiert.

#### 3.1.4.1 Ermitteltes Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung im Literaturvergleich

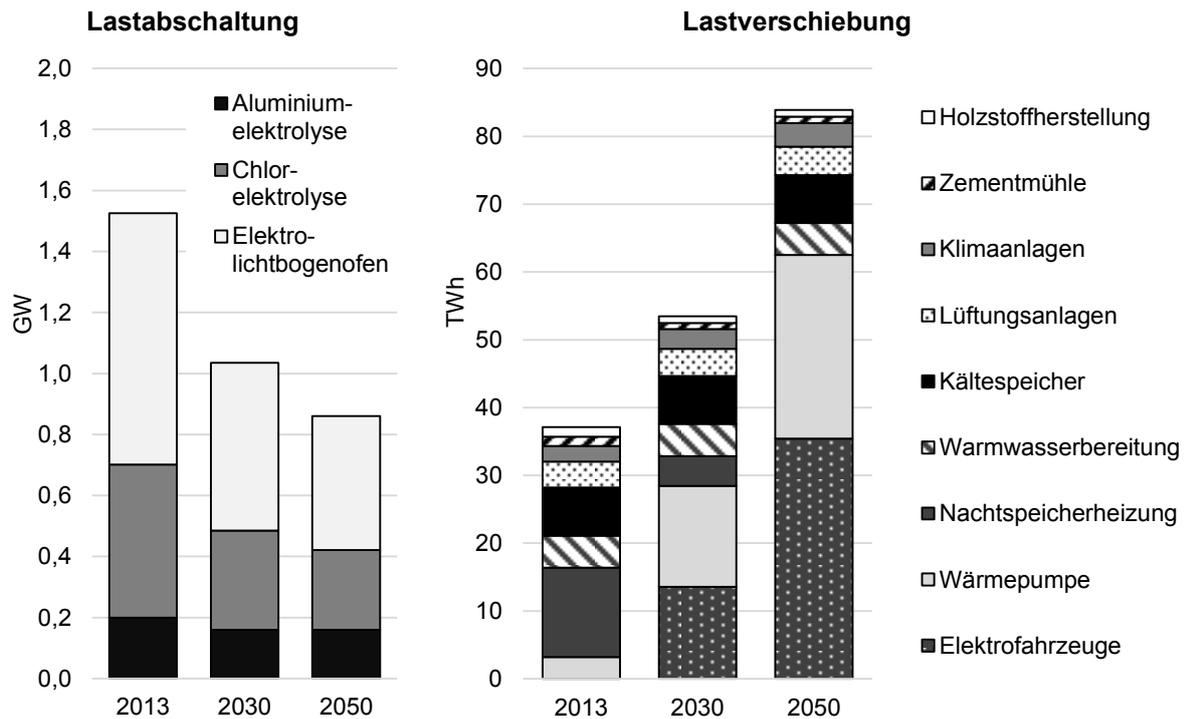
Im vorherigen Kapitel wurde das derzeitige Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung für jede in dieser Arbeit betrachtete DSM-Option aufgezeigt. Durch das Aufsummieren dieser Einzelwerte, ergibt sich im Basisjahr 2013 ein DSM-Potential für Deutschland von ca. 25 GW (Abbildung 37). Das Ergebnis liegt in einer ähnlichen Größenordnung wie diejenigen, die in der Literatur zu finden sind. Unterschiede ergeben sich daraus, dass teilweise verschiedene DSM-Anwendungen betrachtet und unterschiedliche Basisjahre und Daten zugrunde gelegt wurden (vgl. Kapitel 3.1). Beispielsweise nutzt Klobasa (2007) für seine Berechnungen Daten aus den Jahren 1999, 2004 und 2005. Des Weiteren fließt in die Ergebnisse das Potential von Querschnittstechnologien mit ein, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden. Dies zeigt, dass die Höhe des DSM-Potentials keine feste Größe ist, sondern von zahlreichen Faktoren abhängt und somit regelmäßig schwankt.



\* VDE weist das theoretische und technische DSM-Potential für Winter und Sommer aus. Die Abbildung zeigt das technische Potential im Winter.

**Abbildung 37: Berechnete DSM-Potentiale aufgeschlüsselt nach Sektoren im Literaturvergleich ohne Elektromobilität (Eigene Darstellung).**

Aus Abbildung 37 wird ersichtlich, dass der Haushaltssektor über das höchste und der Industriesektor über das geringste Potential verfügen. Die Ursache hierfür liegt vor allem darin, dass sich eine Steuerung des Stromverbrauchs in der Industrie direkt auf die Produktion auswirkt. Dementsprechend sind nur wenige Prozesse für das Lastmanagement geeignet. Im Gegensatz dazu gibt es im Haushalts- und GHD-Sektor verschiedene Anwendungen, die an einen Wärme- oder Kältespeicher gekoppelt sind oder bei denen der Zeitpunkt des Stromverbrauchs (kurzzeitig) verschoben werden kann (z.B. Nachtspeicherheizung). Jene sind besser zur Nachfragesteuerung geeignet. In dieser Arbeit wurden fünf Anwendungen im Industriesektor und sieben Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor identifiziert, die für das Lastmanagement geeignet sind (vgl. Kapitel 2.4). Die Ergebnisse werden in Abbildung 38 für Lastabschaltung und -verschiebung dargestellt. Nur in der Industrie gibt es Prozesse, die zur Lastabschaltung genutzt werden können. Alle anderen Prozesse bzw. Anwendungen sind nur zur Lastverschiebung geeignet, da eine Reduzierung des Stromverbrauchs vor- oder nachgeholt werden muss. Das Potential zur Lastabschaltung ist mit 1,5 GW deutlich geringer, da die Anzahl der DSM-Anwendungen geringer und deren Reduktionspotential begrenzt ist. Unter Berücksichtigung der maximalen Eingriffe im Jahr und der maximalen Abschaltdauer ergibt sich ein technisches Potential von 0,24 TWh. Das Lastverschiebepotential ist mit ca. 37 TWh deutlich größer. Derzeit liegt das höchste Lastverschiebepotential bei Nachtspeicherheizungen. Die aktuellen Studien zum Wärmemarkt gehen jedoch davon aus, dass die Anzahl an Anlagen in den kommenden Jahren sinkt, da keine neuen gebaut und bestehende durch alternative Technologien ersetzt werden. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass das DSM-Potential durch Nachtspeicherheizungen zukünftig sinken und langfristig nicht mehr zur Verfügung stehen wird. Hingegen setzt sich die Wärmepumpe zunehmend durch (GZB 2014, S.3). Verschiedene Wärmemarktstudien prognostizieren eine steigende Marktdurchdringung in den nächsten Jahren. Dementsprechend würde das Potential zur Lastverschiebung aus Wärmepumpen steigen. Wenn es zu einer hohen Marktdurchdringung der Wärmepumpen kommt, können diese das wegfallende Potential der Nachtspeicherheizungen kompensieren. Setzen sich allerdings alternative Wärmetechnologien durch (z.B. Brennwertkessel), ist das Potential der Wärmepumpen deutlich geringer. Gleiches gilt für den Verkehrssektor. Wenn mittel- bis langfristig konventionelle Antriebssysteme durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden, ergibt sich hieraus ein großes Lastverschiebepotential. Setzt sich diese Technologie jedoch nicht durch, fehlt die entsprechende Stromnachfrage und das dazugehörige Lastverschiebepotential im Stromsektor. Neben den Anwendungen im Wärme- und Verkehrssektor bietet der Kältebereich verschiedene Technologien, die zur Lastverschiebung geeignet sind. Hierzu zählen Kältespeicher sowie Lüftungs- und Klimaanlageanlagen. Bereits heute wird im GHD-Sektor viel Strom für Lüftungsanlagen benötigt, z.B. in Hotels, Restaurants und Bürogebäuden. Dementsprechend existiert hier bereits ein hohes Potential. Das Lastverschiebepotential von Kältespeichern und Klimaanlageanlagen ist etwas geringer und liegt bei ca. 7 TWh und 2 TWh. Es ist davon auszugehen, dass die Anzahl an Lüftungs- und Klimaanlageanlagen in Zukunft deutlich zunehmen werden, da zunehmend Gebäude im GHD-Sektor mit diesen Anlagen ausgestattet werden. Dadurch ist ein steigendes DSM-Potential im Kältebereich zu erwarten.

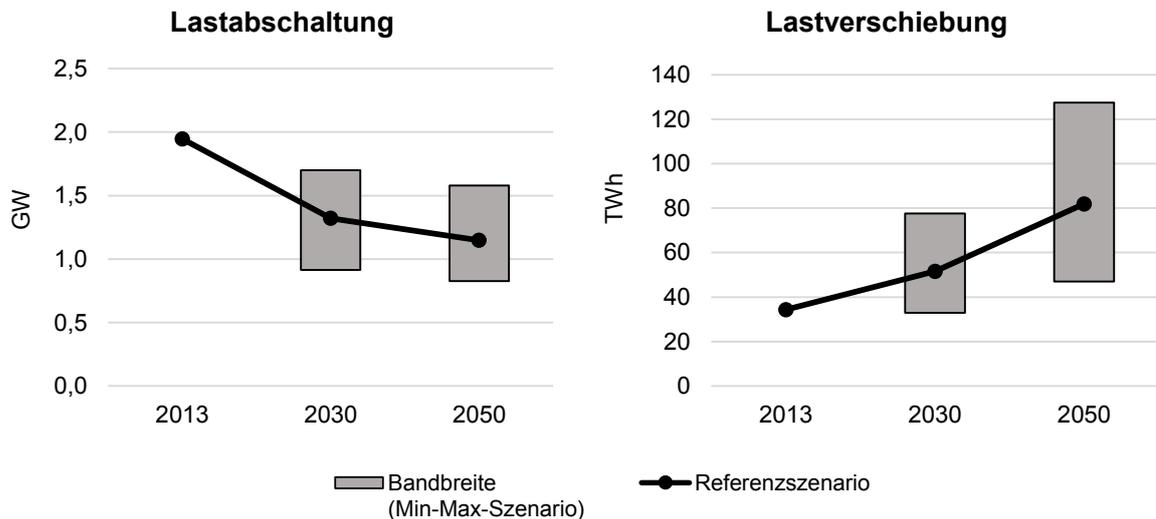


**Abbildung 38: Aktuelles und zukünftiges Potential zur Lastabschaltung (links) und Lastverschiebung (rechts) im Referenzszenario (Eigene Berechnungen)<sup>13</sup>**

Im Vergleich zu den Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor ist das Potential zur Lastverschiebung im Industriesektor deutlich geringer. So können bei Zementmühlen ca. 1,35 TWh und bei der Holzstoffherstellung (Papierindustrie) ca. 1,43 TWh zum Lastmanagement genutzt werden. Die zukünftige Entwicklung des DSM-Potentials im Industriesektor hängt vor allem von Effizienzverbesserungen der Technologien sowie von den Absatzzahlen und der konjunkturellen Lage ab. Bei allen in dieser Arbeit betrachteten Industrieprozessen sind noch Effizienzverbesserungen möglich, woraus ein sinkender spezifischer Stromverbrauch resultiert (vgl. Anhang A7). Dementsprechend sinkt das DSM-Potential im Industriesektor, wenn es nicht zu einem starken Anstieg der Produktionszahlen kommt. Die meisten Studien gehen jedoch davon aus, dass die Absatzzahlen in den betrachteten Branchen in Zukunft stagnieren oder leicht sinken (UBA 2013, S. 136 ff.; Prognos; ewi; Gws 2014, S. 116 ff.). Das zukünftige Potential im Industriesektor wird demzufolge erheblich von konjunkturellen und branchenspezifischen Entwicklungen bestimmt. Zudem hängt das künftige DSM-Potential von der Entwicklung in anderen Sektoren ab, z.B. vom Wärmesektor - wie das Beispiel des Technologiewechsels zwischen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen verdeutlicht. Um diese Unsicherheit abbilden und abschätzen zu können, werden neben dem in Abbildung 38 dargestellten Referenzfall zwei weitere Szenarien betrachtet (vgl. Kapitel 3.1.3). Das Max-Szenario bildet ab, wie sich das DSM-Potential entwickeln kann, wenn sich die Konjunktur sehr gut entwickelt und es im

<sup>13</sup> Die Einheiten der Grafiken unterscheiden sich. Das Potential zur Lastabschaltung wird in GW ausgewiesen, da es sich hierbei in der Regel um eine Reduzierung der Leistung handelt. Im Gegensatz dazu werden bei der Lastverschiebung Energiemengen bewegt. Daher wird das Potential in Energieeinheiten (TWh) ausgewiesen.

Verkehrs-, Wärme- und Kältesektor zu einem starken Zubau der betrachteten DSM-Technologien kommt. Das MIN-Szenario basiert auf entgegengesetzten Annahmen: eine schlechte konjunkturelle Lage sowie eine geringe Marktdurchdringung der DSM-Technologien im Wärme- und Kältebereich und von Elektrofahrzeugen. Dadurch kann eine gewisse Bandbreite des zu erwartenden Potentials ermittelt werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 39 dargestellt. Anhang A 14 und A 15 zeigen diese aufgeschlüsselt nach Anwendungen.



**Abbildung 39: Entwicklung des Lastabschaltungs- und -verschiebepotentials in den Szenarien (Eigene Berechnungen)**

#### 3.1.4.2 Zeitliche Verfügbarkeit des Demand Side Management Potentials

Das in Abbildung 38 dargestellte DSM-Potential für das Jahr 2013 entspricht in Summe ca. 10 % der Stromnachfrage in Deutschland. Dieser Anteil steigt im Referenzszenario bis 2030 auf ca. 12 % und bis 2050 auf ca. 16 % an. Die Verfügbarkeit vieler DSM-Anwendungen hängt jedoch von der Tageszeit und der Außentemperatur ab. Dementsprechend ist das verfügbare DSM-Potential keine konstante Größe, sondern verändert sich im Tages- und Jahresverlauf. In Abbildung 40 ist das durchschnittlich verfügbare DSM-Potential im Winter, im Sommer und der Übergangszeit im Tagesverlauf für die Jahre 2013, 2030 und 2050 dargestellt. Elektrofahrzeuge gehören in die Kategorie Lastverschiebung. Sie werden jedoch separat ausgewiesen, um den starken Effekt dieser Technologie auf das Lastmanagementpotential zu verdeutlichen.

Derzeit ist das Lastmanagementpotential in der Nacht am höchsten, da Nachtspeicheröfen den höchsten Anteil am Gesamtpotential aufweisen. Sie laden hauptsächlich in der Zeit von 22 – 6 Uhr. Die Technologie wird in den nächsten Jahren jedoch durch andere Wärmeerzeuger ersetzt. Dadurch sinkt in den Wintermonaten und der Übergangszeit das Lastreduktionspotential in der Nacht. Mittelfristig flacht die Kurve daher ab. Langfristig verschiebt sich die Verfügbarkeit des DSM-Potentials von der Nacht in den Tag und es bildet sich eine Glockenkurve in den Wintermonaten und der Übergangszeit. Diese Verschiebung resultiert aus einer steigenden Marktdurchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen.

Im Sommer ist das DSM-Potential bereits heute tagsüber höher als in der Nacht. Dieser Effekt wird sich zukünftig verstärken, da zunehmend Gebäude mit Klima- und Lüftungsanlagen ausgestattet werden und weil die Anzahl an Elektrofahrzeugen zunimmt. Im Gegensatz zum Lastverschiebepotential weist das Lastabschaltungspotential keine tageszeitlichen oder saisonalen Veränderungen auf. Es wird durch Unternehmen der energieintensiven Industrie bereitgestellt, die in der Regel eine hohe Auslastung der Prozesse anstreben. Dadurch ist das durchschnittliche Potential quasi jederzeit verfügbar.

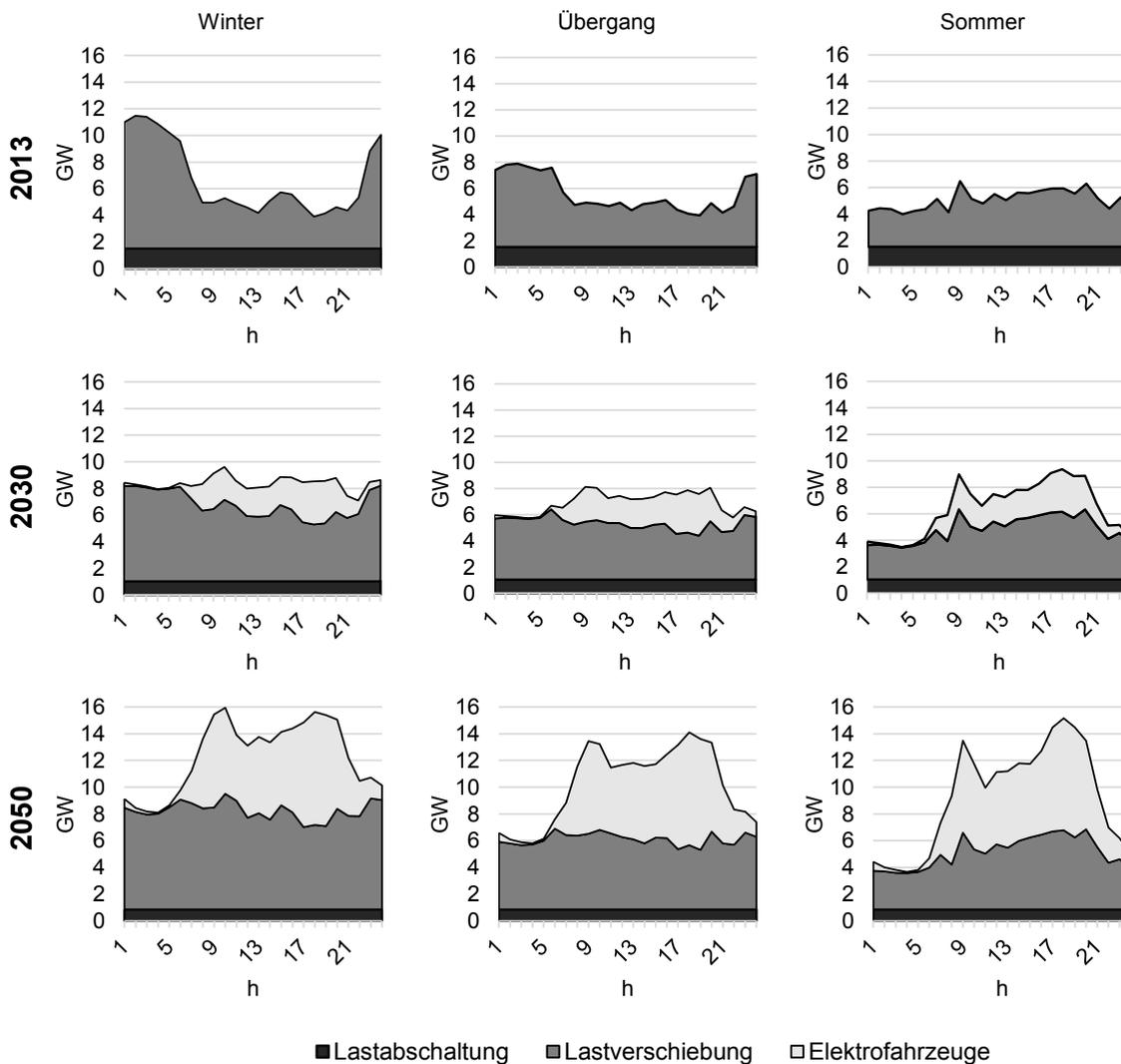
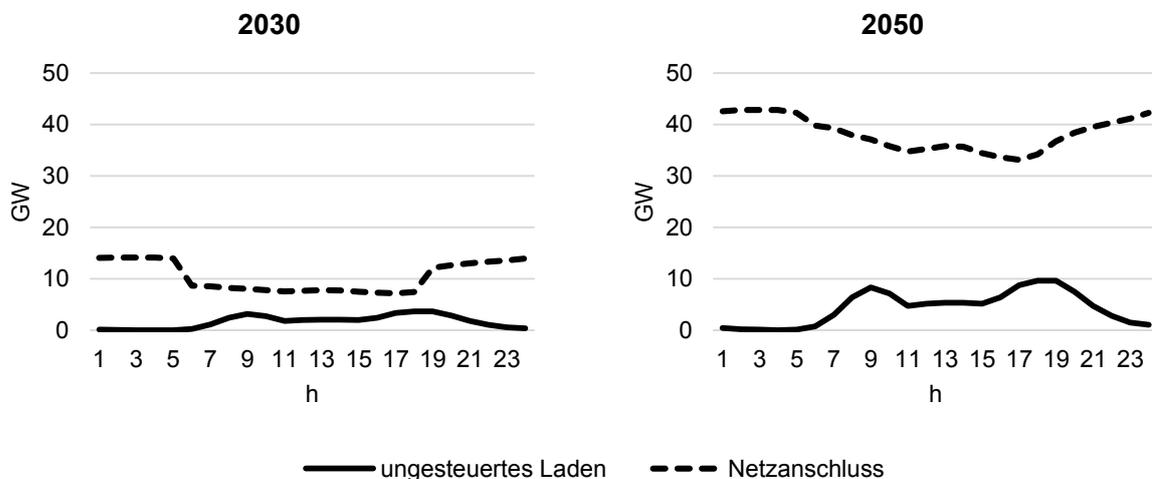


Abbildung 40: Zeitabhängigkeit des verfügbaren Lastreduktionspotentials aller DSM-Anwendungen (Eigene Berechnungen)<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Lastverschiebung beinhaltet die Lastreduktion und -erhöhung. Um eine Vergleichbarkeit mit dem Potential zur Lastabschaltung zu ermöglichen, wird in dieser Abbildung nur das Lastreduktionspotential gezeigt.

Zukünftig resultiert ein Großteil des Lastverschiebepotentials aus Elektrofahrzeugen. Im Referenzszenario nehmen diese mittelfristig einen Anteil von 25 % und langfristig von 42 % ein. Wenn die Fahrzeuge ungesteuert, d.h. sofort nach Erreichen des Arbeitsplatzes oder des Heimatortes, geladen werden, ergibt sich ein hohes Lastreduktionspotential am Tag (Abbildung 40). Grundsätzlich könnten die Eigentümer eine andere Ladestrategie wählen, sofern entsprechende Preissignale einen Anreiz geben. Um abschätzen zu können, wann Elektrofahrzeuge prinzipiell für eine Ladung und somit für eine Lastverschiebung zur Verfügung stehen, müssen die Anzahl der parkenden Autos, die mit dem Stromnetz verbunden sind, sowie deren Ladeleistung berücksichtigt werden. Im Durchschnitt sind tagsüber nur ein Viertel und nachts ca. 5 % der Fahrzeuge unterwegs (Totschnig & Litzlbauer 2015, S. 8). Dementsprechend existiert über den gesamten Tag hinweg ein hohes Potential zur Ladung der Elektrofahrzeuge (Abbildung 41). Dieses ist in der Nacht größer als am Tag und wird langfristig zunehmen, weil davon auszugehen ist, dass die Anzahl der Elektrofahrzeuge und deren (durchschnittlichen) Ladeleistung in Zukunft steigen wird (vgl. Tabelle 4 auf Seite 56). Zum Vergleich zeigt Abbildung 41 das Nachfrageprofil der EF-Flotte bei ungesteuertem Laden (durchgezogene Linie). Bei fehlenden Preissignalen wird vor allem tagsüber geladen, obwohl die meisten Fahrzeuge den Vorgang in die Nachtstunden verschieben könnten. Dementsprechend existiert bei Elektrofahrzeugen ein hohes Lastverschiebepotential, um die in Abbildung 40 gezeigte Nachfragekurve zu glätten oder an die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien anzupassen.

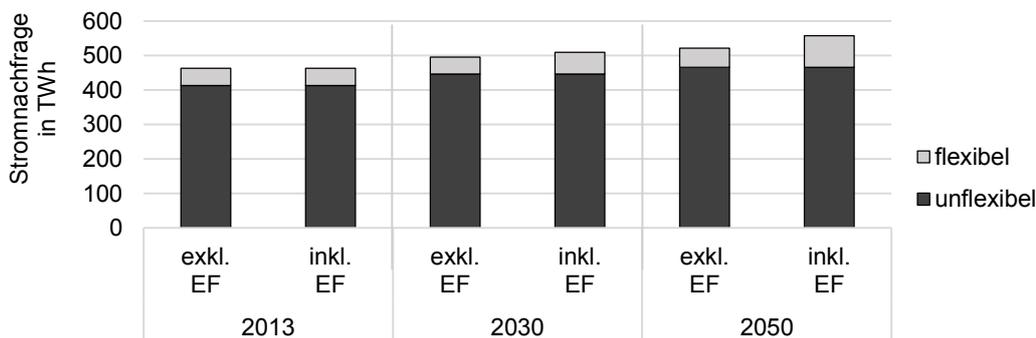


**Abbildung 41: Ladekurve (ungesteuert) und Anschlussleistung der EF-Flotte für einen Werktag in 2030 und 2050 (Eigene Berechnungen)**

### 3.1.4.3 Entwicklung der Stromnachfrage

Die steigende Marktdurchdringung einzelner DSM-Anwendungen wirkt sich nicht nur auf das Potential, sondern auch auf die gesamte Stromnachfrage aus. Diese steigt von 2013 bis 2050 im Referenzszenario von ca. 463 TWh auf 558 TWh (inkl. Elektrofahrzeuge) bzw. 552 TWh (exkl. Elektrofahrzeuge) an (Abbildung 42). Ein wesentlicher Treiber für die steigende Stromnachfrage ist dementsprechend die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen. Die Veränderung der

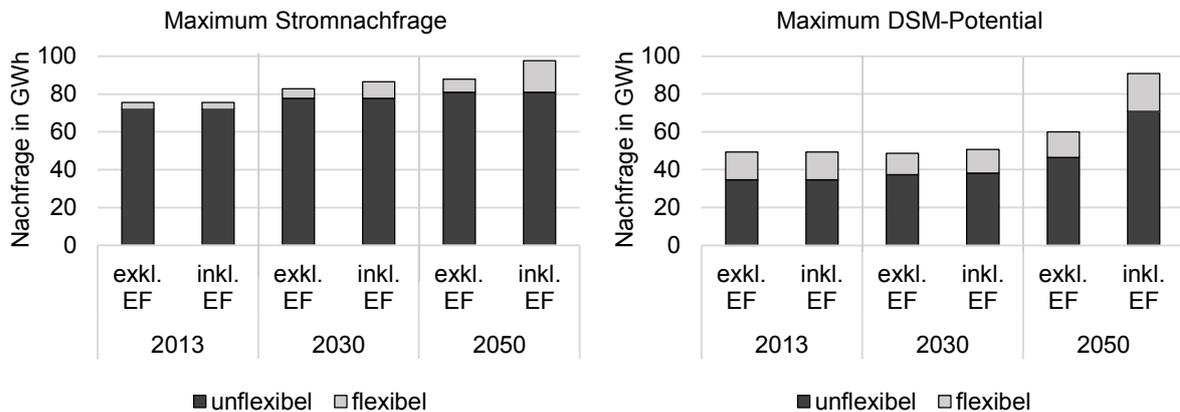
Stromnachfrage ist zudem auf die Entwicklungen im Wärme- und Kältesektor zurückzuführen. Eine steigende Marktdurchdringung von DSM-Technologien in diesen Sektoren, z.B. Wärmepumpen oder Klimaanlage, führt ebenso zu einem Anstieg der Stromnachfrage bis 2030 bzw. 2050 im Vergleich zu 2013. Der Einfluss dieser Technologien auf die Gesamtstromnachfrage ist jedoch geringer als die von Elektrofahrzeugen. Dennoch zeigen beide Beispiele, dass die zukünftige Stromnachfrage nicht nur von Entwicklungen im Stromsektor abhängt, sondern zusätzlich durch eine Elektrifizierung des Verkehrs-, Wärme- und Kältesektors beeinflusst wird. Die (CO<sub>2</sub>-)Emissionen in diesen Sektoren sollen ebenfalls bis 2050 reduziert werden. Eine wichtige Rolle spielt dabei ein Wechsel der Energieträger. Aus diesem Grund sollen im Verkehrssektor bspw. konventionelle Antriebe durch elektrische ersetzt werden. Entsprechend ist von einer steigenden Stromnachfrage auszugehen.



**Abbildung 42: Entwicklung der Stromnachfrage unterteilt nach flexiblem und unflexiblem Anteil im REF-Szenario inklusive und exklusive Elektrofahrzeuge (EF) (Eigene Berechnungen)**

Die Stromnachfrage kann in einen flexiblen und einen unflexiblen Anteil unterschieden werden (vgl. Kapitel 3.1.3). Der flexible Anteil entspricht der aufsummierten Stromnachfrage der DSM-Anwendungen. Der unflexible Anteil ergibt sich aus der Differenz zwischen Gesamtnachfrage und flexibler Stromnachfrage. Die Stromnachfrage der DSM-Anwendungen entspricht in allen Szenarien exkl. Elektrofahrzeuge ca. 11 % der Gesamtnachfrage. Unter Berücksichtigung der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen steigt der Anteil von 11 % in 2013 auf 12 % in 2030 bzw. 16 % in 2050 an. Die Verfügbarkeit der einzelnen DSM-Optionen ändert sich jedoch im Tages- und Jahresverlauf. Entsprechend variiert der flexible Anteil an der Stromnachfrage. Abbildung 43 zeigt die Stromnachfrage in Zeiten, in denen das DSM-Potential am höchsten ist (rechts) und Zeiten, in denen die Stromnachfrage ihr Maximum erreicht (links). Der Anteil der (un-)flexiblen Nachfrage ist jeweils ausgewiesen. Insbesondere die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen führt zu einem Anstieg des Nachfragemaximums, das auch als Lastspitze bezeichnet wird. Im Referenzszenario steigt diese von ca. 76 GW in 2013 auf 86 GW bis 2030 und auf 98 GW bis 2050 an. Der Bedarf an konventionellen Kraftwerken würde somit stark zunehmen, wenn es zu keiner Reduzierung der Lastspitze durch DSM kommen würde. Der flexible Anteil in diesen Zeiten ist jedoch gering und liegt bei ca. 5 – 8 % (exkl. Elektrofahrzeuge) bzw. 10 – 17 % (inkl. Elektrofahrzeuge). Im Gegensatz dazu ist der flexible Anteil in Zeiten, in denen das DSM-Potential am größten ist, deutlich höher (Abbildung 43, rechte Grafik) und liegt bei 22 – 25 %. Die Stromnachfrage in 2013 und 2030 ist in diesen Zeiten jedoch deutlich geringer als in Zeiten der Spitzenlast. Dementsprechend können Verfügbarkeit und Bedarf des DSM-

Potentials auseinanderfallen. In 2050 wird ein Großteil des DSM-Potentials aus Elektrofahrzeugen resultieren. Diese werden vor allem in den Abendstunden, wenn die Nutzer von der Arbeit kommen, geladen<sup>15</sup>. Die Stromnachfrage in Deutschland ist ebenfalls in den Abendstunden (im Winter) am höchsten. Durch die steigende Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge erhöht sich entsprechend die Lastspitze. Eine Verlagerung der Stromnachfrage durch gesteuertes Laden könnte diese deutlich reduzieren.



**Abbildung 43: Stromnachfrage in Zeiten, in denen diese am größten ist (links) bzw. in denen das DSM-Potential am größten ist (rechts), unterteilt in flexiblen und unflexiblen Anteil im REF-Szenario inklusive und exklusive Elektrofahrzeuge (EF) (Eigene Darstellung)**

Die Ergebnisse in diesem Kapitel zeigen, dass sich das Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung sowie die Stromnachfrage in Zukunft ändern werden. Die Entwicklung hängt maßgeblich von der Marktdurchdringung unterschiedlicher Technologien in den Sektoren Industrie, Wärme, Kälte und Verkehr ab. Des Weiteren variiert die Verfügbarkeit der einzelnen DSM-Optionen im Tages- und Jahresverlauf. Der Bedarf und die Verfügbarkeit von DSM können demzufolge auseinanderfallen. In Kapitel 5 soll daher modellbasiert untersucht werden, inwiefern Lastabschaltung und -verschiebung zu einer Reduzierung der Lastspitze und zu einer Glättung der Residuallastkurve beitragen können. Der Fokus der bisherigen Analysen lag auf Lastabschaltung und -verschiebung. DSM beinhaltet jedoch eine weitere Kategorie: die Lasterhöhung. Diese wird im nachfolgenden Kapitel näher betrachtet.

<sup>15</sup> Hierbei wurde von einem ungesteuerten Laden ausgegangen.

## 3.2 Potential zur Lasterhöhung

### 3.2.1 Lasterhöhung in der Literatur

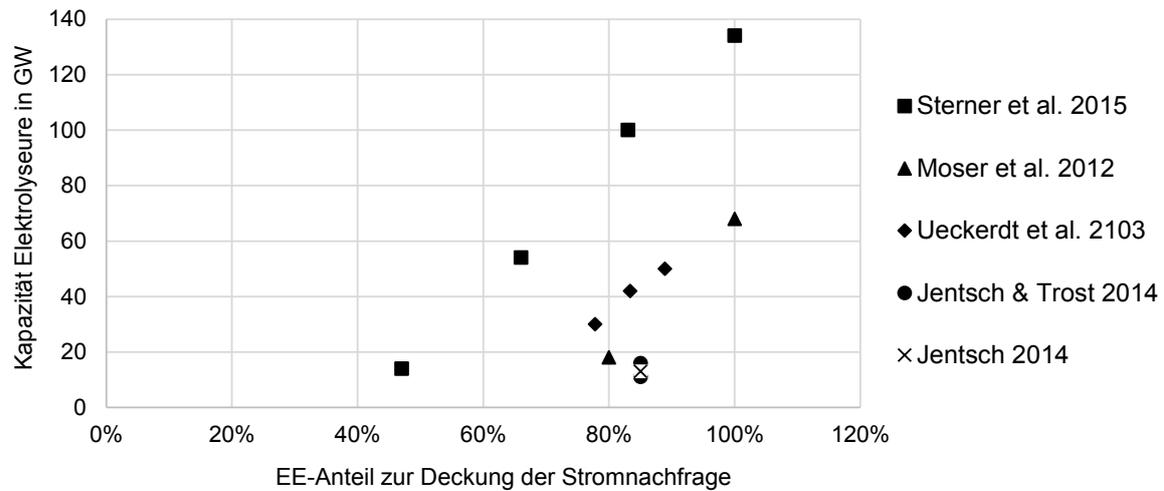
Das Potential von Lastabschaltung und -verschiebung basiert auf dem Stromverbrauch bestehender Konsumenten. Unabhängig vom EE-Anteil muss deren Nachfrage gedeckt werden. Im Gegensatz dazu werden bei der Lasterhöhung gezielt Anlagen gebaut, um ein EE-Überangebot und/oder niedrige Strompreise zu nutzen (vgl. Kapitel 2.3). Das Potential zur Lasterhöhung wird dementsprechend nicht durch die Stromnachfrage determiniert, sondern durch das EE-Überangebot. Darüber hinaus begrenzen die Nachfrage und Speichermöglichkeit des erzeugten Energieträgers das entsprechende Lasterhöhungspotential. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Lasterhöhungsoptionen P2G und P2H. Das Vorgehen und die Daten zur Ermittlung des entsprechenden Potentials werden im Folgenden vorgestellt.

#### Power-to-Gas

Bei P2G kann der Überschussstrom zur Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse und von Methan durch eine anschließende Umwandlung (Methanisierung) genutzt werden. Aufgrund der zusätzlichen Wirkungsgradverluste bei einer Methanisierung konzentrieren sich die meisten Literaturarbeiten auf die Erzeugung von Wasserstoff. Das entsprechende Potential wird im Folgenden näher betrachtet.

Verschiedene Autoren haben den Bedarf an Elektrolyseuren in Abhängigkeit des EE-Anteils zur Deckung der Stromnachfrage berechnet (Abbildung 44). Alle Veröffentlichungen stimmen überein, dass diese Anlagen erst ab einem EE-Anteil von 80 – 85 % benötigt werden (z.B. Jentsch & Trost 2014; Müller-Syring et al. 2013; Moser et al. 2012; Sterner et al. 2015). Falls es zu einer Verzögerung im Netzausbau kommt, kann ein lokaler Einsatz dieser Anlagen bereits bei geringeren EE-Anteilen (ab ca. 40 %) sinnvoll sein (Sterner et al. 2015, S.9). Dies hängt von den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen ab. Bei einem geringen EE-Anteil treten Stromüberschüsse nur in wenigen Stunden des Jahres und in zu geringen Mengen auf, sodass der Einsatz von P2G nicht sinnvoll ist. Die Höhe des ermittelten Bedarfs hängt folglich vor allem vom EE-Anteil und der Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen ab. Sterner et al. (2015) weisen den höchsten P2G-Bedarf aus (Abbildung 44). Jedoch werden in den Berechnungen nur Exporte, aber keine weiteren Flexibilitätsoptionen wie Energiespeicher oder Lastverschiebung, berücksichtigt. Dadurch wird der Bedarf an P2G-Anlagen überschätzt. Die Ergebnisse in Ueckerdt et al. (2013) liegen zwar deutlich darunter, berücksichtigen jedoch ebenfalls keine alternativen Flexibilitätsoptionen. Im Gegensatz dazu fließen in die Analysen von Moser et al. (2012), Jentsch & Trost (2014) sowie Jentsch (2014) ebenso Konkurrenztechnologien wie z.B. Kurzzeitspeicher oder P2H ein. Daher ist der ausgewiesene Bedarf an P2G-Anlagen deutlich geringer (Abbildung 44). Insbesondere zu P2H besteht eine direkte Konkurrenz, da beide Optionen auf Überschussstrommengen angewiesen sind. Der Wirkungsgrad von Elektrokesseln liegt mit ca. 99 % deutlich über dem von Elektrolyseuren (ca. 62 %). Folglich kann bei der Umwandlung in Wärme deutlich mehr EE-Strom aufgenommen werden als bei der Umwandlung in Wasserstoff. Aus diesem Grund sollte zunächst der EE-Überschuss zur Deckung der Wärmenachfrage genutzt werden. Erst wenn hier alle Potentiale ausgeschöpft sind, ist eine Nutzung zur Wasserstoffherstellung sinnvoll. In den

Untersuchungen von Jentsch (2014) sinkt der Bedarf an P2G bspw. von 13 GW auf 6 GW, wenn P2H-Anlagen im System installiert sind.



**Abbildung 44: Kapazität an Elektrolyseanlagen in Abhängigkeit des EE-Anteils zur Deckung der Stromnachfrage im Literaturvergleich (Eigene Darstellung)**

In den vorgestellten Arbeiten wurde angenommen, dass der erzeugte Wasserstoff in vorhandene Erdgasspeicher und das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Deutschland verfügt über ca. 27 Kavernen- und 20 Porenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von jeweils 13,2 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  und 10,6 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  (BVEG 2016). Weitere Speicheranlagen befinden sich in Planung oder Bau. Dadurch wird das potenzielle Arbeitsvolumen der Kavernen- und Porenspeicher zukünftig auf 19,9 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  und 11,8 Mrd.  $\text{m}^3(\text{V}_n)$  ansteigen (BVEG 2013). Aufgrund seiner chemischen Eigenschaften kann Wasserstoff nur in Kavernen gespeichert werden. Wenn diesem Methan zugemischt wird, ist auch eine Einspeisung in Porenspeicher oder das Erdgasnetz möglich. Derzeit gilt hier eine Obergrenze von 2 Vol-% Wasserstoff. Untersuchungen haben jedoch ergeben, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur für einen Anteil von 10 Vol-% geeignet ist (Müller-Syring et al. 2013, S.97). Tabelle 5 gibt eine Übersicht zur Höhe des Speicherpotentials von Wasserstoff in der deutschen Erdgasinfrastruktur. In der Literatur sind unterschiedliche Angaben zu finden. Aus diesem Grund sind verschiedene Werte je Speichertyp ausgewiesen. Tabelle 5 zeigt die maximale Speichermenge an Wasserstoff sowie die maximale Speichergröße in Normvolumen. Es ist sowohl die direkte Speicherung von Wasserstoff in Kavernenspeichern ausgewiesen als auch die Beimischung zu Methan im Erdgasnetz oder Kavernen- und Porenspeichern. Die Speichermenge in Kavernen- und Porenspeichern sowie im Erdgasnetz hängt von der Obergrenze des zulässigen Wasserstoffanteils ab. Dieser ist entsprechend ausgewiesen. Bei einer direkten Speicherung in Kavernen muss beachtet werden, dass hierfür eine eigene Wasserstoffinfrastruktur erforderlich ist (Sterner et al. 2015, S.37). Aus diesem Grund müssten die entsprechenden Anlagen von Methan auf Wasserstoff umgestellt sowie ein eigenes Pipelinennetz errichtet werden.

In den dargestellten Arbeiten liegt der Fokus auf dem Stromsektor und wie Power-to-Gas zur Integration des EE-Überangebots genutzt werden kann. Es gibt jedoch weitere Einsatzfelder für diese

Technologie, z.B. in der Industrie oder im Verkehrssektor. Wenn Power-to-Gas als Klimaschutzoption in diesen Sektoren Anwendung findet, steigt die Nachfrage nach Wasserstoff und Methan, die aus EE-Strom erzeugt werden (Jentsch 2014, S.8). Dadurch kann das Verwendungspotential für Wasserstoff, der in Power-to-Gas-Anlagen erzeugt wird, zunehmen.

**Tabelle 5: Potential der Erdgasinfrastruktur in Deutschland zur Aufnahme von Wasserstoff im Literaturvergleich (Eigene Darstellung)**

	Speichermenge	Speichergröße	H <sub>2</sub> -Anteil	Autor
	Wasserstoff TWh	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	Vol-%	
<b>Erdgasnetz</b>	15		2	Krzkalla et al. 2013, S.73
	3		2	Hartmann et al. 2012, S.69
<b>Kavernenspeicher</b>	1763	9,5		Hartmann et al. 2012, S.69
	110	36,8		Klaus et al. 2010, S.39
	110 – 126	36,8 – 42,0		Sterner & Stadler 2014, S.70, 379
	70,3	19,8		Sterner et al. 2015, S.37
<b>Poren- und Kavernenspeicher</b>	2,2	0,6	2	Sterner et al. 2015, S.37
	10,9	3,1	10	Sterner et al. 2015, S.37

### Power-to-Heat

In dieser Arbeit umfasst der Begriff P2H die Wärmeerzeugung in Elektroheizkesseln, entsprechend der Zuordnung zur Kategorie Lasterhöhung (vgl. Kapitel 2.3). Wärmepumpen können ebenfalls unter den Begriff P2H fallen. In dieser Arbeit sind diese jedoch der Kategorie Lastverschiebung zugeordnet. Die Potentialerhebung zeigt daher Kapitel 3.1.2.3. Im Folgenden liegt der Fokus somit auf dem P2H-Potential von Elektrokesseln. Die entsprechenden Literaturwerte sind nur schwer miteinander vergleichbar, weil sich die Daten sowie das Vorgehen zur Potentialerhebung unterscheiden. Daher wurde auf eine gegenüberstellende Abbildung verzichtet. Stattdessen werden die wesentlichen Studien kurz vorgestellt.

Böttger et al. (2014) berechnen das P2H-Potential im deutschen Fernwärmenetz für die Jahre 2010, 2020 und 2030. Die Autoren determinieren den aggregierten Fernwärmebedarf in Deutschland als theoretisches Potential. Es stellt somit die Obergrenze dar. Das technische Potential ist in erzeugungs- und nachfrageseitig unterteilt. Das erzeugungsseitige Potential beruht auf der Annahme, dass das P2H-System auf 30 – 50 % der vorhandenen KWK-Anlagen ausgelegt wird. Auf Basis aktueller Zahlen ergibt sich ein erzeugungsseitiges technisches Potential von 9,4 – 15,8 GW<sub>el</sub>. Das nachfrageseitige

technische Potential berücksichtigt die stündliche Wärmenachfrage und das auftretende EE-Überangebot. Hierfür werden synthetische Fernwärmenachfrageprofile anhand historischer Daten der Beispielstädte Leipzig, Berlin und Würzburg erstellt. Es ergibt sich ein P2H-Potential von 0,04 TWh<sub>el</sub> bzw. 5,8 GW<sub>el</sub> in 2015 und 8,5 TWh<sub>el</sub> bzw. 20,6 GW<sub>el</sub> in 2030. Dadurch können 37 % – 42 % des EE-Überangebots für Power-to-Heat genutzt werden. Das P2H-Potential in Böttger et al. (2014) wird jahrweise für 2010, 2020 und 2030 aufgezeigt. Entsprechend fehlt eine langfristige Einschätzung (bis 2050), wie sich dieses entwickeln kann. Darüber hinaus geben die Autoren keine Informationen darüber, wie hoch der EE-Anteil und das EE-Überangebot in den einzelnen Jahren sind.

Gerhardt et al. (2014) ermitteln das P2H-Potential auf Basis des EE-Überangebots im Stromsystem und der Wärmenachfrage im Fernwärmenetz. Die Untersuchungen sind jedoch regional auf Hamburg und Schleswig-Holstein begrenzt. Die Autoren heben hervor, dass die Höhe des (zukünftigen) P2H-Potentials nur schwer prognostizierbar ist, da es von vielen Faktoren<sup>16</sup> abhängt. Nach Berechnung der Autoren wird das Potential 2023 in einer Größenordnung von bis zu maximal 4 TWh<sub>el</sub> pro Jahr liegen. Gerhardt et al. (2014) geben an, dass das Auftreten der Wärmenachfrage und des EE-Überangebots zeitlich zusammenpassen. Demzufolge ist P2H sehr gut für die Integration erneuerbarer Energien geeignet.

Jentsch und Trost (2014, S.21) kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass P2H ein signifikantes Potential zur EE-Integration aufweist. Der Fokus der Studie liegt eigentlich auf der Analyse von P2G-Konzepten. Um die Wechselwirkung zwischen beiden Systemen untersuchen zu können, wurden Annahmen zur installierten Leistung der Elektroheizkessel getroffen und darauf aufbauend die Verwendung eines EE-Überangebots durch P2H berechnet. Dabei werden zwei Szenarien mit unterschiedlichen EE-Anteilen betrachtet. Im 40 %-EE-Szenario entspricht der EE-Anteil im System 40 % und im 85 %-EE-Szenario 85 %. Die Dimensionierung der Elektroheizkessel orientiert sich an der Wärmehöchstlast und reicht von 10 % im 40 %-EE-Szenario bis 30 % im 85 %-EE-Szenario. Bei geringen EE-Anteilen (40 %-EE-Szenario) können mit Hilfe von P2H die marktseitigen Stromüberschüsse vollständig und bei höheren EE-Anteilen (85 %-EE-Szenario) von 70 TWh/a auf 30 TWh/a reduziert werden. In den Untersuchungen gleicht P2H nicht nur kurzfristige Überschussspitzen, sondern auch lang anhaltende Stromüberschüsse aus. Das entsprechende P2H-Potential wird von den Autoren nicht ausgewiesen.

Die gezeigten Veröffentlichungen konzentrierten sich auf das Fernwärmesystem in Deutschland. Darüber hinaus bietet die Wärmeversorgung im Industriesektor ein mögliches Einsatzfeld für P2H. Das Potential zur elektrischen Wärmeerzeugung in der Industrie untersucht Gruber et al. (2015). Die Autoren ermitteln zunächst den Endenergiebedarf für die industrielle Wärme auf Basis von Statistiken. Dieser betrug im Jahr 2012 ca. 534 TWh. In der Annahme, dass die gesamte Wärmenachfrage durch Strom bereitgestellt werden könnte, ergibt sich ein theoretisches Potential von 61 GW. Bei weiteren Analysen wird in Prozess- und Raumwärme unterschieden. Aus technischer Sicht sind nach Einschätzung der Autoren alle Verfahren zur Prozesswärmebereitstellung für eine Umstellung auf Strom geeignet. Das theoretische Potential liegt bei ca. 350 TWh/a. Werden weitere Restriktionen, z.B. Umstellung einzelner Verfahren oder der Bedarf an Anlagenneubau berücksichtigt, reduziert sich das Potential auf 180 TWh/a. Dies entspricht einer mittleren

---

<sup>16</sup> Hierzu zählen die Autoren vor allem die Menge und Anzahl der Stunden mit EE-Überangebot, das Vorhandensein alternativer Flexibilitätsoptionen sowie die Entwicklung der Wärmenachfrage.

Leistung von ca. 29 GW (an einem Werktag). Eine Umstellung der Raumwärmeerzeugung von bisher brennstoffbasierten auf strombasierte Verfahren ist theoretisch ebenfalls möglich. Angenommen, dass der Bedarf durch Elektrokessel gedeckt wird, resultiert daraus ein Potential von 53 TWh/a und eine mittlere Last von ca. 15 GW. Die Analysen von Gruber et al. (2015) zeigen, dass prinzipiell im Industriesektor ein hohes Potential für P2H existiert. Allerdings ist eine Umstellung der meisten Prozesse in den nächsten Jahren nicht zu erwarten, da der Strompreis zu hoch ist und zusätzliche Investitionen erforderlich wären. Aus diesem Grund wird das P2H-Potential in der Industrie in den weiteren Analysen nicht berücksichtigt.

### **3.2.2 Berechnung des theoretischen Potentials zur Lasterhöhung**

Der Literaturüberblick im vorherigen Kapitel zeigt, dass das P2G- und P2H-Potential insbesondere vom EE-Überangebot im System sowie vom Bedarf und der Infrastruktur des erzeugten Energieträgers abhängt. Das EE-Überangebot wird durch den EE-Anteil und die Stromnachfrage bestimmt. Fokus dieser Arbeit ist ein Stromsystem, in dem 60 % bzw. 80 % der Stromnachfrage durch EE gedeckt werden (vgl. Kapitel 2.7). Hierfür soll das entsprechende P2G- und P2H-Potential abgeschätzt werden. Das Vorgehen sowie die zugrunde liegenden Annahmen werden im Folgenden vorgestellt.

#### Power-to-Gas

Bei P2G wird Überschussstrom genutzt, um in einem Elektrolyseur Wasserstoff zu erzeugen. Dieser Wasserstoff kann z.B. in der Industrie direkt genutzt oder in das Erdgasnetz eingespeist werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, diesen in einem anschließenden Prozessschritt in Methan umzuwandeln. Die Methanproduktion weist jedoch zwei wesentliche Nachteile im Vergleich zur direkten Wasserstoffnutzung auf. Zum einen sinkt der Gesamtwirkungsgrad, da weitere, energieaufwendige Prozessschritte zur Umwandlung erforderlich sind. Zum anderen ist die lokale Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub> begrenzt (Götz et al. 2016). Aus diesen und weiteren Gründen wird in verschiedenen Studien darauf hingewiesen, dass zunächst das Wasserstoffpotential vollständig ausgenutzt werden sollte, bevor eine Methanisierung eingesetzt wird (z.B. Hermann et al. 2014; Müller-Syring et al. 2013). Entsprechend liegt der Fokus in dieser Arbeit auf der Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse und der Nutzung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur. Die Ergebnisse stellen somit eine Untergrenze des möglichen P2G-Potentials da. Werden weitere Einsatzfelder im Industrie- oder Verkehrssektor sowie die Methanisierung berücksichtigt, würde das Potential entsprechend größer ausfallen.

Das P2G-Potential ergibt sich aus dem EE-Überangebot und hängt somit vom EE-Anteil im Stromsystem ab. Entsprechend des Fokus dieser Arbeit wird das Potential für einen EE-Anteil von 60 % und von 80 % berechnet (vgl. Kapitel 2.7). Unter Berücksichtigung der Stromnachfrage und der jeweiligen Anteile ergibt sich ein EE-Überangebot von 7,8 TWh bzw. 40,8 TWh. Der Minimalwert der Residuallast liegt bei -41,6 GW und -79,8 GW (Tabelle 6).

In der Annahme, dass selbst die letzte Einheit des EE-Überangebots durch P2G genutzt werden soll und keine alternative Flexibilitätsoption zum Ausgleich zur Verfügung steht, müssten mittelfristig 41,6 GW und langfristig 79,8 GW an Elektrolyseuren installiert werden. Die minimalen Spitzen der Residuallast treten jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres auf (vgl. Kapitel 2.1). Zudem haben die Voranalysen in Kapitel 2.5 gezeigt, dass es aus Systemsicht kosteneffizienter ist, diese selten auftretende Spitzen eines EE-Überangebots abzuregeln, anstatt eine Infrastruktur an Lasterhöhungsoptionen, z.B. P2G-Anlagen, zu errichten. Entsprechend wird die Annahme getroffen, dass die Elektrolyseure so dimensioniert werden, dass sie ca. 90 % des EE-Überangebots aufnehmen können. Dadurch reduziert sich die P2G-Kapazität deutlich. Bei einem EE-Anteil von 80 % sinkt die installierte Leistung an Elektrolyseuren dadurch von 79,8 GW auf 39,9 GW (Tabelle 6). Das entspricht

50 % der minimalen Last. Bei einem EE-Anteil von 60 % würde sich die Leistung von 41,6 GW auf 24,9 GW reduzieren. Durch diese gewählte Obergrenze wird sichergestellt, dass das EE-Überangebot theoretisch fast vollständig integriert werden könnte, ohne eine hohe Anzahl an Anlagen mit geringer Auslastung auszubauen.

Die Berechnungen berücksichtigen bisher nur das Potential, das sich auf der Stromseite für die jeweiligen EE-Anteile ergeben würde. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur über ausreichend Kapazitäten verfügt, um den erzeugten Wasserstoff aufnehmen zu können. Daher wird auf Basis der zuvor berechneten Anlagendimensionierung die Wasserstofferzeugung berechnet. Die Effizienz des Elektrolyseurs wird mit 70 % bzw. 80 %<sup>17</sup> angenommen. Mittelfristig ergibt sich somit eine Wasserstoffproduktion aus EE-Überschüssen von ~ 4,9 TWh<sub>th</sub> und langfristig von ~ 29,6 TWh<sub>th</sub> (Tabelle 6). Das Erdgasnetz kann jährlich bis zu 15 TWh<sub>th</sub> Wasserstoff aufnehmen (Krzikalla et al. 2013, S.73). Hinzu kommt das Potential der Poren- und Kavernenspeicher. Bei einem maximalen Wasserstoffanteil im Methan von 2 Vol-% beträgt dieses 2,2 TWh<sub>th</sub>. Wird der Anteil auf 10 Vol-% erhöht, steigt das Potential auf ~1 TWh<sub>th</sub>. Weiterhin wäre eine direkte Wasserstoffspeicherung in Kavernen möglich. Das entsprechende Potential liegt bei 70 – 126 TWh<sub>th</sub> (Tabelle 5). Demzufolge reicht die bestehende Erdgasinfrastruktur<sup>18</sup> aus, um den durch EE-Überschüsse erzeugten Wasserstoff aufnehmen zu können.

**Tabelle 6: Berechnung des Power-to-Gas-Potentials sowie Eingangsdaten und Ergebnisse (Eigene Darstellung)**

		60 % EE		80 % EE	
<b>EE-Überangebot</b>	TWh <sub>el</sub>	7,8		40,8	
<b>Minimum Residuallast</b>	GW	- 41,6		- 79,8	
<b>Dimensionierung P2G-Anlage</b>					
• Anteil an Minimum Residuallast	%	100 %	60 %	100 %	50 %
• installierte Leistung	GW	41,6	24,9	79,8	39,9
• Wirkungsgrad	%		70 %		80 %
<b>Integrierte EE-Menge</b>					
• Absolut	TWh <sub>el</sub>	7,8	7,0	40,8	37,0
• Relativ	%	100 %	90 %	100 %	91 %
<b>H<sub>2</sub>-Produktion</b>	TWh <sub>th</sub>	5,4	4,9	32,7	29,6

<sup>17</sup> Heute liegt der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren bei ca. 60 - 70 %. Nach aktuellem Forschungsstand ist eine Erhöhung auf 70 – 80 % mittel- bis langfristig möglich (Wietschel et al. 2010, S.316).

<sup>18</sup> Es wird davon ausgegangen, dass es bei der deutschen Erdgasinfrastruktur zu keinem signifikanten Rückbau kommen wird. Aus Technologiewechsel, Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen kann zwar ein Rückgang der Gasnachfrage resultieren. Allerdings entwickelt sich Deutschland zu einem Transitland, wodurch ein Rückbau des Pipelinenetzes nicht zu erwarten ist (Hauser & Möst 2016).

### Power-to-Heat

In dieser Arbeit werden Elektroheizkessel betrachtet, die in bestehende Nah- und Fernwärmenetze integriert sind, weil sie an entsprechender Stelle die Wärmeerzeugung in Heizwerken oder Heizkraftwerke ergänzen können<sup>19</sup>. Insbesondere bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in Heizkraftwerken (KWK-Kraftwerken) kann eine P2H-Anlage die Flexibilität des Systems erhöhen. Beim wärmegeführten Betrieb müssen KWK-Anlagen auch Strom erzeugen, wenn die Residuallast und der Strompreis sehr niedrig oder negativ sind. Genau in diesen Zeiten ist der Betrieb der P2H-Anlage interessant, weil das EE-Überangebot zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Dadurch könnten KWK-Anlagen in diesen Zeiten, die für sie häufig unrentabel sind, heruntergefahren werden. Darüber hinaus sind die Nah- und Fernwärmenetze regional sehr gut ausgebaut. Dadurch ist eine Integration der P2H-Anlage ohne zusätzliche Infrastrukturinvestitionen möglich und die durch EE-Strom erzeugte Wärme kann verschiedene Verbraucher erreichen. Wenn die durch P2H erzeugte Wärme zunimmt, kann so auch der EE-Anteil in der Wärmeerzeugung erhöht werden. Aus den genannten Gründen liegt der Fokus dieser Arbeit auf der Installation von P2H-Anlagen in Nah- und Fernwärmesysteme. Diese wird in ein hybrides System mit vorhandener Wärmeerzeugung und Zugang zum vorhandenen Wärmenetz integriert. Dadurch wird gewährleistet, dass die Wärmenachfrage jederzeit gedeckt werden kann und keine zusätzlichen Investitionen in das Wärmenetz erforderlich sind. Die P2H-Anlage dient somit zur Optimierung und Flexibilisierung des bestehenden Wärmeversorgungssystems. Im Folgenden wird ein Verfahren vorgestellt, mit dem das entsprechende Potential abgeschätzt werden kann.

Das P2H-Potential hängt von der (zukünftigen) Nachfrage an Nah- und Fernwärme in Deutschland sowie von einem zeitgleich auftretenden EE-Überangebot ab. Um diese Überschussmengen abschätzen zu können, wurde eine Analyse für ein Stromsystem mit 60 % und 80 % EE-Erzeugung betrachtet. Die stündliche Wärmenachfrage ist auf Basis von Daten des AGFW (AGFW 2013) zur jährlichen Wärmenachfrage in 2013 und synthetischen Wärmelastprofilen, die am Lehrstuhl für Energiewirtschaft entwickelt wurden<sup>20</sup>, berechnet. Die Zeitreihen berücksichtigen die Nachfragestruktur der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie für alle Bundesländer sowie die jeweilige Außentemperatur im Jahr 2013. Dementsprechend handelt es sich um ein repräsentatives Lastprofil für die Wärmenachfrage im Fern- und Nahwärmenetz in Deutschland für das Jahr 2013. Der zukünftige Nah- und Fernwärmebedarf hängt sowohl von der Entwicklung des Verbrauchs an Raum- und Prozesswärme sowie Warmwasser als auch von möglichen Technologienwechseln ab. Eine Metastudie von Paar et al. (2013) im Auftrag des AGFW hat ergeben, dass bei der Nah- und Fernwärmeversorgung von einer konstanten Entwicklung ausgegangen werden kann, da sich verschiedene Faktoren überlagern. Zum einen sinkt die Wärmenachfrage wegen Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen. Zum anderen steigt die Anzahl der mit Fernwärme versorgten Wohnflächen. Darüber hinaus werden Nah- und Fernwärmenetze weiter ausgebaut und verdichtet, um die Emissionsziele im Wärmemarkt erreichen zu können. Ein Ausbau der

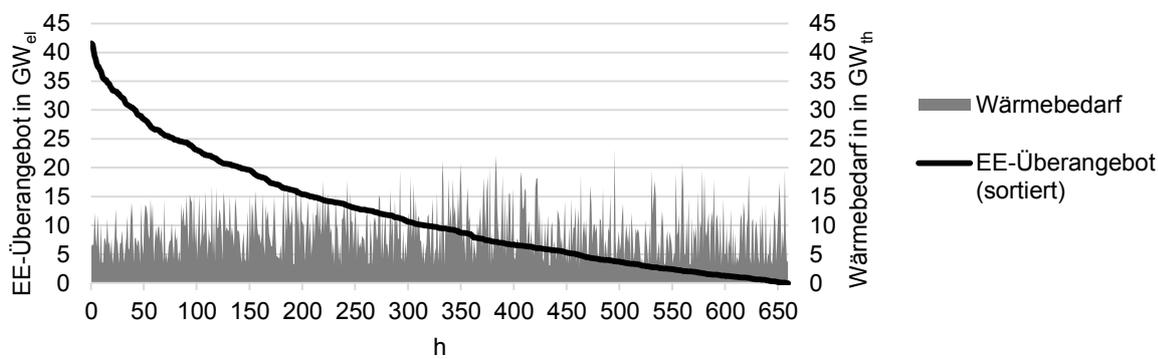
---

<sup>19</sup>Prinzipiell können Elektrokessel ebenfalls direkt beim Verbraucher, z.B. bei Industrieanlagen oder in Haushalten, installiert werden. Aufgrund der hohen Endkundenpreise für Strom ist eine Marktdurchdringung von Elektrokesseln in diesen Bereichen jedoch nicht zu erwarten (vgl. Gruber et al. 2015). Entsprechend werden solche Anwendungsfälle in dieser Arbeit nicht betrachtet.

<sup>20</sup>Das Vorgehen und die Datenbasis zur Berechnung der synthetischen Wärmeprofile wird in Kapitel 4.3.8 vorgestellt.

Nahwärmenetze ist vor allem erforderlich, um EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung, z.B. durch Geothermie, Biomasse oder Solarthermie, nutzen zu können. Entsprechend ist davon auszugehen, dass sich der Wärmeabsatz im Nah- und Fernwärmesystem zukünftig nicht signifikant ändern wird.

Bei P2H ist das gleichzeitige Auftreten eines EE-Überangebots und eines Wärmebedarfs entscheidend<sup>21</sup>. Um die Gleichzeitigkeit auf Basis der verwendeten Daten untersuchen zu können, wird das EE-Überangebot absteigend sortiert und der Wärmenachfrage der jeweiligen Stunde gegenübergestellt. Abbildung 45 zeigt das Ergebnis, wenn der EE-Anteil im System bei 60 % liegt. Die Grafik verdeutlicht, dass in Zeiten eines EE-Überangebots ebenfalls ein Wärmebedarf besteht. Selbst wenn die gesamte Wärmenachfrage in den jeweiligen Stunden allein durch P2H-Anlagen gedeckt werden würde, würde die daraus resultierende Stromnachfrage nicht ausreichen, um den gesamten Überschussstrom aus erneuerbaren Energien zu nutzen. Dieser Effekt verstärkt sich bei höheren EE-Anteilen (vgl. Abbildung A 16, im Anhang).

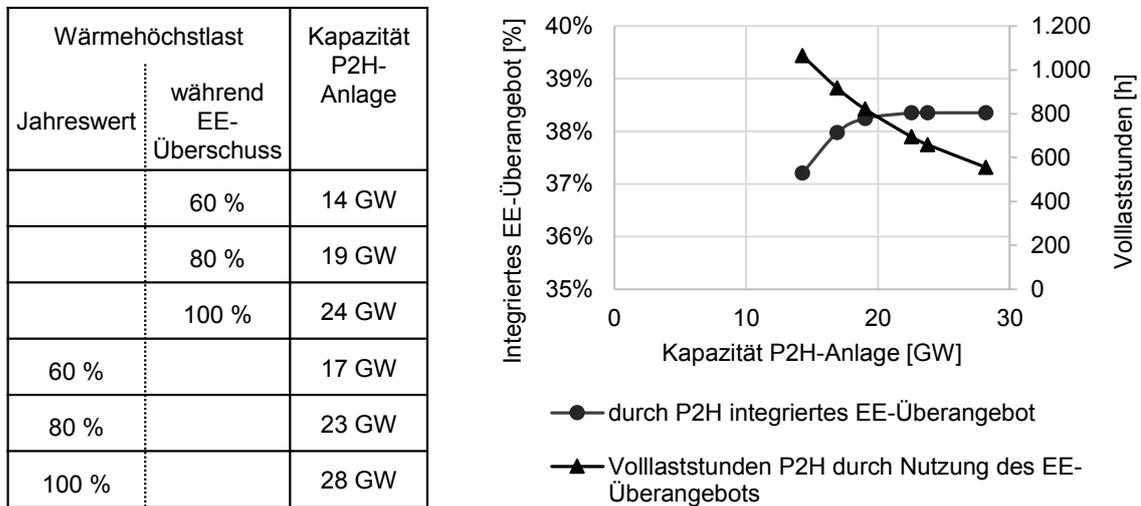


**Abbildung 45: EE-Überangebot (sortiert) und zeitgleicher Wärmebedarf bei einem EE-Anteil von 60 % im Stromsystem (Eigene Darstellung)**

Um das P2H-Potential auf der Wärmeseite abschätzen zu können, orientieren sich die Arbeiten in der Literatur an der installierten KWK-Leistung oder der Wärmejahreshöchstlast im jeweiligen System (z.B. Böttger et al. 2014 oder Jentsch und Trost 2014). Die Autoren gehen jeweils davon aus, dass die entsprechende Leistung anteilig durch P2H-Anlagen gedeckt werden könnte. Eine Auslegung auf die Wärmejahreshöchstlast könnte jedoch zu einer Überdimensionierung der P2H-Anlagen und somit zu einer Überschätzung des Potentials führen, da die Wärmespitze nicht zwingend in Zeiten eines hohen EE-Überangebots auftritt (vgl. Abbildung 45). Alternativ kann sich die Auslegung von P2H an der Wärmehöchstlast, die in Zeiten eines hohen EE-Überangebots auftritt, orientieren. Um abschätzen zu können, welche Variante zur Dimensionierung der P2H-Anlage sinnvoll ist, wird die Kapazität in Abhängigkeit der Wärmejahreshöchstlast und der Wärmehöchstlast während Zeiten von EE-Überangeboten berechnet. Dabei werden jeweils drei Fälle unterschieden. Die P2H-Anlage deckt 100 %, 80 % oder 60 % der Wärmehöchstlast bezogen auf die Jahresnachfrage und auf die Wärmenachfrage während Zeiten mit EE-Überangebot (Abbildung 46, links). Um einschätzen zu können, welche Dimensionierung sinnvoll ist, werden für jeden Fall das integrierte EE-Überangebot

<sup>21</sup> Bei einer zusätzlichen Berücksichtigung von Wärmespeichern ist hingegen eine zeitliche Entkopplung möglich.

und die Volllaststundenzahl der P2H-Anlagen berechnet. Ziel ist es, einen Großteil der EE-Überschussmengen zu integrieren und gleichzeitig eine hohe Auslastung der P2H-Anlage zu erreichen, um eine Überdimensionierung und somit eine Überschätzung des Potentials zu vermeiden. Abbildung 46 (rechts) zeigt die Ergebnisse für das System mit einem EE-Anteil von 80 %. Die Ergebnisse für ein System mit einem EE-Anteil von 60 % sind im Anhang (A 17) dargestellt.



**Abbildung 46: Dimensionierung der P2H-Anlage in Abhängigkeit der Wärmehöchstlast (links) und daraus resultierende Volllaststunden sowie EE-Integration (rechts) bei einem EE-Anteil von 80 % (Eigene Berechnungen)**

Je nach Anlagendimensionierung können ca. 37 – 38 % des EE-Überangebots integriert werden (Abbildung 46, rechte Grafik). Bei geringeren EE-Anteilen nimmt die Wärmeerzeugung durch P2H ab, da ein EE-Überangebot seltener und in geringeren Mengen auftritt. In den Berechnungen für ein Stromsystem mit einem EE-Anteil von 60 % steigt der relative Anteil der integrierbaren EE-Mengen auf 50 % - 54 % (Anhang A 17). Demzufolge können EE-Überschüsse durch die Nutzung von P2H nicht vollständig vermieden werden<sup>22</sup>.

Der integrierte Anteil des EE-Überangebots ist am höchsten, wenn die P2H-Anlage auf die Jahreshöchstlast ausgelegt wird (Abbildung 46). Allerdings wäre die Anlage mit 28 GW deutlich überdimensioniert und könnte maximal 550 Volllaststunden erreichen. Eine Orientierung an der Wärmejahreshöchstlast ist dementsprechend nicht sinnvoll. Eine höhere Auslastung der Anlage kann erreicht werden, wenn sich die Dimensionierung an der Wärmehöchstlast orientiert, die während Zeiten mit EE-Überangebot auftritt. Auch hier gilt, dass eine Auslegung auf das Maximum zu einer Überdimensionierung und somit zu einer Überschätzung des Potentials führen würde. Entsprechend wird die Anlage auf 80 % der Wärmehöchstlast während Zeiten mit EE-Überangebot ausgelegt. Dadurch wird zum einen sichergestellt, dass ein hoher Anteil der EE-Überschüsse genutzt werden kann und zum anderen, dass die Anlage vergleichsweise hohe Volllaststunden erreicht. Die Ergebnisse für ein System mit einem EE-Anteil von 60 % zeigen ebenfalls, dass es am effizientesten ist, die

<sup>22</sup> Wenn zusätzlich Wärmespeicher berücksichtigt werden, könnten mehr EE-Überschüsse integriert werden. Das setzt voraus, dass die P2H-Anlagen größer dimensioniert und Wärmespeicher errichtet werden.

Anlagendimensionierung an diesem Richtwert zu orientieren (Anhang A 17). Abhängig vom EE-Anteil ergibt sich somit ein technisches P2H-Potential von 14 GW (bei einem EE-Anteil von ca. 60 %) und von 19 GW (bei einem EE-Anteil von ca. 80 %). Die Anlagen könnten dabei ca. 300 bzw. 820 Volllaststunden erreichen. Zum Vergleich: Die Volllaststunden eines Spitzenlastkessels liegen bei ca. 450 – 950 Stunden (Paar et al. 2013, S.100; Arndt 2008, S.113). Dementsprechend könnte die Auslastung der P2H-Anlage bei hohen EE-Anteilen ausreichen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu ermöglichen. Allerdings muss beachtet werden, dass hier das technische Potential dargestellt wird. Kosten, die für den Einsatz der P2H-Anlage entscheidend sind, wurden hier nicht berücksichtigt. Diese könnten jedoch den Einsatz und somit die Volllaststunden der Anlage reduzieren. Der tatsächliche Einsatz der P2H-Anlagen unter Berücksichtigung von Kosten wird daher in der modellgestützten Szenarioanalyse in Kapitel 5.3.3 näher untersucht.

Das ermittelte P2H-Potential ist mit starken Unsicherheiten behaftet, da neben der Entwicklung des EE-Überangebots ebenso die Entwicklung der Wärmenachfrage und des Fernwärmesystems unbekannt sind. Wenn sich der Wärmeabsatz im Fern- und Nahwärmenetz mittel- bis langfristig halbiert, sinkt das Potential von 14 GW auf 8 GW bzw. von 19 GW auf 10 GW (Anhang A 18). Falls es zu einer Verdopplung kommt, steigt das Potential mittelfristig auf 23 GW und langfristig auf 33 GW. Diese Bandbreite verdeutlicht, dass eine sichere Quantifizierung des zukünftigen P2H-Potentials nicht möglich ist. Das berechnete P2H-Potential von 14 GW (mittelfristig) bzw. 19 GW (langfristig) zeigt daher in erster Linie eine Größenordnung, in der sich das zukünftige Potential befinden kann.

## 4 Strommarktmodellierung mit DSM

Das im vorherigen Kapitel ermittelte DSM-Potential und dessen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien soll anhand des Strommarktmodells ELTRAMOD untersucht werden. Der Umfang und die Funktionsweise des Modells sowie die Modellerweiterung werden in den nachfolgenden zwei Unterkapiteln vorgestellt. Kapitel 4.3 zeigt die Daten, auf denen die Modellvalidierung und die Szenarioanalysen basieren. Die Ergebnisse der Modellvalidierung werden in Kapitel 4.4 vorgestellt. Am Ende von Kapitel 4 werden die Modellgrenzen aufgezeigt und diskutiert.

### 4.1 Einführung in das Strommarktmodell ELTRAMOD

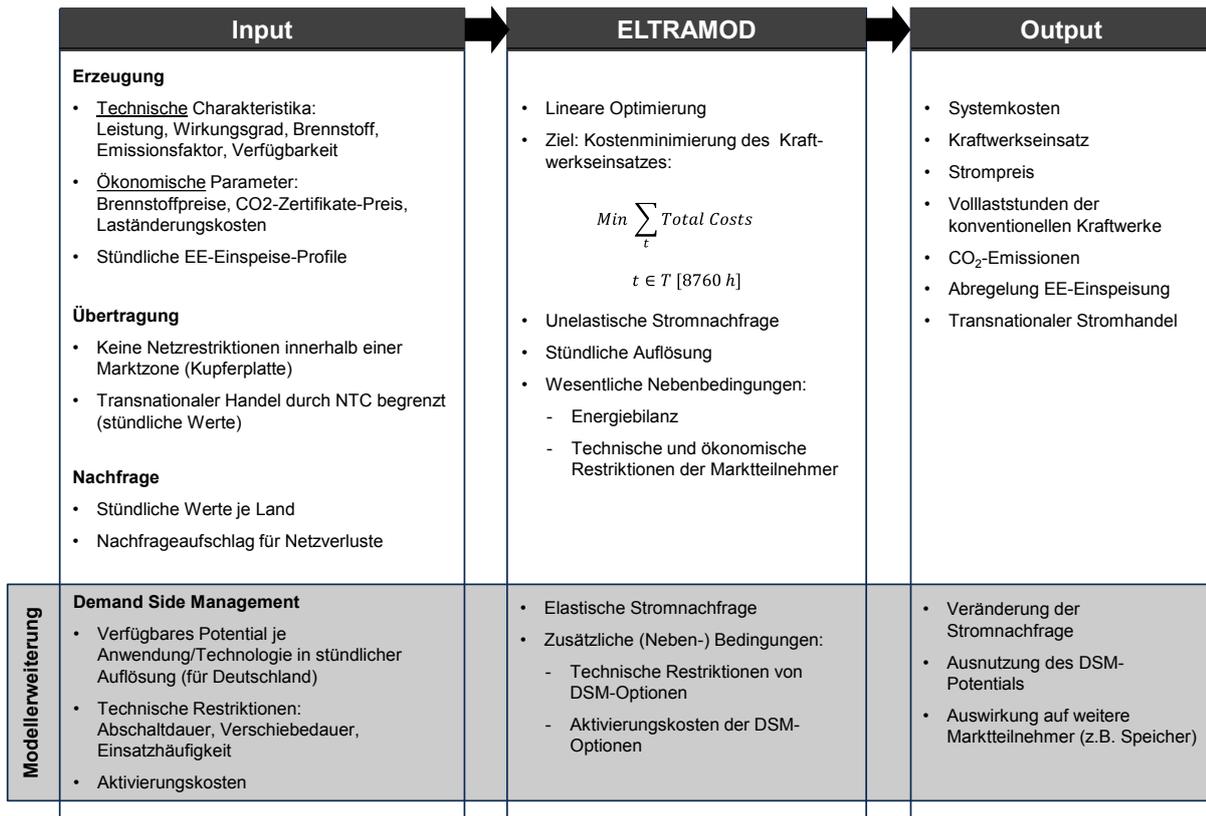
ELTRAMOD (Electricity Transshipment Model) ist ein lineares Fundamentalmodell, das zur Analyse von Kraftwerkseinsatz- und Investitionsentscheidungen im europäischen Strommarkt eingesetzt wird (vgl. Müller et al. 2013; Schubert 2016). In seiner Grundstruktur umfasst das Modell die EU-28-Länder plus Norwegen und die Schweiz. Es orientiert sich am bestehenden Strommarkt, der in Marktgebiete aufgeteilt ist. Entsprechend werden im Modell keine physischen Stromflüsse innerhalb eines Marktgebietes abgebildet. Der Stromhandel zwischen Marktgebieten wird endogen vom Modell ermittelt und durch Netto-Transport-Kapazitäten begrenzt. Das Entscheidungskalkül im Modell basiert auf der Annahme, dass der Strommarkt ein diskriminierungsfreier Markt ist. Es wird vollständiger Wettbewerb<sup>23</sup> und perfekte Information unterstellt.

ELTRAMOD ist ein deterministisches Modell, das in GAMS<sup>24</sup> implementiert ist. Die wesentlichen Eingangsparameter sind in Abbildung 47 dargestellt. Unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Charakteristika des Kraftwerksparks, der stündlichen Stromnachfrage, den verfügbaren Netto-Transport-Kapazitäten (NTC) und den regulatorischen Rahmenbedingungen werden die minimalen Systemkosten ermittelt. Die Stromerzeugung aus EE-Anlagen wird anhand stündlich aufgelöster Einspeiseprofile und der installierten Kapazität exogen vorgegeben und von der Stromnachfrage abgezogen. Folglich muss die Residuallast im Modell durch den verfügbaren Kraftwerkspark gedeckt werden. Zum räumlichen und zeitlichen Ausgleich der schwankenden EE-Einspeisung werden der Stromhandel mit den Nachbarländern sowie Pumpspeicherkraftwerke genutzt. Um die volle Flexibilität der Speicher abbilden zu können, wird sowohl das Ein- als auch das Ausspeichern vom Modell endogen ermittelt. Der Stromhandel ist entsprechend der derzeit bestehenden Rahmenbedingungen, durch Netto-Transport-Kapazitäten begrenzt. Diese hängen von den vorhandenen Interkonnektorkapazitäten und von der Marktsituation in den angrenzenden Ländern ab. Entsprechend sind stündliche NTC-Werte im Modell hinterlegt.

---

<sup>23</sup> Verschiedene Wissenschaftler haben die Ausübung von Marktmacht im deutschen Strommarkt untersucht und konnten diese bisher nicht nachweisen (vgl. Möst & Genoese 2009; Graf & Wozabal 2013). Folglich kann von einem wettbewerblichen Strommarkt ausgegangen werden.

<sup>24</sup> GAMS (General Algebraic Modeling System) ist eine Software für mathematische Programmierung und Optimierung. Weitere Informationen sind unter [www.gams.com](http://www.gams.com) verfügbar.



**Abbildung 47: Grundstruktur und Erweiterung des Strommarktmodells ELTRAMOD (Eigene Darstellung)**

Im Modell werden die wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Hierzu gehören bspw. der europäische Emissionshandel und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland. Ersteres wird im Modell indirekt durch CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise abgebildet. Gemäß §19 EEG sind Netzbetreiber in Deutschland dazu verpflichtet, Strom aus EE-Anlagen abzunehmen und den Anlagenbetreibern eine feste Einspeisevergütung oder eine Marktprämie zu zahlen. Bei der Zahlung einer Einspeisevergütung veräußert der Netzbetreiber die entsprechenden EE-Mengen preisunabhängig am Strommarkt. Im Fall der Marktvergütung handelt der Anlagenbetreiber direkt am Strommarkt und erhält zusätzlich eine Prämie vom jeweiligen Netzbetreiber. Im Fall von (andauernden) negativen Preisen an der EPEX Spot verringert sich der Zahlungsanspruch der EE-Anlagenbetreiber gegenüber der Netzbetreiber (gem. §51 EEG). Hierdurch soll ein Anreiz geschaffen werden, Strom aus EE-Anlagen nur bei positiven Strompreisen zu handeln und bei einem Überangebot die Einspeisung zu reduzieren. Äquivalent hierzu kann im Modell ein Überangebot der EE-Anlagen abgeregelt werden, wenn dieses nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Der steigende EE-Anteil am Strommarkt erfordert eine stärkere Systemintegration der EE. Aus diesem Grund wird für die mittel- und langfristige Betrachtung angenommen, dass die EE-Anlagen mit ihren Grenzkosten (0 €/MWh) am Markt teilnehmen. Diese sind entsprechend im Modell implementiert.

Mit dem Modell wird ein Zeithorizont von einem Jahr mit einer stündlichen Auflösung, d.h. 8760 h, abgebildet. Um die Modellgröße zu begrenzen und die Rechenzeit zu verkürzen, ist das Prinzip der

rollierenden Planung implementiert. Hierfür wird das Modell nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum von 8760 Stunden gelöst, sondern in vier Teilmodelle zerlegt. Die Teilmodelle bestehen aus gleichgroßen Zeitscheiben, entsprechend der Quartale eines Jahres. So wird im ersten Teilmodell der Kraftwerkseinsatz für das erste Quartal, im zweiten Teilmodell der Kraftwerkseinsatz für das zweite Quartal usw. ermittelt. Die Lösungen der Teilmodelle werden zusammengefasst, woraus das Ergebnis für den gesamten Betrachtungshorizont resultiert. Die einzelnen Zeitscheiben überlappen sich um 120 Stunden, damit der Einfluss von An- und Abfahrvorgängen auf die Modellergebnisse minimiert wird. Der Startwert für Kraftwerkseinsatz und Speicherfüllstand wird aus der Lösung der vorhergehenden Zeitscheibe übernommen.

Im Basismodell ist eine preisunelastische Stromnachfrage für jedes Marktgebiet hinterlegt, da Endverbraucher, z.B. Haushalte, derzeit nicht direkt am Strommarkt teilnehmen<sup>25</sup>. Ziel dieser Arbeit ist es, das Potential von flexiblen Verbrauchern und deren Wechselwirkung mit anderen Strommarktakteuren, z.B. Kraftwerken und Speichern, zu untersuchen. Daher wurde das Modell um Demand Side Management erweitert und eine preiselastische Stromnachfrage implementiert (vgl. Abbildung 47). Hierfür wurde eine geeignete Methode entwickelt, um die technischen Restriktionen von Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung adäquat modellieren zu können und entsprechende Nebenbedingungen in ELTRMAOD zu implementieren. Des Weiteren wurden die in Kapitel 2.4 identifizierten DSM-Anwendungen sowie deren verfügbaren Potentiale und techno-ökonomische Restriktionen in das Modell integriert.

Das Basismodell sowie die Modellerweiterung werden im Folgenden vorgestellt.

## 4.2 Mathematische Formulierung von ELTRAMOD

### 4.2.1 Zielfunktion und Kostenbestandteile

Die Kostenminimierung in ELTRAMOD ist ein lineares Optimierungsproblem. Es werden die Systemkosten unter Berücksichtigung der Kosten für die Stromerzeugung, das Lastmanagement und die Abregelung der erneuerbaren Energien entsprechend Gleichung 4.1 minimiert. Die Kosten zur Stromerzeugung setzen sich aus den variablen Kosten ( $OC_{p,t}$ ) sowie den Laständerungskosten ( $CO\_LC\_UP_{p,b}$ ,  $CO\_LC\_DOWN_{p,t}$ ) der einzelnen Kraftwerke zusammen. Kosten für DSM fallen für die Lasterhöhung ( $DSM\_UP_{t,app,c}$ ) und -abschaltung ( $DSM\_DOWN_{t,app,c}$ ) an. Deren Höhe hängt von der jeweiligen DSM-Anwendung ab ( $co\_dsm_{t,app}$ ). Die Abregelung der überschüssigen EE-Einspeisung wird mit  $co\_curt_{t,c}$  bewertet. Wenn die EE mit ihren Grenzkosten am Markt teilnehmen, ist dieser Parameter Null und kann vernachlässigt werden.

Um die Lösbarkeit des Modells jederzeit zu gewährleisten, wurde die Variable  $DUMP\_DEM$  eingeführt. Diese wird mit dem Value of Lost Load ( $co\_voll$ ) bewertet und repräsentiert den Anteil der Stromnachfrage, der nicht gedeckt werden kann. Dieser Fall tritt nur ein, wenn die Erzeugungs- und

---

<sup>25</sup> Eine Ausnahme bilden Unternehmen der energieintensiven Industrie, die über ein Energiemanagementsystem verfügen.

Importkapazitäten nicht ausreichen, um die gesamte Stromnachfrage innerhalb eines Marktgebietes zu decken.

Falls die verfügbare Kraftwerksleistung im Modell nicht ausreichen sollte, um den Regelenergiebedarf zu decken, nehmen die Variablen  $C\_ANC\_DUMP\_P_{t,c}$  (positive Regelleistung) und  $C\_ANC\_DUMP\_N_{t,c}$  (negative Regelleistung) einen Wert größer Null an. Dadurch soll eine Nichtlösbarkeit des Modells in beiden Fällen vermieden werden. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass die verfügbare Leistung der Kraftwerke vollständig ausgeschöpft wird und die beiden Variablen nur bei Engpässen eingesetzt werden. Aus diesem Grund werden beide mit dem Strafterm  $co\_anc$  bewertet.

$$\text{Min} \left[ \begin{array}{l} \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} (OC_{p,t} + CO\_LC\_UP_{p,t} + CO\_LC\_DOWN_{p,t}) \\ + \sum_{t \in T} \sum_{app \in APP} \sum_{c \in C} ((DSM\_DOWN_{t,app,c} + DSM\_UP_{t,app,c}) * co\_dsm_{t,app}) \\ + \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} \left( \begin{array}{l} + CURT\_RES_{t,c} * co\_curt_{t,c} \\ + DUMP\_DEM_{t,c} * co\_voll_{t,c} \\ + C\_ANC\_DUMP\_P_{t,c} * co\_anc \\ + C\_ANC\_DUMP\_N_{t,c} * co\_anc \end{array} \right) \end{array} \right] \quad 4.1$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; \forall c \in C; \forall app \in APP$$

Die variablen Kosten der Kraftwerke ( $OC_{p,t}$ ) setzen sich aus den Brennstoffkosten ( $co\_f_{p,t}$ ), den Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen ( $co\_CO2_{p,t}$ ) sowie sonstigen variablen Kosten ( $co\_var_p$ ) zusammen und werden unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades ( $eta_p$ ) entsprechend Gleichung 4.2 berechnet. Die Emissionskosten ( $co\_co2_{p,t}$ ) ergeben sich aus der Multiplikation des CO<sub>2</sub>-Zerifikatepreises mit dem brennstoffabhängigen Emissionsfaktor.

$$OC_{p,t} = G_{P,p,t} * \left( co\_var_p + \left[ \frac{co\_f_{p,t} + co\_co2_{p,t}}{eta_p} \right] \right) \quad 4.2$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T$$

#### 4.2.2 Energiebilanz

Im Stromsystem müssen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Diese Grundbedingung wird im Modell durch die Energiebilanz (4.3) abgebildet. Diese muss für jedes Marktgebiet in jedem Zeitschritt ausgeglichen sein. Die Nachfrageseite setzt sich aus der Residuallast ( $res\_dem_{t,c}$ ), den Exporten ( $EXP_{t,c,cc}$ ) und dem

Stromverbrauch der Pumpspeicherkraftwerke bei der Einspeicherung ( $PUMP_{p,t}$ ) zusammen. Diese kann durch die Stromerzeugung der Kraftwerke und Speicher ( $G_{P_{p,t}}$ ) sowie durch Importe ( $IMP_{t,c,cc}$ ) gedeckt werden. Die Residuallast berechnet sich aus der Differenz zwischen Gesamt-Stromnachfrage und verfügbarer EE-Einspeisung je Marktgebiet und Zeitschritt<sup>26</sup>. Somit führt eine Abregelung der EE-Einspeisung ( $CURT\_RES_{t,c}$ ) oder die Vorhaltung positiver Reserveleistung durch EE-Anlagen ( $ANC\_P\_RES_{t,c}$ )<sup>27</sup> zu einem Anstieg der Residuallast. Sie werden daher mit einem positiven Vorzeichen in der Energiebilanz berücksichtigt. Die Abregelung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen wird durch die Einspeiseverfügbarkeit in der jeweiligen Stunde begrenzt.

Darüber hinaus hat das Verhalten der flexiblen Stromverbraucher einen direkten Einfluss auf die Energiebilanz und muss in der Gleichung entsprechend berücksichtigt werden. Eine Nachfrageerhöhung der DSM-Anwendungen ( $DSM\_UP_{t,app,c}$ ) führt bspw. zu einem Anstieg der Gesamtnachfrage und geht daher mit positiven Vorzeichen in die Energiebilanz ein. Im Gegensatz dazu sinkt die Gesamtnachfrage, wenn diese ihren Stromverbrauch reduzieren ( $DSM\_DOWN_{t,app,c}$ ). Die Variable wird entsprechend mit einem negativen Vorzeichen in der Energiebilanz berücksichtigt (4.3).

$$\begin{aligned}
 0 = & \text{res dem}_{t,c} + \sum_{app \in APP} DSM\_UP_{t,app,c} + \sum_{p \in P} PUMP_{p,t} & 4.3 \\
 & + \sum_{cc \in CC} EXP_{t,c,cc} + ANC\_P\_RES_{t,c} + CURT\_RES_{t,c} \\
 & - \sum_{p \in P} G_{P_{p,t}} - \sum_{app \in APP} DSM\_DOWN_{t,app,c} - DUMP\_DEM_{t,c} \\
 & - \sum_{c \in C} IMP_{t,c,cc}
 \end{aligned}$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; \forall c \in C; \forall cc \in CC; \forall app \in APP$$

Der Stromaustausch zwischen den Marktgebieten ( $IMP_{t,c,cc}$ ,  $EXP_{t,c,cc}$ ) wird durch stündliche Netto-Transport-Kapazitäten (NTC), die exogen vorgegeben werden, begrenzt (4.4, 4.5).

$$IMP_{t,c,cc} \leq ntc_{t,c,cc} \quad 4.4$$

$$EXP_{t,c,cc} \leq ntc_{t,c,cc} \quad 4.5$$

$$\forall t \in T; \forall c \in C; \forall cc \in CC$$

<sup>26</sup>Im Ausland beinhaltet diese zusätzlich die Netto-Exporte in angrenzende Marktgebiete, die im Modell nicht endogen berechnet werden.

<sup>27</sup> Wenn Kraftwerke positive Regelleistung vorhalten, können sie die entsprechende Menge nicht am Strommarkt anbieten, um bei Bedarf die entsprechende Leistung bereitzustellen, d.h. erhöhen, zu können. Bei EE-Anlagen reduziert sich dementsprechend die am Spotmarkt geplante Einspeisung.

### 4.2.3 Technische Restriktionen des konventionellen Kraftwerksparks

Die Stromerzeugung eines Kraftwerks wird durch die verfügbare Kapazität, die sich aus der installierten Leistung ( $p_p$ ) und dem technologiespezifischen Verfügbarkeitsfaktor ( $avail_{p,t}$ ) zusammensetzt, begrenzt (4.6). Der Verfügbarkeitsfaktor ist zeit-, länder- und technologieabhängig und ist für jede Anlage im Modell hinterlegt. Er repräsentiert geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, z.B. aufgrund von Wartungsarbeiten oder niedrigen Wasserständen.

$$G_{P_{p,t}} \leq p_p * avail_{p,t} \quad 4.6$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; ON \in \{0,1\}$$

Die Laständerung eines Kraftwerks ergibt sich aus der Differenz zwischen der Stromerzeugung aus dem vorherigen und der aktuellen Zeiteinheit (4.7). Wenn diese positiv ist, handelt es sich um eine Lasterhöhung. Eine Lastsenkung liegt vor, wenn die Differenz negativ ist. Häufiges An- und Abfahren führt zu einem erhöhten Verschleiß der Anlagen. Daraus resultieren Verschleißkosten ( $co\_dep_p$ ), die im Modell beim Abfahren berücksichtigt werden (4.9). Bei der Lasterhöhung können zusätzliche Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten anfallen, wenn die Betriebstemperatur erhöht werden muss. Dieser Mehraufwand wird mit dem Faktor  $co\_rf_{p,t}$  bewertet (4.8).

$$LC_{UP_{p,t}} - LC_{DOWN_{p,t}} = G_{P_{p,t}} - G_{P_{p,t-1}} \quad 4.7$$

$$CO_{LC_{UP_{p,t}}} = LC_{UP_{p,t}} * co\_rf_p * (co\_f_{p,t} + co\_co2_{p,t}) \quad 4.8$$

$$CO_{LC_{DOWN_{p,t}}} = LC_{DOWN_{p,t}} * co\_dep_p \quad 4.9$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T$$

In Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ( $P\_CHP$ ) kann gleichzeitig Strom und Wärme, z.B. für Heizzwecke, Warmwasserbereitstellung oder Prozessdampf, produziert werden. In Abhängigkeit der gewählten Turbinentechnologie ist die Stromproduktion direkt an die Wärmeerzeugung gekoppelt (Gegendruckturbine) oder kann entsprechend des Wärmebedarfs variiert werden (Entnahmekondensationsturbine). Vereinfachend wird im Modell angenommen, dass die Stromproduktion direkt an die Wärmeerzeugung gekoppelt ist. Bei einer hohen Wärmenachfrage wird viel Strom produziert. Bei geringer Wärmenachfrage verhält es sich umgekehrt<sup>28</sup>. KWK-Anlagen orientieren sich in der Regel an der Wärmenachfrage und werden mit einer Mindestlast am Strommarkt eingesetzt. Diese Untergrenze der Stromerzeugung einer KWK-Anlage ergibt sich aus einem Wärmeprofil ( $dem_{heat}$ ), das die Wärmenachfrage repräsentiert sowie der jeweils verfügbaren elektrischen Leistung (4.10). Es wird die Annahme getroffen, dass die Kraftwerke zusätzlich über einen Kühlturm verfügen. Dadurch kann die Stromerzeugung oberhalb dieser wärmebedingten Mindestlast liegen.

<sup>28</sup> Es wird die Annahme getroffen, dass alle KWK-Anlagen wärmegeführte Gegendruckturbinen sind und keine Wärmespeicher besitzen.

$$G_{P,p,t} \geq p_p * avail_{p,t} * dem_{heat}_{p,t} \quad 4.10$$

$$\forall p \in P\_CHP; \forall t \in T$$

#### 4.2.4 (Wasser-) Speicherkraftwerke

Bei der Modellierung der Pumpspeicherkraftwerke werden alle relevanten Speicherrestriktionen berücksichtigt. Dies beinhaltet die getrennte Modellierung vom Pump- und Turbinierbetrieb sowie vom Speicherlevel. Das Speicherlevel ( $PSP\_L_{p,t}$ ) ergibt sich aus dem Speicherstand der Vorperiode ( $PSP\_L_{t-1}$ ) und der eingespeicherten ( $PUMP_{p,t}$ ) oder ausgespeicherten ( $G_{P,p,t}$ ) Energiemenge der jeweiligen Stunde (4.11). Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage ( $eta\_psp$ ) wird beim Einspeichern berücksichtigt. Die ein- und ausgespeicherte Menge je Zeiteinheit und Pumpspeicherkraftwerk wird durch die Leistung der Pumpe ( $p\_pump_p$ ) und der Turbine ( $p\_tur_p$ ) begrenzt (4.13 und 4.14). Die Obergrenze für das Speicherlevel ergibt sich aus der maximalen Speicherkapazität der Anlage (4.12). Wenn entsprechende Daten nicht verfügbar sind, wird die Obergrenze über die installierte Leistung der Turbine und die maximale Ausspeicherdauer berechnet.

$$PSP\_L_{p,t} = PSP\_L_{p,t-1} - G_{P,p,t} + PUMP_{p,t} * eta\_psp_p \quad 4.11$$

$$PSP\_L_{p,t} \leq p\_stor_p \quad 4.12$$

$$PUMP_{p,t} \leq p\_pump_p \quad 4.13$$

$$G_{P,p,t} \leq p\_tur_p \quad 4.14$$

$$\forall p \in PSP; \forall t \in T$$

Bei der Modellierung der Reservoir-Kraftwerke wird auf eine detaillierte Modellierung des Speicherlevels mit natürlichen Zuflüssen verzichtet, um die Modellgröße und Rechenzeit zu begrenzen. Darüber hinaus sind nicht alle erforderlichen Daten verfügbar, um die Reservoir-Kraftwerke in dieser Detailtiefe abbilden zu können. Daher wird die maximale Stromerzeugung der Reservoir-Kraftwerke über die installierte Leistung und die maximalen Volllaststunden ( $vlh_{c,m}$ ) berechnet. Diese sind monatlich aufgelöst. Dadurch können die saisonalen Schwankungen der Stromerzeugung aus Reservoir-Kraftwerken, die sich aus Schwankungen der Wasserzuflüsse innerhalb eines Jahres ergeben, trotz des vereinfachten Ansatzes im Modell sehr gut abgebildet werden.

$$\sum_{t=m\_start_m}^{t=m\_end_m} G_{P,p,t} \leq \sum_{c \in C} \sum_{m \in M} (p_p * vlh_{c,m}) \quad 4.15$$

$$\forall p \in RESERVOIR; \forall t \in T; \forall c \in C; \forall m \in M$$

### 4.2.5 Regelenergie

Prognosefehler von erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage sowie ungeplante Kraftwerksausfälle werden durch Regelenergie ausgeglichen. Derzeit wird diese vor allem von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Sobald diese eine Lieferverpflichtung zur Reservevorhaltung eingehen, müssen sie entsprechende Mengen am Spot-Markt anbieten, um negative Regelenergie bereitstellen zu können oder zurückhalten, um im Bedarfsfall positive Regelenergie aktivieren zu können. Diese Aspekte beeinflussen wesentlich den Einsatz der regelenergiebereitstellenden Kraftwerke am Spotmarkt.

Der positive und negative Reservebedarf ( $dem_{anc,t,c}$ ) beträgt in Deutschland jeweils ca. 5 GW (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2016a). Dieser muss in jeder Stunde durch verschiedene Kraftwerke ( $C_{ANC\_P_{p,t}}$ ) sowie durch EE-Anlagen<sup>29</sup> ( $ANC\_P\_RES_{t,c}$ ) vorgehalten werden (4.16). Um sicherzustellen, dass die Gleichung 4.16 auch in Zeiten mit geringer Erzeugungsleistung erfüllt werden kann, wird die Variable  $C_{ANC\_DUMP\_P_{p,t}}$  eingeführt. Diese soll vom Modell jedoch nur verwendet werden, wenn keine weitere Kraftwerksleistung zur Reservevorhaltung verfügbar ist. Sie wird daher in der Zielfunktion 4.1 mit dem Strafterm  $co_{anc}$  bewertet. Die Gleichung 4.16 gilt äquivalent für die Deckung des Bedarfs an negativer Regelenergie.

$$\sum_{p \in P} C_{ANC\_P_{p,t}} + ANC\_P\_RES_{t,c} + C_{ANC\_DUMP\_P_{p,t}} = dem_{anc,t,c} \quad 4.16$$

$$\forall c \in DE; \forall p \in P; \forall t \in T$$

Die Höhe an positiver Leistung, die ein Kraftwerk bereitstellen kann, ergibt sich aus der Differenz zwischen der maximal verfügbaren Leistung in der jeweiligen Zeiteinheit und der Erzeugung (4.17). Zusätzlich wird diese durch die Leistung ( $anc_{up_p}$ ) begrenzt, die ein Kraftwerk aus technischer Sicht maximal bereitstellen kann, um die Anforderungen der Netzbetreiber zu erfüllen (4.18). Diese ergibt sich aus der Laständerungsgeschwindigkeit. Gleichung 4.18 gilt äquivalent für die Bereitstellung negativer Reserveleistung ( $C_{ANC\_N_{p,t}}$ ). Zusätzlich wird die negative Reserveleistung, die ein Kraftwerk bereitstellen kann, durch die Differenz aus Erzeugung und Mindestlast eines Kraftwerks begrenzt (4.19).

$$C_{ANC\_P_{p,t}} \leq (p_p * avail_{p,t}) - G_{P_{p,t}} \quad 4.17$$

$$C_{ANC\_P_{p,t}} \leq p_p * anc_{up_p} \quad 4.18$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T$$

$$C_{ANC\_N_{p,t}} \leq G_{P_{p,t}} - p_{min_p} \quad 4.19$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T$$

<sup>29</sup> Derzeit ist eine Vorhaltung von Regelenergie durch wetterabhängige EE-Anlagen (z.B. Windenergie- oder PV-Anlage) noch nicht möglich. Es ist jedoch zu erwarten, dass diese mit steigendem Ausbau zur Reservevorhaltung genutzt werden.

Die Vorhaltung von positiver Reserveleistung durch EE-Anlagen wird durch deren verfügbare Einspeisemenge bestimmt (4.20). Die vorgehaltene Menge kann nicht am Day-Ahead-Markt angeboten werden, da die Anlage bei Abruf in der Lage sein muss, die Stromerzeugung zu erhöhen. Aus diesem Grund muss die Variable  $ANC\_P\_RES_{t,c}$  zusätzlich in der Energiebilanz (4.3) berücksichtigt werden.

$$ANC\_P\_RES_{t,c} \leq \sum_{p \in RES} prof_{t,p} * p_p \quad 4.20$$

$$\forall c \in DE; \forall p \in P; \forall t \in T$$

Die Vorhaltung von negativer Reserveleistung von EE-Anlagen ( $ANC\_N\_RES_{t,c}$ ) wird ebenfalls durch deren verfügbare Einspeisung bedingt (4.21). Um zu vermeiden, dass negative Regelenergie im Modell nur durch EE-Anlagen bereitgestellt wird, wird eine Obergrenze eingeführt. Der Faktor  $f\_res$  gibt an, wie viel des Reservebedarfs durch EE-Anlagen maximal bereitgestellt werden darf (4.22). Diese Obergrenze gilt äquivalent für die Vorhaltung der positiven Regelenergie.

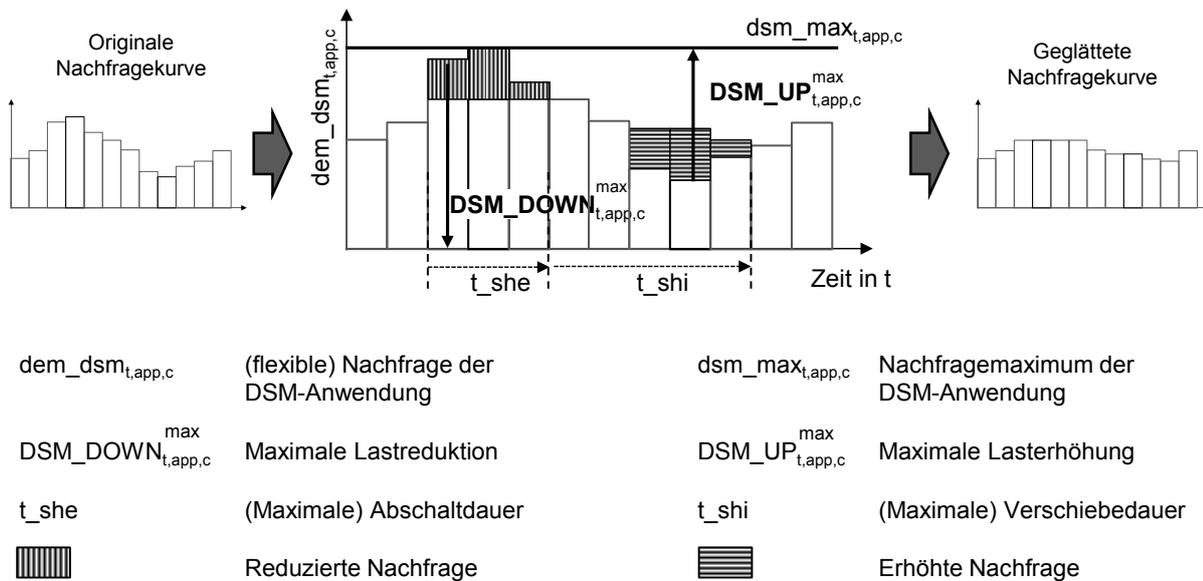
$$ANC\_N\_RES_{t,c} \leq \sum_{p \in RES} prof_{t,p} * p_p \quad 4.21$$

$$ANC\_N\_RES_{t,c} \leq f\_res * dem\_anc_{t,c} \quad 4.22$$

$$\forall c \in DE; \forall p \in P; \forall t \in T$$

#### 4.2.6 Demand Side Management

Abbildung 48 veranschaulicht das Vorgehen und die wesentlichen Parameter zu Modellierung von DSM am Beispiel der Lastverschiebung. In der linken Grafik wird der Nachfrageverlauf einer DSM-Anwendung ohne Eingriff abgebildet. Die rechte Grafik zeigt die geglättete Nachfragekurve nach der Lastverschiebung. Die wesentlichen Parameter, die die Lastverschiebung begrenzen, sind in der mittleren Abbildung dargestellt.



**Abbildung 48: Relevante Parameter zur Modellierung von Demand Side Management (Eigene Darstellung)**

Grundsätzlich wird das Lastverschiebepotential einer DSM-Anwendung durch deren aktuelle Stromnachfrage ( $dem\_dsm_{t,app,c}$ ), deren Nachfragemaximum<sup>30</sup> ( $dsm\_max_{t,app,c}$ ) sowie der Abschalt- und Verschiebedauer ( $t\_she_{app}$ ,  $t\_shi_{app}$ ) begrenzt. Zusätzlich müssen bei einzelnen DSM-Anwendungen Einsatzhäufigkeiten berücksichtigt werden, um bspw. zu hohe Produktionsausfälle zu vermeiden.

Die einzelnen DSM-Anwendungen werden hinsichtlich ihrer technischen und ökonomischen Charakteristika geclustert und entsprechend aggregiert im Modell abgebildet. Beispielsweise wird nicht jede Lüftungsanlage in Deutschland einzeln modelliert, sondern die Stromnachfrage und das Potential aller Anlagen aufsummiert und im Modell implementiert. Dadurch wird implizit unterstellt, dass sich alle Anlagen an Preissignalen orientieren. Entsprechend stellt diese Abschätzung eine Obergrenze für die tatsächliche Nutzung der DSM-Anwendungen dar. Durch diese aggregierte Abbildung der DSM-Anwendungen kann die Variablenzahl im Modell deutlich reduziert werden.

Der Strombedarf einer DSM-Anwendung wird für jede Zeiteinheit exogen vorgegeben. Im Modell kann diese Zeitreihe geglättet werden, indem die Nachfrage gesenkt ( $DSM\_DOWN_{t,app,c}$ ) oder erhöht

<sup>30</sup> Das Nachfragemaximum einer DSM-Anwendung wird durch deren installierte Leistung bestimmt.

( $DSM\_UP_{t,app,c}$ ) wird<sup>31</sup> (Abbildung 48). Die Lastreduktion wird durch die aktuelle Stromnachfrage der DSM-Anwendung begrenzt (4.23).

$$DSM\_DOWN_{t,app,c} \leq dem\_dsm_{t,app,c} \quad 4.23$$

$$\forall t \in T; \forall app \in APP; \forall c \in DE$$

Für diejenigen DSM-Anwendungen, die zu der Kategorie Lasterhöhung ( $P2X$ ) gehören, wird keine Stromnachfrage exogen vorgegeben. Diese Technologien werden erst aktiviert, wenn der Strompreis einen bestimmten Grenzwert unterschreitet. Dementsprechend ist die Variable  $DSM\_DOWN_{t,app,c}$  für diese Null (4.24).

Die Nachfrageerhöhung wird mit Hilfe der Variable  $DSM\_UP_{t,app,c}$  modelliert. Für  $P2X$ -Technologien wird diese durch die Leistung der installierten Anlagen sowie durch die Nachfrage des nachgelagerten Energieträgers begrenzt (4.25). Dadurch kann bspw. eine Power-to-Heat-Anlage nur so viel Wärme erzeugen, wie in der jeweiligen Stunde benötigt wird<sup>32</sup>.

$$DSM\_DOWN_{t,app,c} = 0 \quad 4.24$$

$$DSM\_UP_{t,app,c} \leq dsm\_max\_p2x_{t,app,c} \quad 4.25$$

$$\forall app \in P2X; P2X \subseteq APP; \forall t \in T; \forall c \in DE$$

Die DSM-Anwendungen der Kategorie Lastabschaltung ( $LA$ ) können ihre Nachfrage in keinem Zeitpunkt erhöhen, da die Prozesse bereits vollständig ausgelastet sind. Die Variable  $DSM\_UP_{t,app,c}$  ist für diese DSM-Anwendungen daher Null. Für DSM-Anwendungen der Kategorie Lastverschiebung wird diese Variable durch die Differenz aus maximaler und aktueller Stromnachfrage begrenzt (Abbildung 48, Gleichung 4.27). Das Nachfragemaximum einer DSM-Anwendung ( $dsm\_max_{app,c}$ ) entspricht deren installierter Leistung.

$$DSM\_UP_{t,app,c} = 0 \quad 4.26$$

$$\forall app \in LA; LA \subseteq APP; \forall t \in T; \forall c \in DE$$

$$DSM\_UP_{t,app,c} \leq dsm\_max_{app,c} - dem\_dsm_{t,app,c} \quad 4.27$$

$$\forall app \in LV; LV \subseteq APP; \forall t \in T; \forall c \in DE$$

Eine Änderung der Stromnachfrage einzelner DSM-Anwendungen wirkt sich auf die Gesamtnachfrage des Systems aus. Daher werden die Variablen  $DSM\_DOWN_{t,app,c}$  und  $DSM\_UP_{t,app,c}$  zusätzlich in der Energiebilanz (4.3) berücksichtigt.

<sup>31</sup> Das Modell bestimmt somit nicht frei die Nachfragekurve der DSM-Anwendung, sondern erhöht oder reduziert die vorgegebene Stromnachfrage.

<sup>32</sup> An dieser Stelle werden Wärmespeicher vernachlässigt. Wenn diese zusätzlich modelliert werden, kann die Wärmeerzeugung der Power-to-Heat-Anlagen von der tatsächlichen Wärmenachfrage zeitlich entkoppelt werden.

Im Gegensatz zur Lastabschaltung und -erhöhung bleibt der Jahresstromverbrauch bei der Lastverschiebung unverändert. Es kommt lediglich zu einer zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage. Dieser Vorgang wird im Modell als virtueller Speicher abgebildet (4.28). Der Speicher füllt sich, sobald die Stromnachfrage erhöht wird. Wenn die exogen vorgegebene Nachfrage reduziert wird, leert sich der Speicher entsprechend. Das Speicherlevel ( $DSM\_SL_{t,app,c}$ ) kann negative Werte annehmen. Dadurch ist sowohl das Vorziehen als auch das Nachholen der Nachfrage möglich.

$$DSM\_SL_{t,app,c} = DSM\_SL_{t-1,app,c} + DSM\_UP_{t,app,c} - DSM\_DOWN_{t,app,c} \quad 4.28$$

$$\forall t \in T; \forall app \in LV; LV \subseteq APP; \forall c \in DE$$

Die Dauer der Lastverschiebung ist begrenzt. Innerhalb weniger Stunden muss die Differenz zwischen Lastreduzierung ( $DSM\_DOWN_{t,app,c}$ ) und -erhöhung ( $DSM\_UP_{t,app,c}$ ) ausgeglichen sein (4.29). Dieser Zeitraum ( $t_{bal_{app}}$ ) wird durch die Abschalt- und Verschiebedauer ( $t_{she_{app}}$ ,  $t_{shi_{app}}$ ) bestimmt und entsprechend Gleichung 4.30 berechnet.

$$DSM\_SL_{t,app,c} = 0 \quad 4.29$$

$$\forall t \in t_{bal}; t_{bal} \subseteq T; \forall app \in LV; LV \subseteq APP; \forall c \in DE$$

$$t_{bal_{app}} = y_{app} * (t_{she_{app}} + t_{shi_{app}}) + 1 \quad 4.30$$

$$y_{app} \in \{0,1, \dots, fa_{app} - 1\}; \forall app \in LV; LV \subseteq APP$$

Verschiedene DSM-Anwendungen können ihre Nachfrage lediglich für ein oder zwei Stunden verschieben. Hierzu zählen bspw. Lüftungs- oder Klimaanlage. Eine Nachfragereduzierung in zwei aufeinanderfolgenden Stunden ist nicht möglich, ohne die Luftqualität und somit den Kundennutzen zu verschlechtern. Aus diesem Grund ist der Einsatz dieser DSM-Anwendungen zusätzlich durch die Anzahl der Eingriffe pro Tag begrenzt. Um Binär-Variablen zu vermeiden, wird anstelle der Anzahl der Aktivierungen die maximale Lastreduktion pro Tag im Modell beschränkt. Diese setzt sich aus der durchschnittlichen Tagesstromnachfrage, der maximalen Abschaltdauer ( $t_{she_{app}}$ ) und der maximalen Anzahl der Aktivierungen pro Tag ( $fd_{app}$ ) zusammen (4.31).

$$\sum_{t_{start}}^{t_{start}+23} DSM\_DOWN_{t,app,c} \leq \frac{\sum_{t_{start}}^{t_{start}+23} dem\_dsm_{t,app,c}}{24} * t_{she_{app}} * fd_{app} \quad 4.31$$

$$\forall app \in LV; LV \subseteq APP; \forall c \in DE; \forall t \in T$$

$$t_{start} = d * 24 + 1 \quad 4.32$$

$$d \in \{0,1, \dots, 364\}$$

Im Modell werden die DSM-Anwendungen des GHD- und Haushaltssektors aggregiert modelliert. Beispielsweise wird nicht jede einzelne Klimaanlage separat, sondern die Summe aller Anlagen im Modell abgebildet. Je Cluster ist eine Nachfragereduktion in zwei aufeinanderfolgenden Stunden prinzipiell möglich, da es sich um verschiedene Anlagen handeln kann. Es muss jedoch sichergestellt werden, dass die gleiche Anlage ihre Stromnachfrage nicht in zwei aufeinanderfolgenden Stunden senkt. Aus diesem Grund wird die Nachfragereduzierung des DSM-Clusters zusätzlich durch die Eingriffe der vorhergehenden Zeiteinheit begrenzt (4.33). Maßgeblich hierfür ist die Differenz zwischen Stromnachfrage und Lastabschaltung der Vorperiode. Wenn die Differenz Null ist, wurde in der Vorperiode bereits die Stromnachfrage aller Anlagen gesenkt und das gesamte Potential ausgeschöpft. In der aktuellen Zeiteinheit ist dementsprechend keine Lastreduktion mehr möglich. Wenn die Differenz jedoch größer Null ist, kann die Stromnachfrage des DSM-Clusters in der aktuellen Stunde gesenkt werden. Die Lastreduktion wird dabei zusätzlich durch den Differenzbetrag der vorherigen Zeiteinheit begrenzt.

$$DSM\_DOWN_{t,app,c} \leq dem\_dsm_{t-1,app,c} - DSM\_DOWN_{t-1,app,c} \quad 4.33$$

$$\forall app \in LV; LV \subseteq APP; \forall c \in DE; \forall t \in T$$

Bei Industrieprozessen ist die Anzahl der Eingriffe für das Lastmanagement stark restringiert. Sie liegt bei ca. 40 Aktivierungen pro Jahr (Klobasa 2007, S.68). Darüber hinaus ist eine Lastsenkung nur über wenige Stunden möglich. Beide Restriktionen schränken die Verwendung des Lastabschalt- und -verschiebepotentials von Industrieprozessen stark ein und werden daher im Modell berücksichtigt. Um Binär-Variablen zu vermeiden, werden die Restriktionen mit Hilfe von Jahres- und Tagessummen modelliert. Entsprechend Gleichung 4.34 wird die jährliche Stromnachfrage, die ein Industrieprozess maximal senken kann, durch die Anzahl der Aktivierungen pro Jahr ( $fa_{app}$ ), der Abschaltdauer ( $t_{she_{app}}$ ) und dem Potential zur Lastreduzierung ( $dsm\_pot_{app,c}$ ) begrenzt. Mit dieser Gleichung wird sichergestellt, dass die maximale Anzahl der Eingriffe pro Jahr nicht überschritten wird.

$$\sum_{t_1}^{t_{8760}} DSM\_DOWN_{t,app,c} \leq fa_{app} * t_{she_{app}} * dsm\_pot_{app,c} \quad 4.34$$

$$\sum_{t_{start}}^{t_{start}+23} DSM\_DOWN_{t,app,c} \leq t_{she_{app}} * dsm\_pot_{app,c} \quad 4.35$$

$$\forall app \in LA; LA \subseteq APP; \forall c \in DE; \forall t \in T$$

Auf Basis von Gleichung 4.34 kann die Stromnachfrage von Industrieprozessen über mehrere Stunden und Tage hinweg vom Modell reduziert werden. In der Realität ist dies jedoch nicht möglich. Hier liegt die maximale Abschaltdauer bei ca. vier Stunden am Stück (Klobasa 2007, S.68). Es wird davon ausgegangen, dass dieses Maximum für jeden Tag gilt, um die Einschränkungen des Produktionsprozesses so gering wie möglich zu gestalten. Dementsprechend wird zusätzlich die Stromnachfrage begrenzt, die an einem Tag reduziert werden kann. Diese setzt sich aus der Abschaltdauer ( $t_{she_{app}}$ ) und dem Potential zur Lastreduzierung ( $dsm\_pot_{app,c}$ ) zusammen (4.35).

### 4.3 Modelleingangsdaten

#### 4.3.1 Überblick über die verwendeten Daten

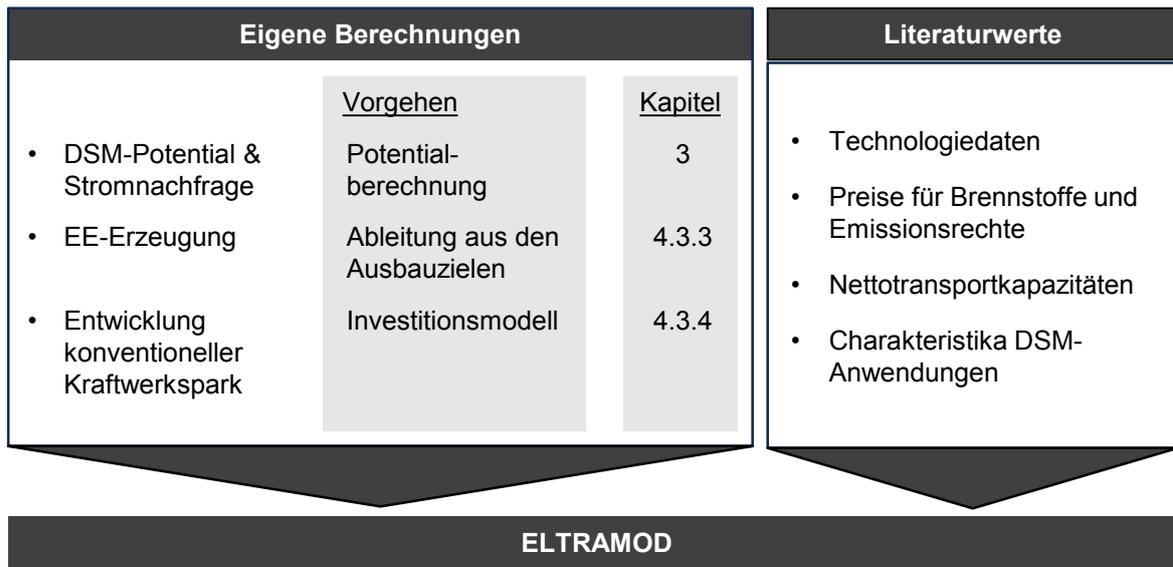
Das nachfolgende Kapitel gibt einen Überblick über die Daten, die für die Szenarioanalysen in ELTRAMOD hinterlegt sind. Der räumliche Fokus der Analysen liegt auf Deutschland (Abbildung 49). Das hierfür ermittelte DSM-Potential wird in ELTRAMOD implementiert und anhand des Modells näher untersucht. Die Erzeugungsseite wird im Basisjahr kraftwerksscharf modelliert. In den Szenariorechnungen werden alle Kraftwerke in 16 Technologieklassen zusammengefasst, da kraftwerkscharfe Daten nicht verfügbar sind. Der Stromaustausch mit den Nachbarländern beeinflusst die Ergebnisse für den deutschen Strommarkt. Aus diesem Grund wird der Kraftwerkseinsatz der Nachbarländer ebenfalls modellendogen bestimmt. Der Kraftwerkspark im Basisjahr und in den Szenariorechnungen wird ebenfalls zu 16 Technologieklassen für jedes Marktgebiet zusammengefasst. Die Stromnachfrage der Nachbarländer ist preisunelastisch und wird exogen vorgegeben. Der Stromaustausch zwischen den Nachbarländern und Deutschland wird modellendogen bestimmt und durch Nettotransportkapazitäten begrenzt. Darüber hinaus werden Netto-Exporte in Länder, die an Deutschlands Nachbarländer angrenzen, im Modell berücksichtigt, da sie den Kraftwerkseinsatz in den Nachbarländern beeinflussen. Dieser Stromaustausch wird exogen vorgegeben und wurde auf Basis der realen Handelsflüsse im Basisjahr berechnet.

	Modellimplementierung		
	Deutschland	Nachbarländer	Angrenzende Länder
<b>Nachfrage</b>	elastisch (inkl. DSM)	unelastisch (exkl. DSM)	-
<b>Erzeugung</b>	modellendogen bestimmt (Kraftwerksscharf, 16 Technologieklassen)		-
<b>Importe/ Exporte</b>	modellendogen bestimmt (begrenzt durch NTC)		exogener Stromaustausch (Netto-Exporte)

Abbildung 49: Regionaler Modellfokus und Detaillierungsgrad (Eigene Darstellung)

Im Fokus der Analysen steht ein Energiesystem in Deutschland in dem 60 % bzw. 80 % der Stromnachfrage durch erneuerbaren Energien gedeckt werden. Es ist zu erwarten, dass diese Anteile erst mittel- bis langfristig erreicht werden. Entsprechend werden in den Szenarioanalysen die Jahre

2030 (mittelfristig) und 2050 (langfristig) untersucht<sup>33</sup>. Aufgrund der in die Zukunft gerichteten Betrachtung werden Annahmen zu verschiedenen Parametern, z.B. der Entwicklung des Kraftwerksparks oder der Brennstoffpreise, getroffen. Einzelne Parameter können aus der Literatur entnommen werden, z.B. Technologiedaten (Abbildung 50). Für andere fehlen jedoch entsprechende Daten oder sie können aufgrund von Konsistenzgründen nicht aus der Literatur entnommen werden. Hierzu zählen z.B. das DSM-Potential oder die Entwicklung des Kraftwerksparks. Abbildung 50 gibt einen Überblick, welche Daten für die Szenariorechnungen eigenständig berechnet und welche aus der Literatur entnommen sind.



**Abbildung 50: Übersicht der verwendeten Daten in ELTRAMOD (Eigene Darstellung)**

Die Berechnung des zukünftigen DSM-Potentials sowie deren Annahmen und Ergebnisse zeigt Kapitel 3. Basierend auf der Stromnachfrage, die sich daraus ergibt, wird die Stromerzeugung aus EE-Anlagen mit Hilfe der Ausbauziele ermittelt. Das Vorgehen ist in Kapitel 4.3.3 dargestellt. Zur Ermittlung des konventionellen Kraftwerksparks in den Jahren 2030 und 2050 wurde ein Investitionsmodell genutzt. Dieses wird in Kapitel 4.3.4 gemeinsam mit den zugrunde liegenden Daten beschrieben. Darüber hinaus zeigen die nachfolgenden Kapitel alle weiteren Modelleingangsdaten sowie deren Quellen, die für die Szenariorechnungen in ELTRAMOD hinterlegt sind. In Kapitel 4.4 wird die Modellvalidität anhand von Modellrechnungen für das Basisjahr 2013 geprüft. Die hierfür benötigten Daten werden im Nachfolgenden ebenfalls vorgestellt.

<sup>33</sup> In den Szenarioanalysen (Kapitel 5) steht der EE-Anteil anstelle des Jahres im Vordergrund. Die Bezeichnung mit Jahren dient dem besseren Verständnis der Beschreibung des Energiesystems (z.B. in Bezug auf die Entwicklung der Brennstoffpreise oder des Kraftwerkportfolios).

### 4.3.2 Stromnachfrage

Die Stromnachfrage im Basisjahr 2013 basiert auf Realdaten. Diese stammen von den europäischen Netzbetreibern, die die stündlich aufgelöste Stromnachfrage je Marktgebiet veröffentlichen (ENTSOE 2015a). Zusätzlich werden die Netto-Exporte in angrenzende Länder, deren Handelsflüsse nicht modellendogen berechnet werden, aufaddiert. Diese werden mit Hilfe der von der ENTSOE veröffentlichten Daten zum grenzüberschreitenden Handel aus dem Jahr 2013 berechnet (ENTSOE o.J.). Die entsprechenden Eingangsdaten sind in Tabelle 7 dargestellt.

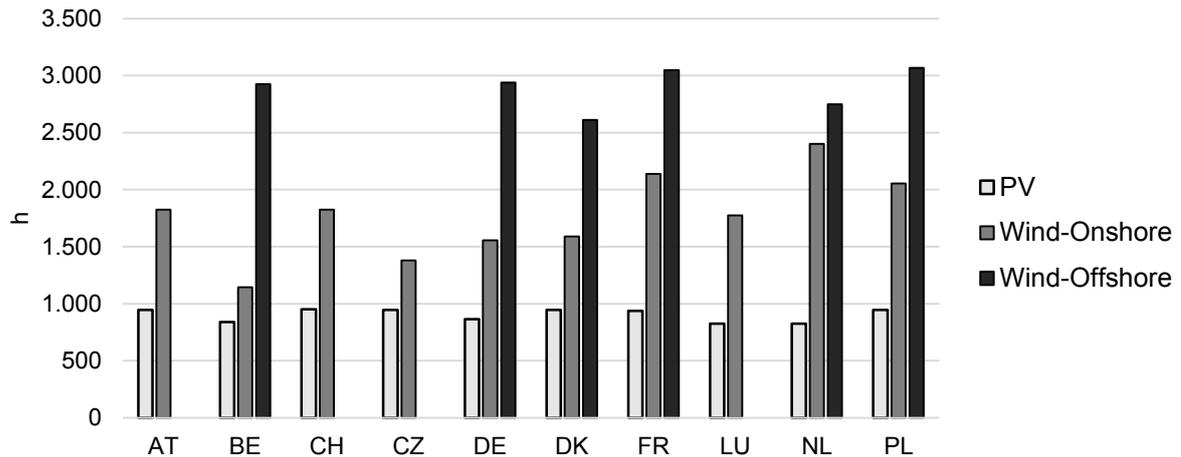
**Tabelle 7: Nettostromverbrauch und Netto-Exporte in Drittländer im Jahr 2013 (ENTSOE 2015a; ENTSOE o.J.)**

	<b>Nettostrom- verbrauch</b>	<b>Netto-Exporte in Drittländer</b>
	<b>TWh</b>	<b>TWh</b>
<b>Deutschland</b>	530,6	-0,02
<b>Österreich</b>	69,6	6,1
<b>Belgien</b>	86,2	-
<b>Schweiz</b>	64,9	20,3
<b>Tschechien</b>	62,7	-5,1
<b>Dänemark</b>	32,4	-1,3
<b>Frankreich</b>	495,1	28,1
<b>Luxemburg</b>	6,2	-
<b>Niederlande</b>	110,5	2,6
<b>Polen</b>	145,5	4,5

Die Stromnachfrage in Deutschland steigt bis zum Jahr 2030 auf 540 TWh und bis 2050 auf 570 TWh an (vgl. Kapitel 3.1.4.3, S. 67 ff.). In den Nachbarländern wird angenommen, dass die Stromnachfrage konstant bleibt, weil sich Effizienzmaßnahmen und der zusätzliche Stromverbrauch durch neue Anwendungen ausgleichen. Es gelten entsprechend die Annahmen aus Tabelle 7.

### 4.3.3 Stromerzeugung und Kapazität von EE-Anlagen

Die Stromerzeugung der EE-Anlagen ergibt sich aus der Multiplikation der jeweiligen installierten Kapazität mit einem technologiespezifischen Verfügbarkeitsprofil. Für Wind- und PV-Anlagen basiert das Verfügbarkeitsprofil auf realen Einspeisedaten des Jahres 2013. Abbildung 51 zeigt die Jahresbenutzungsstunden, die sich daraus ergeben. Für Biomasse-Anlagen ist ein konstantes Einspeiseprofil mit einem Verfügbarkeitsfaktor von 65 % im Modell hinterlegt.



**Abbildung 51: Jahresbenutzungsstunden von fluktuierenden EE-Anlagen basierend auf deren Einspeiseprofilen (Datenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft)**

Die Verfügbarkeitsfaktoren sind in allen Betrachtungsjahren konstant. Die installierte Kapazität der EE-Anlagen ändert sich entsprechend der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Für die Jahre 2030 und 2050 wird daher die Stromerzeugung aus EE-Anlagen von Deutschland und seinen Nachbarländern entsprechend der jeweiligen Ausbauziele ermittelt. Im Rahmen der EU-Richtlinie 2009/28/EC haben die Mitgliedsstaaten nationale Aktionspläne für den Ausbau an erneuerbaren Energien erstellt, in denen Zielvorgaben bis zum Jahr 2020 definiert sind. Ein Großteil der deutschen Nachbarländer hat über dieses Jahr hinaus keine weiteren Ziele festgelegt. Aus diesem Grund werden die Ziele zum Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 und 2050 extrapoliert. Die daraus resultierenden Zielvorgaben sowie die zugrunde liegenden Angaben aus den nationalen Aktionsplänen sind in Tabelle 8 für die Nachbarländer gegenübergestellt. Die Annahmen für die Schweiz basieren auf Angaben des Bundesamts für Energie (BFE). Dieses hat 2012 eine Energiestrategie bis zum Jahr 2050 inklusive Maßnahmenpaket veröffentlicht. Darin wird eine Erhöhung der Stromproduktion aus EE-Anlagen auf 11,94 TWh bis 2030 und auf 24,22 TWh bis 2050 (ohne Wasserkraft) angestrebt (BFE 2012, S.50). Die Berechnung der EE-Kapazitäten für die Schweiz basieren auf diesen Zielvorgaben.

**Tabelle 8: Ziele zum Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend der nationalen Aktionspläne der einzelnen Länder bis 2020 und extrapoliert bis 2050 (EC 2009, Eigene Berechnungen)**

	EE-Ziele entsprechend des Nationalen Aktionsplans			EE-Ziele extrapoliert	
	2010	2015	2020	2030	2050
<b>Belgien</b>	4,8 %	12,7 %	20,9 %	37,0 %	69,2 %
<b>Dänemark</b>	34,3 %	45,7 %	51,9 %	69,5 %	100,0 %
<b>Frankreich</b>	15,5 %	20,5 %	27,0 %	38,5 %	61,5 %
<b>Luxemburg</b>	4,0 %	8,9 %	11,8 %	19,6 %	35,2 %
<b>Niederlande</b>	8,6 %	21,0 %	37,0 %	51,3 %	80,0 %
<b>Österreich</b>	69,3 %	71,2 %	70,6 %	71,9 %	74,5 %
<b>Polen</b>	7,5 %	13,0 %	19,1 %	30,7 %	53,9 %
<b>Tschechien</b>	7,4 %	12,9 %	14,3 %	21,2 %	35,0 %

Mit Hilfe der EE-Zielvorgaben und der Stromnachfrage kann die EE-Kapazität für jedes Land für 2030 und 2050 abgeleitet werden. Das Vorgehen wird exemplarisch für Deutschland beschrieben und ist für die Nachbarländer äquivalent. Zunächst wird die Stromproduktion aus EE-Anlagen basierend auf der Stromnachfrage und den EE-Ausbau-Zielen berechnet. Diese muss auf verschiedene EE-Technologien heruntergebrochen werden. In Deutschland und seinen Nachbarländern ist das Potential von Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerken nahezu erschöpft. Aus diesem Grund wird die Erzeugungskapazität des Basisjahres 2013 für die Jahre 2030 und 2050 fortgeschrieben und bleibt unverändert. Die Abschätzung des Biomassepotentials für alle Länder ist sehr schwierig, da dieses von zahlreichen Rahmenbedingungen abhängt. Daher wird die Erzeugungskapazität ebenfalls konstant gehalten und basiert auf aktuellen Werten. Um die EE-Ziele zu erreichen, müssen daher Wind-Onshore-, Wind-Offshore- und PV-Anlagen ausgebaut werden. Der Bedarf ergibt sich aus der Differenz zwischen dem benötigten Strombedarf aus EE-Anlagen und dem, der durch Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen gedeckt werden kann. Letzteres wird über die Volllaststunden und die installierte Leistung ermittelt. Die daraus resultierende Stromerzeugung aus fluktuierenden EE-Anlagen muss auf die Technologien Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV heruntergebrochen werden. Die Aufteilung orientiert sich am Netzentwicklungsplan Strom (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2015). Dementsprechend entfallen 50 % der EE-Stromerzeugung auf Wind-Onshore-Anlagen und jeweils 25 % auf Wind-Offshore- und PV-Anlagen. Unter Berücksichtigung dieser Anteile, ergibt sich die Stromerzeugung, die durch die jeweiligen Technologien zu decken ist. Mit deren Volllaststunden kann daraus die erforderliche installierte Leistung berechnet werden. Entsprechend dieses Vorgehens wird die EE-Kapazität für alle Länder für die Jahre 2030 und 2050 ermittelt. Das Ergebnis ist in Abbildung 52 dargestellt.

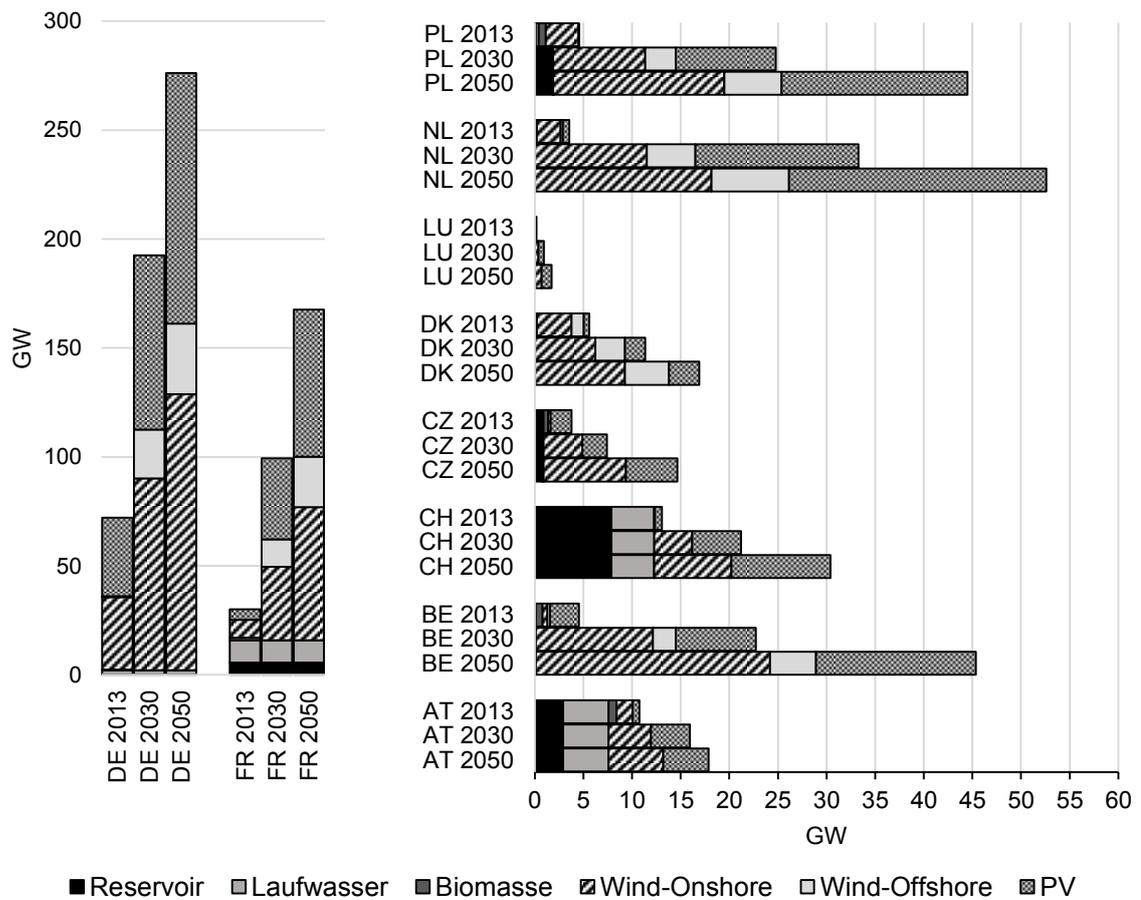


Abbildung 52: Entwicklung der Kapazitäten an EE-Anlagen bis 2050 in den einzelnen Ländern (Eigene Berechnung)

#### 4.3.4 Konventioneller Kraftwerkspark

##### 4.3.4.1 Kraftwerkskapazität im Basisjahr

Auf der Erzeugerseite ist die Netto-Kapazität des Kraftwerksparks berücksichtigt. Die Kraftwerke im Ausland sind entsprechend der Technologieklassen aus Tabelle 9 und Tabelle 10 zusammengefasst. In Deutschland sind alle Kraftwerke blockscharf im Modell hinterlegt. Ausgenommen sind Anlagen, deren installierte Leistung kleiner als 50 MW ist. Diese sind ebenfalls entsprechend der Technologieklasse zusammengefasst. Tabelle 9 und Tabelle 10 zeigen die Erzeugungskapazität der einzelnen Technologieklassen in Deutschland und seinen Nachbarländern im Basisjahr 2013.

**Tabelle 9: Thermische Erzeugungskapazitäten in 2013 (BNetzA 2015; Datenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft)**

	<b>Kern- energie</b>	<b>Braun- kohle</b>	<b>Stein- kohle</b>	<b>Erdgas- GuD</b>	<b>Erdgas- GT</b>	<b>Erdgas- DT</b>	<b>Erdöl- GT/DT</b>	<b>Sonstige</b>
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
<b>DE</b>	10,8	20,8	23,1	14,4	5,3	4,8	3,0	0,4
<b>AT</b>	-	-	1,2	3,9	0,1	0,4	0,6	0,0
<b>BE</b>	5,9	-	0,8	5,2	1,4	-	0,8	0,3
<b>CH</b>	3,3	-	-	0,2	-	-	-	0,7
<b>CZ</b>	4,0	7,6	1,7	0,6	0,1	0,1	-	-
<b>DK</b>	-	-	4,8	2,3	-	-	-	0,4
<b>FR</b>	62,9	-	9,9	5,3	1,5	-	7,7	0,1
<b>LU</b>	-	-	-	0,4	-	-	-	-
<b>NL</b>	-	-	5,1	12,7	0,1	4,4	-	0,3
<b>PL</b>	-	9,2	19,0	0,3	0,1	0,2	-	0,0

Legende: GuD = Gas- und Dampfturbine, GT = Gasturbine, DT = Dampfturbine

**Tabelle 10: Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken (PSP) und EE-Anlagen in 2013 (BNetzA 2015; Datenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft)**

	<b>Pump- speicher</b>	<b>Reservoir</b>	<b>Lauf- wasser</b>	<b>Biomasse</b>	<b>Wind onshore</b>	<b>Wind offshore</b>	<b>PV</b>
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
<b>DE</b>	6,2	0,2	2,0	0,2	33,2	0,5	36,0
<b>AT</b>	4,5	2,9	4,7	0,8	1,7	-	0,7
<b>BE</b>	1,3	-	0,1	0,7	0,5	0,3	3,0
<b>CH</b>	2,2	7,9	4,4	-	0,1	-	0,7
<b>CZ</b>	1,2	0,7	0,2	0,5	0,3	-	2,1
<b>DK</b>	-	-	-	0,2	3,5	1,3	0,6
<b>FR</b>	4,7	5,6	10,2	1,2	8,3	-	4,7
<b>LU</b>	1,1	-	-	-	0,1	-	0,1
<b>NL</b>	-	-	-	0,2	2,4	0,2	0,7
<b>PL</b>	1,8	0,1	0,3	0,7	3,4	-	0,0

#### **4.3.4.2 Kraftwerkskapazität in 2030 und 2050**

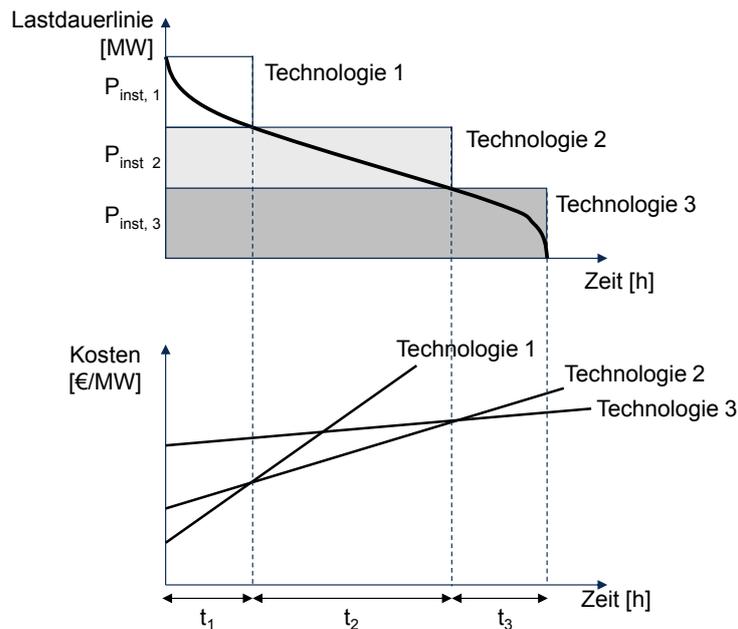
Durch Zu- und Rückbau wird sich der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland und seinen Nachbarländern in den nächsten Jahren und Jahrzehnten ändern. In der Literatur gibt es verschiedene Analysen, die die Entwicklung des Kraftwerksparks bei unterschiedlichen (politischen) Rahmenbedingungen und EE-Penetrationen für Deutschland und Europa ermittelt haben (z.B. Agricola et al. 2014; ESA<sup>2</sup> 2013; Nitsch et al. 2012). Allerdings können die Ergebnisse aus der Literatur als Eingangsdaten nicht genutzt werden, da die zugrunde liegenden Annahmen von der Stromnachfrage, den Transportkapazitäten und den Brennstoffpreisen dieser Arbeit abweichen. Diese Parameter beeinflussen, neben der EE-Penetration, maßgeblich die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Aus diesem Grund wird der Kraftwerkspark für die Jahre 2030 und 2050 basierend auf dem Peak-Load-Pricing-Ansatz berechnet. Das Vorgehen wird im Folgenden kurz dargestellt.

#### **Methodisches Vorgehen**

Anhand der Stromnachfrage und der EE-Erzeugung kann die stündliche Residuallast ermittelt werden. Hierbei handelt es sich um den Teil der Stromnachfrage, der durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss<sup>34</sup>. Die positive Residuallast bestimmt somit maßgeblich den (Ausbau-) Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Ziel ist es, die Stromerzeugung zu minimalen Kosten bereitstellen zu können. Die einzelnen Kraftwerkstechnologien unterscheiden sich in ihren Kostenparametern. Beispielsweise haben Braunkohlekraftwerke hohe Investitionen und Fixkosten, wohingegen ihre variablen Kosten vergleichsweise gering sind. Bei Gaskraftwerken verhält es sich genau umgekehrt. Um das kostenoptimale Kraftwerksportfolio für die vorgestellten Szenarien ermitteln zu können, wird ein Ansatz auf Basis der Residuallastdauerlinie und der Kostenkurven der Kraftwerke verwendet. Dieser wird vereinfacht in Abbildung 53 dargestellt.

---

<sup>34</sup> Dies bezieht sich auf den positiven Teil der Residuallast, da bei negativer Residuallast ein EE-Überschuss vorliegt.



**Abbildung 53: Ermittlung des optimalen Kraftwerkspark auf Basis der Kostenkurven und der Jahresdauerlinie (Möst 2011)**

Die obere Grafik zeigt die (Residual-) Lastdauerlinie und die untere die Kostenkurven einzelner Kraftwerkstechnologien. Die beiden Schnittpunkte der Kostenkurven geben an, welches Kraftwerk die jeweilige Nachfrage am kostengünstigsten bereitstellen kann. So dient Technologie 1 zur Deckung der Spitzenlast, die nur in wenigen Stunden im Jahr auftritt. Für diese wenigen Stunden im Jahr ( $t_1$ ) ist diese Technologie die kostengünstigste Option. Um hingegen die Grundlast zu decken, ist Technologie 3 besser geeignet, da die Investitionen höher und die variablen Kosten geringer sind.

Der Kraftwerksausbau wird mit einem GAMS-Modell<sup>35</sup> ermittelt, das auf diesem Grundprinzip basiert. Die Zielfunktion ist eine Kostenminimierung, da die Stromnachfrage zu den geringsten Kosten gedeckt werden soll. Hierfür wird der Kraftwerksausbau und -einsatz ermittelt. Die Zielfunktion setzt sich aus den Kosten für ein neues Kraftwerk, den variablen Kosten für die Stromerzeugung von Neu- und Bestandskraftwerken sowie den Export-Kosten zusammen (Gleichung 4.36). Die Investitionen in eine Technologie werden mit Hilfe von Annuitäten ( $an_p$ ) abgebildet und entsprechend Gleichung 4.37 berechnet.

<sup>35</sup> Hierbei handelt es sich um ein eigenständiges Modell, das in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz äquivalent zu ELTRAMOD ist, welches in Kapitel 4.2 beschrieben ist. Es ist zu berücksichtigen, dass dies zwei separate Modelle sind. In dem hier vorgestellten GAMS-Modell wird der Kraftwerksausbau ermittelt. Die Ergebnisse dienen als exogene Eingangsgröße in ELTRAMOD, das zur Bestimmung des DSM- und Kraftwerkseinsatzes dient.

$$\text{Min} \left[ \begin{aligned} & \sum_{p \in P} ((P\_NEW_p * (an_p + co\_fix_p)) \\ & + \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} (G\_P_{p,t} * (co\_var_p + \left[ \frac{co_{f_{p,t}} + co_{co2_{p,t}}}{eta_p} \right])) \\ & + \sum_{t \in T} \sum_{c \in C} \sum_{cc \in CC} (EXPORT_{t,c,cc} * co\_ntc) \end{aligned} \right] \quad 4.36$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; \forall c \in C$$

$$an_p = inv_p * \left( \frac{(1+i)^{lt} * i}{(1+i)^{lt} - 1} \right) \quad 4.37$$

$$\forall p \in P$$

Gemeinsam mit den jährlichen Fixkosten ( $co\_fix_p$ ) werden diese mit der zugebauten Leistung ( $P\_NEW_p$ ) multipliziert und gehen in die Zielfunktion ein. Die variablen Kosten der Neubau- und Bestandskraftwerke setzen sich aus den Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie aus sonstigen variablen Kosten zusammen. Im Gegensatz zum Kraftwerkseinsatzmodell werden hier Kosten für Importe und Exporte berücksichtigt, um den Zubau länderspezifisch abbilden zu können. Bei einer Modellierung ohne Exportkosten, werden die Kraftwerke nicht zwingend in dem Land zugebaut, in dem sie benötigt werden. Dadurch kann es passieren, dass sich ein Großteil der Kraftwerkskapazitäten in einem Land konzentriert und nicht jedes Land in der Lage ist, seine Residuallastspitze ohne Importe decken zu können. In der Realität ist jedoch jedes Land darauf bedacht, die Stromnachfrage (überwiegend) durch inländische Erzeugung zu decken und das Kraftwerksportfolio entsprechend auszulegen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Um diesen Sachverhalt im Modell abbilden zu können, wurden Exportkosten ( $co\_ntc$ ) in Höhe von 0,01 €/MWh implementiert.

Die Energiebilanz in Gleichung 4.38 stellt sicher, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Diese setzt sich aus der Residuallast ( $res\_dem_{t,c}$ ), dem Strombedarf der Pumpen von PSP ( $PUMP_{p,t}$ ), den Exporten ( $EXP_{t,c,cc}$ ) sowie der EE-Abregelung ( $CURT\_RES_{t,c}$ ) zusammen. Diese werden durch die Stromerzeugung der Neu- und Bestandskraftwerke ( $G\_P_{p,t}$ ) sowie durch Importe ( $IMP_{p,t}$ ) gedeckt.

$$0 = res\_dem_{t,c} + \sum_{p \in P} PUMP_{p,t} + \sum_{cc \in CC} EXP_{t,c,cc} + CURT\_RES_{t,c} \quad 4.38$$

$$- \sum_{p \in P} G\_P_{p,t} - \sum_{c \in C} IMP_{t,c,cc}$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; \forall c \in C; \forall cc \in CC$$

Die Stromerzeugung wird durch die installierte Leistung der Bestandskraftwerke ( $p_p$ ) und die zugebaute Leistung ( $P\_NEW_p$ ) sowie deren Verfügbarkeit entsprechend Gleichung 4.39 begrenzt. Die Leistung der Bestandskraftwerke wird exogen vorgegeben. Der Kraftwerksausbau wird modellendogen ermittelt und zusätzlich durch den exogen vorgegebenen Faktor ( $f\_add_{p,c}$ ) bestimmt. Dieser ist entweder Null oder Eins. Dadurch können politische Vorgaben, z.B. der Kernenergieausstieg in Deutschland, berücksichtigt werden. Für Braunkohlekraftwerke wird zusätzlich die Höhe der Ausbauleistung begrenzt, da diese stark von lokalen Gegebenheiten, wie dem Vorhandensein eines kraftwerksnahen Tagebaus, abhängt. Aus diesem Grund wurde die Gesamtleistung an Braunkohlekraftwerken eines Landes, bestehend aus Neubau- und Bestandsanlagen, auf die Höhe der heutigen installierten Leistung begrenzt.

$$G_{P_p,t} \leq [p_p + \sum_{c \in C} (P\_NEW_p * f\_add_{p,c})] * avail_p \quad 4.39$$

$$\forall p \in P; \forall t \in T; \forall c \in C$$

Zusätzlich zu den vorgestellten Gleichungen gelten im Kraftwerksausbaumodell die Restriktionen zur Begrenzung der Handelsmengen (Importe und Exporte) und der EE-Abregelung sowie die Modellierung der Pumpspeicherkraftwerke, die in Kapitel 4.2 vorgestellt werden.

### **Daten zur Ermittlung der Kraftwerkskapazitäten**

Der konventionelle Kraftwerkspark eines jeden Landes wird auf das Maximum der Residuallast zzgl. des Reservebedarfs ausgelegt. Basierend auf den berechneten EE-Kapazitäten (vgl. Kapitel 4.3.3) wird die Residuallast ermittelt. Tabelle 11 zeigt die entsprechenden Werte. Darüber hinaus wird der Ausbau durch die verfügbaren Nettotransportkapazitäten zwischen den Ländern sowie durch die Höhe der Brennstoffpreise beeinflusst. Es gelten die Annahmen aus den Kapiteln 0 bis 4.3.7.

In den Berechnungen werden Bestandskraftwerke aus 2013, die 2030 noch in Betrieb sind, berücksichtigt. Die betreffenden Kraftwerke wurden anhand des Inbetriebnahmejahres und der Laufzeit ermittelt. Eine Übersicht gibt Tabelle A 21 im Anhang. Ebenso werden die in 2030 ausgebauten Kraftwerke in 2050 als Bestandskraftwerke berücksichtigt, da alle Technologien eine höhere Lebensdauer als 20 Jahre aufweisen.

Ebenso wurden bei der Ausbauentcheidung politische Vorgaben und technische Restriktionen berücksichtigt. Hierzu zählt z.B. der Kernenergieausstieg in Deutschland oder fehlende Verfügbarkeit von Braunkohle in den Benelux-Ländern. Entsprechende Erzeugungskapazitäten können im Modell nicht zugebaut werden.

**Tabelle 11: Nachfrageseitige Eingangsdaten zur Berechnung des konventionellen Kraftwerksparks (Eigene Berechnungen)**

	2030			2050		
	Max. Residuallast	Reservebedarf	Nachfragespitze	Max. Residuallast	Reservebedarf	Nachfragespitze
	GW	GW	GW	GW	GW	GW
Belgien	11,7	1,6	13,3	11,3	1,4	12,6
Dänemark	5,8	0,9	6,7	5,6	0,7	6,3
Deutschland	80,1	9,0	89,1	85,6	5,9	91,5
Frankreich	84,8	3,5	88,3	81,5	2,6	84,1
Luxemburg	1,0	0,1	1,1	1,0	0,1	1,1
Niederlande	16,6	1,3	17,9	16,0	0,8	16,9
Österreich	10,9	0,9	11,8	10,8	0,8	11,6
Polen	21,5	2,2	23,7	20,7	1,9	22,6
Schweiz	10,3	1,3	11,6	9,9	1,2	11,1
Tschechien	9,5	1,3	10,8	9,1	1,2	10,3

Tabelle 12 zeigt die kostenseitigen Annahmen, auf denen der Kraftwerksausbau basiert. Die Annuität wird basierend auf den Investitionen und der Lebensdauer berechnet und exogen im Modell vorgeben. Dabei wurde ein Kalkulationszins von 7,5 % berücksichtigt.

**Tabelle 12: Kostenseitige Annahmen zur Berechnung des konventionellen Kraftwerksparks (Daten: (Schröder et al. 2013))**

	Fixkosten	Investitionen	Lebensdauer	Annuität
	€/kWel	€/kWel	a	€/MWel
Braunkohle	28,0	1.950	35	158.892
Braunkohle-CCS	60,0	3.109	35	253.330
Erdgas_CCS	35,0	1.662	25	149.099
Erdgas-DT	16,6	920	25	82.534
Erdgas-GT	11,9	480	25	43.061
Erdgas-GuD	19,0	800	25	71.769
Erdöl-DT	6,4	490	25	43.958
Erdöl-GT	6,4	490	25	43.958
Erdöl-GuD	15,0	950	25	85.225
Kernenergie	13,7	4.500	50	346.826
Steinkohle	26,0	1.650	35	134.447
Steinkohle-CCS	60,0	2.600	35	211.856

**Ergebnisse: Kraftwerkskapazität in 2030 und 2050**

Abbildung 54 zeigt die Kapazität an thermischen Kraftwerken, die sich auf Basis der vorgestellten Eingangsdaten ergibt. Die Erzeugungskapazität geht in den Nachbarländern aufgrund der konstanten Stromnachfrage und dem EE-Ausbau zurück. In Deutschland steigt die Residuallast wegen der steigenden Stromnachfrage bis 2050 hingegen an. In allen Ländern werden vor allem Erdgaskraftwerke ausgebaut. Aufgrund der geringeren Auslastung konventioneller Kraftwerke, die sich durch den EE-Ausbau ergeben, sind Technologien mit geringeren Investitionen die vorteilhaftere Alternative. Gaskraftwerke weisen geringere Kapitalkosten auf als bspw. Stein- oder Braunkohlekraftwerke (Tabelle 12). Dementsprechend werden im Modell vor allem Erdgaskraftwerke zugebaut und Steinkohlekraftwerke verdrängt. In Deutschland ist der Kernenergieausstieg für das Jahr 2022 berücksichtigt. Dementsprechend sinkt die installierte Leistung dieser Technologie auf Null. Es kommt ebenfalls zu keinem Neubau an Steinkohlekraftwerken. Im Gegensatz dazu bleibt die installierte Leistung an Braunkohlekraftwerken bis 2030 konstant und sinkt bis 2050 auf ca. 8 GW. Am stärksten werden Gaskraftwerke von derzeit ca. 24,5 GW auf 67 GW ausgebaut. Ebenso kommt es zu einem Zubau von Ölkraftwerken in Höhe von ca. 3 GW auf 11 GW. Dies liegt an der vergleichsweise hohen Residuallastspitze in Deutschland, die nur in sehr wenigen Stunden des Jahres auftritt. Die Anlagen erreichen lediglich 25 – 30 Volllaststunden. Es ist daher fraglich, ob diese in der Realität durch private Investoren tatsächlich gebaut werden würden.

Zusätzlich verfügen die einzelnen Länder über Erzeugungskapazitäten aus Laufwasser-, Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerken. Diese werden in Abbildung 54 nicht dargestellt, da sie im Modell nicht endogen zugebaut wurden. Stattdessen gilt die Annahme, dass die heutigen Kapazitäten erneuert und nicht rückgebaut werden. Dementsprechend bleibt die Leistung an Laufwasser-, Reservoir- und Pumpspeicherkraftwerken in beiden Szenarien konstant.

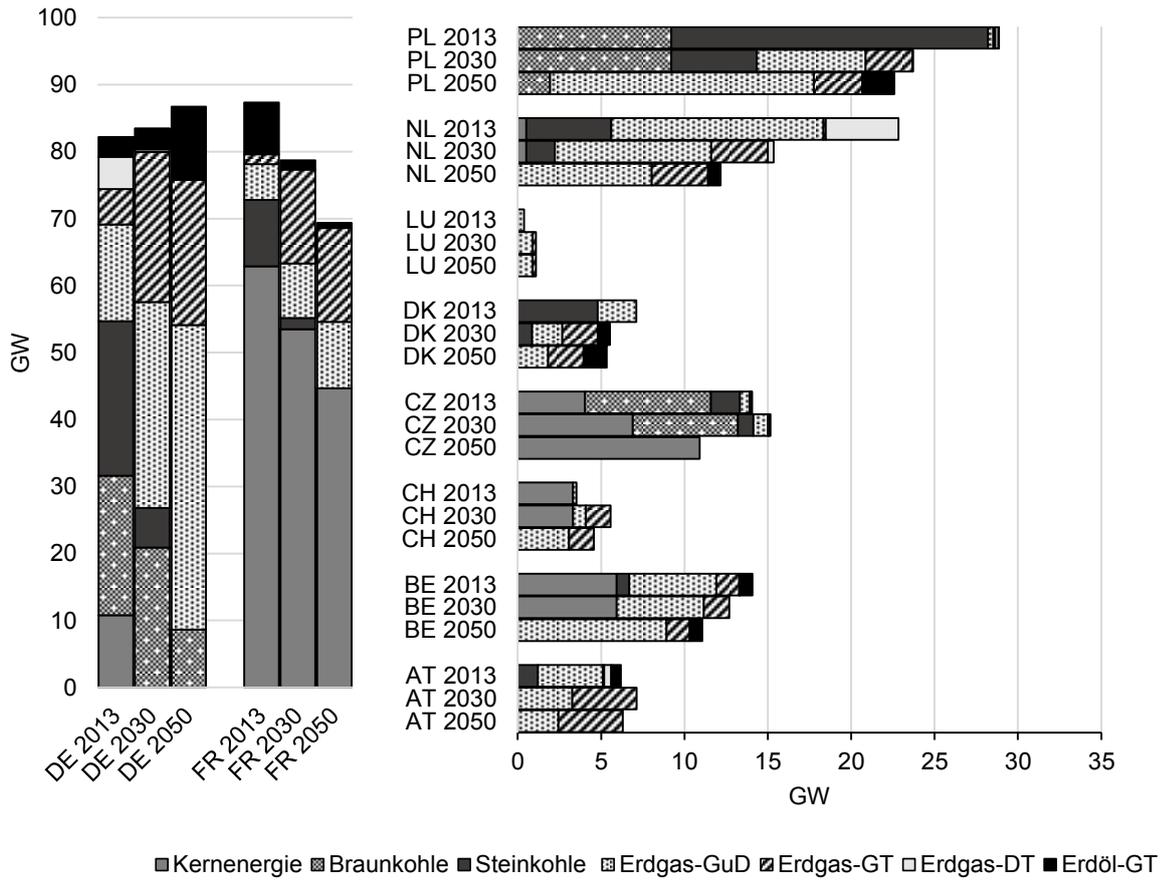
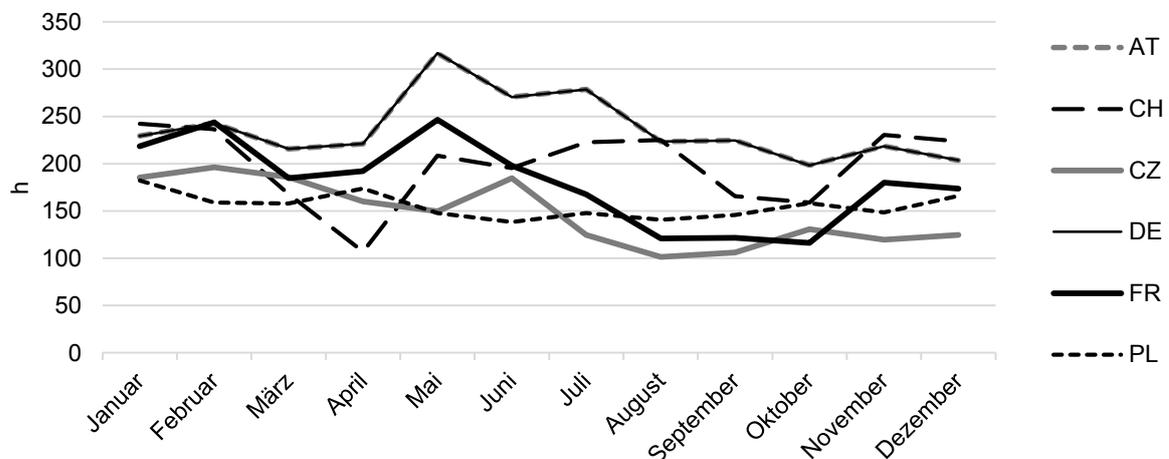


Abbildung 54: Thermische Kraftwerkskapazität in 2030 und 2050 nach modellendogenem Ausbau im Vergleich zur installierten Leistung in 2013 (Eigene Berechnungen)

### 4.3.5 Technologiedaten

Zusätzlich zur installierten Leistung wird die Stromerzeugung der konventionellen Kraftwerke durch die Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen begrenzt. Diese ist im Sommer geringer als im Winter, z.B. wegen Revisionsarbeiten. Aus diesem Grund sind für die thermischen Kraftwerke im In- und Ausland Verfügbarkeitsfaktoren in monatlicher oder täglicher Auflösung basierend auf den Erzeugungsdaten aus 2013 im Modell hinterlegt. Ebenso schwankt die Verfügbarkeit von Laufwasser- und Reservoir-Kraftwerken im Jahresverlauf, da diese von den Wasserständen der Flüsse und Stauseen abhängen. Um die Verfügbarkeitsfaktoren der Laufwasserkraftwerke im In- und Ausland zu ermitteln, werden historische Erzeugungsdaten herangezogen. Bei Reservoir-Kraftwerken ist es aufgrund der Komplexität nicht möglich, den natürlichen Zufluss jedes einzelnen Speichersees zu ermitteln und im Modell abzubilden. Um saisonale Schwankungen dennoch erfassen zu können, werden monatliche Volllaststunden berechnet und im Modell hinterlegt. Die Alpenländer veröffentlichen Daten zur Stromerzeugung ihrer Wasserkraftwerke in monatlicher Auflösung. Dadurch konnten entsprechende Volllaststunden ermittelt werden. Für Deutschland, Tschechien und Polen sind äquivalente Daten nicht verfügbar. Die Volllaststunden der Deutschen Reservoir-Kraftwerke orientieren sich daher an denen von Österreich. Für die Anlagen in Tschechien und Polen wird auf Eurostat-Daten zurückgegriffen, in denen ebenfalls die monatliche Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken veröffentlicht wird. Die ermittelten Volllaststunden der einzelnen Länder im Jahresverlauf sind in Abbildung 55 dargestellt.



**Abbildung 55: Volllaststunden der Reservoir-Kraftwerke im Jahresverlauf (Daten: BFE 2015; Energie-Control Austria 2015; Eurostat 2015; RTE 2015)**

Tabelle 13 zeigt die wesentlichen technischen Charakteristika sowie Kostenparameter des konventionellen Kraftwerksparks. Für Deutschland ist der kraftwerksspezifische Wirkungsgrad im Modell hinterlegt. Tabelle 13 weist daher Bandbreiten aus. Für die Kraftwerke im Ausland sind repräsentative Wirkungsgrade der Technologieklasse im Modell hinterlegt, die sich in dieser Bandbreite befinden.

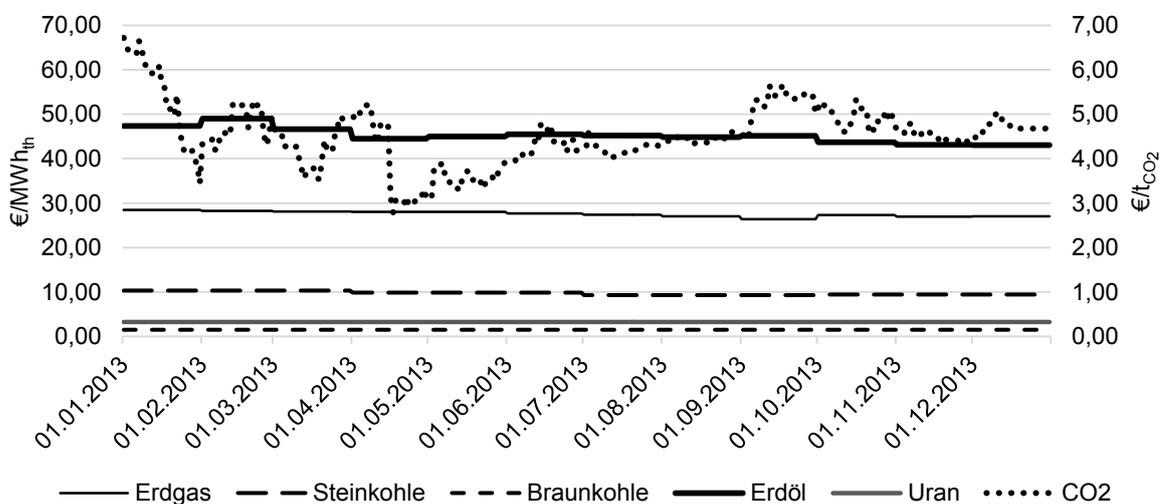
**Tabelle 13: Technische Restriktionen und Kostenparameter je Technologiekategorie (Daten: Schröder et. Al. 2013, Traber & Kemfert 2011; eigene Annahmen)**

	Wirkungs- grad	Emissions- faktor	Sonstige variable Kosten	Laständerungskosten	
				Allgemein (Verschleiß)	Brennstoff- bezogen
	%	t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>th</sub>	€/MWh <sub>el</sub>	€/MW	MWh <sub>th</sub> /MW <sub>el</sub>
Braunkohle	37-47 %	0,36	2,6	10,0	8,1
Erdgas-DT	39-50 %	0,20	1,5	25,0	4,0
Erdgas-GT	34-38 %	0,20	1,5	25,0	1,1
Erdgas-GuD	54-61 %	0,20	1,3	20,0	3,5
Erdöl-DT	39-50 %	0,28	1,5	25,0	4,0
Erdöl-GT	34-49 %	0,28	1,5	25,0	1,1
Kernenergie	31-33 %	-	1,0	1,2	4,2
Laufwasser	100 %	-	0,5	-	-
PSP	75 %	-	0,5	-	-
Reservoir	100 %	-	0,5	-	-
Steinkohle	42-48 %	0,35	2,0	20,0	9,3

Neben den Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate und für den Brennstoffverbrauch, werden die Erzeugungskosten eines Kraftwerks durch sonstige variable Kosten sowie Laständerungskosten bestimmt. Die Laständerungskosten sind unterteilt nach brennstoffbezogen und verschleißbedingt. Sie spiegeln zusätzliche Kosten wider, die mit dem Ändern des Betriebszustandes eines Kraftwerks einhergehen. Zum Beispiel muss zur Erhöhung der Stromerzeugung häufig die Kesseltemperatur erhöht werden, woraus ein zusätzlicher Brennstoffbedarf resultiert. Häufiges An- und Abfahren erhöht zudem den Verschleiß der Anlagen. Beide Faktoren werden durch die Laständerungskosten berücksichtigt.

#### 4.3.6 Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte

In ELTRAMOD sind die Preise für Brennstoffe und Emissionsrechte zeitlich aufgelöst, entsprechend ihrer jeweiligen Charakteristika hinterlegt (Abbildung 56). Die Werte von Erdgas, Erdöl und Steinkohle basieren für Deutschland auf veröffentlichten Grenzübergangspreisen des Bundesamts für Ausfuhrkontrolle (BAFA). Für die Nachbarländer werden diese Werte ebenfalls als Basisannahme herangezogen und mit einem Aufschlag verrechnet, um die verschiedenen Preisniveaus der einzelnen Länder zu berücksichtigen. Dieser Preiszuschlag, der auf Länder- oder Eurostat-Daten basiert, nimmt sowohl positive als auch negative Werte an. Braunkohle wird nicht frei am Markt gehandelt, sondern aus nahegelegenen Tagebauen bezogen. Entsprechende Großhandelspreise fehlen daher. Aus diesem Grund wird auf die Annahmen des Netzentwicklungsplans für Strom zurückgegriffen (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2015). Die Preise für Emissionsrechte basieren auf historischen Daten aus dem Jahr 2013. Tabelle 14 zeigt die Mittelwerte der Preiszeitreihen für die Jahre 2013, 2030 und 2050. Abgesehen von Uran, wird eine Preissteigerung für die Brennstoffe und Emissionszertifikate unterstellt. Bei Braunkohle wird davon ausgegangen, dass mittel- bis langfristig auf schwerer zugängliche Ressourcen zurückgegriffen werden muss und dadurch die Förderkosten steigen werden. Die entsprechenden Annahmen basieren für das Jahr 2030 auf dem NEP2016 (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und für 2050 auf (ESA<sup>2</sup> 2013). Die Annahmen für Steinkohle, Erdgas, Erdöl und CO<sub>2</sub>-Zertifikate orientieren sich an der BMU-Leitstudie (Nitsch et al. 2012), die Langfristszenarien für das deutsche Stromsystem, unter Berücksichtigung europäischer und globaler Entwicklungen, betrachtet hat.



**Abbildung 56: Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in 2013 (Daten: BAFA 2016; Energate 2015; ESA<sup>2</sup> 2013; 50 Hertz Transmission GmbH et. al. 2015)**

**Tabelle 14: Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise bis 2050 (50 Hertz Transmission GmbH et al. 2015; 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2016b; ESA<sup>2</sup> 2013; Nitsch et. al. 2012)**

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Erdöl	Uran	Emissionszertifikate
	€/MWh <sub>th</sub>	€/tCO <sub>2</sub>				
<b>2013</b>	1,5	9,7	27,6	45,2	3,2	4,5
<b>2030</b>	3,1	18,0	30,5	53,3	3,2	35,0
<b>2050</b>	5,8	24,0	40,3	68,3	3,2	80,0

#### 4.3.7 Nettotransportkapazitäten

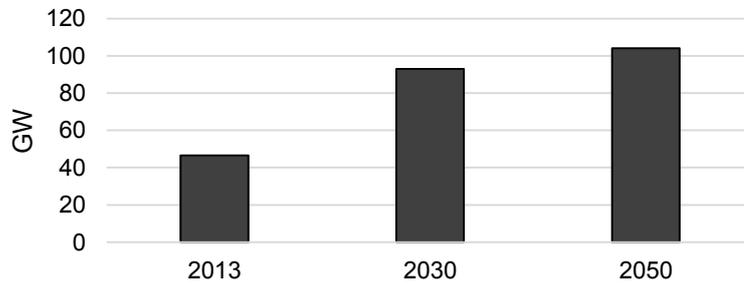
Der Handel zwischen den Ländern ist durch Netto-Transport-Kapazitäten (NTC) begrenzt. Hierfür sind stündliche Werte, die von der ENTSOE-Transparency-Plattform bereitgestellt werden, im Modell hinterlegt (ENTSOE o.J.). Für jede Verbindung ist das Maximum der berücksichtigten Zeitreihe in Tabelle 15 dargestellt. Auf der Plattform werden keine Daten für den Stromhandel zwischen Deutschland und Luxemburg veröffentlicht. Aus diesem Grund wurden die Werte aus den NTC-Tabellen für die Jahre 2010/2011 herangezogen. Diese sind nicht stündlich aufgelöst, sondern werden jahresweise ausgewiesen. Dementsprechend sind die NTC-Werte für die Verbindung Deutschland-Luxemburg im Jahresverlauf konstant. Für die Verbindung Deutschland-Österreich weist Tabelle 15 keinen NTC-Wert aus, da beide Länder eine gemeinsame Marktzone bilden und der Handel dementsprechend nicht durch NTC begrenzt wird<sup>36</sup>.

Im europäischen Stromnetz sind in den kommenden Jahren verschiedene Ausbauprojekte geplant, die die Handelskapazitäten zwischen den Ländern erhöhen. Diese sind im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSOE veröffentlicht. Die Entwicklung der NTC-Werte für das Modellierungsgebiet basiert auf diesen Daten und ist entsprechend im Modell hinterlegt. (Abbildung 57). Im Anhang A 19 sind die zugrunde liegenden Daten, aufgeschlüsselt nach Verbindungen, dargestellt. Der starke Anstieg der Nettotransportkapazitäten bis zum Jahr 2030 ist auf den Ausbau bestehender Trassen sowie auf den Bau neuer Verbindungen, z.B. zwischen Deutschland und Belgien, zurückzuführen. In der Periode 2030-2050 fällt der Zubau geringer aus, da in diesem Zeitraum bisher nur wenige Projekte geplant sind.

<sup>36</sup> In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die gemeinsame Marktzone von Deutschland und Österreich nicht aufgeteilt wird.

**Tabelle 15: Maximum der stündlichen NTC-Werte in 2013 (Daten: ENTSOE o. J.; ENTSOE 2011)**

Angaben in MW	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	PL
<b>AT</b>	-	-	736	900	-	-	-	-	-	-
<b>BE</b>	-	-	-	-	-	-	2200	-	1500	-
<b>CH</b>	1200	-	-	-	4000	-	1900	-	-	-
<b>CZ</b>	800	-	-	-	1600	-	-	-	-	600
<b>DE</b>	-	-	1590	1700	-	2100	3000	980	2450	600
<b>DK</b>	-	-	-	-	2365	-	-	-	-	-
<b>FR</b>	-	3100	3200	-	1800	-	-	-	-	-
<b>LU</b>	-	-	-	-	1600	-	-	-	-	-
<b>NL</b>	-	1500	-	-	2450	-	-	-	-	-
<b>PL</b>	-	-	-	700	1050	-	-	-	-	-

**Abbildung 57: Entwicklung der Nettotransportkapazitäten für das Modellierungsgebiet unter Berücksichtigung des TYNDP der ENTSOE (Daten: ENTSOE o. J.; ENTSOE 2015)**

#### 4.3.8 Wärmeprofile von KWK-Kraftwerken

In Kraft-Wärme-Kopplungs-Kraftwerken (KWK-Kraftwerke) werden Strom und Wärme gekoppelt erzeugt. Die Stromerzeugung in diesen Anlagen hängt somit zusätzlich von der Wärmenachfrage ab. Aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit ist es nicht möglich, für jedes Kraftwerk die dazugehörige Wärmenachfrage zu ermitteln und im Modell zu hinterlegen. Aus diesem Grund werden synthetische Wärmekurven berechnet, die die wärmebedingte Stromerzeugung eines Kraftwerks repräsentieren. Für Deutschland wird eine Zeitreihe je Bundesland und für die Nachbarländer jeweils ein aggregiertes Wärmeprofil ermittelt. Diese basieren auf dem Fernwärmejahresverbrauch, der Außentemperaturkurve aus 2013 und einer Sigmoid-Funktion<sup>37</sup>. Für die Sektoren Industrie, GHD und Haushalte wird jeweils ein synthetisches Wärmeprofil erstellt. Diese werden zu einem Gesamtprofil für jedes Bundes- bzw. Nachbarland aufsummiert.

Die Wärmeprofile in Deutschland basieren auf historischen Temperaturdaten des Jahres 2013, die vom Deutschen Wetterdienst veröffentlicht werden (DWD 2015). Als Referenzort für die einzelnen Bundesländer dient jeweils die Stadt mit dem längsten Fernwärmenetz. Falls entsprechende Temperaturdaten nicht verfügbar sind, wird der Ort mit der nächstlängeren Trasse als Referenz herangezogen. In den Nachbarländern sind keine historischen Temperaturdaten in stündlicher Auflösung frei verfügbar. Aus diesem Grund basieren die Berechnungen auf einer Tagesdurchschnittstemperatur, die von WU (2015) veröffentlicht werden. Als Referenzort dient jeweils die Hauptstadt des Landes.

Der Fernwärmeverbrauch der Bundesländer ist aus deren Energiebilanzen entnommen (LAK 2015). Für das Basisjahr 2013 sind zum Zeitpunkt der Berechnungen jedoch keine Energiebilanzen verfügbar. Aus diesem Grund wird die Fernwärmenachfrage des Jahres 2012 verwendet<sup>38</sup>. Der Fernwärmeverbrauch der Nachbarländer ist der Eurostat-Datenbank entnommen (Eurostat o.J.).

Der Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft veröffentlicht Sigmoidkoeffizienten zur Berechnung des synthetischen Lastprofils für den Haushalt- und GHD-Sektor (BGW 2006). Diese Parameter werden zur Ermittlung der Wärmekurven in den einzelnen Bundesländern und der Nachbarländer verwendet. Hierbei werden jeweils die Charakteristika der einzelnen Regionen hinsichtlich Windeinfluss, Wärmeversorgungsstruktur und Gebäudebestand berücksichtigt. Für den Industriesektor sind in dieser Publikation keine Standardlast-Profile verfügbar. Der Wärmebedarf in diesem Bereich ist vor allem auf die Prozesswärme zurückzuführen. Dementsprechend wird ein vereinfachtes Wärmelastprofil in Anlehnung an Stryi-Hipp et al. (2015, S.40) verwendet.

Abbildung 58 zeigt das aggregierte Wärmeprofil für Deutschland, das sich aus den Zeitreihen der einzelnen Bundesländer zusammensetzt. Die Profile der Nachbarländer befinden sich im Anhang A 20.

---

<sup>37</sup> Die Sigmoid-Funktion bildet den Einfluss der Außentemperatur, des Gebäudebestandes, des Windaufkommens und der Wärmeversorgungsstruktur auf den Wärmeverbrauch ab.

<sup>38</sup> Ein Vergleich der Temperatur- und Verbrauchsdaten für Deutschland der Jahre 2012 und 2013 zeigt, dass diese nur geringfügig voneinander abweichen.

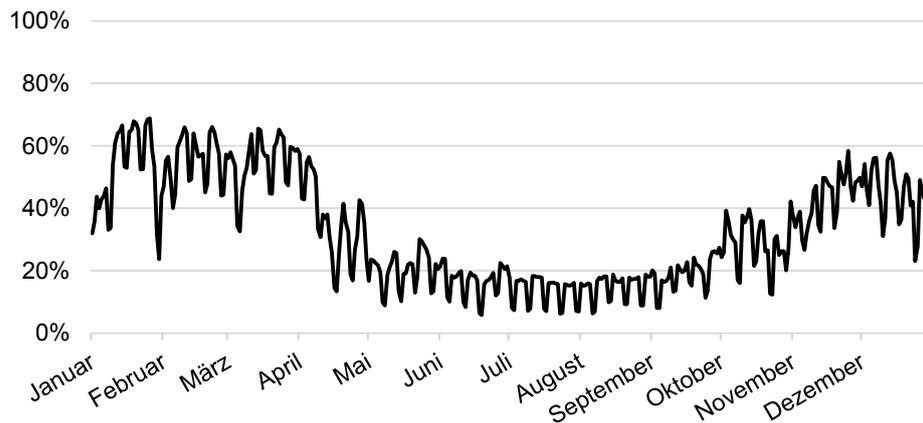


Abbildung 58: Aggregiertes Wärmeprofil für KWK-Kraftwerke in Deutschland (Eigene Berechnungen)

#### 4.3.9 Regelenergiebedarf

Der Regelenergiebedarf für Deutschland und seine Nachbarländer basiert auf Daten der ENTSOE. Prinzipiell besteht ein Bedarf an positiver und negativer Regelenergie. Deren Höhe liegt jedoch in einer ähnlichen Größenordnung. Aus diesem Grund repräsentieren die Werte in Tabelle 16 den Bedarf für positive, als auch für negative Regelenergie und sind entsprechend im Modell hinterlegt.

Durch den Ausbau an Wind- und PV-Anlagen steigt die Wetterabhängigkeit der Stromerzeugung. Es ist zu erwarten, dass der Bedarf an Regelenergie, der zum Ausgleich dieser Unsicherheiten benötigt wird, ebenfalls zunimmt. Hirth und Ziegenhagen (2015) haben den Zusammenhang zwischen Regelenergiebedarf, installierter EE-Kapazität und Prognosefehler untersucht. In Abhängigkeit der Prognosegenauigkeit sowie dem EE-Anteil und dessen Zusammensetzung, steigt der Regelenergiebedarf um 1,5 % – 6 % je installierter Leistung an Wind- oder PV-Anlagen. Basierend auf den Ergebnissen von Hirth und Ziegenhagen (2015) wird der Regelenergiebedarf für die Jahre 2030 und 2050 entsprechend der jeweiligen EE-Kapazitäten berechnet. Dabei wird eine Verbesserung der Prognosegüte bis 2030 um 30 % und bis 2050 um 60 % zugrunde gelegt. Gemäß Hirth und Ziegenhagen (2015) steigt der Regelenergiebedarf um 4 % bzw. 1,5 % je ausgebauter EE-Kapazität. Der Anteil, der auf andere Unsicherheiten, z.B. auf die Nachfrageseite zurückzuführen ist, bleibt in den Berechnungen konstant. Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse. Aufgrund der schlechteren Prognosegüte in 2030 steigt der Regelenergiebedarf zunächst stark an und sinkt bis 2050 wieder. Das Niveau ist in allen Ländern höher als im Basisjahr.

**Tabelle 16: Regelenergiebedarf je Land bis 2050 (Werte für 2013 basieren auf ENTSOE o. J.; Werte für 2030/2050: Eigene Berechnungen basierend auf Hirth & Ziegenhagen 2015)**

Angaben in MW	2013	2030	2050
<b>AT</b>	700	940	759
<b>BE</b>	895	1.566	1.364
<b>CH</b>	1.000	1.326	1.241
<b>CZ</b>	1.100	1.265	1.210
<b>DE</b>	5.000	8.951	5.858
<b>DK</b>	720	888	742
<b>FR</b>	1.200	3.513	2.612
<b>LU</b>	100	131	120
<b>NL</b>	300	1.306	845
<b>PL</b>	1.500	2.153	1.915

#### 4.3.10 Charakteristika der DSM-Anwendungen

Tabelle 17 zeigt alle DSM-Optionen, die in den Modellrechnungen berücksichtigt werden sowie deren Kürzel, technische Restriktionen und Aktivierungskosten. Das Potential der einzelnen Anwendung, das in die Modellrechnungen einfließt, zeigt Kapitel 3. Das Lastabschaltungspotential wird von Aluminiumelektrolyse, Chlorelektrolyse und von Elektrolichtbogenöfen bereitgestellt. Der Einsatz dieser drei DSM-Optionen ist stark eingeschränkt. So können diese maximal für vier Stunden am Stück ihren Stromverbrauch reduzieren und die Anzahl der Aktivierungen ist auf 40 pro Jahr begrenzt. Des Weiteren fallen bei der Aktivierung hohe Kosten an, weil diese Produktions- und Gewinneinbußen ausgleichen müssen. Die einzelnen Prozesse weisen unterschiedliche Aktivierungskosten auf. Die Bandbreite reicht von 30 – 350 €/MWh.

Für Lastverschiebung können verschiedene Prozesse und Anlagen genutzt werden. In dieser Arbeit werden zwei Prozesse aus der energieintensiven Industrie (Holzstoffherstellung und Zementmühle) sowie sieben Anlagen bzw. Verbraucher aus dem GHD- und Haushaltssektor berücksichtigt. Ihr Einsatz ist zusätzlich zur Einsatzhäufigkeit und Abschaltdauer durch die Verschiebedauer begrenzt. Alle drei Parameter unterscheiden sich zwischen den DSM-Prozessen. Im Gegensatz dazu weisen alle Aktivierungskosten von 0 €/MW auf, weil keine Entschädigungszahlungen wie bei der Lastabschaltung anfallen. Der Stromverbrauch dieser DSM-Optionen wird (in Summe) nicht reduziert, sondern in einen anderen Zeitpunkt verschoben. Dadurch können die Verbraucher von geringeren Strompreisen profitieren. Diese Kosteneinsparungen durch Lastverschiebung werden im Modell endogen bestimmt.

**Tabelle 17: Im Modell berücksichtigte technische und ökonomische Restriktionen der DSM-Optionen (Daten: Gils 2014; Klobasa 2007; Thomas Langrock et al. 2015; Eigene Annahmen)**

	DSM-Option	Abschalt- dauer h	Verschiebe- dauer h	Einsatz- häufigkeit -	Aktivierungs- kosten €/MW
	Aluminiumelektrolyse	4	-	40 pro Jahr	350
Lastabschaltung	Chlorelektrolyse	4	-	40 pro Jahr	130
	Elektrolightbogenofen	4	-	40 pro Jahr	30
	Holzstoffherstellung (Papier)	2	4	24 pro Jahr	0
	Zementmühle	3	24	40 pro Jahr	0
	Kühlen/Gefrieren	1	1	<8 pro Tag	0
	Warmwasserbereitung	12	12	-	0
Lastverschiebung	Nachtspeicherheizung	12	12	-	0
	Lüftungsanlage	1	1	<8 pro Tag	0
	Klimaanlage	1	1	<8 pro Tag	0
	Wärmepumpe	12	12	-	0
	Elektrofahrzeuge	<24	< 24	-	0
Lasterhöhung	Power to Gas	-	-	-	Abhängig vom Erdgaspreis
	Power to Heat	-	-	-	

Das Lasterhöhungspotential wird durch P2G und P2H bereitgestellt. Neben den in Tabelle 17 dargestellten Eigenschaften, wird für P2H ein Wärmebedarfsprofil berücksichtigt, weil dieses das Lasterhöhungspotential begrenzt. So können die Elektrokessel nur dann Wärme erzeugen, wenn ein entsprechender Bedarf besteht<sup>39</sup>. Es gelten die Annahmen zum Wärmeprofil aus Kapitel 4.3.8. Die Aktivierungskosten von P2G und P2H hängen vom Erdgaspreis ab, weil dieser ein konkurrierender Rohstoff ist. Wärme kann in einem Erdgaskessel oder durch P2H mit Strom in einem Elektrokessel erzeugt werden. P2H kommt nur dann zum Einsatz, wenn die Wärmegestehungskosten im Elektrokessel geringer sind, als die im Erdgaskessel. Aus diesem Grund werden zunächst die Wärmegestehungskosten eines Erdgaskessels berechnet. Diese dienen als Referenzwert für den Elektrokessel. Mithilfe des Wirkungsgrades kann daraus die maximale Höhe des Strompreises

<sup>39</sup> Wärmespeicher werden nicht berücksichtigt. Somit ist ein Auseinanderfallen des Wärmebedarfs und der -bereitstellung durch P2H nicht möglich.

berechnet werden, mit dem der Elektrokessel konkurrenzfähig zum Erdgaskessel ist. Gleiches gilt für P2G-Anlagen. Der durch Elektrolyse erzeugte Wasserstoff wird nur dann in das Erdgasnetz eingespeist, wenn dieser günstiger ist als konventionelles Erdgas. Der Erdgaspreis schwankt von Tag zu Tag und verändert sich über die Jahre (vgl. Kapitel 4.3.6). Aus diesem Grund werden die Aktivierungskosten im Modell anhand des Erdgaspreises und der Wirkungsgrade der P2H- und P2G-Anlage berechnet. Tabelle 18 zeigt die verwendeten Wirkungsgrade.

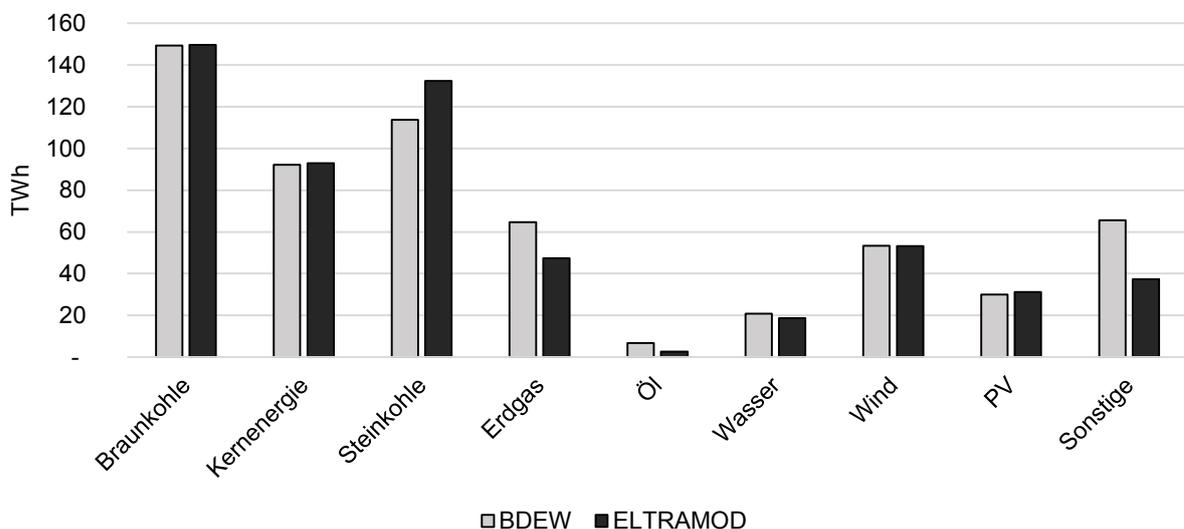
**Tabelle 18: Wirkungsgrade zur Berechnung der Aktivierungskosten (Daten: Gerhardt et al. 2014; Wietschel et al. 2010; Hüttenrauch et al. 2015)**

		<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>P2H</b>	<b>Erdgaskessel</b>	90 %	90 %
	<b>Elektrokessel</b>	99 %	99 %
<b>P2G</b>	<b>Elektrolyseur</b>	70 %	84 %

#### 4.4 Modellvalidierung

Die vorherigen Kapitel haben die Funktionsweise des Strommarktmodells ELTRAMOD (Kapitel 4.2) sowie die Modelleingangsdaten für das Basisjahr 2013 und für die Szenarioanalysen für die Jahre 2030 und 2050 (Kapitel 4.3) gezeigt. Im Folgenden wird die Modellvalidität geprüft. Hierfür werden die Modellergebnisse für das Basisjahr 2013 den Realdaten gegenübergestellt. Zur Validierung werden die Nettostromerzeugung, der Strompreis sowie der deutsche Stromhandelssaldo herangezogen.

Abbildung 59 zeigt die in ELTRAMOD ermittelte Stromerzeugung für das Basisjahr 2013 aufgeschlüsselt nach Brennstoffen. Den Ergebnissen werden statistische Daten, die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) veröffentlicht werden, gegenübergestellt.

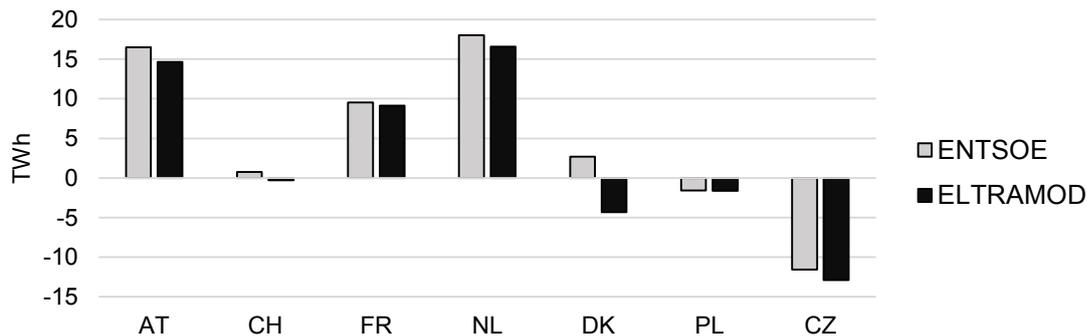


**Abbildung 59: Vergleich der im Modell bestimmten Nettostromerzeugung für Deutschland im Jahr 2013 mit veröffentlichten Daten des BDEW (o. J.)**

Die Modellergebnisse weichen nur minimal von den Realdaten ab. Die ermittelte Stromerzeugung aus Erdgas- und Ölkraftwerken ist geringer, als die durch die BDEW ausgewiesene Realerzeugung im Jahr 2013. Ein grundsätzliches Problem von Fundamentalmodellen ist die Unterschätzung der Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken, zu denen Erdgas- und Öl-Kraftwerke zählen. Gleiches lässt sich für die Ergebnisse aus ELTRAMOD beobachten. Im Gegensatz dazu wird die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken im Modell leicht überschätzt. Die Stromerzeugung der Grundlastkraftwerke und EE-Anlagen wird im Modell jedoch sehr gut getroffen. Hier gibt es keine bzw. nur geringfügige Abweichungen. Das Modell ist somit in der Lage, die Stromerzeugung für Deutschland gut abzubilden.

In Summe wird die Stromerzeugung im Modell (leicht) unterschätzt, weil die Stromexporte in Summe etwas zu gering sind. Grundsätzlich bildet ELTRAMOD die Handelsflüsse zu den Nachbarländern jedoch sehr gut ab. Die Unterschiede zwischen den Real- und Modelldaten sind gering (Abbildung 60).

Sowohl die Richtung der Handelsflüsse, als auch die Höhe, werden vom Modell sehr gut abgebildet. Eine Ausnahme zeigt der Handelssaldo mit Dänemark, bei dem die Importe im Modell für das Jahr 2013 überschätzt werden. An dieser Stelle soll jedoch darauf hingewiesen werden, dass in den Jahren davor und danach der Handelssaldo zwischen Deutschland und Dänemark negativ war und im Bereich der Modellergebnisse aus ELTRAMOD lag. Im Jahr 2012 betrug dieser bspw. -6,7 TWh und in 2014 -0,5 TWh (ENTSOE o.J.). Dies deutet darauf hin, dass der positive Stromhandelssaldo zwischen Deutschland und Dänemark in 2013 ein Ausreißer war.



**Abbildung 60: Vergleich des im Modell bestimmten deutschen Stromhandelssaldos für 2013<sup>40</sup> mit den Realdaten der ENTSOE (o. J.)**

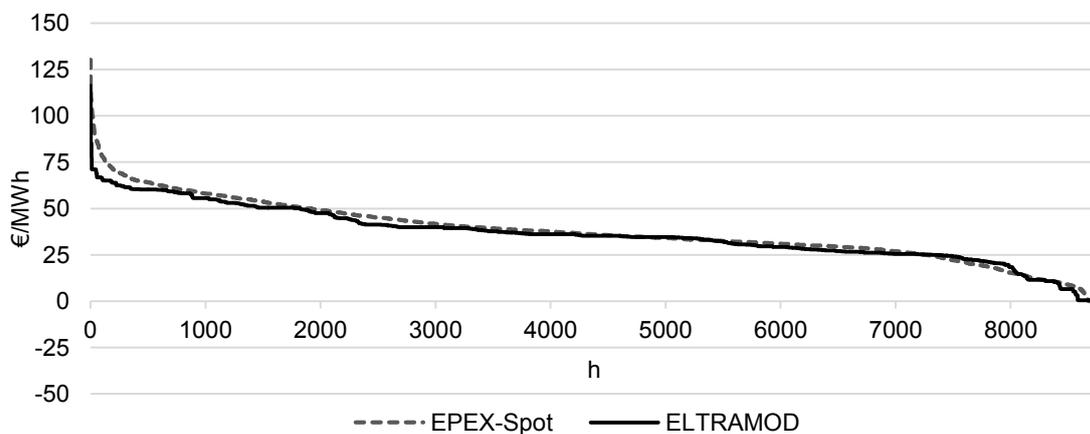
Eine weitere wesentliche Größe, mit der die Modellgüte überprüft werden kann, ist der Strompreis. Tabelle 19 zeigt den Mittelwert, das Minimum und das Maximum sowie die Standardabweichung der Preiszeitreihe, die im Modell für das Jahr 2013 ermittelt wurde im Vergleich zu den Realdaten der Strombörse EPEX-Spot. Der mittlere Strompreis sowie die Preisspitze werden im Modell leicht unterschätzt. Dies ist ein grundsätzliches Problem in Fundamentalmodellen, da diese lediglich den Preis anhand grundlegender Parameter, wie Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preis oder technische Charakteristika der Kraftwerke, bestimmen. Strategisches Verhalten der Anbieter sowie Unsicherheiten, die einen wesentlichen Einfluss auf (hohe) Strompreise haben können, werden im Modell nicht abgebildet. Die Differenzen zwischen Real- und Modelldaten sind jedoch gering, sodass von einer hohen Modellgüte ausgegangen werden kann.

<sup>40</sup> ENTSOE weist für Luxemburg keine Handelssalden aus. Deswegen wird dieses in der Grafik nicht dargestellt. Im Modell ergibt sich ein Netto-Export von ca. 5 TWh.

**Tabelle 19: Vergleich von Preisparametern zwischen Modellergebnissen aus ELTRAMOD und Realdaten der EPEX-Spot (Energate 2015)**

		<b>EPEX-Spot (Day-Ahead)</b>	<b>ELTRAMOD</b>
<b>Mittelwert</b>	€/MWh	37,78	36,17
<b>Minimum</b>	€/MWh	-100,03	0,50
<b>Maximum</b>	€/MWh	130,27	116,21
<b>Standardabweichung</b>	€/MWh	16,36	15,67

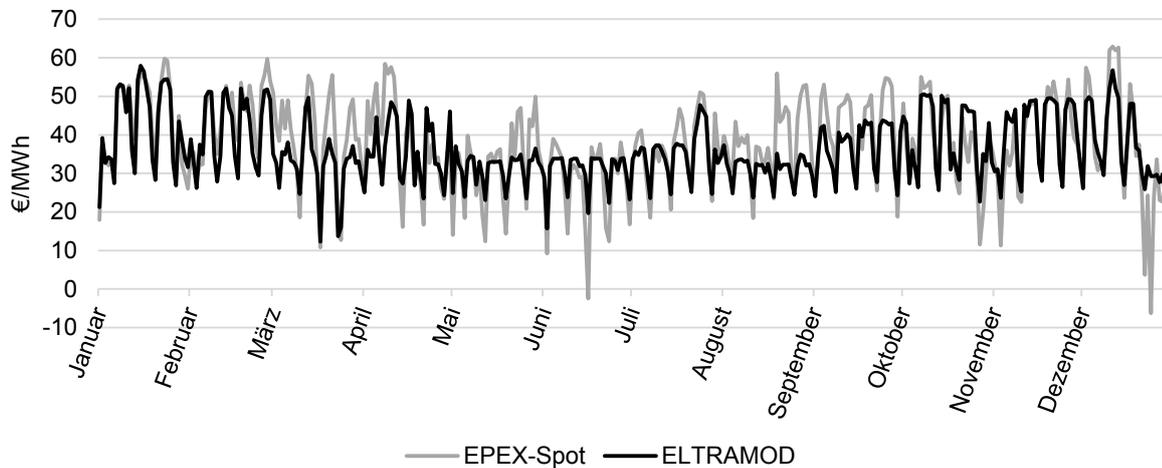
Ebenso resultieren negative Preise häufig aus strategischem Verhalten. Beispielsweise ist ein Kraftwerksbetreiber bereit kurzzeitig negative Preise zu akzeptieren, wenn die Kosten für das kurzzeitige Ab- und wieder Anfahren höher sind, als die Verluste am Strommarkt. Diese Inflexibilität ist im Modell nicht abgebildet. Dementsprechend wird das Minimum der Strompreise im Modell überschätzt. Jedoch traten negative Preise im Jahr 2013 nur in sehr wenigen Stunden des Jahres auf, wie aus der Preisdauerlinie<sup>41</sup> ersichtlich ist (Abbildung 61). Ein Vergleich der Kurven, die auf den Real- und Modelldaten basieren, zeigt das ELTRAMOD sehr gut in der Lage ist, die Preise im Grundlast- und Mittellastbereich abzubilden. Lediglich die Preise im Spitzenlastbereich werden unterschätzt. Dies hängt vor allem mit der Stromerzeugung aus Erdgas- und Ölkraftwerken zusammen, die im Modell zu gering ist.

**Abbildung 61: Vergleich der Strompreisdauerlinie zwischen Modellergebnissen aus ELTRAMOD und Realdaten der EPEX-Spot (Energate 2015)**

Der Strompreis unterliegt jahres- und tageszeitlichen Schwankungen. Diese müssen vom Modell ebenfalls erfasst werden. In Abbildung 62 ist der mittlere Tagespreis der Modellergebnisse im

<sup>41</sup> Bei der Preisdauerlinie werden die stündlichen Strompreise eines Jahres in absteigender Reihenfolge sortiert.

Vergleich zu den Realdaten dargestellt. Abgesehen von wenigen Ausreißern trifft ELTRAMOD die Preisstruktur sehr gut. Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Vergleich der Tagesstruktur, die im Anhang A 23 exemplarisch für eine Woche im Januar 2013 dargestellt ist.



**Abbildung 62: Vergleich der mittleren Tagespreise (Energate 2015, eigene Berechnungen)**

Eine weitere Möglichkeit um die Modellgüte bewerten zu können, ist die Berechnung von Fehlermaßen, wie der mittlere absolute Fehler (Mean Absolut Error – MAE) und der mittlere quadratische Fehler (Root Mean Square Error – RMSE). Diese werden entsprechend der Gleichungen 4.40 und 4.41 auf Basis der Strompreise berechnet.

$$MAE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n |x_i - \hat{x}_i| \quad 4.40$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x}_i)^2} \quad 4.41$$

Tabelle 20 zeigt die Ergebnisse für die unsortierte Preiszeitreihe und die sortierte, entsprechend der Preisdauerlinie. Den berechneten Fehlermaßen sind Vergleichswerte aus der Literatur, die für andere Strommarktmodelle ermittelt wurden, gegenübergestellt. Unter Berücksichtigung der unsortierten Zeitreihe sind die Fehlermaße MAE und RMSE des verwendeten ELTRAMOD-Modells geringer als die Vergleichswerte aus der Literatur. Der mittlere absolute Fehler der unsortierten Zeitreihen liegt bei den Modellergebnissen leicht über den Literaturwerten. Der mittlere quadratische Fehler der unsortierten Preiszeitreihe aus ELTRAMOD ist geringer als das von Schubert (2016) und höher als das von Genoese, F. (2013) ausgewiesene Fehlermaß. Die Korrelation der realen und der im Modell ermittelten Strompreise ist für ELTRAMOD im Literaturvergleich am höchsten. Dementsprechend kann ELTRAMOD die Strompreise sehr gut abbilden.

**Tabelle 20: Fehlermaße der im Modell ermittelten Strompreise im Vergleich zu Literaturwerten (Eigene Darstellung)**

		<b>Betrachtungs- jahr</b>	<b>MAE €/MWh</b>	<b>RMSE €/MWh</b>	<b>Korrelation %</b>
<b>ELTRAMOD</b>	<b>(unsortiert)</b>	2013	8,14	11,09	75 %
	<b>(sortiert)</b>	2013	2,28	4,04	
<b>Schubert (2016)</b>	<b>(unsortiert)</b>	2012	7,42	13,20	74 %
<b>Schubert (2016)</b>	<b>(sortiert)</b>	2012	5,34	10,87	
<b>Genoese, F. (2013)</b>	<b>(unsortiert)</b>	2010	7,01	8,84	69 %
<b>Genoese, M. (2010)</b>	<b>(sortiert)</b>	2005	4,22	11,15	67 %

Neben dem Vergleich mit den Realdaten zeigt ebenso der Literaturvergleich, dass die Modellgüte von ELTRAMOD als sehr hoch eingeschätzt werden kann und für die nachfolgenden Analysen geeignet ist.

## 4.5 Modellgrenzen

ELTRAMOD bildet das bestehende Marktsystem, das u.a. durch den Handel von Strom am (Spot-) Markt gekennzeichnet ist, nach. Um die Stromnachfrage in jeder Stunde eines Jahres kostengünstig decken zu können, werden die Angebote der Erzeugungseinheiten aufsteigend nach Ihrer Gebotshöhe sortiert. Der Schnittpunkt der Nachfrage- und Angebotskurve ergibt den Marktpreis. Dieser gilt deutschlandweit für alle Marktteilnehmer. Wenn es zukünftig zu einer grundsätzlichen Umgestaltung dieses Marktsystems kommt, z.B. der Einführung von Kapazitätsmärkten, müsste das Modell entsprechend angepasst werden. Die (modellbasierten) Analysen in dieser Arbeit gelten dementsprechend für das bestehende Marktsystem und können nur hierfür Implikationen geben.

Des Weiteren wird bei der Modellierung strategisches Verhalten der Marktteilnehmer vernachlässigt. Es wird vorausgesetzt, dass es sich beim Strommarkt um einen perfekten Wettbewerb handelt und alle Informationen verfügbar sind. Dadurch können vor allem die fundamentalen Zusammenhänge im Strommarkt, z.B. der Einfluss von DSM auf die Preisbildung, untersucht werden. In der Realität kann strategisches Verhalten der Marktteilnehmer allerdings nicht ausgeschlossen werden. Beispielsweise handeln Großkonzerne mit einem Kraftwerksportfolio am Markt und entwickeln hierfür Bieterstrategien. Dieser Aspekt kann in einem Fundamentalmodell nicht berücksichtigt werden, z.B. aufgrund fehlender Informationen. Zudem kann es unter strategischen Gesichtspunkten für einen Anlagenbetreiber sinnvoll sein, ein Gebot unterhalb seiner Grenzkosten am Strommarkt abzugeben. Insbesondere in Zeiten mit hoher volatiler Einspeisung aus EE-Anlagen kann ein häufiges An- und Abfahren der Anlage teurer sein, als ein kurzzeitiger Betrieb unterhalb der Grenzkosten. Dadurch kann z.B. ein hoher Verschleiß vermieden werden. Dieser Aspekt ist im Modell indirekt durch Laständerungskosten berücksichtigt.

Da es sich bei ELTRAMOD um ein Fundamentalmodell handelt, sind nachgelagerte Steuern und Abgaben sowie marktunabhängige Vergütungssysteme, z.B. Einspeisevergütung für EE-Anlagen, nicht in das Modell implementiert. Die DSM-Optionen der Kategorie Lasterhöhung gelten nach derzeitigen rechtlichen Vorgaben als Letztverbraucher. Dementsprechend müssten sie für den verbrauchten Strom alle anfallenden Steuern und Abgaben zahlen. In den Berechnungen werden diese Bestandteile des Endkundenpreises jedoch nicht berücksichtigt, weil es sich um nachgelagerte, regulatorische Vorgaben handelt. Anhand eines Fundamentalmodells soll untersucht werden, wie einzelne Technologien entsprechend ihrer techno-ökonomischen Eigenschaften in Konkurrenz zueinander stehen. Abgaben und Steuern, die gesetzlich vorgegeben sind und sich jederzeit ändern (können), verfälschen dieses Bild. Aus diesem Grund sind die gesetzlich vorgegebenen Preisbestandteile im Modell nicht berücksichtigt. Ebenso ist die Einspeisevergütung für EE-Anlagen nicht implementiert. Derzeit erhält ein Großteil der EE-Anlagen in Deutschland noch eine entsprechende Zahlung. Mittel- bis langfristig soll sich das Fördersystem jedoch ändern und die EE-Anlagen stärker in den Markt integriert werden. Eine Abkehr von der Einspeisevergütung ist die Folge. Aus diesem Grund ist die Einspeisung aus EE-Anlagen in ELTRAMOD mit ihren Grenzkosten berücksichtigt.

Der Wärme- und Regelenergiemarkt sind in ELTRAMOD nur vereinfacht abgebildet, um die wesentlichen Wirkzusammenhänge darzustellen. Hierzu zählt z.B. die Lieferverpflichtung in beiden

Märkten. Eine detaillierte Modellierung der Wärmebereitstellung ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich und zielführend. Zu diesem Zweck müsste für jedes Versorgungsgebiet sowohl die Wärmenachfrage, als auch die Versorgungsstruktur bekannt sein. Die Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen oder Spitzenlastkesseln ist ein eigenes Optimierungsproblem, das die Größe und Rechenzeit des Modells erhöht. Daher sind die Lieferverpflichtungen, die eine KWK-Anlage im Wärmemarkt hat, vereinfacht in Form einer Mindestlast abgebildet. Diese stellt sicher, dass eine mögliche Wärmenachfrage gedeckt wird ohne diese detailliert abbilden zu müssen. Dadurch wird im Modell die Kopplung zum Wärmemarkt indirekt berücksichtigt, ohne die Modellgröße und Rechenzeit deutlich zu erhöhen. Gleiches gilt für den Regelenenergiemarkt. Im Modell soll sichergestellt werden, dass Kraftwerkskapazitäten für die Regelenenergie vorgehalten werden. Dementsprechend darf ein Teil der Leistung am Strommarkt nicht eingesetzt werden (positive Regelenenergie). Andererseits muss ein gewisser Teil der Kraftwerke in Betrieb sein, um im Bedarfsfall negative Regelenenergie bereitstellen zu können. Beide Fälle sind in ELTRAMOD berücksichtigt. Im Gegensatz dazu sind für diese Analysen die detaillierte Ausgestaltung der Regelenenergieprodukte oder das Bieterverhalten nicht relevant und daher nicht Teil des Modells.

Die einzelnen DSM-Optionen sind entsprechend ihrer technischen Charakteristika, z.B. Abschalt- und Verschiebedauer, im Modell implementiert. Alternativ wäre eine detaillierte Modellierung jeder Anlage oder jeden Prozesses möglich gewesen. Im Fall von Klima- und Lüftungsanlagen hätten hierfür beispielsweise das zu versorgende Gebäude und die Luftqualität in den Räumen modelliert werden können. Um die Wechselwirkungen von DSM mit dem Stromsystem zu untersuchen, sind diese Informationen jedoch nur bedingt relevant. Wichtiger ist es zu wissen, wie lange in den Prozess eingegriffen und wie viel Nachfrage gesenkt, erhöht oder verschoben werden kann. Diese Informationen basieren auf den spezifischen Restriktionen der einzelnen DSM-Optionen. Beispielsweise gibt die Lastverschiebedauer einen durchschnittlichen Wert an, bei der eine Verringerung der Luftqualität in den Räumen vermieden werden kann. Die detaillierten, DSM-spezifischen Restriktionen sind dadurch indirekt im Modell berücksichtigt.

Sowohl die Höhe des (zukünftigen) DSM-Potentials, als auch dessen zeitliche Verfügbarkeit sind mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die in dieser Arbeit verwendeten Profile stellen repräsentative Lastverläufe dar. Diese können zwischen einzelnen Verbräuchen und/oder in Zukunft variieren. Die Unsicherheit im Hinblick auf die Potentialhöhe wird anhand von Szenarien berücksichtigt. Detailliertere Analysen, insbesondere im Hinblick auf kurzfristige Unsicherheiten, könnten im Rahmen einer stochastischen Modellierung untersucht werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf. Zudem ist unklar, ob die Verbraucher bereit sind ihr DSM-Potential zu Verfügung zu stellen. Im Modell wird unterstellt, dass das theoretisch und technisch verfügbare Potential im Strommarkt vollständig genutzt werden kann. In der Realität fehlt hierfür im Moment jedoch die nötige Infrastruktur, z.B. Mess- und Steuerungssysteme. Des Weiteren kann die Bereitschaft der Stromverbraucher im Modell nicht abgebildet werden. Es ist davon auszugehen, dass die Akzeptanz zur Teilnahme am Lastmanagement nicht bei allen Verbrauchern gegeben ist. Dementsprechend überschätzt das Modell das nutzbare DSM-Potential im Vergleich zur Realität.

## 5 Modellgestützte Analyse zur Rolle von DSM für die Systemintegration erneuerbarer Energien

Basierend auf dem in Kapitel 3 ermittelten DSM-Potential und dem in Kapitel 4 vorgestellten Strommarktmodell ELTRAMOD, wird die Rolle von DSM zur Systemintegration erneuerbarer Energien in diesem Kapitel untersucht. Hierfür werden vier verschiedene Szenarien betrachtet, die in Kapitel 5.1 vorgestellt werden. Die Ergebnisauswertung basiert auf drei Schwerpunkten. Zunächst wird der Einfluss von DSM auf die Residuallast, die Preisdauerlinie und die Integration erneuerbaren Energien, mit Fokus auf die Reduzierung des EE-Überangebots sowie den Marktwert der EE-Technologien näher betrachtet (Kapitel 5.2). Kapitel 5.3 konzentriert sich auf die DSM-Optionen und zeigt die Ausnutzung des jeweils verfügbaren Potentials. Der Schwerpunkt im dritten Teil liegt auf der Wechselwirkung von DSM mit alternativen Flexibilitätsoptionen. Entsprechend zeigt Kapitel 5.4 wie sich der Einsatz konventioneller Kraftwerke und Speicher sowie Importe und Exporte durch DSM ändern.

### 5.1 Szenarioübersicht

In dieser Arbeit soll der Beitrag von DSM zur Systemintegration von erneuerbaren Energien untersucht werden. Den Rahmen für die Szenarien bildet daher der EE-Anteil im Stromsystem und das verfügbare DSM-Potential (Tabelle 21). Die Ergebnisse in Kapitel 2.1 zeigen, dass der Flexibilitätsbedarf mit einer steigenden Stromerzeugung aus EE-Anlagen zunimmt. Es ist daher zu prüfen, ob der Einsatz von DSM vom EE-Anteil im Stromsystem abhängt. In Anlehnung an die Ziele der Bundesregierung wird ein Stromsystem betrachtet, in dem 60 % bzw. 80 % der Nettostromnachfrage durch EE-Anlagen gedeckt werden können<sup>42</sup>. Das EE60-Szenario entspricht einer mittelfristigen (bis ca. 2030) und das EE80-Szenario einer langfristigen Betrachtung (bis ca. 2050).

**Tabelle 21: In dieser Arbeit untersuchte Szenarien (Eigene Darstellung)**

Szenarien	EE-Anteil an Nettostromnachfrage		Verfügbarkeit DSM-Potential	
	60 %	80 %	50 %	100 %
<b>EE60-DSM50</b>	x		x	
<b>EE60-DSM100</b>	x			x
<b>EE80-DSM50</b>		x	x	
<b>EE80-DSM100</b>		x		x

<sup>42</sup> Dieser Anteil bezieht sich auf die Eingangsdaten. Im Modell kann es zu einer Abregelung der EE-Einspeisung kommen, um die Systembilanz sicherzustellen. Dementsprechend kann der EE-Anteil bezogen auf die Ergebnisse geringer sein.

Für die Szenarioanalysen werden die Ergebnisse der Potentialberechnungen aus Kapitel 3 herangezogen. Die Annahmen zur Potentialhöhe und den berücksichtigten technischen und ökonomischen Charakteristika der DSM-Optionen sind in Kapitel 3 dargestellt. Sowohl die Höhe als auch die Erschließung des DSM-Potentials ist mit Unsicherheiten behaftet. Aus diesem Grund variiert das verfügbare DSM-Potential zwischen den Szenarien. In den Szenarien EE60-DSM100 und EE80-DSM100 steht das gesamte in Kapitel 3 ermittelte Potential zur Verfügung. In den Szenarien EE60-DSM50 und EE80-DSM50 halbiert sich dieses jeweils. Tabelle 22 zeigt das aufsummierte DSM-Potential, das in den einzelnen Szenarien zur Verfügung steht. In die Szenariorechnungen fließt dieses aufgeschlüsselt nach DSM-Anwendungen ein.

**Tabelle 22: In den Szenarien berücksichtigtes DSM-Potential (Eigene Berechnungen)<sup>43</sup>**

		EE60-		EE80-	
		DSM50	DSM100	DSM50	DSM100
<b>Lastabschaltung</b>	GW	0,52	1,03	0,43	0,86
<b>Lastverschiebung</b>	TWh	26,73	53,46	41,94	83,87
<b>Lasterhöhung</b>	GW	19,38	38,76	29,46	58,92

Um den Effekt von DSM auf das Stromsystem analysieren zu können, werden für jedes Szenario drei Sensitivitäten betrachtet (Tabelle 23). In der ersten Variante (*exkl. DSM*) steht kein DSM-Potential zur Verfügung und eine Optimierung der Stromnachfrage ist modellseitig nicht möglich. Diese bildet den Referenzwert für die anderen beiden Sensitivitäten, in denen das DSM-Potential berücksichtigt wird. Hierbei werden zwei Varianten unterschieden. In der Sensitivität *inkl. DSM-all* geht das Potential aller DSM-Optionen, d.h. von Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung, in die Modellrechnungen ein. Bei der Kategorie Lasterhöhung handelt es sich jedoch um zusätzliche Verbraucher. Anlagen, die dieses Potential bereitstellen können, müssten gezielt im System zugebaut werden. Im Gegensatz dazu wird das Potential von Lastabschaltung und -verschiebung von vorhandenen Verbrauchern bereitgestellt. Um den Effekt von Lasterhöhung auf das System untersuchen zu können, wird die Sensitivität *inkl. LA&LV* betrachtet, in denen nur das Potential von Lastabschaltung und -verschiebung in die Berechnungen eingeht. Eine Nachfragesteuerung durch Lasterhöhung bleibt hierbei unberücksichtigt.

**Tabelle 23: In dieser Arbeit untersuchte Sensitivitäten (Eigene Darstellung)**

Sensitivitäten	Verfügbare DSM-Optionen		
	Lastabschaltung (LA)	Lastverschiebung (LV)	Lasterhöhung (LE)
<b>Exkl. DSM</b>			
<b>Inkl. DSM-all</b>	x	x	x
<b>Inkl. LA&amp;LV</b>	x	x	

<sup>43</sup> Die Annahmen und Berechnungen für das DSM100-Szenario sowie die Aufschlüsselung in DSM-Optionen sind in Kapitel 3 zu finden.

## 5.2 Einfluss von DSM auf die Residuallast und die Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem

### 5.2.1 Residuallastdauerlinie und EE-Überangebot

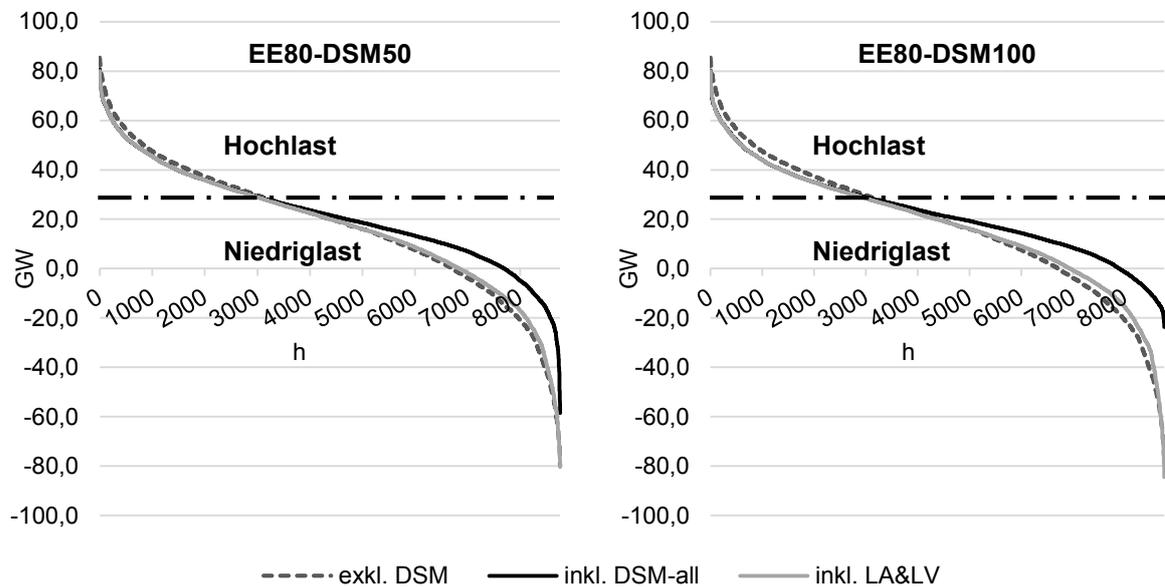
Anhand der zuvor dargestellten Szenarien wird der Einfluss von DSM auf das Stromsystem untersucht. Aus Systemperspektive ist die Glättung der Residuallast ein wesentliches Ziel von DSM (vgl. Kapitel 2.3). Einerseits soll die Nachfrage in Zeiten niedriger Last und/oder hoher EE-Einspeisung erhöht und andererseits die Lastspitze gesenkt werden. Dadurch können bestehende Kapazitäten an EE-Anlagen besser genutzt und der Bedarf an konventionellen Kraftwerken reduziert werden. Mit Hilfe der Residuallastdauerlinie<sup>44</sup> kann der Effekt von DSM sowohl auf die Reduzierung der Lastspitze als auch des EE-Überangebots vereinfacht dargestellt und analysiert werden. In Abbildung 63 ist die Residuallastdauerlinie für die Szenarien *EE80-DSM50* und *EE80-DSM100* für alle drei Sensitivitäten dargestellt. Die gestrichelte Linie zeigt die Residuallastdauerlinie ohne den Einsatz von DSM (*exkl. DSM*). Die graue und die schwarze Linie zeigen die Möglichkeiten, dass entweder nur Lastabschaltung und -verschiebung (*inkl. LA&LV*) oder zusätzlich Lasterhöhung, d.h. alle DSM-Optionen (*inkl. DSM*), genutzt werden. Unter Berücksichtigung aller DSM-Optionen ist die Veränderung der Residuallastdauerlinie sowohl im *EE80-DSM50*- als auch im *EE80-DSM100*-Szenario im Vergleich zur Variante ohne DSM am größten. Die negative Lastspitze kann erhöht werden, wohingegen die Veränderung der positiven Lastspitze deutlich geringer ausfällt. Im *EE80-DSM100*-Szenario kann diese um 5,2 GW und im *EE80-DSM50*-Szenario um 4,7 GW reduziert werden. Im *EE60*-Szenario verringert sich diese um 3,1 GW (*DSM100*) und um 1,04 GW (*DSM50*). Die Reduzierung der positiven Lastspitze hängt dementsprechend von der Höhe des verfügbaren DSM-Potentials ab. Im *EE60-DSM50*- bzw. *EE80-DSM50*-Szenario ist im Gegensatz zum *EE60-DSM100*- bzw. *EE80-DSM100*-Szenario nur die Hälfte des theoretischen Potentials verfügbar. Aus diesem Grund kann die Lastspitze im *DSM100*-Szenario sowohl in *EE60* als auch in *EE80* stärker reduziert werden als jeweils im *DSM50*-Szenario.

Im Niedriglastbereich (< 20 – 25 GW) kann die Residuallast durch DSM deutlich angehoben werden. Die Lasterhöhung in diesem Bereich resultiert vor allem aus den beiden Lasterhöhungsoptionen P2H und P2G, denn die Residuallast ist in der Sensitivität *inkl. DSM-all* deutlich höher als in der Sensitivität *inkl. LA&LV* (Abbildung 63). Die Differenz wird größer, je niedriger die Residuallast ist. Wenn ein EE-Überangebot auftritt, d.h. wenn die verfügbare EE-Einspeisung einer Stunde die zeitgleiche Stromnachfrage übersteigt, wird die Residuallast negativ. Lastverschiebeoptionen können die Residuallast in diesem Bereich nur minimal anheben, da sich lediglich der Zeitpunkt des Stromverbrauchs verschiebt. Die Gesamtnachfrage bleibt unverändert. Des Weiteren kann die Nachfrage nur um wenige Stunden verschoben werden. Aus den genannten Gründen können Lastverschiebeoptionen nur kurzzeitige Schwankungen der EE-Einspeisung ausgleichen. EE-Überschüsse, die über mehrere Stunden oder Tage auftreten, können durch Lastverschiebung nicht aufgenommen werden. Hierfür sind Lasterhöhungsoptionen besser geeignet, da sie deutlich flexibler sind. Ihr Einsatz wird nicht durch eine maximale Verschiebedauer begrenzt. Zudem profitieren Lasterhöhungsoptionen von den geringen Strompreisen, die sich in diesen Zeiten mit EE-Überschüssen ergeben. Sie kommen daher in Zeiten mit

---

<sup>44</sup> Die Residuallastdauerlinie ergibt sich durch das absteigende Sortieren der Residuallastwerte jeder Stunde eines Jahres.

niedriger Residuallast zum Einsatz und führen dadurch zu einer Anhebung der Residuallastdauerlinie im Niedriglastbereich.



**Abbildung 63: Veränderung der Residuallastdauerlinie in den Szenarien EE80-DSM50 und EE80-DSM100 durch DSM (Eigene Berechnungen)**

Im Hochlastbereich ( $> 20 - 25$  GW) unterscheidet sich die Residuallastdauerlinie zwischen den Sensitivitäten *inkl. DSM-all* und *inkl. LA&LV* hingegen nicht, weil Lasterhöhungsoptionen in Zeiten einer hohen Stromnachfrage nicht zum Einsatz kommen. Dies liegt an den hohen Strompreisen, die sich in diesen Zeiten einstellen und die die Aktivierungskosten einer P2G- oder P2H-Anlage übersteigen. Die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten *exkl. DSM* und *inkl. LA&LV* verdeutlichen, dass Lastabschaltung und -verschiebung zu einer Senkung der Kurve im Hochlast- sowie zu einer Erhöhung im Niedriglastbereich führen. Lastverschiebung weist im Vergleich zu Lastabschaltung ein deutlich höheres Potential auf (vgl. Kapitel 3.1.4). Aufgrund der zuvor beschriebenen eingeschränkten Flexibilität der Lastverschiebeoptionen ist der Unterschied zwischen den Sensitivitäten *exkl. DSM* und *inkl. LA&LV* jedoch relativ gering (Abbildung 63). Die Differenz ist im *EE80-DSM100*-Szenario aufgrund des höheren Potentials stärker ausgeprägt als im *EE80-DSM50*-Szenario. Dementsprechend hat ein höheres DSM-Potential einen größeren Einfluss auf die Residuallast.

Das Anheben der Residuallast im Niedriglastbereich in den Sensitivitäten *inkl. DSM* und *inkl. LA&LV* zeigt, dass ein EE-Überangebot durch DSM deutlich reduziert werden kann. Dieser Effekt ist in allen Szenarien zu beobachten (Tabelle 24). Im EE60-Szenario kann dieses um ca. 81 - 92 % und im EE80-Szenario um 70 % – 84 % verringert werden, wenn alle DSM-Optionen berücksichtigt werden. Die Unterschiede zwischen dem EE60- und EE80-Szenario resultieren aus den unterschiedlichen EE-Anteilen. So sind die verfügbare EE-Einspeisung und das EE-Überangebot im EE80-Szenario deutlich höher als im EE60-Szenario. Darüber hinaus tritt das Überangebot über einen längeren Zeitraum auf,

der im EE80-Szenario bis zu vier Tage umfassen kann. Der Einsatz von Lastverschiebung wird, wie zuvor beschrieben, durch die Verschiebedauer restringiert. Wenn ein EE-Überangebot nur für einzelne Stunden auftritt, kann dieses durch Lastverschiebung kompensiert werden. Tritt es hingegen über mehrere Stunden oder Tage hinweg auf, wird eine Kompensation durch Lastverschiebung schwierig, da die Verschiebedauer der DSM-Optionen 1 - 12 Stunden nicht überschreitet. Mit höherem EE-Anteil steigt jedoch deren Überangebot im System sowohl hinsichtlich der Höhe als auch der Dauer. Im EE80-Szenario ist das EE-Überangebot deutlich höher als im EE60-Szenario und tritt über mehrere Stunden hinweg auf. Daher ist die relative Reduktion des EE-Überangebots im EE60-Szenario höher als im EE80-Szenario. Ein Blick auf die absoluten Zahlen zeigt jedoch, dass die Reduktion im EE80-Szenario größer ist (Tabelle 24). Dies ist auf das höhere DSM-Potential zurück zu führen. Demzufolge kann DSM das EE-Überangebot im System in allen Szenarien deutlich reduzieren. Wenn allerdings nur Lastabschaltungs- und Lastverschiebeoptionen genutzt werden, ist der Effekt deutlich geringer als in der Sensitivität *inkl. DSM-all*, in der auch Lasterhöhungsoptionen zum Einsatz kommen. Ein keinem Szenario wird ein EE-Überangebot komplett vermieden. Hierfür gibt es verschiedene Ursachen. Zum einen laufen die P2G- und P2H-Anlagen in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung häufig bereits auf ihrem jeweiligen Maximum, wodurch eine weitere Aufnahme von EE-Einspeisung nicht möglich ist. Wenn diese Anlagen größer ausgelegt werden, könnte ein EE-Überangebot weiter reduziert werden. Zum anderen existieren weitere Flexibilitätsoptionen, die die überschüssige EE-Einspeisung nutzen können. Hierzu zählen bspw. Pumpspeicherkraftwerke oder Stromexporte. Aus Systemperspektive kann es durchaus kosteneffizient sein, das EE-Überangebot zu exportieren oder zwischen zu speichern, anstatt die entsprechenden Strommengen in P2X-Anlagen zu verbrauchen. Daher sinkt das EE-Überangebot in keinem Szenario auf null.

**Tabelle 24: Veränderung des EE-Überangebots und der EE-Abregelung durch DSM in den einzelnen Szenarien (Eigene Berechnungen)**

	Einheit	EE60-		EE80-	
		DSM50	DSM100	DSM50	DSM100
<b>verfügbare EE-Einspeisung</b>	GWh	273.461		392.934	
<b>exkl. DSM</b>	GWh	7.819		40.843	
<b>inkl. LA&amp;LV</b>	GWh	- 6.665	- 6.028	- 35.262	- 32.501
<b>EE-Überangebot</b>		(- 15 %)	(- 23 %)	(- 14 %)	(- 20 %)
<b>inkl. DSM-all</b>	GWh	1.521	609	- 12.343	6.435
		(- 81 %)	(-92 %)	(- 70 %)	(- 84 %)
<b>exkl. DSM</b>	GWh	504		9.912	
<b>inkl. LA&amp;LV</b>	GWh	195	102	8.458	7.571
<b>EE-Abregelung</b>		(- 61 %)	(- 80 %)	(- 15 %)	(- 24 %)
<b>inkl. DSM-all</b>	GWh	4	0	1.016	0
		(- 99 %)	(- 100 %)	(- 90 %)	(- 100 %)

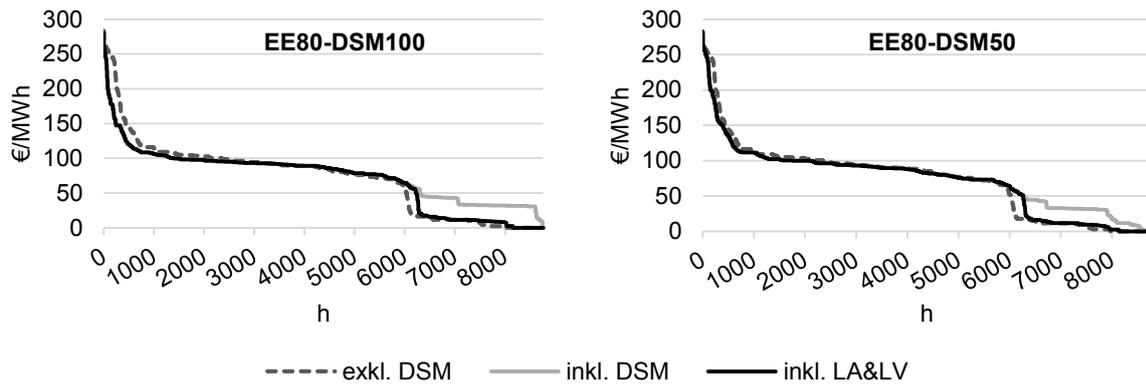
Zusätzlich zum EE-Überangebot zeigt Tabelle 24 die EE-Abregelung. Diese entspricht der EE-Einspeisung, die weder exportiert, gespeichert noch durch DSM-Optionen genutzt werden kann und daher abgeregelt werden muss. Die EE-Abregelung ist dementsprechend geringer als das EE-Überangebot. Ohne DSM muss in allen Szenarien verfügbare EE-Einspeisung abgeregelt werden. Durch Lastverschiebung kann diese zwar gesenkt, jedoch nicht vollständig vermieden werden. Im EE60-Szenario sinkt diese in der Sensitivität *inkl. LA&LV* um 61 - 80 % und im EE80-Szenario um 15 - 24 %. Ebenso wie beim EE-Überangebot resultieren die Unterschiede aus verschiedenen EE-Anteilen und DSM-Potentialen. Nur unter Berücksichtigung aller DSM-Optionen (*inkl. DSM-all*) kann eine marktbedingte Abregelung von EE-Anlagen komplett vermieden werden. Lediglich in den Szenarien in denen nur 50 % des DSM-Potentials verfügbar sind (*EE60-DSM50 und EE80-DSM50*), ist eine vollständige Vermeidung nicht möglich. Im EE80-Szenario ist dabei die relative Reduzierung mit 90 % deutlich geringer als im EE60-Szenario mit 99%. Dies hängt mit den höheren EE-Überschüssen zusammen. Im Modell wird DSM tendenziell überschätzt, da bspw. von einer Teilnahme aller Nutzer ausgegangen wird. In der Realität kann es daher auch bei einer Nutzung von DSM zu höheren Abregelung kommen als in den Modellergebnissen

### 5.2.2 *Preisdauerlinie*

Die vorherigen Ausführungen haben gezeigt, dass DSM einen Einfluss auf die Residuallast hat. Dieser fällt je nach EE-Anteil und DSM-Option unterschiedlich stark aus. Eine Veränderung der Residuallast hat einen direkten Einfluss auf die Strompreise, weil deren Höhe den Kraftwerkseinsatz und somit den Marktpreis determiniert (vgl. Kapitel 2.6). Im Modell werden die Strompreise endogen ermittelt. Abbildung 64 zeigt die Preisdauerlinie<sup>45</sup> für die Szenarien EE80-DSM50 und EE80-DSM100, die aus den Modellergebnissen resultieren. Die Ergebnisse des EE60-Szenarios verhalten sich äquivalent. Die Veränderungen zwischen den Sensitivitäten, die bei der Residuallastdauerlinie beobachtet werden können (vgl. Abbildung 63), spiegeln sich auch in der Preisdauerlinie wider. Das Maximum sinkt nur geringfügig von der Sensitivität *exkl. DSM* zu *inkl. DSM-all* von 284 €/MWh auf 280 €/MWh im EE80-DSM100-Szenario und von 284 €/MWh auf 283 €/MWh im EE80-DSM50-Szenario. Dementsprechend kann der Jahreshöchstpreis durch DSM im Modell nur minimal gesenkt werden. Jedoch sinkt der Preis im Hochpreissegment (>100 €/MWh) durch DSM, weshalb sich die Kurven der Sensitivitäten *inkl. LA&LV* sowie *inkl. DSM-all* im Vergleich zu *exkl. DSM* nach links verschieben (Abbildung 64). Es treten somit weniger Stunden im Jahr auf, in denen der Preis größer als 100 €/MWh ist. Im *EE80-DSM100-Szenario* ist dieser Effekt deutlich stärker ausgeprägt als im *EE80-DSM50-Szenario*, weil das DSM-Potential größer ist. Je höher das Lastabschaltungs- und -verschiebepotential ist, desto seltener treten dementsprechend Hochpreisstunden auf. DSM hat folglich in Zeiten hoher Preise einen preissenkenden Effekt.

---

<sup>45</sup> Die stündlichen Preise eines Jahres, die sich aus den Modellläufen ergeben, werden absteigend sortiert.



**Abbildung 64: Veränderung der Preisdauerlinie im EE80-DSM50- und EE80-DSM100-Szenario durch DSM (Eigene Berechnungen)**

Im mittleren bzw. niedrigen Preissegment (<100 €/MWh) verschiebt sich die Kurve durch Lastabschaltung und -verschiebung hingegen nach rechts. DSM hat in diesem Bereich eine preissteigernde Wirkung. Ohne DSM ist die Residuallast in diesen Zeiten sehr gering oder negativ (vgl. Abbildung 63). Der Strompreis ist dementsprechend ebenfalls gering oder liegt bei 0 €/MWh, was den Grenzkosten der EE-Einspeisung entspricht. Mit Hilfe von DSM kann die Stromnachfrage in diesen Zeiten erhöht werden und es kommt zu einem Anstieg des Strompreises. Die Unterschiede zwischen dem *EE80-DSM100*- und *EE80DSM50*-Szenario in Abbildung 64 zeigen wiederum, dass die Höhe des DSM-Potentials einen Einfluss auf die Preisdauerlinie hat. Je höher dieses ist, desto häufiger kommt es zu einer Preisänderung. Den größten Einfluss im Niedriglastbereich hat Lasterhöhung. Die zusätzliche Nachfrage der P2G- und P2H-Anlagen verringert die Anzahl an Stunden, in denen EE-Anlagen preissetzend sind. Infolgedessen treten Stunden mit einem Strompreis von 0 €/MWh seltener auf. Aus diesem Grund ist in den Niedrigpreisstunden das Preisniveau der Sensitivität *inkl. DSM-all* höher als das von *inkl. LA&LV* (Abbildung 64). Im Mittel führt Lasterhöhung daher zu einem höheren Strompreis. Der durchschnittliche Strompreis eines Jahres ist für jedes Szenario in

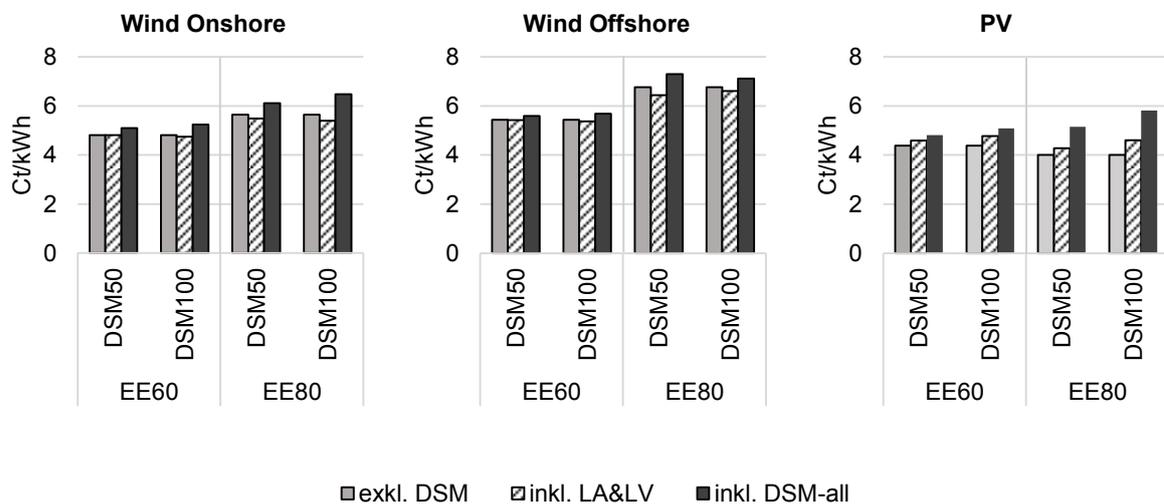
Tabelle 25 dargestellt. Wenn alle DSM-Optionen berücksichtigt werden (*inkl. DSM-all*), steigt dieser im Vergleich zur Variante *exkl. DSM* in allen Szenarien an. Im Gegensatz dazu sinkt der Mittelwert, wenn lediglich Lastabschaltungs- und Lastverschiebeoptionen zur Verfügung stehen. Dementsprechend kann DSM sowohl einen preissteigernden als auch einen preissenkenden Effekt haben. Aus Lastabschaltung und -verschiebung können im Mittel niedrigere Preise und aus Lasterhöhung tendenziell höhere Preise resultieren.

**Tabelle 25: Mittlerer Strompreis eines Jahres für jedes Szenario (Eigene Berechnungen)**

	Einheit	EE60-		EE80-	
		DSM50	DSM100	DSM50	DSM100
<b>Exkl. DSM</b>	€/MWh		58,20		73,09
<b>Inkl. LA&amp;LV</b>	€/MWh	58,09	57,62	71,96	71,00
<b>Inkl. DSM</b>	€/MWh	59,38	59,84	77,08	78,51

### 5.2.3 Marktwert der erneuerbaren Energien

Die Betrachtung der Residuallast hat gezeigt, dass das EE-Überangebot und die EE-Abregelung durch DSM reduziert werden kann. Darüber hinaus hat es in Zeiten einer niedrigen Residuallast eine preissteigernde Wirkung, wie aus den Ergebnissen des vorherigen Kapitels hervorgeht. Demzufolge ist davon auszugehen, dass die höheren Einsatzzeiten und Preise, die aus dem DSM-Einsatz resultieren, die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen verbessern. Um diesen Sachverhalt untersuchen zu können, wird im Folgenden der Marktwert für die drei Technologieklassen Wind Onshore, Wind Offshore und PV betrachtet. Hierfür wird die tatsächlich integrierte EE-Menge<sup>46</sup> einer Stunde mit dem jeweiligen Strompreis multipliziert und über das Jahr aufsummiert. Die Erlöse werden jeweils durch die integrierte EE-Menge eines Jahres dividiert. Daraus ergibt sich der durchschnittliche Marktwert einer EE-Anlage. Die Ergebnisse sind in Abbildung 65 dargestellt.



**Abbildung 65: Durchschnittlicher Marktwert aufgeschlüsselt nach EE-Technologie (Eigene Berechnungen)**

Aufgrund des höheren Preisniveaus, das aus höheren Preisen für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate resultiert, ist der durchschnittliche Marktwert der EE-Technologien im EE80-Szenario größer als im EE60-Szenario. Eine Ausnahme bildet der durchschnittliche Marktwert von PV-Anlagen. Lediglich bei der Sensitivität *inkl. DSM-all* ist dieser im EE80-Szenario höher als im EE60-Szenario. In den beiden anderen Sensitivitäten verhält es sich umgekehrt oder die Werte bleiben konstant. Des Weiteren zeigt Abbildung 65, dass der durchschnittliche Marktwert von PV-Anlagen geringer ist als der von Windenergieanlagen. Dies hängt mit der höheren Auslastung der Windenergieanlagen zusammen. Diese können sowohl in der Nacht als auch am Tag Strom erzeugen, wohingegen der Strom aus PV-Anlagen nur tagsüber zur Verfügung steht. Dementsprechend fällt die Stromerzeugung der PV-Anlagen häufig mit der von Windenergieanlagen zusammen. Dadurch ist die Residuallast in Zeiten mit (hoher)

<sup>46</sup> Diese ergibt sich aus der Differenz der verfügbaren EE-Einspeisung und der EE-Abregelung.

PV-Einspeisung häufig besonders gering, woraus ein niedriger Strompreis resultiert. Dieser Effekt wirkt sich direkt auf den Marktwert der PV-Anlagen aus. Im Gegensatz dazu erzeugen Windenergieanlagen auch in Zeiten höherer Residuallast Strom und profitieren dadurch von höheren Strompreisen.

Im vorherigen Kapitel wurde gezeigt, dass Lasterhöhung im Mittel eine preissteigernde, Lastabschaltung und -verschiebung eine preissenkende Wirkung haben. Es ist davon auszugehen, dass sich diese unterschiedlichen Effekte auf den Marktwert der EE-Anlagen auswirken. Aus diesem Grund sind in Abbildung 65 alle drei Sensitivitäten dargestellt. Bei Wind Onshore und Wind Offshore sind die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten *exkl. DSM* und *inkl. DSM* marginal. So sind diese um 0 – 0,2 €/MWh geringer als im Fall ohne DSM. Demzufolge wirkt sich der preissenkende Effekt von Lastabschaltung und -verschiebung nur geringfügig auf deren Marktwert von Wind Onshore und Wind Offshore aus. Beide Technologien kommen auch in Zeiten mit hoher Residuallast zum Einsatz, in denen der Strompreis durch DSM reduziert wird. Dementsprechend sinkt der Marktwert in diesen Stunden ebenfalls. PV-Anlagen profitieren hingegen von den höheren Preisen, die durch DSM in Zeiten mit geringer Residuallast entstehen. Des Weiteren sind sie in der Regel nicht im Einsatz, wenn die Residuallast und der Strompreis hoch sind. Daher sind PV-Anlagen von der preissenkenden Wirkung von Lastabschaltung und -verschiebung im Hochpreisbereich kaum oder gar nicht betroffen. Aufgrund beider Effekte steigt der Marktwert der PV-Anlagen auch in der Sensitivität *inkl. LA&LV*.

Die preissteigernde Wirkung von Lasterhöhung hebt den Marktwert aller EE-Technologien in der Sensitivität *inkl. DSM*-all an. So steigt dieser für Wind Onshore um 0,3 – 0,8 €/MWh, für Wind Offshore um 0,2 – 0,5 €/MWh und für PV um 0,4 – 1,8 €/MWh. Insbesondere in Zeiten hoher Einspeisung aus PV-Anlagen kommt es zu einem EE-Überangebot, da in diesen Zeiten häufig alle drei EE-Technologien verfügbar sind. Ohne DSM stellt sich ein Strompreis von 0 €/MWh am Markt ein, wenn alle Marktteilnehmer zu ihren Grenzkosten bieten. Dementsprechend ist der Marktwert der erzeugten EE-Strommenge in dieser Stunde null. Durch Lasterhöhung und -verschiebung kann in diesen Zeiten die Nachfrage angehoben werden. Wenn das Potential von Lasterhöhung und -verschiebung ausreichend hoch ist, kommt es zu einem Strompreis, der größer 0 €/MWh ist. Von diesem profitieren alle drei EE-Technologien. Da PV jedoch nicht so stark wie Wind Onshore- und Wind Offshore-Anlagen von der preissenkenden Wirkung, die Lastabschaltung und -verschiebung in Spitzenlastzeiten hervorrufen, betroffen ist, steigt der Marktwert stärker. Die preissteigernde Wirkung von Lasterhöhung wirkt sich dementsprechend positiv auf den Marktwert der EE-Anlagen aus.

Zur besseren Einordnung der Ergebnisse werden die zuvor ermittelten durchschnittlichen Marktwerte mit den Stromgestehungskosten der Technologien verglichen (Tabelle 26). Die Werte in Tabelle 26 weisen eine Bandbreite auf, da die Stromgestehungskosten von verschiedenen Faktoren, z.B. Standort oder Rohstoffpreis für die Errichtung der Anlage, abhängen. Diese sind wiederum mit großen Unsicherheiten behaftet. Wind Onshore hat mit 4 – 9 Ct/kWh die geringsten Stromgestehungskosten. Der durchschnittliche Marktwert liegt bei ca. 4,5 – 6,5 Ct/kWh (Abbildung 65). Beide Größen weisen somit eine ähnliche Bandbreite auf und es kann davon ausgegangen werden, dass Windenergieanlagen mit einem guten Standort durch die Markterlöse wirtschaftlich betrieben werden können und keine zusätzliche Förderung benötigen würden. Die Stromgestehungskosten von Wind Offshore sind mit

12 – 20 Ct/kWh derzeit höher als die von Wind Onshore. Langfristig ist aufgrund von Skaleneffekten jedoch eine Kostenreduktion zu erwarten, sodass die Stromgestehungskosten langfristig eine ähnliche Größenordnung erreichen können wie die von Wind Onshore. Ein wirtschaftlicher Betrieb ohne zusätzliche Förderung wäre dann für Anlagen mit guten Standorten ebenfalls möglich, denn der Marktwert liegt im EE80-Szenario bei 6,2 – 7 Ct/kWh. Im Gegensatz zu Wind Onshore und Wind Offshore reicht der durchschnittliche Marktwert von PV nicht aus, um die Stromgestehungskosten decken zu können. Entsprechend der Literaturergebnisse ist hier langfristig zwar ebenfalls eine Kostendegression auf 7 – 12 Ct/kWh zu erwarten, der durchschnittliche Marktwert von Photovoltaik-Anlagen liegt jedoch darunter. Durch DSM kann dieser im EE80-Szenario von ca. 4 Ct/kWh auf ca. 7 Ct/kWh erhöht werden, wodurch zumindest Anlagen mit niedrigen Stromgestehungskosten kostendeckend arbeiten könnten. Dementsprechend kann DSM die Wirtschaftlichkeit insbesondere von PV-Anlagen verbessern. Für eine abschließende Bewertung muss dieser Sachverhalt jedoch mit einem räumlich höher aufgelösten Modell näher untersucht werden.

**Tabelle 26: Stromgestehungskosten von Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore (Daten: Nestle & Kunz 2014)**

	<b>2013 - 2015</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Photovoltaik</b>	8 – 17 Ct/kWh	6 – 14 Ct/kWh	7 – 12 Ct/kWh
<b>Wind Onshore</b>	5 – 9 Ct/kWh	4 – 8 Ct/kWh	5 – 8 Ct/kWh
<b>Wind Offshore</b>	12 – 20 Ct/kWh	7 – 13 Ct/kWh	5 – 9 Ct/kWh

### 5.3 Ausnutzung des verfügbaren DSM-Potentials

#### 5.3.1 Lastabschaltung

Im vorherigen Kapitel lag der Fokus darauf, welche Wirkung DSM auf das Stromsystem und insbesondere auf die EE-Integration hat. Im Folgenden wird der Schwerpunkt auf das Potential und dessen Ausnutzung gelegt.

Die Analyse der Residuallast hat gezeigt, dass deren positive Spitze durch DSM nur leicht reduziert werden kann. Es stellt sich daher die Frage, ob das Potential zu gering ist oder ob das vorhandene nicht vollständig genutzt wird. Um diesen Sachverhalt untersuchen zu können, wird das verfügbare technische Potential betrachtet. Dieses ergibt sich aus dem theoretischen Lastsenkungspotential<sup>47</sup>, das mit der maximalen Anzahl an Aktivierungen und der maximalen Abschaltdauer multipliziert wird. Abbildung 66 stellt das verfügbare Potential zur Lastabschaltung der im Modell berücksichtigten Optionen (Aluminiumelektrolyse, Elektrolichtbogenofen, Chlorelektrolyse) für alle Szenarien dar. Die schwarzen Balken zeigen die Stromnachfrage je Anwendung, die im Rahmen von DSM reduziert wurde. Sie repräsentiert somit das genutzte Lastabschaltungspotential. Dem wird das ungenutzte Potential als graue Balken gegenübergestellt. Es ergibt sich aus der Differenz zwischen verfügbarem und genutztem Lastabschaltungspotential.

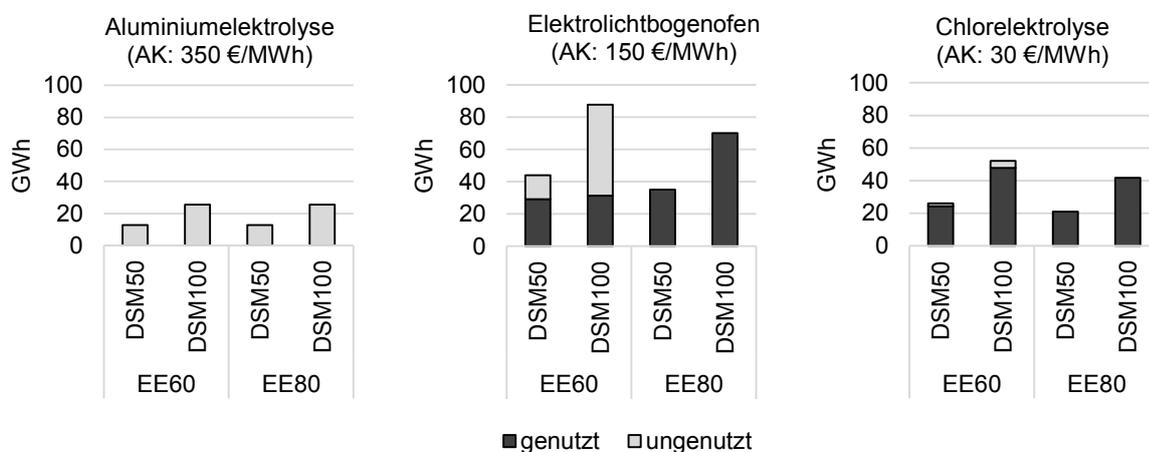


Abbildung 66: Verfügbares und genutztes technisches Potential der Lastabschaltungsoptionen (eigene Berechnungen)

Das Lastsenkungspotential von der Aluminiumelektrolyse wird in keinem Szenario genutzt. Im Gegensatz dazu wird das verfügbare Potential von Elektrolichtbogenöfen und Chlorelektrolyse im EE60-Szenario nur teilweise und im EE80-Szenario vollständig ausgeschöpft. Die Spitze der Residuallast konnte im EE80-DSM100-Szenario stärker reduziert werden als im *EE80-DSM50*-Szenario (vgl. Kapitel 5.2.1). Dies ist auf das höhere Lastabschaltungspotential im *EE80-DSM100*-

<sup>47</sup> Die Berechnung des theoretischen Potentials wird in Kapitel 3.1 (Seite 26 ff.) beschrieben.

Szenario zurückzuführen. Im Szenario *EE60-DSM50* und *EE60-DSM100* wird das verfügbare Potential aufgrund des niedrigeren Strompreisniveaus nicht vollständig genutzt. Im Szenario *EE60* ist das mittlere Strompreisniveau mit 58,20 €/MWh geringer als in *EE80* mit 73,09 €/MWh. Das Lastabschaltungspotential der einzelnen DSM-Prozesse kommt erst zum Einsatz, wenn der Strompreis ihre Aktivierungskosten übersteigt. Die Aktivierungskosten der Aluminiumelektrolyse sind mit 350 €/MWh am höchsten. Sie übersteigen die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks und kommen somit im Modell nicht zum Einsatz. In der Realität kann das Potential dennoch genutzt werden, z.B. zur Netzstabilität oder Aufrechterhaltung der (lokalen) Versorgungssicherheit. Die Aktivierungskosten von Chlorelektrolyse sind mit 30 €/MWh am geringsten. Dementsprechend kommt diese DSM-Option im Modell als erstes zum Einsatz und das verfügbare Potential wird in allen Szenarien (fast) vollständig genutzt. Das DSM-Potential der Elektrolichtbogenöfen wird im Modell erst genutzt, wenn ihre Aktivierungskosten die Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks unterschreiten und das Potential von Chlorelektrolyse vollständig ausgeschöpft ist. Aus diesem Grund wird das DSM-Potential von Elektrolichtbogenöfen in den *EE60*-Szenarien nicht vollständig ausgeschöpft. In der Realität hängt die Nutzung des Lastabschaltungspotentials in erster Linie von den Aktivierungskosten und den Strompreisen ab. Erst wenn der Strompreis die Aktivierungskosten einer DSM-Option übersteigt, ist der Nutzer bereit, seinen Stromverbrauch zu senken. Andernfalls wird das verfügbare Potential nicht genutzt.

### **5.3.2 Lastverschiebung**

Im Gegensatz zum Lastabschaltungspotential muss die gesenkte Stromnachfrage des Lastverschiebepotentials vorgezogen oder nachgeholt werden. Die gesamte Stromnachfrage eines Tages oder eines Jahres bleibt dementsprechend konstant. Lediglich der Zeitpunkt des Stromverbrauchs kann (kurzzeitig) geändert werden. Die Stromnachfrage der DSM-Anwendung, die verschoben werden kann, entspricht dem theoretischen Lastverschiebepotential. Technische Restriktionen, wie Verschiebedauer oder maximale Anzahl an Aktivierungen, fließen hier noch nicht ein. In Abbildung 67 ist das verfügbare theoretische Lastverschiebepotential aufgeschlüsselt nach genutzt und ungenutzt dargestellt. Das genutzte Potential entspricht der tatsächlich verschobenen Stromnachfrage<sup>48</sup>. In keinem Szenario wird das verfügbare, theoretische Lastverschiebepotential vollständig ausgeschöpft. Um die Zahlen besser einordnen zu können wird der Nutzungsgrad berechnet. Hierfür wird die verschobene Last durch das theoretisch verfügbare Potential dividiert. Die Kennzahl gibt dementsprechend an, wieviel des verfügbaren Potentials tatsächlich genutzt wird. Der Nutzungsgrad liegt im *EE60*-Szenario bei ca. 60 % und im *EE80*-Szenario bei 63 - 65 %. Die höheren Werte im *EE80*-Szenario deuten darauf hin, dass durch höhere *EE*-Mengen mehr DSM-Potential benötigt wird.

---

<sup>48</sup> Zur Berechnung des genutzten Potentials wurden die Lastreduktionen aller Verschiebeoptionen eines Szenarios aufsummiert. Dieses entspricht ebenfalls der Menge an Lasterhöhungen, da bei der Lastverschiebung beide Vorgänge ausgeglichen sein müssen.

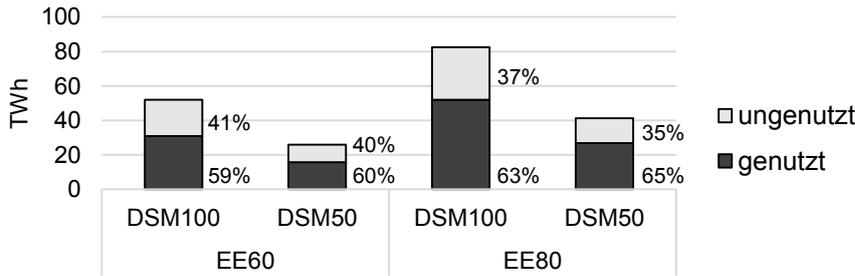
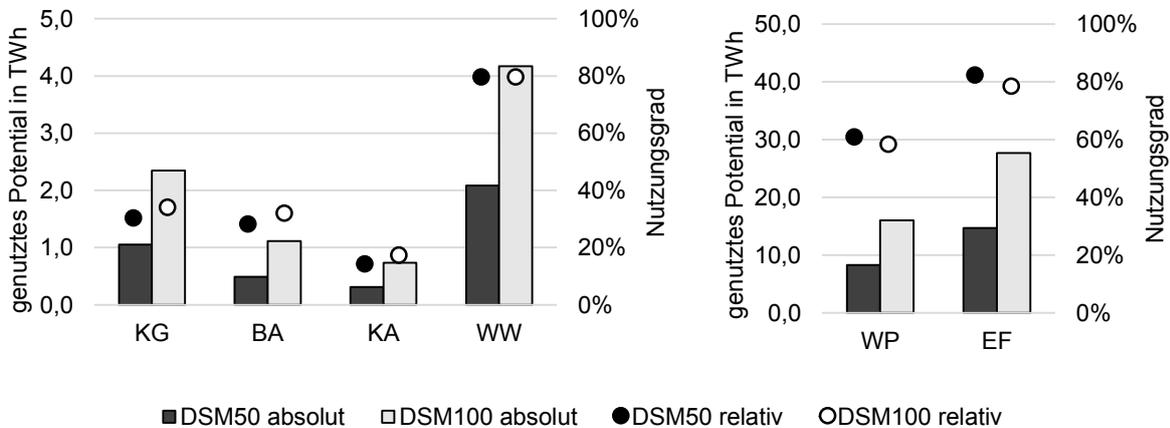


Abbildung 67: Verfügbares und genutztes theoretisches Lastverschiebungspotential in den betrachteten Szenarien (Eigene Berechnungen)

Im Folgenden soll am Beispiel der Szenarien *EE80-DSM50* und *EE80-DSM100* näher untersucht werden, warum das verfügbare theoretische Lastverschiebepotential nur teilweise ausgeschöpft wird. Hierfür wird dieses zunächst in die einzelnen DSM-Optionen aufgeschlüsselt. Abbildung 68 zeigt das genutzte theoretische Potential ausgewählter DSM-Optionen in absoluter Höhe sowie im Verhältnis zum verfügbaren Potential für das Szenario *EE80*. Der als Punkt dargestellte Nutzungsgrad verändert sich zwischen dem *DSM50*- und dem *DSM100*-Szenario kaum, denn das höhere DSM-Potential im Szenario *EE80-DSM100* führt zu keiner Reduktion des Nutzungsgrades. Die unvollständige Ausnutzung des DSM-Potentials ist demzufolge nicht auf einen fehlenden Bedarf, sondern auf andere Ursachen zurückzuführen.



KG = Kühlen/Gefrieren      BA = Lüftungsanlage      KA = Klimaanlage  
 WW = Warmwasserbereitung      WP = Wärmepumpe      EF = Elektrofahrzeuge

Abbildung 68: Genutztes theoretisches Potential ausgewählter DSM-Optionen (absolut und im Verhältnis zum verfügbaren Potential) im *EE80*-Szenario (Eigene Berechnungen)

Des Weiteren geht aus Abbildung 68 hervor, dass der Nutzungsgrad von Kühl- und Gefriergeräten, Lüftungsanlagen und Klimaanlage mit 15 – 30 % deutlich unter denen von Warmwasserbereitung, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen mit 60 – 80 % liegt. Dieser Unterschied resultiert aus den verschiedenen technischen Restriktionen. Gefriergeräte, Lüftungsanlagen und Klimaanlage weisen

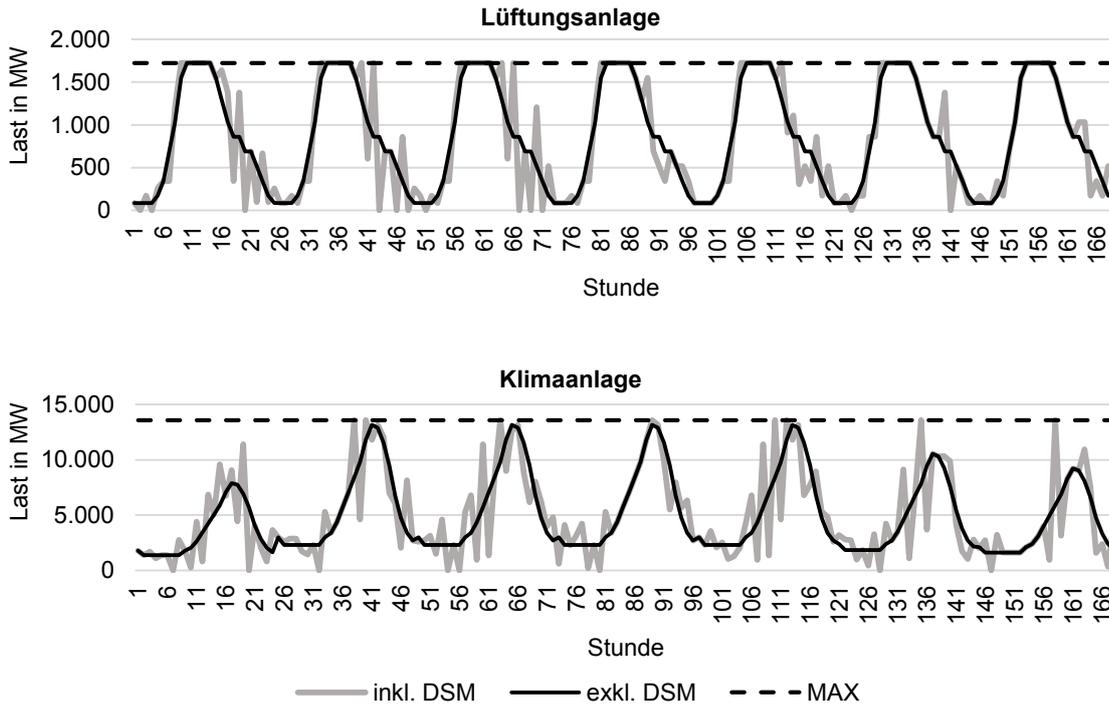
Lastverschiebedauern von 1 – 2 Stunden auf. Darüber hinaus ist eine Pause zwischen den Verschiebevorgängen notwendig, um die Luftqualität im Raum zu halten oder das Kühl- und Gefriergut nicht zu beschädigen. Der Einsatz dieser DSM-Optionen ist demzufolge begrenzt. Im Modell sind diese technischen Restriktionen anhand einer Tagesobergrenze abgebildet. Sie gibt an, wieviel Last unter Berücksichtigung der Lastverschiebedauer und Pausenzeiten maximal an einem Tag verschoben werden kann. Gefriergeräte, Lüftungsanlagen und Klimaanlage können ihre Last maximal acht Mal<sup>49</sup> pro Tag für eine Stunde verschieben. Es ist somit nicht möglich die gesamte Stromnachfrage dieser DSM-Anwendungen, die dem theoretischen Potential entspricht, für DSM zu nutzen. Aufgrund dieser technischen Restriktionen kann das theoretische Potential von Gefriergeräten, Lüftungsanlagen und Klimaanlage nicht vollständig ausgeschöpft werden und es ergeben sich die in Abbildung 68 gezeigten, niedrigen Nutzungsgrade. Die Verschiebedauer von Warmwasserbereitung, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen beträgt im Gegensatz dazu 12 - 24 Stunden. Daher wurde die Annahme getroffen, dass die Last innerhalb eines Tages ausgeglichen sein muss. Aufgrund dieser höheren Flexibilität ist die Anzahl der Aktivierungen pro Tag nicht begrenzt. Das technische und theoretische Potential weisen nach dieser Definition die gleiche Größenordnung auf.

Um das technische Potential von Gefriergeräten, Lüftungsanlagen und Klimaanlage bewerten zu können, wird das mittlere Lastverschiebepotential pro Tag ermittelt und über das Jahr aufsummiert. Da die Stromnachfrage einzelner DSM-Optionen im Tagesverlauf schwankt, wird zunächst die mittlere Lastreduktionsleistung pro Tag berechnet. Aus der Multiplikation mit der maximalen Verschiebedauer und der maximalen Anzahl an Aktivierungen pro Tag ergibt sich das mittlere Lastverschiebepotential pro Tag, das dem technischen Potential entspricht. Wird dieser Wert als Referenz für die verschobene Stromnachfrage herangezogen, ergeben sich deutlich höhere Nutzungsgrade als für das theoretische Potential. Für Gefriergeräte liegt dieser bei 92%, für Lüftungsanlagen bei 46% und für Klimaanlage bei 86% (im Mittel über alle Szenarien). Die Lastverschiebung wird für diese drei DSM-Optionen im Modell überschätzt, denn durch die gewählte Modellierung wird die maximal verschiebbare Strommenge und nicht die Anzahl der Eingriffe pro Tag begrenzt (vgl. Kapitel 4.2.6). Dadurch kann es vorkommen, dass die maximale Anzahl der Eingriffe pro Tag überschritten wird. Die Tagesobergrenze zur maximal verschiebbaren Menge wird jedoch eingehalten. In der Realität ist es nicht möglich, Pausenzeiten zu reduzieren. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass der Nutzungsgrad in der Realität geringer ist.

Ebenso wie das theoretische Potential wird das technische Potential bei keiner der betrachteten DSM-Anwendungen vollständig ausgeschöpft. Der Nutzungsgrad liegt jeweils unter 100%. Die Ursache hierfür ergibt sich u.a. aus den Stromverbrauchsprofilen der DSM-Anwendungen. In Abbildung 69 sind ein exemplarischer Lastverlauf für eine Lüftungs- und eine Klimaanlage in einer Juniwoche für das *EE80-DSM100*-Szenario dargestellt.

---

<sup>49</sup> Diese Annahme ergibt sich aus der Lastreduktions- und -verschiebedauer, die für alle drei Optionen jeweils eine Stunde betragen. Zusätzlich wurde eine Stunde Pause eingeplant. Dementsprechend kann Last nur alle drei Stunden verschoben werden. Daraus ergibt sich eine maximale Anzahl von acht Aktivierungen pro Tag.

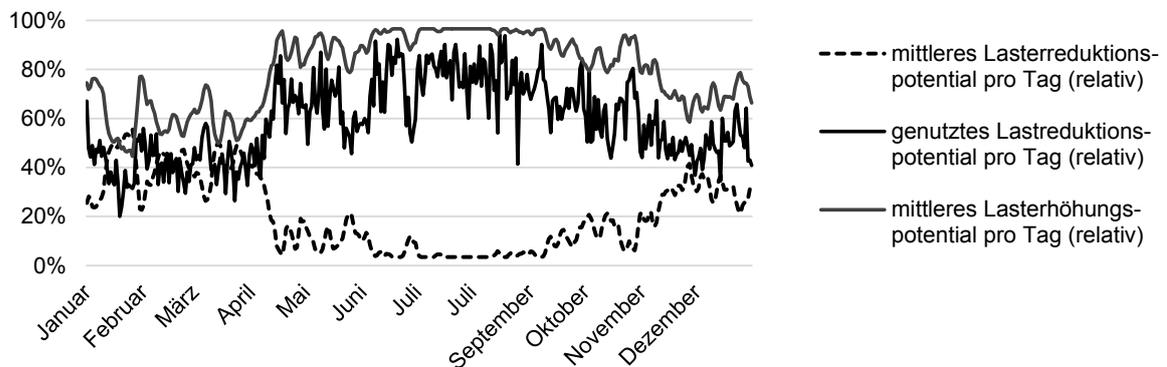


**Abbildung 69: Exemplarischer Lastverlauf einer Lüftungs- und Klimaanlage mit und ohne Lastverschiebung durch DSM für eine Woche im Juni im EE80-DSM100-Szenario sowie Maximum der Stromnachfrage (Eigene Berechnungen)**

Beide DSM-Optionen können ihre Last maximal um eine Stunde verschieben. Die schwarze Linie zeigt den Stromverbrauch ohne Lastverschiebung und die graue Linie die verschobene Stromnachfrage. Als gestrichelte Linie wird die maximal mögliche Stromnachfrage der jeweiligen Anwendung abgebildet, die der installierten Leistung entspricht. Die graue Linie der Lüftungsanlage weicht in weniger Stunden von der schwarzen ab, als die der Klimaanlage. Dementsprechend kommt es bei der Lüftungsanlage seltener zu einer Lastverschiebung. Die Stromnachfrage der Lüftungsanlage erreicht täglich über mehrere Stunden ihr Maximum. Dadurch ist das Lastsenkungspotential sehr hoch. Es kann allerdings nicht genutzt werden, da die Stromnachfrage in den Stunden davor und danach ebenfalls ihr Maximum erreicht hat und ein Nachholen oder Vorziehen somit nicht möglich ist. Aus diesem Grund ist bei der Lüftungsanlage tagsüber eine Lastverschiebung nicht oder nur begrenzt möglich. Nachts können diese hingegen flexibler gefahren werden, da ihre Last sowohl gesenkt, als auch erhöht werden kann. Allerdings ist die Stromnachfrage in dieser Zeit vergleichsweise gering. Dadurch erreicht die Lüftungsanlage nur einen geringen Nutzungsgrad von 46 %. Im Vergleich dazu ist der Nutzungsgrad der Klimaanlage mit 86 % deutlich höher. Diese erreicht das Nachfragemaximum nur an sehr heißen Tagen, die selten vorkommen. Darüber hinaus tritt das Tagesmaximum nur für ein oder zwei Stunden auf. Dadurch kann verhältnismäßig mehr Nachfrage verschoben werden, als bei der Lüftungsanlage und es kommt häufiger zu einer Lastverschiebung.

Die aufgezeigten Beispiele der Lüftungs- und Klimaanlage verdeutlichen, dass das Lastverschiebepotential sowohl von den Reduktions- als auch von den Erhöhungs-möglichkeiten einer

DSM-Anwendung abhängt. Diese beiden Parameter verhalten sich genau entgegengesetzt. Wenn die Stromnachfrage sehr hoch ist und das Maximum erreicht wird, resultiert daraus ein großes Lastreduktionspotential. Allerdings ist in dem Moment das Lasterhöhungspotential Null oder sehr gering. Eine Lastverschiebung ist daher nicht oder nur im geringen Umfang möglich. DSM-Optionen die sich in Teillast befinden, können somit mehr Flexibilität bereitstellen als diejenigen die (permanent) auf Volllast laufen. Dieser Zusammenhang gilt ebenfalls für die DSM-Optionen, deren Stromverbrauch von der Außentemperatur abhängt. Abbildung 70 zeigt das genutzte Lastreduktionspotential (Tagesmittel) von Wärmepumpe im Jahresverlauf (schwarze Linie). Diesem wird zum einen das normierte Lastprofil einer Wärmepumpe, das ihrem Lastreduktionspotential entspricht (schwarze gestrichelte Linie) und zum anderen das mittlere Lasterhöhungspotential pro Tag (graue Linie) gegenübergestellt. Das Lastreduktions- und -erhöhungspotential verhält sich genau entgegengesetzt. Alle Parameter werden als relative Zahlen ausgewiesen, die das Verhältnis zur Gesamtstromnachfrage der Wärmepumpen angibt. Die Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs ist sehr gut zu erkennen, da dieser im Winter höher ist als im Sommer. Das Lastreduktionspotential weist entsprechend eine U-Form im Jahresverlauf auf. Der Nutzungsgrad verläuft genau entgegengesetzt. Im Sommer wird das verfügbare Lastverschiebepotential fast vollständig ausgeschöpft. Im Winter werden hingegen nur 40% – 60% der verfügbaren Stromnachfrage verschoben. Die Anlagen sind in dieser Zeit bereits stark ausgelastet. Daher ist das Lasterhöhungspotential gering und nur ein (kleiner) Teil der Nachfrage kann verschoben werden. Aus diesem Grund ist eine Korrelation zwischen dem genutztem Lastreduktionspotential und dem Lasterhöhungspotential in Abbildung 70 zu erkennen.



**Abbildung 70: Mittleres relatives Lasterhöhungs- und –reduktionspotential pro Tag von Wärmepumpen im Vergleich zum genutzten relativen Lastreduktionspotential pro Tag im EE80-DSM100-Szenario (Eigene Berechnungen)**

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass das realisierbare Lastverschiebepotential durch drei Faktoren beeinflusst wird. Dazu zählen die technischen Restriktionen, wie Verschiebedauer und maximale Anzahl der Aktivierungen pro Tag, die den Einsatz der DSM-Option stark einschränken. Die Höhe der Stromnachfrage ist ein weiterer Faktor, da sie die verschiebbare Menge determiniert. Je größer diese ist, desto höher ist das Lastverschiebepotential. Der dritte Faktor ist das Lastprofil der DSM-Anwendung, da es deren Flexibilität bestimmt. Je häufiger sich eine Anlage oder ein Prozess in Teillast befindet, desto flexibler kann diese(r) für das Lastmanagement genutzt werden. Darüber hinaus

beeinflusst die Akzeptanz der Akteure maßgeblich das Lastverschiebepotential. In den Analysen wurde unterstellt, dass die Verbraucher am Lastmanagement teilnehmen und ihr Potential zu Verfügung stellen. In der Realität ist dies jedoch nicht selbstverständlich. Dementsprechend wird das verfügbare DSM-Potential geringer sein.

### 5.3.3 Lasterhöhung

Die Analysen in Kapitel 5.2.1 haben gezeigt, dass Lasterhöhung wesentlich zur Systemintegration der EE beitragen kann. Zum einen reduziert die zusätzliche Nachfrage das EE-Überangebot. Zum anderen erhöht die preissteigernde Wirkung von Lasterhöhung den Marktwert von Wind- und PV-Anlagen. Damit entsprechende P2X-Anlagen errichtet werden, muss jedoch deren Auslastung und Wirtschaftlichkeit ausreichend hoch sein. Im Folgenden werden daher die Nutzung, die Auslastung sowie der Deckungsbeitrag von den Lasterhöhungsoptionen näher untersucht.

Abbildung 71 zeigt den Stromverbrauch der Lasterhöhungsoptionen in den einzelnen Szenarien, der dem genutzten Potential entspricht. Der Stromverbrauch beider Lasterhöhungsoptionen ist im EE80-Szenario höher als im EE60-Szenario. Für P2G beträgt dieser im EE60-Szenario ca. 7 TWh und im EE80-Szenario ca. 28 TWh. Bei P2H steigt dieser von 4 – 6 TWh auf 9 – 17 TWh an. Die Unterschiede zwischen dem EE80- und EE60-Szenario resultieren aus den verschiedenen EE-Anteilen. Aufgrund des höheren EE-Anteils im EE80-Szenario ist das EE-Überangebot größer (vgl. Tabelle 24 auf Seite 130). Die P2H- und P2G-Anlagen nutzen dieses, um Wärme bzw. Wasserstoff zu erzeugen. Im EE80-Szenario tritt ein EE-Überangebot häufiger und in größerer Menge auf als im EE60-Szenario. Deshalb kommen P2H und P2G im Szenario EE80 öfter zum Einsatz und der jeweilige Stromverbrauch ist höher. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass der Bedarf an Lasterhöhung mit dem EE-Anteil zusammen hängt.

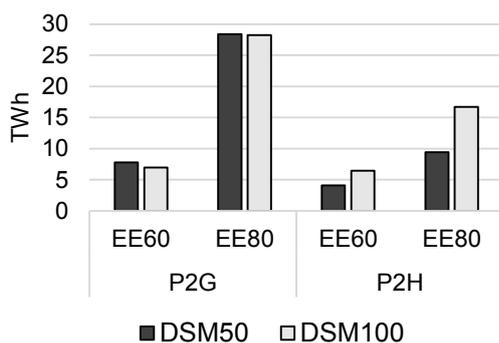


Abbildung 71: Genutztes Potential von P2G und P2H in den betrachteten Szenarien (Eigene Berechnungen)

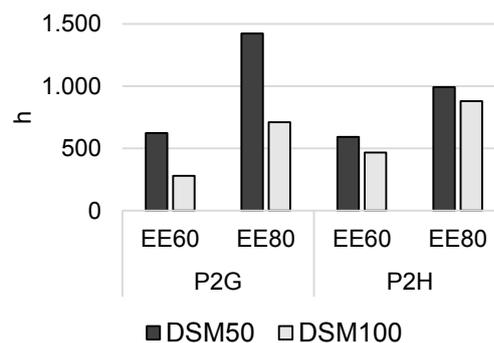


Abbildung 72: Volllaststunden von P2G und P2H in den betrachteten Szenarien (Eigene Berechnungen)

Unterschiede zwischen den Szenarien *DSM50* und *DSM100* ergeben sich nur für P2H. Durch eine Halbierung der installierten Leistung reduziert sich das genutzte Potential von 6 TWh auf 4 TWh bzw. von 17 TWh auf 9 TWh (Abbildung 71). Im Gegensatz dazu ändert sich das genutzte Potential von P2G nur geringfügig. Im EE60-Szenario kommt es sogar zu einem leichten Anstieg von 7 TWh (*DSM100*) auf 7,8 TWh (*DSM50*), obwohl in *DSM50* nur 50 % der Leistung zur Verfügung stehen. Die höhere Nutzung von P2G im Szenario *DSM50* ist auf die geringere Verfügbarkeit der anderen DSM-Optionen (insbesondere Lastverschiebung) zurückzuführen. Im Szenario *DSM50* steht dem Stromsystem weniger Flexibilität aus DSM-Optionen zum Ausgleich der EE zur Verfügung als in *DSM100*. Abbildung 67 in Kapitel 5.3.2 zeigt, dass das geringere Lastverschiebepotential in *DSM50* zu einer geringeren Nutzung führt. Dementsprechend steht weniger Potential aus Lastverschiebung zum Ausgleich der EE-Überschüsse zur Verfügung. Erst wenn dieses ausgeschöpft ist kommt Lasterhöhung zum Einsatz. Die Nutzung von Lasterhöhung hängt dementsprechend von der Höhe des verfügbaren Lastverschiebepotentials ab. Je höher dieses ist, desto weniger wird Lasterhöhung genutzt. Aus diesem Grund sind die Volllaststunden<sup>50</sup> von P2G und P2H im *DSM100*- geringer als im *DSM50*-Szenario (Abbildung 72). Die Stromnachfrage der Lastverschiebeoptionen muss in jedem Fall gedeckt werden. Lediglich der Zeitpunkt des Stromverbrauchs kann verschoben werden. Lasterhöhungsoptionen stellen hingegen einen zusätzlichen Verbraucher dar, der nur Strom konsumiert, wenn der Strompreis einen bestimmten Grenzwert einhält. Für das System ist es daher kosteneffizienter zunächst die gegebene Stromnachfrage der Lastverschiebeoptionen zu minimalen Kosten zu decken. Wenn anschließend noch ein EE-Überangebot existiert, kommt Lasterhöhung zum Einsatz. Demzufolge hängt der Bedarf an Lasterhöhung vom verfügbaren Lastverschiebepotential ab.

Zusätzlich gibt es Unterschiede zwischen den Lasterhöhungstechnologien. Während der Stromverbrauch von P2G zwischen den Szenarien *DSM50* und *DSM100* konstant bleibt bzw. leicht ansteigt, nimmt dieser für P2H ab (Abbildung 71). Aufgrund der höheren Zahlungsbereitschaft kommt P2H häufiger zum Einsatz als P2G. Das Potential von P2H ist jedoch begrenzt, weil es an die Wärmenachfrage gebunden ist<sup>51</sup>. Daher steht die maximale Leistung von P2H nicht jederzeit zur Verfügung. P2G kann im Gegensatz flexibler eingesetzt werden, da es nicht direkt an den nachgelagerten Verbraucher gekoppelt ist. Entsprechende Anlagen kommen aufgrund der höheren Opportunitätskosten jedoch erst zum Einsatz, wenn das verfügbare Potential an P2H vollständig ausgeschöpft ist. Da sich die Leistung von P2H in *DSM50* ebenfalls halbiert kann es weniger EE-Überschüsse ausgleichen. Davon profitiert P2G, das die verbleibenden Überschussmengen nutzt und in Wasserstoff umwandelt. Dementsprechend hängt der Bedarf an P2G nicht nur vom verfügbaren Lastverschiebe- sondern auch vom P2H-Potential ab.

Die Auslastung der P2G-Anlagen ist mit 280 - 620 Stunden im *EE60*-Szenario und mit 700 - 1400 Stunden im *EE80*-Szenario vergleichsweise gering. Aus den Analysen von Brunner et al. (2015) geht hervor, dass P2G-Anlagen mindestens eine Auslastung von 1.800 – 4.000 Stunden benötigen, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Die Auslastung der P2G-Anlagen liegt in diesen

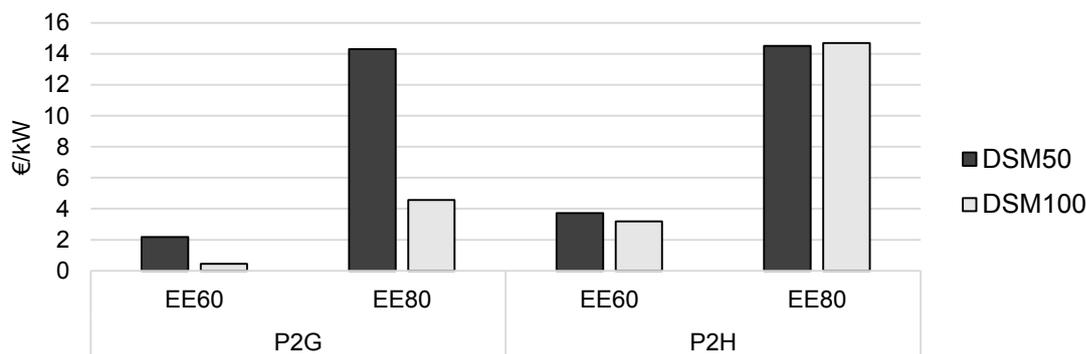
---

<sup>50</sup> Die Volllaststunden ergeben sich aus der verbrauchten Strommenge, die durch die installierte Leistung der Anlagen dividiert werden.

<sup>51</sup> Wenn die P2H-Anlage an einen Wärmespeicher gekoppelt ist, kann deren Einsatz zeitweise auch von der Wärmenachfrage entkoppelt werden.

Untersuchungen immer (deutlich) darunter (Abbildung 72). Die Volllaststunden der P2H-Anlagen betragen im EE80-Szenario ca. 880 - 990 Stunden. Sie liegen somit im Bereich der durchschnittlichen Auslastung eines Spitzenlastkessels im Wärme-versorgungssystem, der ca. 450 – 950 Stunden aufweist (Paar et al. 2013, S.100; Arndt 2008, S.113). Es ist somit davon auszugehen, dass die Auslastung der P2H-Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreicht. Diese hängen zusätzlich von den Strompreisen ab, zu denen der Verbrauch gedeckt wird.

Für eine nähere Analyse der Wirtschaftlichkeit wird daher der Deckungsbeitrag berechnet. Dieser ergibt sich aus den Erlösen für den Wärme- bzw. Wasserstoffverkauf und den Kosten für den Stromeinkauf. Die Ergebnisse werden in Abbildung 73 dargestellt. Der Deckungsbeitrag von P2G ist in dem Szenario *DSM50* in beiden Szenarien deutlich höher als in *DSM100*. Dies ist auf den zuvor beschriebenen häufigeren Einsatz und höheren Stromverbrauch zurückzuführen, der aus dem geringeren Potential an Lastverschiebung und P2H resultiert. Der Deckungsbeitrag von P2H ist höher als der von P2G und unterscheidet sich zwischen den Szenarien kaum. Dies ist auf die geringeren Opportunitätskosten von P2H zurückzuführen. Des Weiteren ist P2G in Zeiten, in denen beide Optionen zum Einsatz kommen, häufig preissetzend als P2H. Beide Faktoren führen zu einem höheren Deckungsbeitrag von P2H im Vergleich zu P2G.



**Abbildung 73: Deckungsbeitrag von Power-to-Gas- und Power-to-Heat in den betrachteten Szenarien (Eigene Berechnungen)**

Um abschätzen zu können, ob diese Deckungsbeiträge zur Kostendeckung ausreichen, werden die Fixkosten betrachtet. Diese beinhalten die Annuität für die Investition in die Anlage sowie die jährlichen Fixkosten, die z.B. für Wartungsarbeiten anfallen. Da beide Parameter mit Unsicherheiten behaftet sind, wird der Deckungsbeitrag für ein optimistisches (opt.) und ein konservatives Szenario (kons.) ermittelt. Sie unterscheiden sich in der Höhe der Investitionen. Elektrolyseure werden stetig weiterentwickelt. Daher kann zukünftig mit einer Reduzierung der Investitionshöhe gerechnet werden. Im Gegensatz dazu sind Elektrokessel bereits technisch ausgereift und eine Kostendegression ist nicht zu erwarten. Beide Sachverhalte werden bei der Ermittlung der Fixkosten berücksichtigt. Die Annahmen und Ergebnisse sind in

Tabelle 27 dargestellt.

**Tabelle 27: Fixkosten von Power-to-Gas und Power-to-Heat sowie zugrunde liegende Annahmen (Eigene Berechnungen, Daten: Brunner et al. 2015; Jentsch 2014; Groscurth & Bode 2013)**

		P2G (2030)		P2G (2050)		P2H	
		kons.	opt.	kons.	opt.	kons.	opt.
Investition	€/kW	1600	250	550	250	200	100
Lebensdauer	a	20	20	20	20	20	20
Zins		7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%
Annuitätenfaktor		0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Annuität	€/kWa	151	24	52	24	20	10
Wartung (4%)	€/kWa	64	10	22	10	8	4
Fixkosten	€/kWa	215	34	74	34	28	14

Die Fixkosten von P2G weisen eine große Bandbreite von 34 - 215 €/kW auf. In Abhängigkeit des Szenarios beträgt der Deckungsbeitrag 0,5 – 14 €/kW (Abbildung 73). Der Deckungsbeitrag von P2G liegt somit deutlich unter den Fixkosten und ist in keinem Szenario wirtschaftlich. Es ist daher fraglich, ob eine entsprechende Anlage in der Realität von privaten Investoren gebaut werden würde. In den vergangenen Jahren wurden bereits vereinzelt P2G-Anlagen installiert (Schenuit et al. 2016, S.96 ff.). Hierbei handelt es sich jedoch um Pilotprojekte, die mit Fördergeldern unterstützt wurden. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen stand nicht im Vordergrund. Weitere Studien kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass P2G-Anlagen in einem System mit einem EE-Anteil von 60 – 80 % nicht wirtschaftlich sind und nicht benötigt werden (z.B. Sterner et al. 2015; Jentsch 2014; Müller-Syring et al. 2013).

Die Fixkosten von P2H sind aufgrund der geringeren Investitionen deutlich niedriger als die von P2G. Sie liegen im Bereich von 14 - 28 €/kW. Der Deckungsbeitrag von P2H unterscheidet sich zwischen den Szenarien und liegt bei 3 – 15 €/kW (Abbildung 73). Demzufolge ist lediglich im Szenario EE80 der Deckungsbeitrag ausreichend hoch, um die Fixkosten im optimistischsten Fall zu decken. Dieses Ergebnis überrascht, da bereits heute P2H-Anlagen errichtet werden. Hierbei handelt es sich jedoch um wenige Anlagen. Deren installierte Leistung betrug im Jahr 2014 ca. 225 MW (Gerhardt et al. 2014) und ist somit deutlich kleiner als die hinterlegte Leistung im Modell mit 7 GW bzw. 14 GW im EE60-Szenario und mit 9,5 GW bzw. 19 GW im EE80-Szenario. Je weniger P2H-Anlagen installiert sind, desto geringer ist ihr Einfluss auf den Strompreis. Aus diesem Grund treten in der Realität häufiger Stunden mit niedrigen Strompreisen oder Preisen in Höhe von 0 €/MWh auf. Davon profitieren die P2H-Anlagen und der Deckungsbeitrag müsste in der Realität deutlich höher sein, als in den Modellergebnissen. Je mehr P2H- oder P2G-Anlagen im System installiert sind, desto größer ist ihr Einfluss. Sie reduzieren das EE-Überangebot (sowohl die die Anzahl der Stunden als auch die Menge) und erhöhen dadurch in den betreffenden Stunden den Strompreis. Dadurch steigen die Kosten für ihren Stromeinkauf. Dies wirkt sich negativ auf den Deckungsbeitrag aus. Wenn weniger P2H- oder P2G-Anlagen im System installiert sind, kann sowohl deren Auslastung als auch deren Deckungsbeitrag höher sein als in den Modellergebnissen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Lasterhöhung zwar einen positiven Effekt auf die EE-Integration hat, da das EE-Überangebot gesenkt und der EE-Marktwert gesteigert werden kann. Allerdings wirkt sich der preissteigernde Effekt von Lasterhöhung negativ auf dessen Wirtschaftlichkeit aus, weil dadurch die Kosten für den Stromeinkauf steigen. Unter den getroffenen Annahmen reicht der Einsatz am Strommarkt

für einen wirtschaftlichen Betrieb daher nicht aus. Zusätzlich hängt der Einsatz der Lasterhöhungsoptionen vom vorhandenen Lastverschiebepotential ab. Je höher dieses ist, desto geringer ist der Einsatz von P2H und P2G.

## 5.4 Einfluss von DSM auf alternative Flexibilitätsoptionen

Die Änderung der Residuallast und der Strompreise durch DSM wirkt sich auf alle Akteure im Strommarkt aus. Dadurch verändert sich der Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern sowie Stromimporte und -exporte. Diese Flexibilitätsoptionen können ebenso wie DSM zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE-Anlagen genutzt werden. Im Folgenden soll daher untersucht werden, welchen Einfluss die Änderung der Residuallast und der Preisdauerlinie, die von DSM verursacht werden, auf konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke (PSP) sowie auf Importe und Exporte hat.

### 5.4.1 Einfluss von DSM auf konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke

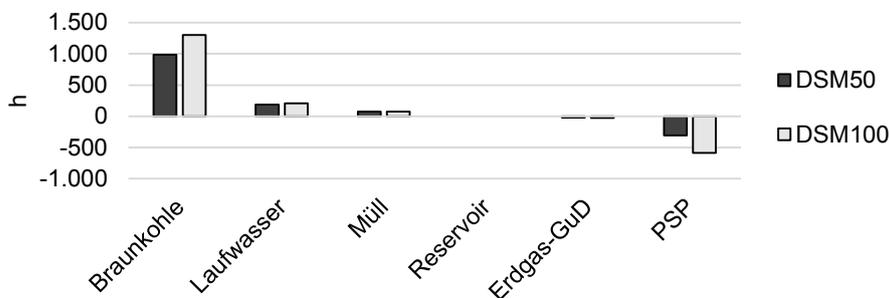
Um abschätzen zu können, wie stark die Schwankungen der Residuallast bereits durch DSM geglättet werden können, wird die Standardabweichung betrachtet. Tabelle 28 zeigt diese für alle Szenarien. Im EE80-Szenario nimmt die Standardabweichung höhere Werte an als im EE60-Szenario. Dies ist auf den größeren EE-Anteil im EE80-Szenario zurückzuführen, der zu einer höheren Schwankung der Residuallast führt. Diese werden durch die Gradienten, die sich aus der fluktuierenden der EE-Einspeisung der Wind- und PV-Anlagen ergeben, verursacht. Durch DSM kann die Standardabweichung in allen Szenarien gesenkt werden. Dementsprechend wird die Residuallastkurve durch DSM geglättet.

**Tabelle 28: Standardabweichung der Residuallast sowie Summe der mittleren Anzahl an Laständerungen der konventionellen Kraftwerke in den einzelnen Szenarien (Eigene Berechnungen)**

		EE60 -		EE80 -	
		DSM50	DSM100	DSM50	DSM100
<b>Standardabweichung der Residuallast (in GW)</b>	<b>exkl. DSM</b>	19,6	19,6	26,9	26,9
	<b>inkl. DSM</b>	16,3	15,2	19,5	17,4
	<b>Änderung</b>	-17%	-22%	-28%	-35%
<b>Anzahl der Laständerungen der konventionellen Kraftwerke (inkl.PSP)</b>	<b>exkl. DSM</b>	81.919	81.919	51.412	51.412
	<b>inkl. DSM</b>	76.315	72.040	38.080	30.303
	<b>Änderung</b>	-7 %	-12%	-26%	-41%

Derzeit werden die Schwankungen der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke, wie Kohle- oder Wasserkraftwerke, sowie durch PSP ausgeglichen. Diese ändern ihren Betriebszustand, um die Stromerzeugung der Nachfrage anzupassen. Wenn die Residuallast durch DSM geglättet wird, ist davon auszugehen, dass die Kraftwerke konstanter laufen können und weniger Änderungen des Betriebszustandes erforderlich sind. Um diesen Aspekt untersuchen zu können, wird die mittlere Anzahl der Laständerungsvorgänge je Technologieklasse<sup>52</sup> für Deutschland berechnet und aufsummiert. Diese beinhalten sowohl das Erhöhen als auch das Senken der Stromerzeugung. Die Ergebnisse werden im unteren Teil der Tabelle 28 dargestellt. Durch DSM kann die Anzahl der Laständerungsvorgänge reduziert werden. Der Effekt ist im *EE80*-Szenario größer als im *EE60*-Szenario, weil die Residuallast stärker geglättet werden kann. Zudem fällt die relative Änderung im *DSM100*-Szenario jeweils höher aus als im *DSM50*-Szenario. Zum Beispiel kann die Anzahl der Laständerungen im *EE80-DSM100*-Szenario um 41 % und im *EE80-DSM50*-Szenario um 26 % reduziert werden. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass die Höhe des DSM-Potentials die Anzahl der Laständerungsvorgänge beeinflusst. Je höher dieses ist, desto stärker kann die Nachfrageseite auf die fluktuierende EE-Einspeisung reagieren und desto weniger Laständerungsvorgänge der konventionellen Kraftwerke und PSP sind erforderlich.

Die Glättung der Residuallast durch DSM wirkt sich zusätzlich auf die Auslastung der Kraftwerke aus. Abbildung 74 zeigt die Änderung der Volllaststunden je Technologieklasse für das *EE80*-Szenario, die sich durch den Einsatz von DSM ergibt. Hierfür wurden die Volllaststunden je Technologieklasse für die Szenarien *exkl.* und *inkl. DSM* berechnet und deren Differenz gebildet.



**Abbildung 74: Änderung der Volllaststunden durch DSM im EE80-Szenario (Eigene Berechnungen)**

Bei Braunkohle-, Müll- und Laufwasserkraftwerken ist die Differenz positiv, bei GuD-Kraftwerken und PSP ist diese negativ. Die Auslastung der Reservoir-Kraftwerke ändert sich nicht oder nur geringfügig, da diese Technologie in beiden Szenarien vollständig ausgelastet ist. Dementsprechend führt der Einsatz von DSM für einen Teil der Kraftwerke zu einer höheren Auslastung und für andere zu einer niedrigeren. Im Rahmen der Residuallastanalyse in Kapitel 5.2.1 konnte gezeigt werden, dass DSM die Nachfrage in Zeiten niedriger Residuallast erhöht. Dadurch steigt die Anzahl der Stunden mit positiver Residuallast (vgl. Abbildung 63 auf Seite 129). Hiervon profitieren vor allem

<sup>52</sup> Die Kraftwerke wurden zu folgenden Technologieklassen zusammengefasst: Erdgas-GuD-, Braunkohle-, Steinkohle-, Müllkraftwerk, Gasturbine, PSP, Reservoir- und Laufwasserkraftwerk

Grundlastkraftwerke, zu denen Braunkohle-, Müll- und Laufwasserkraftwerke zählen. Diese Anlagen decken die zusätzliche Stromnachfrage, die sich aus der Lasterhöhung ergibt. Im Gegensatz dazu sinkt die Auslastung von Erdgas-GuD-Kraftwerken und PSP, weil durch DSM Lastspitzen, die im Tagesverlauf auftreten, gesenkt werden. Beide Technologien kommen jedoch gerade in diesen Zeiten zum Einsatz, da sie u.a. durch ihre flexible Fahrweise schnell auf Änderungen reagieren können. Des Weiteren profitieren Speicher von Nachfragespitzen und -tälern sowie der Differenz, die sich daraus ergibt. Sie speichern Strom in Zeiten niedriger Residuallast ein und erzeugen dadurch eine zusätzliche Stromnachfrage. In Zeiten hoher Residuallast speichern sie diesen aus und helfen dadurch die Stromnachfrage zu decken. PSP erfüllen im Stromsystem somit die gleiche Aufgabe wie Lastverschiebung. Durch die Glättung der Residuallast reduziert sich die Differenz zwischen Nachfragespitzen- und -tälern. Dadurch kommen PSP weniger zum Einsatz und deren Auslastung sinkt. Ohne DSM erreichen PSP Volllaststunden von ca. 1.480 im *EE80*-Szenario. Durch DSM werden diese auf 891 Stunden (*EE80-DSM100*) bzw. 1.075 Stunden (*EE80-DSM50*) gesenkt. Dieses Beispiel verdeutlicht die direkte Konkurrenz zwischen DSM und PSP. Wie zuvor beschrieben erfüllen Speicher und Lastverschiebung die gleiche Aufgabe. Beim Ein- und Ausspeichern treten Verluste auf. Für PSP beträgt der Gesamtwirkungsgrad ca. 85 – 90 %. Bei den meisten DSM-Anwendungen treten hingegen keine Speicherverluste auf oder sie sind vernachlässigbar gering. Unter diesem Aspekt ist es aus Systemsicht effizienter, Lastverschiebung anstelle von PSP einzusetzen. Allerdings ist deren Einsatz durch Verschiebedauern und Einsatzhäufigkeiten deutlich stärker restringiert als der von PSP (vgl. Kapitel 2.5.1). Dadurch können DSM-Optionen nur kurzfristig auftretende Schwankungen ausgleichen, wohingegen PSP auch über mehrere Tage oder Wochen Strom speichern können. Lastverschiebung kann Speichertechnologien demzufolge nicht komplett ersetzen. Allerdings reduzieren sie deren Einsatzmöglichkeiten, wie die sinkende Auslastung in Abbildung 74 verdeutlicht.

Neben der Residuallast beeinflusst DSM die Höhe der Strompreise. Aus Kapitel 5.2.2 geht hervor, dass Lastabschaltung und -verschiebung im Mittel eine preissenkende und Lasterhöhung eine preissteigernde Wirkung haben. Die konventionellen Kraftwerke und PSP erzielen ihre Erlöse durch den Stromverkauf am Markt. Die Preisänderungen durch DSM wirken sich dementsprechend auf deren Wirtschaftlichkeit aus. Im Folgenden soll daher der Deckungsbeitrag dieser Technologien näher untersucht werden. Dieser wird anhand der Erlöse aus dem Stromverkauf und den Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate sowie den Laständerungskosten berechnet. Bei PSP werden zusätzlich die Kosten für den Stromeinkauf, die beim Laden anfallen, berücksichtigt. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen wird der spezifische Deckungsbeitrag, der sich auf die installierte Leistung bezieht, ermittelt. Abbildung 75 zeigt die Ergebnisse für das *EE80*-Szenario. Diese werden für die Sensitivitäten *inkl. LA&LV* sowie *inkl. DSM-all* (jeweils im Vergleich zum Szenario ohne DSM) dargestellt, da sich das mittlere Preisniveau in beiden Szenarien unterscheidet.

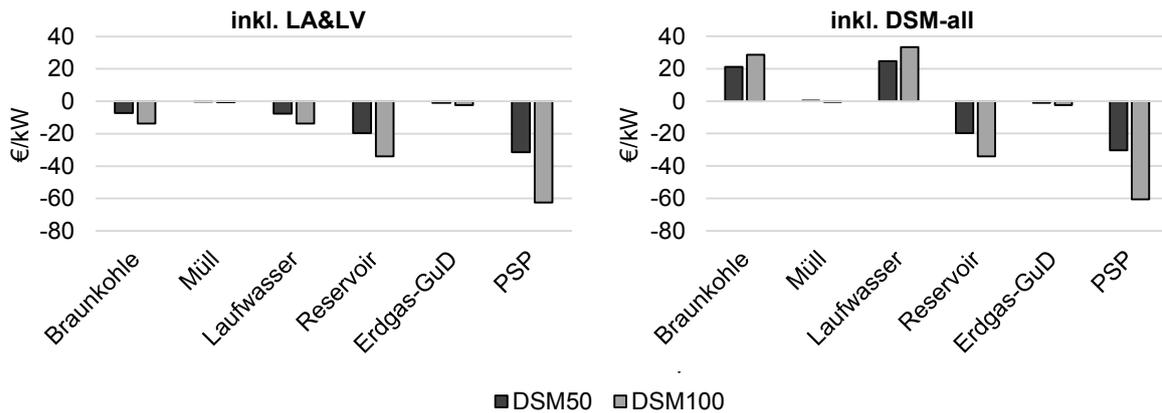


Abbildung 75: Änderung der spezifischen Deckungsbeiträge im EE80-Szenario, die sich durch DSM ergeben (Eigene Berechnungen)

In der linken Grafik von Abbildung 75 ist die Variante ohne Lasterhöhung dargestellt. Die Deckungsbeiträge aller Technologien sinken im Vergleich zur Sensitivität *exkl. DSM*. Im Mittel führt DSM zu niedrigeren Strompreisen (vgl.

Tabelle 25 auf Seite 132). Dadurch reduziert sich der Deckungsbeitrag aller Technologieklassen. Für Reservoir und PSP fällt die Differenz am größten aus. Beide Technologien profitieren von hohen Preisen zu Spitzenlastzeiten, die durch Lastabschaltung und -verschiebung reduziert werden. Diese Reduktion wirkt sich negativ auf deren Wirtschaftlichkeit aus. Zusätzlich erhöht Lastverschiebung die Preise in Zeiten niedriger Residuallast. Daraus resultieren höhere Kosten für den Stromeinkauf zum Füllen des Speichers. Ein weiterer Grund ist die Reduzierung der Volllaststunden von PSP durch DSM (Abbildung 74). Den Anlagen bleiben dementsprechend weniger Stunden, in denen sie Erlöse generieren können. Beide Effekte (geringere Preisdifferenzen und Volllaststunden) führen zu einer Reduzierung des Deckungsbeitrages von PSP.

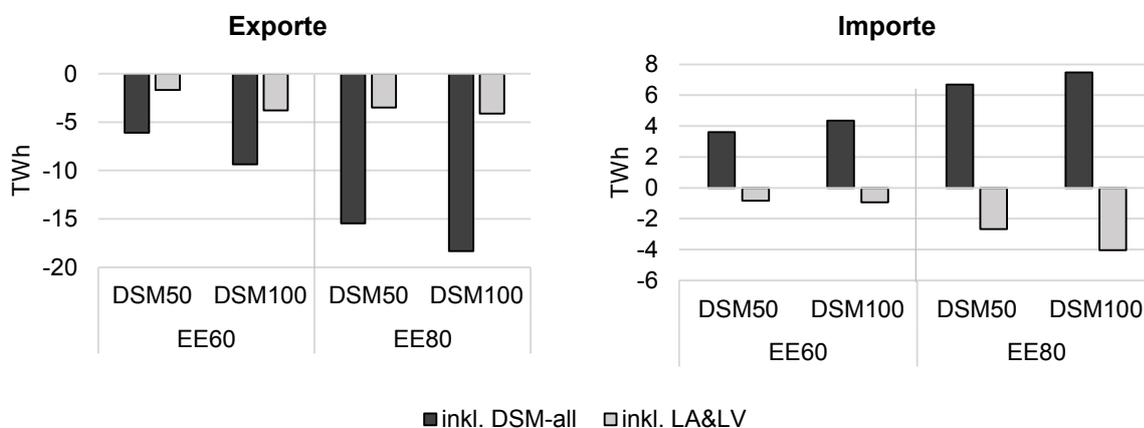
In der rechten Grafik von Abbildung 75 sind die Ergebnisse für die Sensitivität *inkl. DSM-all* dargestellt, in denen alle DSM-Optionen berücksichtigt sind. Durch den zusätzlichen Einsatz von Lasterhöhung steigt der Strompreis in Zeiten mit niedriger Residuallast. Davon profitieren Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke, weshalb der Deckungsbeitrag dieser Technologien höher ist als im Fall ohne DSM. Im Szenario *DSM100* fällt die Differenz aufgrund des höheren Potentials größer aus als in *DSM50*. Die Differenz von Reservoir- und GuD-Kraftwerken sowie von PSP ist in der rechten Grafik ebenfalls negativ. Dies wird ebenfalls durch die niedrigeren Strompreise in Spitzenlastzeiten, die aus dem DSM-Einsatz resultieren, bedingt.

Die Ergebnisse in diesem Kapitel haben gezeigt, dass sich der Einsatz von DSM ganz unterschiedlich auf konventionelle Kraftwerke und PSP auswirken kann. Grundlastkraftwerke profitieren von der Erhöhung der Nachfrage in Zeiten mit niedriger Residuallast und EE-Überangebot. Dadurch kann deren Auslastung sowie die Stromerlöse erhöht werden. Im Gegensatz dazu führt die Kappung der

Nachfragespitzen zu einem geringeren Einsatz von Spitzenlastkraftwerken und Speichern. Die preissenkende Wirkung, die DSM an dieser Stelle hat, erschwert zudem den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen.

#### 5.4.2 Einfluss von DSM auf Stromimporte und -exporte

Im Folgenden wird untersucht, welchen Einfluss der Einsatz von DSM auf die Stromimporte und -exporte in Deutschland hat. Hierfür werden die Handelsmengen aus den Szenarien mit DSM-Einsatz (*inkl. DSM und inkl. LA&LV*) dem Szenario ohne verfügbares DSM-Potential (*exkl. DSM*) gegenüber gestellt. Abbildung 76 zeigt die Differenzen, die sich hieraus in den betrachteten Szenarien ergeben.

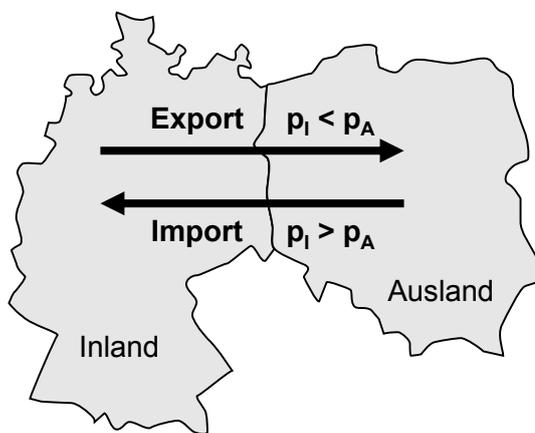


**Abbildung 76: Änderung der deutschen Stromexporte und -importe, die sich durch den DSM-Einsatz in den einzelnen Szenarien ergeben (Eigene Berechnungen)**

Die Exporte werden in allen Szenarien durch den Einsatz von DSM reduziert. Wohingegen die Importe in den Szenarien, in denen alle DSM-Optionen verfügbar sind steigen und in denen ohne P2X-Optionen im Vergleich zum Referenzfall sinken. Die Ausprägungen sind im *EE80*-Szenario höher als im *EE60*-Szenario, weil sowohl das Lasterhöhungs- und -verschiebungspotential als auch die EE-Einspeisung größer ist. Weiterhin hat die Höhe des verfügbaren DSM-Potentials einen Einfluss auf die reduzierte bzw. erhöhte Import- und Exportmenge. Beispielsweise zeigt der Vergleich zwischen dem *DSM100*- und *DSM50*-Szenario, dass die Exporte stärker reduziert werden können, wenn das komplette DSM-Potential (*DSM100*) verfügbar ist. Für die Importe verhält es sich äquivalent. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass ein höheres, verfügbares DSM-Potential zu einer größeren Änderung der Handelsmengen führt. Ebenso ist die Art der verfügbaren DSM-Option entscheidend. In den Sensitivitäten *incl. LA&LV* sind keine Lasterhöhungsoptionen (P2G- und P2H-Technologien) verfügbar. In diesen Szenarien ist die Reduktion der Exportmengen deutlich geringer als in der Sensitivität *inkl. DSM-all*, in denen P2G- und P2H-Technologien verfügbar sind. Dementsprechend können vor allem diese Lasterhöhungsoptionen zu einer Reduzierung der Stromexporte führen. Bei den Stromimporten verhält es sich umgekehrt. Lasterhöhungsoptionen führen zu einem Anstieg der Stromimporte. Um näher analysieren zu können, woraus diese unterschiedlichen Effekte der einzelnen

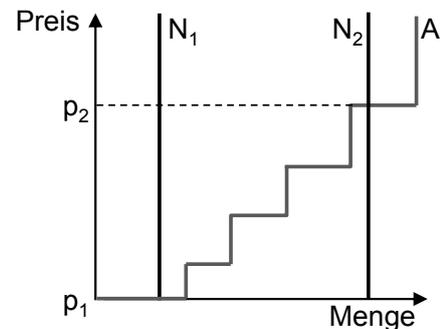
DSM-Optionen auf die Stromimporte und -exporte resultieren, wird der Zusammenhang zwischen Handelssaldo und Residuallast betrachtet.

Entscheidend für den transnationalen Handel sind die Preisdifferenzen zwischen zwei Ländern. Wenn der Strompreis im Inland höher ist als im Nachbarland, wird Strom importiert. Dadurch können ausländische Kraftwerksbetreiber von den höheren Strompreisen im Inland profitieren. Ebenso kommt es zu Stromexporten, wenn der Strompreis im Nachbarland höher ist als im Inland (Abbildung 77). Hohe Strompreise treten vor allem in Zeiten auf, in denen die Residuallast hoch ist ( $N_2$ ). Dies hängt mit den (hohen) Grenzkosten, die das preissetzende Kraftwerk hat, zusammen (Abbildung 78). Im Gegensatz dazu sind die Strompreise in Zeiten negativer oder niedriger Residuallast ( $N_1$ ) gering, weil Kraftwerk mit geringen Grenzkosten oder EE-Anlagen preissetzend sind. Dementsprechend treten Importe vor allem in Zeiten hoher Residuallast und Exporte in Zeiten niedriger oder negativer Residuallast auf.



$p_i$  = Preis im Inland     $p_A$  = Preis im Ausland

**Abbildung 77:** Schematische Darstellung zu Preisunterschieden im In- und Ausland und daraus resultierenden Importen oder Exporten (Eigene Darstellung)



**Abbildung 78:** Strompreisbildung bei niedriger ( $N_1$ ) und hoher ( $N_2$ ) Nachfrage (Eigene Darstellung)

Die Residuallastanalyse in Kapitel 5.2.1 zeigt, dass DSM zu einer Reduzierung der Lastspitzen sowie zu einer Erhöhung der niedrigen und negativen Residuallast führt. Ebenso verursacht DSM eine Strompreisreduktion in Zeiten hoher Residuallast und einen Preisanstieg in Zeiten niedriger Residuallast. Demzufolge sollte eine Reduzierung der Stromnachfrage durch DSM zu weniger Importen und eine Erhöhung der Stromnachfrage in Zeiten hoher EE-Einspeisung zu geringeren Exporten führen. Im Folgenden wird daher untersucht, ob die in Abbildung 76 gezeigte Änderung der Import- und Exportmengen aus der beschriebenen Glättung der Residuallast resultiert. Hierfür werden die Änderungen<sup>53</sup> der Import- und Exportmengen, die sich aus dem DSM-Einsatz ergeben, der Residuallast aus dem Referenzszenario (*exkl. DSM*) gegenübergestellt. Abbildung 79 zeigt die

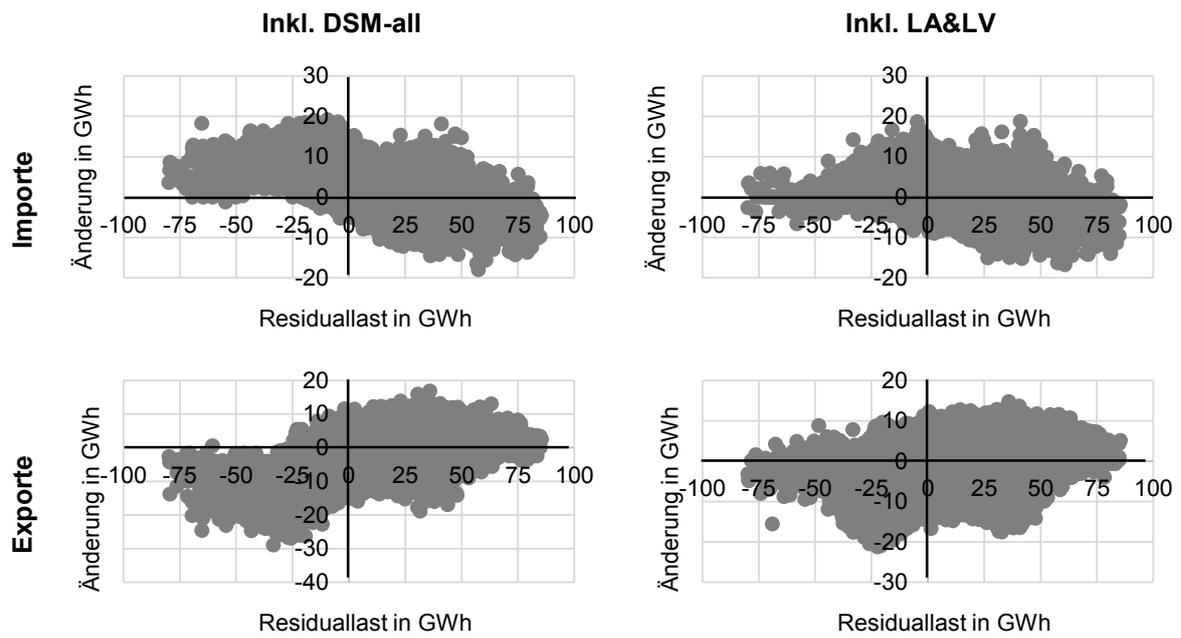
<sup>53</sup> Die Änderung ergibt sich aus der Differenz der Importe bzw. Exporte zwischen den Szenarien mit DSM-Einsatz (inkl. DSM und inkl. LA&LV) und dem Szenario ohne verfügbares DSM-Potential (*exkl. DSM*).

Ergebnisse für das *EE80-DSM100*-Szenario für die Varianten, dass alle DSM-Optionen (*inkl. DSM-all*) oder nur Lastabschaltung und -verschiebung (*inkl. LA&LV*) zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse der anderen Szenarien verhalten sich äquivalent.

Zunächst wird der Einfluss von DSM auf die Stromimporte näher betrachtet. DSM führt vor allem in Zeiten einer hohen Residuallast (>70 GW) zu einer Senkung der Stromnachfrage (vgl. Kapitel 5.2.1). Die obere linke und rechte Grafik in Abbildung 79 zeigen, dass der DSM-Einsatz in diesen Zeiten ebenfalls zu einer Reduktion der Stromimporte führt. Aufgrund der durch DSM geringeren Stromnachfrage in diesen Stunden muss weniger Strom aus dem Ausland importiert werden. Es ist jedoch überraschend, dass die Stromimporte bei negativer Residuallast zunehmen, da in diesen Zeiten das Stromangebot die Nachfrage übersteigt. Der Vergleich der oberen linken und rechten Grafik verdeutlicht, dass diese Änderung vor allem auf die Lasterhöhungsoptionen P2G und P2H zurückzuführen ist. Demzufolge nutzen diese bei der Erzeugung von Wasserstoff bzw. Wärme nicht nur inländischen (Überschuss-) Strom, sondern auch Strommengen aus dem Ausland. Dadurch können sie in einzelnen Stunden zu einer Erhöhung der Stromimporte führen.

Im Gegensatz zu den Importen führt DSM in allen Szenarien zu einer Senkung der Exporte (Abbildung 76). Insbesondere in Zeiten niedriger oder negativer Residuallast reduziert der Einsatz von DSM die Stromexporte (untere Grafiken in Abbildung 79). Durch Lastverschiebung und Lasterhöhung kann die Stromnachfrage in Zeiten negativer (und niedriger) Residuallast erhöht und somit das EE-Überangebot gesenkt werden (vgl. Kapitel 5.2.1). Dadurch kommt es zu weniger Stromexporten in die Nachbarländer. Vor allem Lasterhöhungsoptionen (P2H und P2G) führen zu einer höheren Stromnachfrage in diesen Stunden und können dadurch die Stromexporte reduzieren (linke, untere Grafik in Abbildung 79). Sind diese Technologien nicht vorhanden, kommt es zu deutlich weniger Reduzierungen der Exportmengen in Zeiten negativer Residuallast (rechte, untere Grafik in Abbildung 79). Lastverschiebung allein kann die Stromnachfrage nur geringfügig erhöhen und das EE-Überangebot senken. Die resultierenden Mengen werden in die Nachbarländer exportiert und in Pumpspeicherkraftwerke gespeichert. Durch Lastverschiebung können daher weniger Exporte von EE-Strom vermieden werden als durch Lasterhöhung.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch DSM mehr EE-Strom im Inland genutzt und dadurch Stromexporte reduziert werden können. In Zeiten hoher Residuallast führt die Senkung der Stromnachfrage zu geringeren Stromimporten, wodurch die Abhängigkeit von der Stromerzeugung aus Nachbarländern in diesen Stunden reduziert werden kann.



**Abbildung 79: Änderung<sup>53</sup> der deutschen Stromimporte und -exporte durch DSM in Abhängigkeit der Residuallast im Szenario EE80-DSM100 (Eigene Berechnungen)**

## 6 Diskussion der Ergebnisse und Schlussfolgerung

Die wesentlichen Ergebnisse aus den vorherigen Kapiteln werden im Folgenden zusammengefasst und diskutiert. Kapitel 6.1 greift die Ergebnisse aus Kapitel 3 auf und zeigt die in dieser Arbeit identifizierten Faktoren, die die Höhe des DSM-Potentials determinieren. Dieses variiert im Tages- und Jahresverlauf, da die Verfügbarkeit der meisten DSM-Optionen von der Tageszeit und der Außentemperatur abhängt. Zusätzlich wird der Einsatz durch technische Restriktionen begrenzt. Die Flexibilität, die DSM dennoch bereitstellen kann, wird in Kapitel 6.2 thematisiert. Unter Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit und technischen Restriktionen der DSM-Anwendungen wird in Kapitel 6.3 diskutiert, welchen Beitrag DSM tatsächlich zur Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten kann. Die Wechselwirkung mit alternativen Flexibilitätsoptionen wird in Kapitel 6.4 aufgegriffen. Aufbauend auf den gezeigten Ergebnissen wird in Kapitel 6.5 eine Priorisierung der Potentialerschließung abgeleitet. Bisher existieren verschiedene Hemmnisse in Deutschland, die eine Erschließung des DSM-Potentials erschweren. Diese werden am Ende des Kapitels vorgestellt.

### 6.1 Einflussfaktoren auf die Höhe des DSM-Potentials

In Deutschland gibt es verschiedene Anlagen oder Prozesse, die für das Lastmanagement geeignet sind. In dieser Arbeit wurden vierzehn DSM-Optionen aus den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte untersucht. Diese Auswahl ist nicht abschließend. Es gibt weitere Stromverbraucher, deren Nachfrage (zeitweise) für DSM genutzt werden kann, wie z.B. Querschnittstechnologien in Industrieprozessen (vgl. von Roon & Gobmaier 2010). Die eigenen Berechnungen in Kapitel 3 sowie der Literaturvergleich der Ergebnisse haben gezeigt, dass bereits diese vergleichsweise geringe Anzahl an Anlagen und Prozessen ein bemerkenswertes DSM-Potential bereitstellen kann. Es ist daher nicht zielführend, alle Stromverbraucher in Deutschland für Lastmanagement zu nutzen. Stattdessen sollte der Fokus auf wenige Verbraucher gelegt werden, die eine hohe und (zeitweise) veränderbare Stromnachfrage aufweisen. Hierzu zählen z.B. einzelne Prozesse der energieintensiven Industrie oder Kühllhäuser. Durch eine Konzentration auf ausgewählte DSM-Optionen können die Investitionen zur Erschließung des Potentials begrenzt werden.

Das DSM-Potential ist keine feste Größe. Die Höhe verändert sich jederzeit, da es von zahlreichen Faktoren abhängt. Im Industriesektor wird das Potential durch die Auslastung der Prozesse und die Absatzzahlen bestimmt. Dadurch hängt deren Lastabschalt- und -verschiebepotential erheblich von der Effizienz der Prozessketten, der konjunkturellen Lage und der branchenspezifischen Entwicklung ab. Im GHD- und Haushaltssektor liegt das DSM-Potential vor allem bei Anlagen der Wärme- und Kältebereitstellung. Hierbei zählen die Außentemperatur sowie die Technologiewahl zu den größten Einflussfaktoren. Gerade im Wärmesektor kann es in den nächsten Jahren zu einem Technologiewechsel, z.B. Rückbau von Nachtspeicherheizungen oder Zubau von Wärmepumpen, kommen. Ebenfalls wäre es möglich, dass die Verbraucher Wärmeerzeuger wählen, die mit Erdgas anstelle von Strom betrieben werden. Dadurch wäre das entsprechende DSM-Potential gering oder gleich null. Die Technologiewahl der Verbraucher im Wärmesektor wirkt sich demzufolge auf die Höhe

des DSM-Potentials im Stromsektor aus. Das Lasterhöhungspotential hängt hingegen von einem Überangebot an EE-Einspeisung sowie der nachgelagerten Infrastruktur oder Nachfrage<sup>54</sup> (an erzeugtem Energieträger) ab. In dieser Arbeit wurden P2G- und P2H-Anlagen betrachtet, die zur Lasterhöhung genutzt werden können. Weitere Technologien, z.B. Power-to-Liquid, stehen hierfür zur Verfügung. Deren Potential und Einsatzfähigkeit ist in dieser Arbeit nicht betrachtet und muss in weiterführenden Analysen untersucht werden.

Die Ergebnisse dieser Arbeit belegen, dass das DSM-Potential im Stromsektor erheblich von den Entwicklungen in anderen Sektoren, z.B. Wärme- oder Industriesektor, abhängt. Diese Wechselwirkungen müssen bei der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens berücksichtigt werden.

## 6.2 Verfügbarkeit und Flexibilität des DSM-Potentials

Die Verfügbarkeit vieler DSM-Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor hängt von der Tageszeit und der Außentemperatur ab. Hiervon sind vor allem Optionen der Kategorie Lastverschiebung betroffen. Derzeit ist deren Potential zur Lastsenkung in der Nacht wegen der vergleichsweise hohen Anzahl an Nachtspeicherheizungen am größten. Mittel- bis langfristig wird sich dieses in den Tag verschieben, weil neue Akteure an den Markt kommen, die vor allem tagsüber Strom verbrauchen und weil die Anzahl an Nachtspeicherheizungen tendenziell abnimmt. Diese Verschiebung resultiert vor allem aus der steigenden Marktdurchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Das Lastprofil der DSM-Anwendungen zur Lastverschiebung bestimmt nicht nur deren Verfügbarkeit, sondern auch deren Flexibilität. Die Lastreduzierung dieser Anwendungen ist immer an eine (frühere oder spätere) Lasterhöhung gekoppelt. Wenn eine Anlage permanent voll ausgelastet ist, weist sie zwar ein hohes Lastreduktionspotential auf. Die gesenkte Nachfrage kann zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt jedoch nicht nachgeholt werden, weil sich die Anlage bereits in Volllast befindet. Das Lastverschiebepotential wäre trotz der hohen Stromnachfrage dementsprechend bei null. Je häufiger sich eine Anlage oder ein Prozess in Teillast befindet, desto flexibler kann diese(r) zur Laststeuerung genutzt werden. Die Höhe und Flexibilität des Lastverschiebepotentials hängt also sowohl von der Höhe der Stromnachfrage als auch vom Lastprofil und der Auslastung ab. Darüber hinaus gibt es technische Restriktionen, z.B. die Verschiebedauer und die maximale Anzahl der Aktivierungen pro Tag, die den Einsatz der DSM-Optionen stark einschränken. In den Szenarioanalysen in Kapitel 5 wurde unterstellt, dass die Verbraucher am Lastmanagement teilnehmen und ihr Potential vollständig zur Verfügung stellen. In der Realität ist dies jedoch nicht selbstverständlich. Zunächst müsste die Infrastruktur zur Erschließung des Potentials geschaffen werden. Anschließend müssten den Verbrauchern (monetäre) Anreize gesetzt werden, damit diese bereit sind, ihre Stromnachfrage zu verschieben. Die Akzeptanz der Akteure ist dementsprechend ein weiterer, maßgeblicher Faktor für die Verfügbarkeit des Lastverschiebepotentials.

Das DSM-Potential zur Lastabschaltung wird von energieintensiven Industrieprozessen bereitgestellt. Deren Stromnachfrage schwankt weniger stark als die im GHD- und Haushaltssektor. Zudem ist deren

---

<sup>54</sup> Wenn Speicher vorhanden sind, kann das Angebot zeitlich von der Nachfrage entkoppelt werden.

Produktionsprozess häufig durch einen Dreischichtbetrieb gekennzeichnet. Die Verfügbarkeit des Lastabschaltungspotentials weist daher keine oder nur geringe tageszeitliche oder saisonale Schwankungen auf. In der vorliegenden Arbeit wurde daher angenommen, dass dieses permanent für den Strommarkt verfügbar ist. In der Realität ist dies jedoch nicht zwingend gegeben. Die energieintensiven Industrieprozesse verfügen teilweise über eigene Stromerzeugungsanlagen. Bei hohen Strompreisen am Markt wird der Einkauf reduziert und die Eigenerzeugung erhöht. Dementsprechend findet bereits ein Lastmanagement statt. Aufgrund fehlender Daten ist es jedoch nicht möglich, das bereits genutzte Potential zu quantifizieren. Die in dieser Arbeit berechneten Potentiale zur Lastabschaltung sowie deren Einsatz im Strommarktmodell werden daher tendenziell überschätzt.

Die Ergebnisse der Szenarioanalyse zeigen, dass der Einsatz und die Flexibilität von Lastabschaltungsoptionen maßgeblich durch die Einsatzhäufigkeit, die Abschaltdauer und die Aktivierungskosten determiniert werden. Die zugrunde liegenden Annahmen in dieser Arbeit basieren auf Beispielwerten aus der Literatur zum Thema. Diese können sich jederzeit ändern, z.B. wegen einer Verbesserung oder Verschlechterung der konjunkturellen Lage. Wenn sich die Absatzmöglichkeiten eines Unternehmens verschlechtern, kann sich dies positiv auf die DSM-Möglichkeiten auswirken. Dadurch sinkt bspw. die Auslastung der Anlage, wodurch ein Eingriff für das Lastmanagement erleichtert wird. Die maximale Abschaltdauer und Anzahl an Aktivierungen würde sich entsprechend erhöhen. Ebenfalls können durch die geringere Auslastung der Anlagen die Aktivierungskosten sinken, weil weniger oder keine Produktionsausfälle zu erwarten sind. Es wird für ein Unternehmen somit attraktiver, DSM-Potential bereitzustellen. Bei einer hohen Auslastung der Anlagen verhält es sich genau umgekehrt. Die Szenariorechnungen in Kapitel 5 belegen, dass Lastabschaltung trotz verfügbarem Potential nicht zum Einsatz kommt, wenn die Aktivierungskosten zu hoch sind. Dieser ökonomische Faktor ist daher maßgebend für den Einsatz der Lastabschaltung. Er berücksichtigt zudem implizit die beiden technischen Restriktionen (Abschaltdauer und Eingriffhäufigkeit), da er u.a. von der Auslastung der Anlage abhängt.

Im Vergleich zu den anderen beiden DSM-Kategorien (Lastabschaltung und -verschiebung) ist die Lasterhöhung am flexibelsten einsetzbar, weil es bei dieser keine Einschränkung hinsichtlich der Abschalt- und Verschiebedauer sowie der Anzahl an Aktivierungen gibt. Der Einsatz von P2H-Anlagen wird lediglich durch die nachgelagerte Wärmenachfrage begrenzt. Restriktionen beim Einsatz von P2G-Anlagen können aus Engpässen in der nachgelagerten Infrastruktur resultieren, wenn die Obergrenzen für Wasserstoff im Gasnetz oder -speicher erreicht sind. Die Flexibilität beider Technologien kann durch die direkte Kopplung an einen Speicher erhöht werden.

In der Literatur werden häufig absolute Werte für das DSM-Potential ausgewiesen (z.B. Klobasa 2007; Kohler et al. 2010; VDE 2012; Gruber et al. 2016). Die Ergebnisse dieser Arbeit belegen jedoch, dass unter Berücksichtigung der absoluten Werte das tatsächlich verfügbare Potential überschätzt wird. Zum einen schwankt dessen Verfügbarkeit im Tages- und Jahresverlauf und zum anderen wird dessen Einsatz stark durch technische und ökonomische Parameter restringiert.

### 6.3 Der Beitrag von DSM zur Systemintegration von erneuerbaren Energien

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Faktoren begrenzen den (flexiblen) Einsatz von DSM im Stromsystem. Es wurde daher die Frage aufgeworfen, wie stark die Residuallast mit Hilfe des DSM-Potentials geglättet und welcher Beitrag zur EE-Integration geleistet werden kann. Die Analysen in Kapitel 5.2 zeigen, dass der Einfluss von DSM auf beide Aspekte von der Höhe des verfügbaren DSM-Potentials abhängt. Je höher dieses ist, desto stärker kann bspw. die Residuallast geglättet werden. Lastabschaltung kann zur Reduzierung der Lastspitze(n) und Lasterhöhung zur Verringerung des EE-Überangebots beitragen. Lastverschiebung ist für beide Aufgaben geeignet, da es z.B. einen Teil der Stromnachfrage in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung verschieben kann. Der Einfluss von Lastverschiebung auf die Reduzierung des EE-Angebotes ist im Vergleich zur Lasterhöhung jedoch gering. Das EE-Überangebot und die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast können durch Lastverschiebung zwar reduziert werden, der Effekt ist jedoch geringer als der von Lasterhöhung (vgl. Kapitel 5.2.1). Die Ursache liegt bei den technischen Restriktionen, z.B. der Lastverschiebedauer. Die Stromnachfrage der Lastverschiebeoptionen muss innerhalb weniger Stunden oder eines Tages ausgeglichen werden. Ein steigender EE-Anteil führt zu einem höheren EE-Überangebot, das über mehrere Stunden hinweg (ohne Unterbrechung) auftreten kann. Da Lastverschiebung nur einen kurzzeitigen Ausgleich ermöglicht, können diese mehrtägige EE-Überangebote nicht oder nur teilweise reduzieren. Hierfür sind Lasterhöhungsoptionen besser geeignet, denn sie können ein EE-Überangebot auch über einen längeren Zeitraum hinweg ausgleichen, indem Sie den Überschussstrom verbrauchen. Zur Erschließung des Potentials sind jedoch hohe Investitionen erforderlich. In den untersuchten Szenarien haben die Deckungsbeiträge der P2H- und P2G-Anlagen nicht ausgereicht, um deren Fixkosten zu decken (vgl. Kapitel 5.3.3). Weitere Studien kommen ebenfalls zu dem Schluss, dass P2G-Anlagen in einem System mit einem EE-Anteil von 60 % – 80 % nicht wirtschaftlich sind und erst bei höheren EE-Penetrationen benötigt werden (z.B. Sterner et al. 2015; Jentsch 2014; Müller-Syring et al. 2013).

Die Veränderung der Residuallast durch DSM wirkt sich auf die Höhe der Strompreise aus. Insbesondere in Zeiten mit niedriger oder negativer Residuallast führt der DSM-Einsatz zu höheren Strompreisen. Hierbei handelt es sich genau um die Zeiten, in denen ein hohes EE-Angebot besteht. Durch die Strompreiserhöhung in diesen Zeiten ist davon auszugehen, dass die Erlöse für die EE-Anlagen und somit deren durchschnittlicher Marktwert steigt. Unter Berücksichtigung aller DSM-Optionen ist dies der Fall. Kommen allerdings nur Lastabschaltung und -verschiebung zum Einsatz, ist ein gegenteiliger Effekt für Wind-Onshore- und Offshore-Anlagen zu beobachten. Deren Marktwert sinkt leicht. Durch Lastabschaltung und -verschiebung werden nicht nur die Preise im Niedriglastbereich angehoben, sondern auch Preisspitzen in Zeiten einer (sonst) hohen Stromnachfrage gesenkt. Im Mittel haben beide zusammen daher eine leicht preissenkende Wirkung. Dies wirkt sich auf den Marktwert von Wind-Anlagen (Onshore und Offshore) negativ aus, da diese auch in Zeiten einer hohen Stromnachfrage zum Einsatz kommen. Im Gegensatz dazu erzeugen PV-Anlagen vor allem tagsüber Strom. In diesen Zeiten ist die Residuallast in den betrachteten Szenarien häufig niedrig oder negativ, da hier die Stromerzeugung aller EE-Technologien zusammenfällt. PV-Anlagen profitieren daher vor allem von dem preissteigernden Effekt, den DSM in diesen Zeiten hat. Zudem sind diese

Anlagen nicht so stark von der preissenkenden Wirkung zu Hochlastzeiten betroffen. Dadurch steigt der Marktwert von PV-Anlagen. Der Einsatz von Lastabschaltung und -verschiebung hat somit einen negativen Einfluss auf den Marktwert von Wind-Anlagen (Onshore und Offshore) und einen positiven auf den von PV-Anlagen. Wenn zusätzlich eine Nachfragesteigerung durch Lasterhöhung erreicht wird, kann der Marktwert aller EE-Technologien erhöht werden. Der Vergleich mit den Stromgestehungskosten hat allerdings gezeigt, dass dieser positive Effekt nicht in jedem Fall ausreicht, um den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage zu ermöglichen. Für PV- und Wind-Onshore-Anlagen können lediglich die Kosten im optimistischen Fall gedeckt werden. Bei konservativen Annahmen, die von höheren Stromgestehungskosten ausgehen, reicht der Marktwert nicht aus, um diese zu decken. Es lässt sich daraus schließen, dass vor allem Anlagen mit guten Standortbedingungen (zukünftig) wirtschaftlich betrieben werden können. Die Berechnungen dieser Arbeit basieren vor allem auf Mittelwerten. Weiterhin wurden die Einspeiseprofile der EE-Anlagen aus dem Basisjahr in den Szenarien beibehalten und lediglich die installierte Leistung angepasst. Mittel- bis langfristig kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich das Einspeiseprofil ändert und sich die Auslastung der Anlagen erhöht, z.B. aufgrund von höheren Nabenhöhen bei Wind-Anlagen oder durch Effizienzverbesserungen. Diese Faktoren konnten in dieser Arbeit jedoch nicht berücksichtigt werden, weil entsprechende Daten fehlten. Um robustere Aussagen im Hinblick auf den Marktwert der EE-Anlagen treffen zu können, sind daher weitere Analysen erforderlich. Diese sollten räumlich stärker aufgelöst sein und eine Veränderung des Einspeiseprofiles bzw. eine Erhöhung der Auslastung berücksichtigen.

#### **6.4 Wechselwirkung von DSM mit alternativen Flexibilitätsoptionen**

Die Konkurrenz der DSM-Optionen zu alternativen Flexibilitätsoptionen, z.B. Energiespeichern oder konventionellen Kraftwerken, wurden in Kapitel 2.5 zunächst qualitativ untersucht. Dadurch konnten wesentliche Wechselwirkungen identifiziert und relevante Kennzahlen abgeschätzt werden. In Kapitel 5.4 wurden diese anhand der Szenarioanalysen näher analysiert und quantifiziert.

Der Einsatz konventioneller Kraftwerke hängt vor allem vom Verlauf der positiven Residuallast ab. Durch DSM werden Lastspitzen reduziert und die Stromnachfrage in Niedriglastzeiten erhöht. Ebenso nimmt die Anzahl der Stunden mit positiver Residuallast zu, da das EE-Überangebot reduziert wird. Insbesondere Grund- und Mittellastkraftwerke, z.B. Braunkohlekraftwerke, profitieren von diesen Veränderungen durch eine höhere Auslastung und höhere Erlöse beim Stromverkauf<sup>55</sup>. Des Weiteren gleichen DSM-Optionen bereits kurzfristige Schwankungen aus, wodurch eine konstante Betriebsweise der konventionellen Kraftwerke ermöglicht wird. Im Gegensatz zu den Grund- und Mittellastkraftwerken verschlechtert sich sowohl die Erlössituation als auch die Auslastung von Spitzenlastkraftwerken, z.B. Gaskraftwerken. Diese kommen vor allem in Zeiten hoher Nachfrage zum Einsatz und werden zum Ausgleich von (kurzzeitig auftretenden) Lastspitzen genutzt. Genau diese Lastspitzen werden jedoch durch Lastabschaltung und -verschiebung reduziert. Dadurch verringern

---

<sup>55</sup> Dies gilt für die Stunden mit niedriger Residuallast, in denen die Strompreise durch DSM angehoben werden können.

sich sowohl deren Einsatzzeiten als auch die Erlöse aus dem Stromverkauf (wegen der preissenkenden Wirkung von DSM in diesen Zeiten). In den Szenarioanalysen wurde die installierte Leistung der Anlagen exogen vorgegeben. Die Ergebnisse implizieren demzufolge, dass Lastabschaltung und -verschiebung den Bedarf an Spitzenlastkraftwerken reduzieren können. Für eine abschließende Aussage muss dieser Aspekt jedoch mit einem Ausbaumodell untersucht werden, wie z.B. in Gils (2015). Seine Analysen bestätigen, dass der Kraftwerksbedarf durch DSM reduziert werden kann.

Eine direkte Konkurrenzsituation besteht darüber hinaus zwischen Speichern und Lastverschiebung, da beide die gleiche Wirkung auf das Stromsystem haben. Eine Erhöhung der Stromnachfrage durch Lastverschiebung wirkt dabei äquivalent zur zusätzlichen Nachfrage, die aus dem Einspeichern resultiert. Beim Ausspeichern wird Strom erzeugt, der zur Deckung der Lastspitze genutzt werden kann. Mit Hilfe von Lastverschiebung kann diese ebenfalls reduziert werden, indem die entsprechende Nachfrage in einen früheren oder späteren Zeitraum verschoben wird. Diese direkte Konkurrenz wurde in den Ergebnissen der Szenarioanalyse bestätigt (vgl. Kapitel 5.4.1). Zum einen haben die Volllaststunden von PSP in allen Szenarien durch den DSM-Einsatz deutlich abgenommen. Zum anderen reduzierten sich ihre Deckungsbeiträge durch die Preisänderungen. Hiervon sind Speicher doppelt betroffen. Der preissteigernde Effekt von DSM in Niedriglastzeiten erhöht die Kosten für den Stromeinkauf zum Laden des Speichers. Die preissenkende Wirkung zu Hochlastzeiten führt hingegen zu niedrigeren Erlösen beim Stromverkauf. Die Preisdifferenzen am Markt, auf die Speicher angewiesen sind, werden durch DSM demzufolge reduziert. Dennoch kommen PSP in den Szenarioanalysen zum Einsatz. Die Lastverschiebeoptionen können nämlich nur kurzfristige Schwankungen ausgleichen. PSP und andere Energiespeicher sind in der Lage, den Strom über mehrere Stunden oder Tage zu speichern. Sie werden somit für die Integration der steigenden EE-Einspeisung benötigt und können Lastverschiebeoptionen ergänzen. Wie stark der zusätzliche Bedarf an Energiespeichern durch den Einsatz von Lastverschiebung sinkt, muss jedoch mit einem Ausbaumodell näher untersucht werden.

## **6.5 Priorisierung und Hemmnisse bei der Erschließung des DSM-Potentials**

Die DSM-Optionen unterscheiden sich in ihren technischen Restriktionen und Kostenstrukturen. Daher ist eine gezielte Potentialerschließung ausgewählter DSM-Optionen zielführender als eine ganzheitliche. Zunächst sollte das Potential im Industriesektor erschlossen werden. Viele (energieintensive) Unternehmen verfügen bereits über Energiemanagementsysteme (Kohler et al. 2010, S.426). Dadurch sind die Investitionen zur Erschließung des DSM-Potentials gering. Darüber hinaus können (energieintensive) Betriebe größere Energiemengen bereitstellen als einzelne Haushalte. Dadurch kann der Koordinationsaufwand reduziert werden.

Der Industriesektor verfügt über ein Lastabschalt- und -verschiebepotential. Das Lastabschaltpotential wird im Moment noch nicht (vollständig) benötigt, weil Überkapazitäten im Stromsystem bestehen. In den nächsten Jahren kommt es allerdings zum Rückbau von Kraftwerken, z.B. aufgrund des Kernenergieausstiegs und wegen der hohen Altersstruktur des bestehenden Anlagenparks. Dadurch

wird die verfügbare Leistung an konventioneller und steuerbarer Erzeugung sinken. Die Ergebnisse in Kapitel 2.5 haben gezeigt, dass es kosteneffizienter ist, die Lastspitzen, die nur für wenige Stunden im Jahr auftreten, durch Lastmanagement zu reduzieren, anstatt hierfür entsprechende Kraftwerkskapazitäten zu errichten. Die Bedeutung der Lastabschaltung kann somit in den nächsten Jahren zunehmen.

Damit das vorhandene Potential effizient eingesetzt werden kann, müssen aktuell bestehende Hemmnisse behoben werden. Hierzu zählt vor allem §19 StromNEV. Dieser Paragraph ermöglicht Unternehmen eine Reduzierung der Netzentgelte, wenn sie bestimmte Anforderungen erfüllen. Der Stromverbrauch muss mindestens 10 GWh pro Jahr betragen und die Benutzungszahl darf 7.000 Stunden nicht unterschreiten. Des Weiteren ist eine Netzentgeltreduktion bei der sogenannten atypischen Netznutzung möglich, wenn die Lastspitze des Unternehmens außerhalb eines vorher definierten Hochlastfensters liegt. Dieses wird vom jeweiligen Netzbetreiber für sein Versorgungsgebiet festgelegt. Dadurch soll eine konstante Auslastung des Netzes ermöglicht und hohe Lastspitzen vermieden werden. Lastmanagement wird in dieser Form somit bereits in der Gesetzgebung berücksichtigt. Allerdings ändern sich die bestehenden Rahmenbedingungen mit dem Anstieg fluktuierender EE-Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen. Primäres Ziel bei der Netzführung wird nicht mehr die Erreichung einer Bandlast, sondern die flexible Reaktion auf eine fluktuierende EE-Einspeisung sein. Im Rahmen des §19 StromNEV kann es für Unternehmen von Nachteil sein, wenn sie ihre Nachfrage im Rahmen des Lastmanagements reduzieren. Dadurch gelangen sie ggf. unter die 10 GWh oder 7.000 Benutzungszahlen pro Jahr. Ein Verlust des verringerten Netzentgelts wäre die Folge. Es ist nicht sicher, ob die Erlöse aus dem Lastmanagement ausreichen, um diesen Verlust zu kompensieren. Des Weiteren kann eine Erhöhung der Lastspitze im Rahmen der Lastverschiebung ebenfalls zu einem Verlust der Netzentgeltreduzierung führen, wenn diese in Zeiten des Hochlastfensters fällt. Eine Überarbeitung von §19 StromNEV ist daher erforderlich, um das bestehende DSM-Potential im Industriesektor effizient nutzen zu können (vgl. auch Langrock et al. 2015, S.186 ff.).

Weitere Hemmnisse für die Nutzung des DSM-Potentials im Industriesektor wurden durch Klobasa et al. (2013) und Langrock et al. (2015) im Rahmen von Unternehmensbefragungen identifiziert. Ein wesentlicher Grund sind die geringen Erlöse, die derzeit durch Lastmanagement am Regelenenergie- oder Day-Ahead-Markt realisiert werden können. Diese reichen nicht aus, um mögliche Verluste aus der Nichteinhaltung von Lieferverpflichtungen zu kompensieren. Ebenso werden die Einsparungen bei den Strombezugskosten durch Lastverschiebung als zu gering eingeschätzt, als dass sich der Aufwand für Lastmanagement lohnt. In den nächsten Jahren wird sich die Angebotsstruktur am deutschen Strommarkt weiter ändern. Konventionelle Kraftwerke werden zurück- und EE-Anlagen zugebaut. Dadurch können verstärkt Preisspitzen am Markt auftreten (Müller et al. 2013a), wodurch das Lastmanagement für Unternehmen attraktiv werden könnte.

Der GHD- und Haushaltssektor verfügt über ein hohes Lastverschiebepotential und es ist zu erwarten, dass dieses in den nächsten Jahren zunimmt (vgl. Kapitel 3.1.4). Es ist jedoch nicht kosteneffizient, dieses sofort zu erschließen, da hohe Investitionen erforderlich sind. Es müsste jedes flexible Gerät in einem Haushalt angeschlossen und gesteuert werden. Die Investitionen sowie der

Koordinationsaufwand zur Erschließung und Nutzung dieses Potentials wären sehr hoch. Aus diesem Grund ist es sinnvoller, sich zunächst auf einzelne Anlagen im GHD-Sektor zu konzentrieren. Beispielsweise besitzen Kühlhäuser ein hohes Lastmanagementpotential, das einfacher erschlossen werden kann als das der Haushalte. Zur Erschließung einer gewissen Potentialmenge müssen weniger Verbraucher in einem Pool zusammengefasst werden als bei den Haushalten. Dadurch sind der Koordinationsaufwand und die Investitionen geringer. Das bestehende Abrechnungssystem über Standardlastprofil gibt den Verbrauchern jedoch keinen Anreiz, am Lastmanagement teilzunehmen und ihr Lastverschiebepotential bereitzustellen. Variable Stromtarife sowie intelligente Mess- und Steuerungssysteme (Smart Meter) wären hierfür erforderlich (vgl. auch Klobasa et al. 2013). Gleiches gilt für Haushaltskunden. Diese bekommen wegen der aktuellen Tarifstruktur ebenfalls keine Signale aus dem Spotmarkt und können dadurch nicht auf EE-Überangebote oder -Defizite reagieren. Des Weiteren setzt sich der Endkundenstrompreis aus vielen Bestandteilen, z.B. Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern, zusammen. Dadurch hat der Marktpreis nur einen geringen Einfluss auf den Endkundenpreis, wodurch seine Signalfunktion deutlich geschwächt wird (vgl. auch Jansen et al. 2015). Im Jahr 2015 entfielen bspw. lediglich 26 % des Haushaltsstrompreises auf Energiebeschaffung und Vertrieb (BMWi 2017b).

Die Ergebnisse der Szenariorechnungen zeigen, dass Lasterhöhung durch P2H und P2G am besten zur EE-Integration beitragen kann, da sie das EE-Überangebot am stärksten senken und den EE-Marktwert steigern konnte. Allerdings wirkt sich der preissteigernde Effekt, den diese zusätzliche Nachfrage am Strommarkt hat, negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus. Die Kosten für den Stromeinkauf steigen. Innerhalb der in dieser Arbeit getroffenen Annahmen reicht der Einsatz am Strommarkt für einen wirtschaftlichen Betrieb der P2G- und P2H-Anlagen nicht aus. Zusätzlich hängt der Einsatz der Lasterhöhungsoptionen vom vorhandenen Lastverschiebepotential ab. Je höher dieses ist, desto weniger werden P2H- und P2G-Anlagen genutzt. Aus den genannten Gründen ist der Bau von P2H- oder P2G-Anlagen erst bei höheren EE-Mengen sinnvoll. P2H-Anlagen rechnen sich eher wegen geringeren Investitionen und Betriebskosten. P2G-Anlagen lohnen sich hingegen erst bei sehr hohen EE-Anteilen und stellen somit eine langfristige Option dar. Grundsätzlich kann der Einsatz dieser Anlagen jedoch sinnvoll sein, da sie die Abregelung von EE-Anlagen und entsprechende Entschädigungszahlungen vermeiden können. P2H- und P2G-Anlagen gelten im aktuellen rechtlichen Rahmen als Endverbraucher. Dementsprechend müssen sie Abgaben und Steuern für den Stromeinkauf zahlen. Aufgrund der Höhe dieser Zahlungen ist der Betrieb von P2H- und P2G-Anlagen derzeit nur bei stark negativen Preisen wirtschaftlich. Mittel- bis langfristig ist daher eine Anpassung der Steuer- und Abgabensystematik notwendig. Beispielsweise könnten Abgaben für P2X-Anlagen in Zeiten mit hoher EE-Einspeisung reduziert werden, um eine Abregelung der EE-Einspeisung und mögliche Entschädigungszahlungen zu vermeiden (Gerhardt et al. 2014, S.69).

Das derzeitige Stromsystem verfügt über ausreichend Erzeugungskapazitäten und ausreichend Flexibilitätsoptionen, um die Schwankungen aus EE-Anlagen auszugleichen. Daher existieren im derzeitigen Strommarkt nicht genügend Preissignale, die einen Anreiz für Lastmanagement bieten. Es ist zu erwarten, dass sich diese Situation in den nächsten Jahren wegen des Rückbaus konventioneller Kraftwerke und des Zubaus an EE-Anlagen ändern wird. Dadurch steigt der Flexibilitätsbedarf im

System und der Einsatz von Lastmanagement wird (für Verbraucher) attraktiver. Die Erschließung des Potentials sollte dann gezielt und nicht breit erfolgen. Das Potential der Industrieverbraucher lässt sich mit dem geringsten (finanziellen) Aufwand erschließen und hat daher oberste Priorität. Anschließend wäre die Nutzung des DSM-Potentials von Großabnehmern des GHD-Sektors sinnvoll. An letzter Stelle kommen die Haushaltskunden, weil die Erschließung und Nutzung des entsprechenden Potentials mit hohen Kosten und Aufwand verbunden wäre. Die Errichtung von zusätzlichen Anlagen im Rahmen der Lasterhöhung (z.B. P2H oder P2G) ist ebenfalls erst bei höheren EE-Anteilen erforderlich. Bevor eine (monetäre) Förderung der Potentialerschließung in Erwägung gezogen wird, sollten bestehende (regulatorische) Hemmnisse behoben werden. Hierzu zählen z.B. die Überarbeitung des §19 StromNEV oder das Anbieten variabler Stromtarife im GHD- und Haushaltssektor.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Nachfolgend wird die vorliegende Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf gegeben.

### 7.1 Zusammenfassung der Arbeit

Das Hauptziel dieser Arbeit besteht darin, das DSM-Potential in Deutschland in stündlicher Auflösung zu ermitteln und dessen Beitrag zur Systemintegration von erneuerbaren Energien sowie die Wechselwirkung mit alternativen Flexibilitätsoptionen zu untersuchen. Hierfür konnten Verbraucher und Prozesse in Kapitel 2 identifiziert werden, die für DSM geeignet sind. Anschließend wurde deren aktuelles sowie mittel- bis langfristig zu erwartendes Potential ermittelt. Die eigenen Berechnungen und der Literaturvergleich zeigen, dass bereits eine vergleichsweise geringe Anzahl an Anlagen und Prozessen ein bemerkenswertes DSM-Potential bereitstellen können. Es ist daher nicht zielführend, alle Stromverbraucher in Deutschland für Lastmanagement zu nutzen. Stattdessen sollte der Fokus auf wenige Verbraucher gelegt werden, die eine hohe und (zeitweise) veränderbare Stromnachfrage aufweisen. Hierzu zählen z.B. einzelne Prozesse der energieintensiven Industrie oder Kühllhäuser. Durch eine Konzentration auf ausgewählte DSM-Anwendungen können die Investitionen zur Erschließung des Potentials begrenzt werden.

Oberste Priorität bei der Erschließung hat das Potential der Industrieverbraucher, da ein Großteil der Unternehmen bereits über ein Energiemanagementsystem verfügt und die Prozesse eine hohe Nachfrage aufweisen. Anschließend wäre die Nutzung des DSM-Potentials von Großabnehmern des GHD-Sektors sinnvoll. An letzter Stelle stehen die Haushaltskunden, weil die Erschließung und Nutzung des entsprechenden Potentials mit hohen Kosten und Aufwand verbunden ist. Die Errichtung von zusätzlichen Anlagen im Rahmen der Lasterhöhung (z.B. Power-to-Gas) ist erst bei höheren EE-Anteilen erforderlich. Bevor eine (monetäre) Förderung der Potentialerschließung in Erwägung gezogen wird, sollten bestehende (regulatorische) Hemmnisse, z.B. das Fehlen variabler Stromtarife im GHD- und Haushaltssektor, behoben werden.

Darüber hinaus zeigt die vorliegende Arbeit in Kapitel 3, dass das DSM-Potential keine feste Größe ist. Die Höhe verändert sich jederzeit, da es von zahlreichen Faktoren abhängt. Im Industriesektor wird das Potential u.a. von der Effizienz der Prozessketten oder der konjunkturellen Lage bestimmt. Aus den Ergebnissen geht hervor, dass das Lastabschaltungspotential in der Industrie mittel- bis langfristig, u.a. wegen Effizienzverbesserungen in den Prozessabläufen, sinken wird. Im GHD- und Haushaltssektor wird dieses aufgrund von Technologiewechseln, z.B. Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen, hingegen steigen. In beiden Sektoren liegt das DSM-Potential vor allem bei Anlagen der Wärme- und Kältebereitstellung. Hierbei zählen die Außentemperatur sowie die Technologiewahl zu den größten Einflussfaktoren. Das Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung wird demzufolge maßgeblich von Entwicklungen außerhalb des Stromsektors, z.B. im Wärme-, Verkehr- oder Industriesektor, determiniert. Das Lasterhöhungspotential hängt von einem Überangebot an EE-Einspeisung sowie der nachgelagerten Infrastruktur und von der Nachfrage an erzeugtem Energieträger, z.B. Wasserstoff, ab.

Die vorliegende Arbeit belegt zudem, dass die Verwendung von absoluten Werten für das DSM-Potential, wie es bisherige Potentialstudien ausgewiesen haben (z.B. Klobasa 2007; Gruber et al. 2016), zu einer Überschätzung des tatsächlichen DSM-Potentials führt. Aufgrund der Verfügbarkeit der einzelnen DSM-Anwendungen schwankt dieses im Tages- und Jahresverlauf. Weiterhin wird deren Einsatz stark durch technische und ökonomische Parameter restringiert, z.B. die Verschiebedauer und die Aktivierungskosten. Dadurch sind DSM-Anwendungen häufig inflexibler als alternative Flexibilitätsoptionen, z.B. Gaskraftwerke oder Energiespeicher.

Mit der vorliegenden Arbeit erfolgte darüber hinaus eine grundlegende Modellerweiterung des etablierten Strommarktmodells ELTRAMOD (vgl. Kapitel 4): Durch die Erweiterung ist es möglich eine (preis-)elastische Stromnachfrage durch stündliche DSM-Potentiale sowie deren technischen und ökonomischen Charakteristika im Modell zu berücksichtigen. Die anschließenden modellbasierten Untersuchungen zur EE-Integration und Residuallast in Kapitel 5 haben gezeigt, dass Lastabschaltung und -verschiebung vor allem kurzfristige Schwankungen der Stromnachfrage und EE-Einspeisung ausgleichen können. Lasterhöhung ist im Gegensatz dazu vor allem zur Integration eines großen und länger anhaltenden EE-Überangebots geeignet. Das theoretische und technische Potential von Lastverschiebung wird maßgeblich durch die technischen Eigenschaften (z.B. Verschiebedauer) und das Lastprofil, welches die Verfügbarkeit und Auslastung im Tages- und Jahresverlauf determiniert, begrenzt. Die Nutzung des Lastabschaltungspotentials wird hingegen vor allem durch die Aktivierungskosten bestimmt. Wenn diese zu hoch sind und den Strompreis übersteigen, kommt die DSM-Anwendung nicht zum Einsatz und das verfügbare Potential wird nicht ausgeschöpft. Der Einsatz des Lasterhöhungspotentials hängt hingegen von der Höhe des EE-Überangebots und des Lastverschiebepotentials ab.

Ein letzter wichtiger Beitrag der vorliegenden Arbeit zur DSM-Forschung besteht darin, dass die Wechselwirkungen mit alternativen Flexibilitätsoptionen analysiert wurden. Die Ergebnisse in Kapitel 5.4 zeigen, dass der Einsatz von DSM die Marktbedingungen für Grundlastkraftwerke verbessert, z.B. wegen einer höheren Auslastung und höheren Erlösen. Für Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke verschlechtern sich diese hingegen. Aufgrund der Glättung der Residuallast und der Preiskurve durch DSM sinken der Einsatz und die Erlöse beider Technologien. Insbesondere (Pump-) Speicherkraftwerke profitieren von einer fluktuierenden Stromnachfrage und von Preisschwankungen. Durch die senkende Wirkung von DSM auf beide Parameter, reduzieren sich die Einsatzmöglichkeiten sowohl für das Ein- als auch für das Ausspeichern. Den größten Einfluss hat DSM daher auf die Auslastung und den Deckungsbeitrag von (Pump-) Speicherkraftwerken. Zudem zeigt die vorliegende Arbeit den Einfluss von DSM auf Stromexporte und -importe. Mit Hilfe von DSM kann mehr EE-Strom im Inland genutzt werden, wodurch die Exporte sinken. In Zeiten hoher Residuallast sinken die Stromimporte ebenfalls, weil DSM Nachfragespitzen reduziert. Dadurch sinkt die Abhängigkeit von der Stromerzeugung aus Nachbarländern in diesen Stunden.

Insgesamt belegen die Ergebnisse der vorliegenden Doktorarbeit, dass DSM Nachfragespitzen reduziert und das EE-Überangebot senkt. Das verfügbare Potential und der Einsatz sind jedoch durch die zeitliche Verfügbarkeit und technische Restriktionen begrenzt. Dadurch kann DSM weniger flexibel eingesetzt werden als andere Flexibilitätsoptionen. Dennoch ergänzt und ersetzt es diese stellenweise. Daher nimmt DSM eine zentrale Rolle bei der Ausgestaltung des Energiesystems und bei der Systemintegration der erneuerbaren Energien ein.

## 7.2 Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf

Im Fokus dieser Arbeit stand der Einsatz von DSM am Day-Ahead-Markt, auf dem der Strom einen Tag zuvor gehandelt wird. Dadurch bleibt den Verbrauchern ausreichend Zeit, sich auf das Lastmanagement einzustellen. Es gibt jedoch weitere Segmente im deutschen Strommarkt, in denen der Einsatz von DSM denkbar wäre. Hierzu zählen der Regelenergie- und der Intraday-Markt. Lastabschaltung ist im Regelenergiemarkt im Rahmen der sogenannten „abschaltbaren Lasten“ bereits möglich. Aufgrund der rechtlichen Ausgestaltung im Hinblick auf Vorhaltung und Abruf können nicht alle Unternehmen ihr Potential bereitstellen. Hier wäre zu prüfen, wie die Rahmenbedingungen angepasst werden müssen, um einen breiteren Marktzugang zu gewährleisten, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Ebenso wäre zu prüfen, ob eine Teilnahme von Lastverschiebung und -erhöhung am Regelenergiemarkt möglich und sinnvoll wäre. Der Intraday-Markt wird vor allem durch seinen kurzfristigen Handel charakterisiert. Kurzfristige Änderungen, z.B. ein Abweichen von der Einspeiseprognose bei EE-Anlagen, werden hier ausgeglichen. Sowohl Akteure auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite können an diesem Markt ihre Flexibilität anbieten. Unter Berücksichtigung der benötigten Vorlaufzeiten sollte untersucht werden, welches Einsatzpotential sich am Intra-Day-Markt für DSM-Optionen ergibt.

Der Einfluss von DSM auf Stromnetze und Systemdienstleistung wurde in dieser Arbeit nicht analysiert, da der Fokus auf der Marktbetrachtung lag. Für das Netzmanagement ist jedoch ebenfalls ein hohes Einsatzpotential von Lastmanagement zu erwarten. Beispielsweise kann DSM zum Ausgleich lokaler Netzengpässe oder für Redispatch genutzt werden, indem die Stromnachfrage einzelner Verbraucher geändert wird. Hierbei sollte zum einen untersucht werden, welchen Einfluss DSM auf den Netzausbau hat und zum anderen, wie es die Betriebsführung der Netze verbessern kann. Zur Untersuchung dieser Aspekte muss das Potential regional stärker aufgelöst und ein Netzmodell verwendet werden.

Die Potentialberechnungen haben gezeigt, dass die Höhe und Verfügbarkeit von der Marktdurchdringung einzelner Technologien in anderen Sektoren sowie von externen Faktoren, z.B. der Außentemperatur, abhängt. Alle diese Faktoren unterscheiden sich in den einzelnen Mitgliedsstaaten des europäischen Binnenmarktes für Strom. Es ist daher zu erwarten, dass das DSM-Potential ebenfalls signifikante Unterschiede in der Höhe und Verfügbarkeit aufweist. Daraus lässt sich die Frage ableiten, wie diese Unterschiede genutzt werden können, um die EE-Einspeisung innerhalb des europäischen Stromsystems auszugleichen. Hierfür muss das DSM-Potential der einzelnen EU-Mitgliedsländer sowie dessen zeitliche Verfügbarkeit ermittelt werden. Anhand dieser Datengrundlage kann dessen Einsatz am europäischen Strombinnenmarkt untersucht werden.

Insgesamt belegen die Ergebnisse der vorliegenden Doktorarbeit, dass DSM zur Systemintegration der erneuerbaren Energien beitragen kann und hebt damit deren zentrale Rolle bei der Ausgestaltung des Energiesystems hervor. Um eine effiziente Umsetzung von DSM im deutschen Stromsystem zu ermöglichen, ist jedoch weitere Forschung, z.B. in den oben aufgezeigten Feldern, erforderlich.

## 8 Literaturverzeichnis

- 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2016a): Daten zur Regelenergie. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/imprint>. [Abgerufen am 19.08.2016].
- 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2016b): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf\\_Szenariorahmen\\_2030\\_V2019.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf). [Abgerufen am 25.08.2016].
- 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2015): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen\\_2015\\_entwurf\\_140430.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen_2015_entwurf_140430.pdf). [Abgerufen am 25.08.2016].
- Adolf J.; Schabla U., Lücke A., Breidenbach L., Bräuninger M., Leschus L., Ehrlich L., Alkis L., Oschatz B., Mailach B. (2013): Klimaschutz im Wohnungssektor – Wie heizen wir morgen?, Hamburg, Köln. Verfügbar unter: <http://s00.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/country/deu/downloads/pdf/comms-shell-bdh-heating-study-2013.pdf>. [Abgerufen am 16.01.2016].
- AGEB (AG Energiebilanzen e.V.) (2015): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2013. Verfügbar unter: [www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=bilanz13d.xls](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=bilanz13d.xls) [Abgerufen am 09.02.2016].
- AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, K. und K. e. V.) (2013): AGFW – Hauptbericht 2013, Frankfurt am Main. Verfügbar unter: <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht>. [Abgerufen am 13.07.2016].
- Agricola A.-C., Seidl H., Mischinger S., Rehtanz C. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Verfügbar unter: <https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwjKlJu15uTaAhWDIpoKHZJGBqoQFggpMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.dena.de%2Fthemen-projekte%2Fprojekte%2Fenergiesysteme%2Fdena-studie-systemdienstleistungen-2030%2F&usg=AOvVaw000jsd5hWnc6GDvJxBIOtz>. [Abgerufen am 03.05.2016].

- Arndt, U. (2008): Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Dissertation. Technischen Universität München.
- BAFA (2016): Energie. Verfügbar unter: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html>. [Abgerufen am 25.08.2016].
- BDEW (2013): Energie-Info: Stromverbrauch im Haushalt. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2\\_Beiblatt\\_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt\\_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf). [Abgerufen am 16.10.2015].
- BDEW (o.J.): Energiedaten. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten) [Abgerufen am 8.10.2016].
- Becker G. (2009): Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten - Strategien zur Verbesserung der Effizienz, Wieselburg. Verfügbar unter: [http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz\\_pdf/0963\\_energieeffizienz\\_lebensmittelketten.pdf](http://download.nachhaltigwirtschaften.at/edz_pdf/0963_energieeffizienz_lebensmittelketten.pdf) [Abgerufen am 03.12.2015].
- Behrangrad M. (2015): A review of demand side management business models in the electricity market. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 47, S. 270–283.
- BFE (2015): Elektrizitätsstatistik. Verfügbar unter: [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00769](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769). [Abgerufen am 25.08.2016].
- BFE (2012): Energiestrategie 2050: Erstes Maßnahmenpaket, Verfügbar unter: [http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de\\_370380373.pdf&endung=Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket](http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_370380373.pdf&endung=Energiestrategie%2050:ErstesMassnahmenpaket). [Abgerufen am 25.08.2016].
- BGW (2006): Praxisinformation P 2006 / 8 - Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden. Verfügbar unter: <https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiQvYzo5-TaAhVMYqYKHeupB7MQFggnMAA&url=https%3A%2F%2Fwww.stadtwerke-bramsche.de%2Fceasy%2Fmodules%2Fcore%2Fresources%2Fmain.php%3Fid%3D1283%26download%3D1&usg=AOvVaw2VXRkyWxNOhDPSv2N51S4d>. [Abgerufen am 23.03.2016].
- Blesl M. & Kessler A. (2013): Energieeffizienz in der Industrie, 1. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer.

BMWi (2017a): Energiedaten. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/energiedaten.html>  
[Abgerufen am 21.07.2017].

BMWi (2017b): Preise - Der Strompreis. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiemarkt-und-Verbraucherinformationen/preise.html> [Abgerufen am 06.01.2017].

BMWi (2017c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland

(1990-2016). Verfügbar unter: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html) [Abgerufen am 12.01.2017].

BNetzA (2015): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Verfügbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html) [Abgerufen am 23.08.2016].

BNetzA (2014): Monitoringbericht 2014, Verfügbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [Abgerufen am 15.09.2015].

Boßmann T (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response - A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Böttger D., Götz M., Lehr N., Kondziella H., Bruckner T. (2014): Potential of the Power-to-Heat technology in district heating grids in Germany. *Energy Procedia*, Vol. 46, S. 246–253.

Brischke L., Pehnt M., Mellwig P., Herbert F. (2012): Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen. Verfügbar unter:

[http://www.fb5.ifeu.de/energie/pdf/EE-Strom\\_Waerme\\_Strategiepapier.pdf](http://www.fb5.ifeu.de/energie/pdf/EE-Strom_Waerme_Strategiepapier.pdf)  
[http://www.fb5.ifeu.de/energie/pdf/EE-Strom%7B\\_%7DWaerme%7B\\_%7DStrategiepapier.pdf](http://www.fb5.ifeu.de/energie/pdf/EE-Strom%7B_%7DWaerme%7B_%7DStrategiepapier.pdf). [Abgerufen am 05.10.2015].

Brunner C., Michaelis J., Möst, D. (2015): Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. Vol. 39(4), S. 275–293.

- Bundesregierung Deutschland (2013): Elektromobilität - Die Bundesregierung setzt auf steuerliche Anreize. Verfügbar unter:  
<https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Infodienst/2013/05/2013-05-31-elektromobilitaet/2013-05-31-elektromobilitaet.html> [Abgerufen am 11.07.2016].
- Bundesregierung Deutschland (2010): Energiekonzept. Verfügbar unter:  
[https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5) [Abgerufen am 13.04.2016].
- BVEG - Bundesverband Erdgas Erdöl und Geoenergie e.V (2016): Speichervolumen in Deutschland. Verfügbar unter:  
<http://www.bveg.de/Themen/Erdgasspeicher/Speichervolumen-in-Deutschland> [Abgerufen am 18.06.2016].
- BVEG - Bundesverband Erdgas Erdöl und Geoenergie e.V (2013): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. Erdöl Erdgas Kohle, 129(11), S. 398–406.
- BWP (2013): BWP-Branchenstudie 2013: Szenarien und politische Handlungsempfehlungen, Berlin. Verfügbar unter:  
[https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user\\_upload/waermepumpe/07\\_Publikationen/bwp-Waermepumpen-Branchenprognose\\_2013.pdf](https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/bwp-Waermepumpen-Branchenprognose_2013.pdf) [Abgerufen am 12.09.2015]
- Dallinger D., Gerda S., Wietschel M. (2013): Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles - A 2030 case study for California and Germany. Applied Energy, Vol. 104, S. 666–682.
- Dallinger D., Wietschel M. (2011): Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles. Verfügbar unter:  
[http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP7-2011\\_res-and-pevs.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP7-2011_res-and-pevs.pdf) [Abgerufen am 13.06.2016].
- Dena (2010): Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Verfügbar unter:  
[https://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Dokumente/Studien\\_\\_\\_Umfrage\\_n/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfrage_n/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF) [Abgerufen am 06.10.2015].
- Dena (2014): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/themenprojekte/projekte/energiesysteme/dena-smart-meter-studie/> [Abgerufen am 02.07.2016]

- destatis, 2015. Produzierendes Gewerbe - Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Verfügbar unter:  
[https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur2040430137004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Strukturdaten/Kostenstruktur2040430137004.pdf?__blob=publicationFile) [Abgerufen am 03.02.2016].
- Dötsch C., Kanngießer A., Wolf D. (2009): Speicherung elektrischer Energie – Technologien zur Netzintegration erneuerbarer Energien. uwf UmweltWirtschaftsForum, Vol. 17(4), S. 351–360.
- DWD (o.J.): Klimadaten Deutschland. Verfügbar unter:  
<http://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html> [Abgerufen am 19.02.2016].
- DWD (2015): WebWerdis - Weather Request and Distribution System. Verfügbar unter:  
[https://werdis.dwd.de/werdis/start\\_js\\_JSP.do](https://werdis.dwd.de/werdis/start_js_JSP.do) [Abgerufen am 01.10.2015].
- EC - European Commission (2009): National renewable energy action plan. Verfügbar unter:  
[http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm%5Chttp://www.erneuerbare-energien.de/english/renewable\\_energy/international/eu\\_directive/national\\_action\\_plan](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm%5Chttp://www.erneuerbare-energien.de/english/renewable_energy/international/eu_directive/national_action_plan) [Abgerufen am 01.08.2016].
- Ecofys & Prognos (2011): Potentiale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. BMWi Vorhaben Nr 5010. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/potenziale-der-waermepumpe.html> [Abgerufen am 04.06.2016].
- Energate (2015): Marktdaten. Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/markt/> [Abgerufen am 25.08.2016].
- Energate (2012): Marktdaten. Verfügbar unter: <http://www.energate-messenger.de/markt/> [Abgerufen am 13.05.2014].
- Energie-Control Austria (2015): Betriebsstatistik. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/statistik/strom/betriebsstatistik> [Abgerufen am 25.08.2016].
- EnsoNetz (o.J.): Netzzugang Strom. Verfügbar unter: [http://www.ensonetz.de/ensonetz/home\\_netz.nsf/enso/Netznutzer/Strom\\_Netzzugang.html](http://www.ensonetz.de/ensonetz/home_netz.nsf/enso/Netznutzer/Strom_Netzzugang.html) [Abgerufen am 19.02.2016].
- ENTSOE (2011): Indicative values for Net Transfer Capacities ( NTC ) in Europe. Verfügbar unter: [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf) [Abgerufen am 25.08.2016].

- ENTSOE (2013): Data - Cross-Border Commercial Schedule. Verfügbar unter:  
[https://transparency.entsoe.eu/content/static\\_content/Static\\_content/legacy\\_data/legacy\\_data2013.html](https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static_content/legacy_data/legacy_data2013.html) [Abgerufen am 23.08.2016].
- ENTSOE (2015a): Load and consumption data. Verfügbar unter:  
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx> [Abgerufen am 09.02.2016].
- ENTSOE (2015b): Ten-Year Network Development Plan 2016. Verfügbar unter:  
<https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten-year-network-development-plan-2016/Pages/default.aspx> [Abgerufen am 24.05.2016].
- ENTSOE (2017): Definition Demand Side Management. Verfügbar unter:  
<https://emr.entsoe.eu/glossary/bin/view/ENTSO-E+Common+Glossary/Demand+Side+Management> [Abgerufen am 10.01.2017].
- ENTSOE (o.J.): System Adequacy Retrospect - data 2011. Verfügbar unter:  
<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-retrospect/Pages/default.aspx> [Abgerufen am 15.02.2013].
- ENWG (o.J.): Veröffentlichungsdaten: Lastprofile. Verfügbar unter: <http://enwg-weimar.de/enwg-weimar.de/strom/veroeffentlichungsdaten/> [Abgerufen am 19.02.2016].
- ESA2 (2013): Shaping our energy system – combining European modelling expertise Case studies of the European energy system in 2050, Karlsruhe. Verfügbar unter:  
[http://esa2.eu/wp-content/uploads/2016/09/2013\\_Shaping-our-energy-system-Combining-European-modeling-expertise.pdf](http://esa2.eu/wp-content/uploads/2016/09/2013_Shaping-our-energy-system-Combining-European-modeling-expertise.pdf) [Abgerufen am 26.10.2015].
- EuroChlor (2015): Chlorine industry review 2014-2015. Verfügbar unter:  
<http://www.eurochlor.org/download-centre/the-chlorine-industry-review.aspx> [Abgerufen am 12.02.2016].
- Eurostat (2015): Versorgung Elektrizität - monatliche Daten. Verfügbar unter:  
<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do> [Abgerufen am 08.05.2015].
- Eurostat (o.J.): Database. Verfügbar unter: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database> [Abgerufen am 04.11.2015].
- ewi (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Verfügbar unter:  
[http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2012/EWI\\_Studie\\_Strommarktdesign\\_Endbericht\\_April\\_2012.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf) [Abgerufen am 10.10.2014].

- Fleiter T., Schlomann B., Eichhammer W. (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer Verlag. Verfügbar unter: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan\\_FKZ-370946130.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf) [Abgerufen am 08.10.2015].
- Fürstenwerth D., Waldmann L., Sterner M., Thema M., Eckert F., Moser A., Schäfer A., Drees T., Rehtanz C., Häger U., Kays J., Seack A., Sauer U., Leuthold M., Stöcker P. (2014): Stromspeicher in der Energiewende, Verfügbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher\\_in\\_der\\_Energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_Web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Speicher_in_der_Energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf) [Abgerufen am 10.09.2015].
- GDA (2012): Hydro fährt Aluminiumhütte in Neuss wieder hoch. Verfügbar unter: <http://www.aluinfo.de/index.php/gda-news-de/items/hydro-faehrt-aluminiumhuette-in-neuss-wieder-hoch.html> [Abgerufen am 15.02.2016].
- GDA (2015): Zukunft gestalten – mit Aluminium, GDA Jahresbericht 2015. Verfügbar unter: [www.aluinfo.de/index.php/jahresberichte.html?file=tl\\_files/\\_extranet/GDA/Oeffentlichkeitsarbeit/Geschaeftsberichte/2015\\_GDA\\_Geschaeftsbericht.pdf](http://www.aluinfo.de/index.php/jahresberichte.html?file=tl_files/_extranet/GDA/Oeffentlichkeitsarbeit/Geschaeftsberichte/2015_GDA_Geschaeftsbericht.pdf) [Abgerufen am 15.02.2016].
- Gellings W. (1985): The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. Ieee Xplore, Vol. 10. S.1468 - 1470.
- Genoese F. (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Genoese M. (2010): Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarktes mit agentenbasierter Simulation. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Gerhardt N., Richts C., Hochloff P., Müller T., Hilpert J., Antoni O., Schulz W. (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der AGORA Energiewende. Berlin. Verfügbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora\\_PtH\\_Langfassung\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf) [Abgerufen am 15.05.2016].
- Gils H.C. (2013): Abschätzung des möglichen Lastmanagementensatzes in Europa. IEWT - Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Gils, H.C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. Energy. Vol. 67, S.1–18.

- Gils, H.C. (2015): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation. Universität Stuttgart.
- Gils, H.C. (2016): Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study. *Applied Energy*, Vol. 162, S. 401–415.
- Götz, M., Lefebvre J., Mörs F., McDaniel Koch A., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T. (2016): Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*, Vol. 85, S.1371–1390.
- Graf C., Wozabal D. (2013): Measuring competitiveness of the EPEX spot market for electricity. *Energy Policy*, Vol. 62, S. 948–958.
- Groscurth H., Bode S. (2013): “Power-to-heat” oder “Power-to-gas”? Discussion Paper Nr. 9. Verfügbar unter: [http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius\\_DP\\_9\\_-\\_Power-to-heat.pdf](http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf) [Abgerufen am 16.11.2015].
- Gruber A., Biedermann F., von Roon S. (2014): The Merit Order of Demand Response in Industry. *Enerday*. Dresden.
- Gruber A., Biedermann F., von Roon S. (2015): Industrielles Power-to-Heat Potential. IEWT - Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- GZB (2014): Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends. Verfügbar unter: [http://www.geothermiezentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/GeothermieCampus\\_Bochum/Forschung\\_und\\_Projekte/Analyse\\_des\\_deutschen\\_Waermepumpenmarktes/WP-StudieII\\_GZB\\_2014.pdf](http://www.geothermiezentrum.de/fileadmin/media/geothermiezentrum/GeothermieCampus_Bochum/Forschung_und_Projekte/Analyse_des_deutschen_Waermepumpenmarktes/WP-StudieII_GZB_2014.pdf). [Abgerufen am 16.11.2015].
- Hartmann N., Eltrop L., Bauer N., Schwarz S., Schmidt M. (2012) Stromspeicherpotentiale für Deutschland. Verfügbar unter: [http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/fileadmin/Dateien/Dokumente/themen/Speicher/zfes\\_2012\\_Stromspeicherpotentiale\\_Dt.pdf](http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/fileadmin/Dateien/Dokumente/themen/Speicher/zfes_2012_Stromspeicherpotentiale_Dt.pdf) [Abgerufen am 06.03.2015].
- Hauser P., Möst D. (2016): Versorgungssicherheit im europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas. In: M. Beckmann & A. Hurtado (Hrsg): *Kraftwerkstechnik*. Dresden.
- Heinrichs H.U. (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Hensing I., Pfaffenberger W., Ströbele W. (1998): *Energiewirtschaft - Einführung in Theorie und Praxis*. 3. Auflage. München, Wien: Oldenbourg Verlag.

- Hermann H., Emele L., Loreck C. (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien Studie, Berlin. Verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf> [Abgerufen am 26.06.2016].
- Hirth L., Ziegenhagen I. (2015): Balancing Power and Variable Renewable. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. Vol. 50. S.1035–1051.
- Hüttenrauch J., Zöllner S., Müller-Syring G., u.a. (2015): Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kW-Stromverteilungsnetze. *Energie Wasser Praxis*, Vol. 4, S. 44–49.
- Jansen M., Richts C., Gerhardt N., Lenck T., Heddrich M.L. (2015): Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte. Verfügbar unter: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20150216BEE\\_Strommarkt\\_Flexibilisierung.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20150216BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf) [Abgerufen am 23.03.2016].
- Jentsch M. (2014). Potentiale von Power-to-Gas Energiespeichern Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel.
- Jentsch M., Trost T. (2014): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-315016.html> [Abgerufen am 23.06.2016].
- Kaltschmitt M., Wiese A., Streicher W. (2003): Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 3. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- Kampker A., Vallée D., Schnettler A. (2013): Elektromobilität - Grundlagen einer Zukunftstechnologie. 1. Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- KBA (2016): PKW-Bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten (Stand: 1. Januar 2016). Verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b\\_umwelt\\_z.html?nn=663524](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524) [Abgerufen am 29.06.2016].
- KBA (2015): Pressemitteilung Nr. 15/2015: Die jährliche Fahrleistung deutscher Pkw. Verfügbar unter: [https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2011\\_2015/2015/Allgemein/pm15\\_15\\_jaehrliche\\_fahrleistung\\_deutscher\\_pkw.html?nn=1206306](https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2011_2015/2015/Allgemein/pm15_15_jaehrliche_fahrleistung_deutscher_pkw.html?nn=1206306) [Abgerufen am 29.06.2016].
- Klaus T., Vollmer C., Werner K., Lehmann H., Müschen K. (2010): Energieziel 2050 : 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter: [http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/uba\\_2010.pdf](http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/uba_2010.pdf). [Abgerufen am 13.04.2015].

- Klobasa M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich.
- Klobasa M., Angerer G., Lüllmann A., u.a. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Verfügbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora\\_Studie\\_Lastmanagement\\_Sueddeutschland\\_Endbericht\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/Lastmanagement-als-Beitrag-zur-Versorgungssicherheit/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf) [Abgerufen am 15.09.2015].
- Klobasa M., Schleich J., Angerer, G., u.a. (2013): Projekt Lastmanagement Süddeutschland - Ergebnisse der Online-Befragung. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/52/Projekt+Lastmanagement+S%C3%BCddeutschland+%E2%80%93+Ergebnisse+der+Online-Befragung/> [Abgerufen am 15.09.2015].
- Kohler S., Agricola A.C., Seidl, H. (2010): dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Verfügbar unter: [https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/esd/9106\\_Ergebniszusammenfassung\\_dena-Netzstudie\\_II\\_deutsch.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Ergebniszusammenfassung_dena-Netzstudie_II_deutsch.pdf) [Abgerufen am 27.08.2015].
- Kost C., Mayer J., Thomsen J., u.a. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-279931.html> [Abgerufen am 23.08.2016].
- Kronthaler N., Müller T. (2016): Optionen zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs. BWK, Vol. 68(3), S. 70–73.
- Krzikalla N., Achner S., Brühl S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, Verfügbar unter: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Möglichkeiten+zum+Ausgleich+fluktuierender+Einspeisungen+aus+Erneuerbaren+Energien#0>. [Abgerufen am 03.08.2015]
- LAK (2015): Energiebilanzen der Länder. Verfügbar unter: <http://www.lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm> [Abgerufen am 12.10.2015].
- Langrock T., Achner S., Jungbluth C., u.a. (2015): Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Verfügbar unter: <http://www.nature.org/ourinitiatives/urgentissues/global-warming-climate-change/threats-impacts/> [Abgerufen am 12.06.2016].

- Link J. (2011): Elektromobilität und erneuerbare Energien : Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen. Dissertation. Technische Universität Dortmund.
- Mercure J.F., Salas P. (2012): An assesment of global energy resource economic potentials. *Energy*. Vol. 46(1), S. 322–336.
- Mezger O.T. (2013): Modellierung und Analyse von Lademodellen für Elektroautos aus energiewirtschaftlicher und Fahrzeugnutzersicht. Dissertation. Technische Universität München.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg, 2015. Umwelttechnikpreis Baden-Württemberg 2015: Energieeffiziente Rohstahlproduktion im Lichtbogenofen. Verfügbar unter: [http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/6\\_Wirtschaft/Ressourceneffizienz\\_und\\_Umwelttechnik/Umwelttechnikpreis/2015/20150707\\_UTP-2015\\_Kat-1-Energieeffizienz\\_Primetals.pdf](http://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/6_Wirtschaft/Ressourceneffizienz_und_Umwelttechnik/Umwelttechnikpreis/2015/20150707_UTP-2015_Kat-1-Energieeffizienz_Primetals.pdf) [Abgerufen am 13.04.2015].
- Moser A., Rotering N., Breuer, C. (2012): Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes. *Energie Wasser Praxis*, S.104–109.
- Möst, D. (2011): Vorlesung “Elektrizitätswirtschaft”, TU Dresden.
- Möst D., Genoese M. (2009): Market Power in the German Wholesale Electricity Market. *The Journal of Energy Markets*, Vol. 2, S. 47–74.
- Müller-Syring G., Henel M., Köppel W., u.a. (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/leistungen/forschung/forschungsberichte/dvgw-forschungsbericht-g-10710/> [Abgerufen am 23.06.2016]
- Müller T. (2014): Demand Side Management - Eine techno-ökonomische Analyse. In Möst D. & Schegner P. (Hrsg.): *Energiewende Sachsen – Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze*, Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes. Dresden.
- Müller T., Brunner C. (2015). Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich. IEWT- 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Müller T., Gunkel D., Möst D. (2013a): Die Auswirkungen des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien auf die Wirtschaftlichkeit konventioneller Anlagen und die Preisdauerlinie. 10. VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Köln.

- Müller T., Gunkel D., Möst D. (2013b): How does renewable curtailment influence the need of transmission and storage capacities in Europe? 3th European IAEE Conference. Düsseldorf.
- Nestle U., Kunz C. (2014): Studienvergleich : Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien, Verfügbar unter:  
[http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten\\_okt2014/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Stromgestehungskosten\\_sep14.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf) [Abgerufen am 23.08.2016].
- Netze BW (2016): Veröffentlichungspflichten Netzzugang. Verfügbar unter:  
<https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen-nach-enwg/netznutzung/index.html> [Abgerufen am 19.02.2016].
- Nitsch J., Pregger T., Scholz Y., u.a. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Verfügbar unter:  
[http://umweltminister.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien\\_ee\\_bf.pdf](http://umweltminister.info/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf) [Abgerufen am 20.03.2016].
- NRM (2016): Vertragsunterlagen Strom. Verfügbar unter: <https://www.nrm-netzdienste.de/netzzugang/strom/vertragsunterlagen.html> [Abgerufen am 19.02.2016].
- O’Connell N., Pinson P., Madsen H., Omalley M. (2014): Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 39, S. 686–699.
- Paar A., Herbert F., Pehnt M., u.a. (2013): Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien, Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main.
- Paulus M., Borggreffe F. (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy*. Vol. 88(2), S.432–441.
- Prognos, ewi, gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Verfügbar unter:  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7) [Abgerufen am 02.08.2016].

- Richter J., Lindenberger D. (2010): Potentiale der Elektromobilität bis 2050. Verfügbar unter: [http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI\\_2010-07-02\\_Elektromobilitaet-Studie.pdf](http://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_2010-07-02_Elektromobilitaet-Studie.pdf) [Abgerufen am 23.06.2016].
- von Roon S., Gobmaier T. (2010): Demand Response in der Industrie -Status und Potentiale in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/die-themen/gebäude-und-geräte/353-demand-response-in-der-industrie-status-und-potentiale-in-deutschland> [Abgerufen am 23.11.2014].
- RTE (2015): Power and energy data. Verfügbar unter: <http://www.rte-france.com/en/eco2mix/eco2mix-telechargement-en> [Abgerufen am 08.06.2015].
- Salpakari J., Mikkola J., Lund, P.D. (2015): Importance of Demand Side Flexibility and Management for Large-Scale Variable PV Integration in Urban Environment. Proceedings of the 5th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, S. 225–231.
- Schenuit C., Heuke R., Paschke J. (2016): Potentialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Verfügbar unter: [https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads\\_Dateien/esd/9144\\_Studie\\_Potentialatlas\\_Power\\_to\\_Gas.pdf](https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9144_Studie_Potentialatlas_Power_to_Gas.pdf) [Abgerufen am 03.07.2016].
- Schlomann B., Kleeberger H., Geiger B., u.a. (2015): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Verfügbar unter: [https://www.google.com.hk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwjDqNDqqaLWAhVLzbwKHfoGCwEQFggqMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.isi.fraunhofer.de%2Fisi-wAssets%2Fdocs%2Fx%2Fde%2Fprojekte%2FSchlussbericht-GHD\\_2006-2013\\_Kurzfassung\\_Februar2015.pdf&usg=AFQjCNGdUH2sQEhHf-tBQurl2xGifn0vSQ](https://www.google.com.hk/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwjDqNDqqaLWAhVLzbwKHfoGCwEQFggqMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.isi.fraunhofer.de%2Fisi-wAssets%2Fdocs%2Fx%2Fde%2Fprojekte%2FSchlussbericht-GHD_2006-2013_Kurzfassung_Februar2015.pdf&usg=AFQjCNGdUH2sQEhHf-tBQurl2xGifn0vSQ) [Abgerufen am 25.09.2014].
- Schröder A., Kunz F., Meiss J., u.a. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Verfügbar unter: [http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw\\_01.c.424588.de](http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.424588.de) [Abgerufen am 23.07.2016].
- Schubert D.K.J. (2016): Bewertung von Szenarien für Energiesysteme: Potentiale, Grenzen und Akzeptanz. Dissertation. TU Dresden.

- Seidl H. (2012): Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland – was sind die Auswirkungen auf die KWK-Ziele? Verfügbar unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege\\_Flexibilisierung\\_KWK/05\\_Seidl\\_dena\\_KWK.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Flexibilisierung_KWK/05_Seidl_dena_KWK.pdf) [Abgerufen am 23.10.2015].
- Stadler I. (2005): Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habil. Universität Kassel.
- stahl-online (2015): Roheisen- und Rohstahlerzeugung. Verfügbar unter: <http://www.stahl-online.de/index.php/themen/stahltechnologie/stahlerzeugung/> [Abgerufen am 20.10.2015].
- Stamminer R., Broil G., Pakula C., u.a. (2008): Synergy Potential of Smart Appliances, Verfügbar unter: [http://smart-a.org/WP2\\_D\\_2\\_3\\_Synergy\\_Potential\\_of\\_Smart\\_Appliances.pdf](http://smart-a.org/WP2_D_2_3_Synergy_Potential_of_Smart_Appliances.pdf). [Abgerufen am 23.08.2015].
- Sterner M., Thema M., Eckert F., Lenck T., Götz P. (2015): Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland. Verfügbar unter: [http://www.americanbanker.com/issues/179\\_124/which-city-is-the-next-big-fintech-hub-new-york-stakes-its-claim-1068345-1.html](http://www.americanbanker.com/issues/179_124/which-city-is-the-next-big-fintech-hub-new-york-stakes-its-claim-1068345-1.html)<http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/15003161><http://cid.oxfordjournals.org/lookup/doi/10.1093/cid/cir991><http://www.scielo.cl/pdf> [Abgerufen am 24.06.2016].
- Sterner M., Stadler I. (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. 1.Auflage. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag.
- Strbac, G. (2008): Demand Side Management: Benefits and challenges. Energy Policy, Vol. 36(12), S. 4419 – 4426.
- Stromnetz Berlin (o.J.): Netznutzer. Verfügbar unter: <http://www.stromnetz.berlin/de/netznutzer.htm> [Abgerufen am 19.02.2016].
- Stromnetz Hamburg (o.J.): Standardlast und Einspeiseprofile. Verfügbar unter: <http://www.stromnetz.hamburg/netznutzung/zaehlverfahren/> [Abgerufen am 19.02.2016].
- Stryi-Hipp G., Eggers J.-B., Steingrube A. (2015): Endbericht Berechnung zeitlich hochaufgelöster Energieszenarien. Verfügbar unter: <http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/05-Energieszenarien-100-erneuerbares-Frankfurt-KomMod4FFM-Endbericht.pdf> [Abgerufen am 19.02.2016].

- SWM (o.J.): Lastprofil Speicherheizung. Verfügbar unter: <https://www.swm-infrastruktur.de/swm-infrastruktur/strom/netzzugang/bedingungen/speicherheizung> [Abgerufen am 10.09.2015].
- Tena Costales, D.L. (2014): Large Scale Renewable Power Integration with Electric Vehicles. Dissertation. Universität Stuttgart.
- Thyssenkrupp AG (2013): ThyssenKrupp techforum. Verfügbar unter: [https://www.thyssenkrupp.com/documents/Publikationen/Techforum/techforum\\_1\\_13\\_d e.pdf](https://www.thyssenkrupp.com/documents/Publikationen/Techforum/techforum_1_13_d e.pdf) [Abgerufen am 18.02.2016].
- Totschnig G., Litzlbauer M. (2015): Simulation of the economic and technical impacts of different electric vehicle charging strategies on the power market and the power grid. Wien. Verfügbar unter: [https://www.ihs.ac.at/projects/define/files/DEFINE\\_deliverable-2-7\\_Combined\\_TUWIEN\\_Final.pdf](https://www.ihs.ac.at/projects/define/files/DEFINE_deliverable-2-7_Combined_TUWIEN_Final.pdf) [Abgerufen am 15.06.2016].
- TRIMET (o.J.): Standorte TRIMET Aluminium SE. Verfügbar unter: [http://www.trimet.eu/de/ueber\\_trimet/standorte](http://www.trimet.eu/de/ueber_trimet/standorte) [Abgerufen am 15.02.2016].
- Tveten Å.G., Bolkesjø T.F., Ilieva I. (2016): Increased demand-side flexibility: market effects and impacts on variable renewable energy integration. International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, Vol. 11, S. 33 – 50.
- UBA (2013): Treibhausgasneutrales Deutschland. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales\\_deutschland\\_im\\_jahr\\_2050\\_langfassung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf) [Abgerufen am 11.03.2015].
- UBA (2014): Klimafreundliche Gebäudeklimatisierung - Ein Ratgeber für Architekten, Bauherren und Planer, Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/druckfassung\\_fachbroschuere\\_klimatisierung\\_05.11.2014\\_finale\\_fassung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/druckfassung_fachbroschuere_klimatisierung_05.11.2014_finale_fassung.pdf) [Abgerufen am 11.03.2015].
- UBA (2017): Erneuerbare Energien in Zahlen. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1> [Abgerufen am 21.08.2017].
- Ueckerdt F., Luderer G., Müller-Hansen F. (2013): Abschlussbericht:Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/leistungen/forschung/forschungsberichte/dvgw-forschungsbericht-g-80111/> [Abgerufen am 23.06.2016].
- VDE (2012): Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, Frankfurt am Main.

- VDI (2008): Richtlinie 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen.
- VDP (2014): Papier Kompass 2014. Verfügbar unter: <http://www.vdp-online.de/de/papierindustrie/statistik.html> [Abgerufen am 12.02.2016].
- VDP (2015): Papier Kompass 2015. Verfügbar unter: <http://www.vdp-online.de/de/papierindustrie/statistik.html> [Abgerufen am 12.02.2016].
- VDZ (2015): Wichtige Daten auf einen Blick. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/publikationen/zahlen-und-daten/a-wichtige-daten-auf-einen-blick/> [Abgerufen am 12.02.2016].
- VDZ (o.J.): Zementwerke in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/themen/zementindustrie/zementwerke-in-deutschland/> [Abgerufen am 13.04.2016].
- Weiß U., Pehnt M. (2013): Marktanalyse Heizstrom. Verfügbar unter: [https://www.ifeu.de/energie/pdf/marktanalyse%20heizstrom\\_kurzstudie.pdf](https://www.ifeu.de/energie/pdf/marktanalyse%20heizstrom_kurzstudie.pdf) [Abgerufen am 13.12.2014].
- Westnetz (o.J.): Lastprofile. Verfügbar unter: <http://www.westnetz.de/web/cms/de/1625922/westnetz/netzstrom/netznutzung/lastprofile/> [Abgerufen am 19.02.2016].
- Wietschel M., Arens M., Dötsch C., u.a. (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht, Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Verfügbar unter: [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn\\_nbn\\_de\\_0011-n-1185350.pdf](http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1185350.pdf) [Abgerufen am 19.07.2016].
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2014): Die größten Stahlerzeuger in Deutschland 2013. Verfügbar unter: [http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/08/20140211\\_Groesste\\_Stahlerzeuger\\_D.png](http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/08/20140211_Groesste_Stahlerzeuger_D.png) [Abgerufen am 18.02.2016].
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2015): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland. Verfügbar unter: [http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/12/201505\\_Fakten\\_Stahlindustrie\\_Deutschland\\_2015.pdf](http://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/12/201505_Fakten_Stahlindustrie_Deutschland_2015.pdf) [Abgerufen am 18.02.2016].
- WU (2015): Historical Weather Data. Verfügbar unter: <https://www.wunderground.com/about/contact.asp> [Abgerufen am 01.10.2015].

## 9 Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und Kraft-Wärme-Kopplung e. V.
AK	Aktivierungskosten
BA	(Be-) Lüftungsanlage
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EF	Elektrofahrzeug
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistung
HH	Haushalte
i.d.R.	In der Regel
IK	Initialisierungskosten
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
KA	Klimaanlage
KG	Kühl- und Gefriergerät
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LA	Lastabschaltung
LA	Lüftungsanlagen
LE	Lasterhöhung
LV	Lastverschiebung
MAE	Mean Absolut Error (mittlere absolute Fehler)
MAX	Maximum (Szenario-Bezeichnung)
MiD	Mobilität in Deutschland (Studie des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur)

MIN	Minimum (Szenario-Bezeichnung)
NE	Nicht-Eisen
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
PkW	Personenkraftwagen
PSP	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
RMSE	Root Mean Square Error (mittlerer quadratischer Fehler)
TMZ	Temperaturmesszahl
WP	Wärmepumpe
WU	Weather Underground
WW	Warmwasserbereitung

## 10 Formelverzeichnis

### Indizes

app	DSM-Anwendung
c	Land
cc	Land (alias)
m	Monat
p	Kraftwerk
res	EE-Technologie
t	Stunde

### Indexmengen

APP	Alle DSM-Anwendungen (exkl. Elektromobilität)
C, CC	Länder
DE	Deutschland
LA	DSM-Anwendungen zur Lastabschaltung
LV	DSM-Anwendungen zur Lastverschiebung
M	Monat
P	Kraftwerksportfolio
P_CHP	KWK-Kraftwerke
P2X	DSM-Anwendungen zur Lasterhöhung
PSP	Pumpspeicherkraftwerke
RES	EE-Technologien
RESERVOIR	Reservoir-Kraftwerke
T	Alle Stunden eines Jahres

**Parameter**

an	Annuitätswert einer Anlage
anc_up	Max. Leistung die ein Kraftwerk als Regelenergie bereitstellen kann
avail	Verfügbarkeit
co_anc	(Straf-) Kosten wenn Regelenergiebedarf nicht gedeckt werden kann
co_co2	Kosten für CO2-Emissionen
co_curt	(Straf-) Kosten bei der Abregelung von EE-Anlagen
co_dep	Verschleißkosten
co_dsm	Aktivierungskosten für den DSM-Einsatz
co_f	Brennstoffkosten
co_fix	Fixkosten
co_ntc	Transaktionskosten bei der Energieverteilung
co_rf	Kosten für zusätzlichen Brennstoffbedarf beim Anfahren eines Kraftwerks
co_var	Variable Kosten
co_voll	(Straf-) Kosten bei der Reduzierung der Nachfrage
dem_anc	(positiver und negativer) Regelenergiebedarf eines Landes
dem_dsm	(flexible) Nachfrage der DSM-Anwendung
dem_heat	Wärmeprofil eines KWK-Kraftwerks
dsm_max	Nachfragemaximum der DSM-Anwendung
dsm_pot	Lastreduzierungspotential einer DSM-Anwendung
eta	Wirkungsgrad
eta_psp	Gesamtwirkungsgrad eines PSP-Kraftwerks
f_add	Zubaufaktor
f_res	Faktor zur Begrenzung des Reservebedarfs durch EE-Anlagen
fa	Häufigkeit pro Jahr (Anzahl der Aktivierungen im Jahr)
fd	Häufigkeit pro Tag (Anzahl der Aktivierungen am Tag)
i	Zinssatz
inv	Investitionen für den Zubau einer Anlage
lt	Lebensdauer einer Anlage
ntc	Netto-Transport-Kapazitäten

---

p	Installierte Leistung (von Kraftwerken und EE-Anlagen)
p_min	Mindestlast
p_pump	(maximale) Leistung der Pumpe
p_stor	(maximales) Speichervermögen
p_tur	Leistung der Turbine
prof	Normiertes Einspeiseprofil von EE-Anlagen
res_dem	Residuallast
t_bal	Ausgleichsdauer von Lastreduzierung und -erhöhung bei Lastverschiebungsanwendungen
t_she	Maximale Dauer zur Lastabschaltung
t_shi	Maximale Dauer zur Lastverschiebung
vlh	Volllaststunden

**Variablen**

ANC_N_RES	Negative Regelleistung, die durch EE-Anlagen bereitgestellt wird
ANC_P_RES	Positive Regelleistung, die durch EE-Anlagen bereitgestellt wird
C_ANC_DUMP_N	Fehlende Kraftwerksleistung zur Deckung des negativen Regelenergiebedarfs
C_ANC_DUMP_P	Fehlende Kraftwerksleistung zur Deckung des positiven Regelenergiebedarfs
C_ANC_N	Negative Regelleistung, die ein Kraftwerk bereitstellt
C_ANC_P	Positive Regelleistung, die ein Kraftwerk bereitstellt
CO_LC_DOWN	Kosten bei der Lastsenkung (eines Kraftwerks)
CO_LC_UP	Kosten bei der Lasterhöhung (eines Kraftwerks)
CURT_RES	Abregelung von EE-Anlagen
DSM_DOWN	Lastreduzierung im Rahmen von DSM
DSM_ON	Zustand der Lastabschaltung im Rahmen von DSM
DSM_SL	Virtuelles Speicherlevel zur Modellierung von Lastverschiebung
DSM_UP	Lasterhöhung im Rahmen von DSM
DUMP_DEM	Abregelung der Stromnachfrage
EXP	Stromexport
G_P	Kraftwerkseinsatz

IMP	Stromimport
LC_DOWN	Lastsenkung eines Kraftwerks
LC_UP	Lasterhöhung eines Kraftwerks
OC	Variable Betriebskosten
P_NEW	Zugebaute Kraftwerksleistung
PSP_L	Speicherlevel eines Pumpspeicherkraftwerks
PUMP	Pumpeneinsatz eines Pumpspeicherkraftwerks

## 11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Forschungsschwerpunkte und Aufbau der Arbeit (Eigene Darstellung).....	6
Abbildung 2: Veränderung des Anteils erneuerbarer und konventioneller Energien zur Deckung der Stromnachfrage in Anlehnung an das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung .....	8
Abbildung 3: Abgrenzung der Begriffe Residuallast (links) und Residuallastdauerlinie (rechts) .....	9
Abbildung 4: Veränderung der Residuallastdauerlinie bei unterschiedlichen EE-Anteilen.....	10
Abbildung 5: Veränderung von Minimum und Maximum der Residuallast bei verschiedenen EE-Anteilen im Literaturvergleich .....	10
Abbildung 6: Anzahl der Stunden mit EE-Überangebot in Abhängigkeit des EE-Anteils .....	11
Abbildung 7: Positive Residuallast bei unterschiedlichen EE-Anteilen.....	12
Abbildung 8: Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung.....	13
Abbildung 9: Abgrenzung der Begriffe Lastabschaltung, -verschiebung und -erhöhung .....	14
Abbildung 10: Einfluss von Demand Side Management (DSM) auf die Residuallastdauerlinie.....	15
Abbildung 11: Stromverbrauch und -intensität der deutschen Industrie 2013 .....	17
Abbildung 12: Produktion und Produktionskapazität von Aluminium in Deutschland .....	18
Abbildung 13: Stromverbrauch im GHD – und Haushaltssektor nach Anwendungsbereichen.....	20
Abbildung 14: Maximale Zugriffsdauer für DSM-Optionen der Kategorie Lastabschaltung im Vergleich zu einer Gasturbine .....	25
Abbildung 15: Maximale Zugriffs- und Verschiebedauer für DSM-Optionen der Kategorie Lastverschiebung im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal .....	25
Abbildung 16: Kategorisierung der DSM-Kosten.....	28
Abbildung 17: Aktivierungs- und Initialisierungskosten von DSM im Vergleich zu alternativen Flexibilitätsoptionen.....	32
Abbildung 18: Durchschnittskosten von Lastabschaltung und konventioneller Erzeugung in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden .....	33
Abbildung 19: Durchschnittskosten von EE-Abregelung und Lasterhöhung in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden .....	33
Abbildung 20: Durchschnittskosten der Flexibilitätsoptionen Lastverschiebung und Energiespeicher in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden.....	34
Abbildung 21: Marktpreis bei unterschiedlichen Erzeugungs- und Nachfragesituationen .....	36
Abbildung 22: DSM-Potential für Deutschland in verschiedenen Studien .....	42
Abbildung 23: Einflussparameter auf die Höhe des DSM-Potentials .....	43
Abbildung 24: Abgrenzung des Potentialbegriffs für Demand Side Management .....	45
Abbildung 25: Vorgehen zur Berechnung des theoretischen DSM-Potentials in der Industrie .....	45
Abbildung 26: Vorgehen zur Berechnung des theoretischen DSM-Potentials im GHD- und Haushaltssektor .....	47
Abbildung 27: Exemplarischer Tageslastgang von Elektronachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Abhängigkeit der Temperatur .....	49

Abbildung 28: Exemplarischer Tageslastgang der Warmwasserbereitung für Winter, Übergang und Sommer, unterteilt nach Werk- und Sonntag .....	50
Abbildung 29: Exemplarischer Tageslastgang für eine Lüftungsanlage (links) und eine Klimaanlage (rechts).....	52
Abbildung 30: Unterschiede bei der Stromnachfrage von Kältespeichern zwischen Wochentagen und Jahreszeiten .....	52
Abbildung 31: Parameter, die das DSM-Potential von Elektrofahrzeugen determinieren.....	54
Abbildung 32: Durchschnittlicher Anteil der Elektrofahrzeuge, die parken und die sich am Stromnetz befinden, unterteilt nach Werktag und Wochenende .....	57
Abbildung 33: Normiertes Ladeprofil der EF-Flotte in Deutschland für einen Werk- und einen Wochenendtag bei sofortigem Laden nach Erreichen des Arbeitsplatzes oder des Wohnortes.....	58
Abbildung 34: Normiertes Ladeprofil von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Wochenverlauf bei sofortigem Laden nach Erreichen des Arbeitsplatzes oder des Wohnortes.....	59
Abbildung 35: Vorgehen zur Berechnung des zukünftigen DSM-Potentials .....	60
Abbildung 36: Literaturvergleich zur Entwicklung der Anzahl an Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2050.....	61
Abbildung 37: Berechnete DSM-Potentiale aufgeschlüsselt nach Sektoren im Literaturvergleich ohne Elektromobilität.....	62
Abbildung 38: Aktuelles und zukünftiges Potential zur Lastabschaltung (links) und Lastverschiebung (recht) im Referenzszenario .....	64
Abbildung 39: Entwicklung des Lastabschaltungs- und -verschiebepotentials in den Szenarien.....	65
Abbildung 40: Zeitabhängigkeit des verfügbaren Lastreduktionspotentials aller DSM-Anwendungen .....	66
Abbildung 41: Ladekurve (ungesteuert) und Anschlussleistung der EF-Flotte für einen Werktag in 2030 und 2050.....	67
Abbildung 42: Entwicklung der Stromnachfrage unterteilt nach flexiblem und unflexiblem Anteil im REF-Szenario inklusive und exklusive Elektrofahrzeuge (EF)) .....	68
Abbildung 43: Stromnachfrage in Zeiten, in denen diese am größten ist (links) bzw. in denen das DSM-Potential am größten ist (rechts), unterteilt in flexiblen und unflexiblen Anteil im REF-Szenario inklusive und exklusive Elektrofahrzeuge (EF) .....	69
Abbildung 44: Kapazität an Elektrolyseanlagen in Abhängigkeit des EE-Anteils zur Deckung der Stromnachfrage im Literaturvergleich .....	71
Abbildung 45: EE-Überangebot (sortiert) und zeitgleicher Wärmebedarf bei einem EE-Anteil von 60 % im Stromsystem.....	78
Abbildung 46: Dimensionierung der P2H-Anlage in Abhängigkeit der Wärmehöchstlast (links) und daraus resultierende Volllaststunden sowie EE-Integration (rechts) bei einem EE-Anteil von 80 %...79	79
Abbildung 47: Grundstruktur und Erweiterung des Strommarktmodells ELTRAMOD .....	82
Abbildung 48: Relevante Parameter zur Modellierung von Demand Side Management .....	90
Abbildung 49: Regionaler Modellfokus und Detaillierungsgrad .....	94
Abbildung 50: Übersicht der verwendeten Daten in ELTRAMOD.....	95

Abbildung 51: Jahresbenutzungsstunden von fluktuierenden EE-Anlagen basierend auf deren Einspeiseprofilen .....	97
Abbildung 52: Entwicklung der Kapazitäten an EE-Anlagen bis 2050 in den einzelnen Ländern.....	99
Abbildung 53: Ermittlung des optimalen Kraftwerkspark auf Basis der Kostenkurven und der Jahresdauerlinie .....	103
Abbildung 54: Thermische Kraftwerkskapazität in 2030 und 2050 nach modellendogenem Ausbau im Vergleich zur installierten Leistung in 2013 .....	108
Abbildung 55: Volllaststunden der Reservoir-Kraftwerke im Jahresverlauf .....	109
Abbildung 56: Preise für Brennstoffe und CO <sub>2</sub> -Emissionszertifikate in 2013 .....	111
Abbildung 57: Entwicklung der Nettotransportkapazitäten für das Modellierungsgebiet unter Berücksichtigung des TYNDP der ENTSOE.....	113
Abbildung 58: Aggregiertes Wärmeprofil für KWK-Kraftwerke in Deutschland.....	115
Abbildung 59: Vergleich der im Modell bestimmten Nettostromerzeugung für Deutschland im Jahr 2013 mit veröffentlichten Daten des BDEW.....	119
Abbildung 60: Vergleich des im Modell bestimmten deutschen Stromhandelssaldos für 2013 mit den Realdaten der ENTSOE.....	120
Abbildung 61: Vergleich der Strompreisdauerlinie zwischen Modellergebnissen aus ELTRAMOD und Realdaten der EPEX-Spot .....	121
Abbildung 62: Vergleich der mittleren Tagespreise.....	122
Abbildung 63: Veränderung der Residuallastdauerlinie in den Szenarien EE80-DSM50 und EE80-DSM100 durch DSM.....	129
Abbildung 64: Veränderung der Preisdauerlinie im EE80-DSM50- und EE80-DSM100-Szenario durch DSM .....	132
Abbildung 65: Durchschnittlicher Marktwert aufgeschlüsselt nach EE-Technologie .....	133
Abbildung 66: Verfügbares und genutztes technisches Potential der Lastabschaltungsoptionen ....	136
Abbildung 67: Verfügbares und genutztes theoretisches Lastverschiebungspotential in den betrachteten Szenarien .....	138
Abbildung 68: Genutztes theoretisches Potential ausgewählter DSM-Optionen im EE80-Szenario	138
Abbildung 69: Exemplarischer Lastverlauf einer Lüftungs- und Klimaanlage mit und ohne Lastverschiebung durch DSM für eine Woche im Juni im EE80-DSM100-Szenario sowie Maximum der Stromnachfrage .....	140
Abbildung 70: Mittleres relatives Lasterhöhungs- und –reduktionspotential pro Tag von Wärmepumpen im Vergleich zum genutzten relativen Lastreduktionspotential pro Tag .....	141
Abbildung 71: Genutztes Potential von P2G und P2H in den betrachteten Szenarien .....	142
Abbildung 72: Volllaststunden von P2G und P2H in den betrachteten Szenarien .....	142
Abbildung 73: Deckungsbeitrag von Power-to-Gas- und Power-to-Heat .....	144
Abbildung 74: Änderung der Volllaststunden durch DSM im EE80-Szenario .....	147
Abbildung 75: Änderung der spezifischen Deckungsbeiträge im EE80-Szenario, die sich durch DSM ergeben .....	149
Abbildung 76: Änderung der deutschen Stromexporte und -importe, die sich durch den DSM-Einsatz in den einzelnen Szenarien ergeben .....	150

Abbildung 77: Schematische Darstellung zu Preisunterschieden im In- und Ausland und daraus resultierenden Importen oder Exporten.....	151
Abbildung 78: Strompreisbildung bei niedriger ( $N_1$ ) und hoher ( $N_2$ ) Nachfrage .....	151
Abbildung 79: Änderung <sup>53</sup> der deutschen Stromimporte und -exporte durch DSM in Abhängigkeit der Residuallast im Szenario EE80-DSM100 .....	153

## 12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Berücksichtigte DSM-Anwendungen und -Prozesse sowie deren Charakteristika .....	23
Tabelle 2: Bandbreite der Kosten für Demand Side Management .....	30
Tabelle 3: Eingangsparameter zur Bestimmung des theoretischen DSM-Potentials in der Industrie ..	46
Tabelle 4: Anteil der Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss an der Gesamtheit der parkenden Elektrofahrzeuge unterteilt nach Tag und Nacht .....	56
Tabelle 5: Potential der Erdgasinfrastruktur in Deutschland zur Aufnahme von Wasserstoff im Literaturvergleich .....	72
Tabelle 6: Berechnung des Power-to-Gas-Potentials sowie Eingangsdaten und Ergebnisse .....	76
Tabelle 7: Nettostromverbrauch und Netto-Exporte in Drittländer im Jahr 2013 .....	96
Tabelle 8: Ziele zum Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsprechend der nationalen Aktionspläne der einzelnen Länder bis 2020 und extrapoliert bis 2050 .....	98
Tabelle 9: Thermische Erzeugungskapazitäten in 2013 .....	100
Tabelle 10: Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken (PSP) und EE-Anlagen in 2013 ....	101
Tabelle 11: Nachfrageseitige Eingangsdaten zur Berechnung des konventionellen Kraftwerkspark .....	106
Tabelle 12: Kostenseitige Annahmen zur Berechnung des konventionellen Kraftwerkspark .....	106
Tabelle 13: Technische Restriktionen und Kostenparameter je Technologieklasse.....	110
Tabelle 14: Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffpreise bis 2050 .....	112
Tabelle 15: Maximum der stündlichen NTC-Werte in 2013 .....	113
Tabelle 16: Regelenergiebedarf je Land bis 2050 .....	116
Tabelle 17: Im Modell berücksichtigte technische und ökonomische Restriktionen der DSM-Optionen .....	117
Tabelle 18: Wirkungsgrade zur Berechnung der Aktivierungskosten .....	118
Tabelle 19: Vergleich von Preisparametern zwischen Modellergebnissen aus ELTRAMOD und Realdaten der EPEX-Spot .....	121
Tabelle 20: Fehlermaße der im Modell ermittelten Strompreise im Vergleich zu Literaturwerten ...	123
Tabelle 21: In dieser Arbeit untersuchte Szenarien .....	126
Tabelle 22: In den Szenarien berücksichtigtes DSM-Potential .....	127
Tabelle 23: In dieser Arbeit untersuchte Sensitivitäten .....	127
Tabelle 24: Veränderung des EE-Überangebots und der EE-Abregelung durch DSM in den einzelnen Szenarien .....	130
Tabelle 25: Mittlerer Strompreis eines Jahres für jedes Szenario .....	132
Tabelle 26: Stromgestehungskosten von Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore .....	135
Tabelle 27: Fixkosten von Power-to-Gas und Power-to-Heat sowie zugrunde liegende Annahmen.	145
Tabelle 28: Standardabweichung der Residuallast sowie Summe der mittleren Anzahl an Laständerungen der konventionellen Kraftwerke in den einzelnen Szenarien .....	146

## **13 Anhang**

### **Anhangverzeichnis**

13.1	Annahmen zur Berechnung der Initialisierungs- und Aktivierungskosten .....	194
13.2	Berücksichtigte DSM-Prozesse in der Literatur .....	196
13.3	Eingangsdaten zur Potentialberechnung .....	197
13.4	Weiterführende Ergebnisse der Potentialberechnung .....	205
13.5	Weiterführende Eingangsdaten für die Modellierung .....	209
13.6	Weiterführende Ergebnisse für die Modellvalidierung .....	212
13.7	Programmcode ELTRAMOD .....	213

### 13.1 Annahmen zur Berechnung der Initialisierungs- und Aktivierungskosten

	Wirkungs- grad	Emissions- faktor	Investi- tionen	Fixe Betriebs- kosten	Nutzungs- dauer	Brenn- stoff- kosten	CO <sub>2</sub> - Preis	Vollbe- nutzungs- stunden
	%	tco <sub>2</sub> / MWh <sub>th</sub>	€ <sub>2012</sub> /kW	€ <sub>2012</sub> / kW	a	€ <sub>2012</sub> / MWh <sub>th</sub>	€ <sub>2012</sub> / tco <sub>2</sub>	h/a
<b>Gasturbine</b>	38 <sup>(1)</sup>	0,202 <sup>(1)</sup>	400 <sup>(2)</sup>	11,7 <sup>(1)</sup>	45 <sup>(2)</sup>	27,0 <sup>(1)</sup>	8 <sup>(1)</sup>	
<b>GuD</b>	58 <sup>(1)</sup>	0,202 <sup>(1)</sup>	800 <sup>(2)</sup>	19,3 <sup>(1)</sup>	35 <sup>(2)</sup>	27,0 <sup>(1)</sup>	8 <sup>(1)</sup>	
<b>Steinkohle</b>	46 <sup>(1)</sup>	0,339 <sup>(1)</sup>	1.260- 1.400 <sup>(2)</sup>	34,6 <sup>(1)</sup>	40 <sup>(2)</sup>	9,6 <sup>(1)</sup>	8 <sup>(1)</sup>	
<b>Braunkohle</b>	44 <sup>(1)</sup>	0,404 <sup>(1)</sup>	1.440- 1.600 <sup>(2)</sup>	38,6 <sup>(1)</sup>	35 <sup>(2)</sup>	1,5 <sup>(1)</sup>	8 <sup>(1)</sup>	
<b>Wind Onshore</b>			940- 1.692 <sup>(3)</sup>		20 <sup>(3)</sup>			1944 <sup>(1)</sup>
<b>Wind Offshore</b>			3.196- 4.230 <sup>(3)</sup>		20 <sup>(3)</sup>			3977 <sup>(1)</sup>
<b>PV</b>			940- 1.692 <sup>(3)</sup>		20 <sup>(3)</sup>			876 <sup>(1)</sup>

**A 1: Annahmen zur Berechnung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten von konventionellen Kraftwerken und von EE-Abregelung** (<sup>(1)</sup>50 Hertz Transmission GmbH et al. 2015; <sup>(2)</sup>Kohler et al. 2010; <sup>(3)</sup>Kost et al. 2013)

	Wirkungs- grad	Investition	Betriebskosten		Nutzungs- dauer	Referenz- kosten
	%	€ <sub>2012</sub> /kW	€ <sub>2012</sub> / kW <sub>a</sub>	% Investition	a	€ <sub>2012</sub> / MWh <sub>th</sub>
<b>Nachfrageerhöhung</b>						
<b>Power-to-Heat</b>	90-98 <sup>(4)</sup>	150 <sup>(5)</sup>	5 <sup>(5)</sup>		20 <sup>(5)</sup>	29-73 <sup>(7)</sup>
<b>Power to Gas (CH<sub>4</sub>)</b>	46,5-68 <sup>(6)</sup>	816-1.633 <sup>(6)</sup>		3 <sup>(6)</sup>	20 <sup>(6)</sup>	29-73 <sup>(7)</sup>
<b>Lastverschiebung</b>		14-1.239 <sup>(2)</sup>	26-66 <sup>(2)</sup>		20 <sup>(8)</sup>	0 <sup>(2)</sup> -84 <sup>(9)</sup>
<b>Lastabschaltung</b>		0-21 <sup>(2)</sup>	0-1 <sup>(2)</sup>		20 <sup>(8)</sup>	96 <sup>(10)</sup> -1.500 <sup>(2)</sup>

**A 2: Annahmen zur Berechnung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten für Demand Side Management** (<sup>(2)</sup>Kohler et al. 2010; <sup>(4)</sup>Gerhardt et al. 2014; Brischke et al. 2012; <sup>(5)</sup>Groscurth & Bode 2013; <sup>(6)</sup>Hermann et al. 2014; <sup>(7)</sup>BAFA 2016; <sup>(8)</sup>DENA 2014; <sup>(9)</sup>Weiß & Pehnt 2013; <sup>(10)</sup>Gruber et al. 2014)

---

	<b>Investitionen</b>	<b>Betriebskosten</b>	<b>Nutzungsdauer</b>
	<b>€<sub>2012</sub>/ kW</b>	<b>%Investition</b>	<b>a</b>
<b>PSW</b>	700 – 1.300 <sup>(11)</sup>	2 <sup>(11)</sup>	60 <sup>(11)</sup>
<b>Adiabater Druckluftspeicher</b>	850 – 1200 <sup>(11)</sup>	2 <sup>(11)</sup>	40 <sup>(11)</sup>
<b>Blei-Batterie</b>	745 – 1.060 <sup>(11)</sup>	2 <sup>(11)</sup>	10 <sup>(11)</sup>

---

**A 3: Annahmen zur Berechnung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten für Speicher**  
(<sup>(11)</sup>Fürstenwerth et al. 2014; <sup>(12)</sup>Energate 2012)

## 13.2 Berücksichtigte DSM-Prozesse in der Literatur

Sektor	DSM-fähige(r) Anwendung/Prozess										
		Abora 2013	BET 2015	dena 2010	ewf 2012	Gils 2015	Klobasa 2007	Paulus/Borggrefe 2011	Stadler	VDE 2012	Anzahl
Haushalt/GHD	Nachtspeicherheizung	x		x	x	x	x		x	x	7
	Kühlgeräte (Haushalt)			x	x	x	x		x	x	6
	Wärmepumpen	x			x		x		x	x	5
	Warmwasser(speicher)			x	x	x	x		x		5
	weiße Geräte			x	x	x	x			x	5
	Kälte (Lebensmittel)				x	x	x		x		4
	Klimaanlage				x	x	x			x	4
	Kühlhäuser				x	x	x		x		4
	Umwälzpumpen			x		x			x		3
	Belüftung				x	x	x		x		3
	Abwasserbehandlung					x				x	1
	Pumpen (Wasserversorgung)					x					1
	Server						x				1
	Industrie	Chlor (Elektrolyse)	x	x	x	x	x	x	x		x
Stahl (Elektrolichtbogenofen)		x	x	x	x	x	x	x		x	8
Zement (Zementmühle)		x	x	x	x	x	x	x		x	8
Papier (Holzschliff)		x	x	x		x	x	x		x	7
Aluminium (Amalgam-/Membranverfahren)			x	x	x	x	x	x		x	7
Zement (Rohmühle)		(x)	x	x	x		x				5
Druckluft		x			x				x	x	4
Kühlung in der Lebensmittelherstellung		x				x	x				3
Belüftung (ohne Prozessrelevanz)		x			x	x					3
Luftzerlegung			x		x		x				3
Klimatisierung		x					x				2
Kupferelektrolyse						x	x				2
Papiermaschine					x	x					2
Beleuchtung		x									1
Calciumkarbid						x					1
Luftverflüssigung						x					1
Papierrecycling						x					1
Prozessdampf									x		1
Zinkelektrolyse						x					1
Raffinerie			x								1
Behälterglas		x								1	
Summe		12	9	11	18	24	20	5	9	13	

A 4: Berücksichtigte Prozesse und Anwendungen zur Berechnung des DSM-Potentials in verschiedenen Studien (Eigene Darstellung)

### 13.3 Eingangsdaten zur Potentialberechnung

Sektor	DSM-fähiger Prozess	Jährlicher Stromverbrauch GWh	Vollbenutzungs- stunden h	Flexibler Anteil %
<b>GHD/HH</b>	Nachtspeicherheizung	13.200	1.200	100
<b>GHD/HH</b>	Wärmepumpe	3.186	1.800	100
<b>HH</b>	Warmwasserbereitung	18.890	1.550	25
<b>GHD</b>	Belüftung	7.577	4.400	50
<b>GHD</b>	Kältespeicher	9.989	5.090	71
<b>GHD</b>	Klimatisierung	3.1163	510	75

**A 5: Parameter zur Bestimmung des theoretischen DSM-Potentials (BNetzA 2014; GZB 2014; BMWI 2015; Klobasa 2007; UBA 2014; eigene Berechnungen)**

Temperatur	Klimaanlage	Lüftungsanlage	Zementmühle	Monat	Kältespeicher
< 0°C	0%	100%	0%	<b>1</b>	60%
0°C	0%	100%	0%	<b>2</b>	60%
5°C	0%	100%	100%	<b>3</b>	70%
10°C	0%	100%	100%	<b>4</b>	70%
15°C	0%	100%	100%	<b>5</b>	70%
20°C	60%	100%	100%	<b>6</b>	80%
21°C	70%	100%	100%	<b>7</b>	80%
22°C	80%	100%	100%	<b>8</b>	80%
23°C	90%	100%	100%	<b>9</b>	80%
24°C	100%	100%	100%	<b>10</b>	70%
25°C	100%	100%	100%	<b>11</b>	60%
>25°C	100%	100%	100%	<b>12</b>	60%

**A 6: Saisonale und Temperaturkomponente zur Bestimmung der Lastgänge von Klimaanlagen, Lüftungsanlagen, Kältespeichern und Zementmühlen (Eigene Annahmen basierend auf UBA 2014, S.18; VDI 2008, S.56)**

		Klimaanlage	Lüftungsanlage	Kältespeicher	Zementmühle
<b>Tages- komponente</b>	<b>Sonntag</b>	100%	100%	75%	100%
	<b>Samstag</b>	100%	100%	80%	100%
	<b>Wochentag</b>	100%	100%	85%	0%
<b>Stunden- komponente</b>	<b>1</b>	22%	5%	100%	100%
	<b>2</b>	17%	5%	100%	100%
	<b>3</b>	17%	5%	100%	100%
	<b>4</b>	17%	5%	100%	100%
	<b>5</b>	17%	10%	100%	100%
	<b>6</b>	17%	20%	100%	100%
	<b>7</b>	17%	40%	100%	100%
	<b>8</b>	17%	60%	100%	100%
	<b>9</b>	22%	90%	100%	0%
	<b>10</b>	25%	100%	100%	0%
	<b>11</b>	32%	100%	100%	0%
	<b>12</b>	42%	100%	100%	0%
	<b>13</b>	52%	100%	100%	0%
	<b>14</b>	62%	100%	100%	0%
	<b>15</b>	72%	90%	100%	0%
	<b>16</b>	87%	75%	100%	0%
	<b>17</b>	97%	60%	100%	0%
	<b>18</b>	95%	50%	100%	0%
	<b>19</b>	85%	50%	100%	0%
	<b>20</b>	70%	40%	100%	100%
	<b>21</b>	50%	40%	100%	100%
	<b>22</b>	35%	30%	100%	100%
	<b>23</b>	25%	20%	100%	100%
	<b>24</b>	20%	10%	100%	100%

**A 7: Tages- und Stundenkomponente zur Bestimmung des Tageslastgangs von Klimaanlagen, Lüftungsanlagen, Kältespeichern und Zementmühlen (Eigene Annahmen basierend auf UBA 2014, S.18; Stamminer u. a. 2008, S.135; Gils 2013 VDI 2008, S.56)**

Typtag	ÜW	ÜS	WW	WS	SW	SS	
<b>Außentemperatur</b>	5-15 °C	5-15 °C	<5°C	<5°C	>15°C	>15°C	
<b>Werktag (W)/Sonntag (S)</b>	W	S	W	S	W	S	
<b>Tagesbedarf</b> (bezogen auf den Jahresstromverbrauch)	-0,004%	0,014%	0,003%	0,024%	-0,012%	0,003%	
<b>Stundenprofil</b> (bezogen auf den Tagesbedarf)	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	2	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	3,5%
	3	0,0%	0,0%	0,5%	0,3%	0,0%	0,0%
	4	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	5	0,6%	0,0%	1,6%	1,7%	0,0%	0,0%
	6	11,8%	0,0%	3,0%	0,3%	0,6%	0,0%
	7	5,8%	0,9%	14,8%	0,3%	11,9%	0,0%
	8	6,8%	9,6%	5,8%	0,9%	1,2%	1,0%
	9	5,0%	6,1%	8,6%	4,5%	23,1%	10,7%
	10	4,2%	12,0%	9,8%	18,2%	8,1%	6,8%
	11	6,7%	5,6%	5,4%	21,1%	2,9%	5,2%
	12	12,4%	7,6%	3,8%	10,2%	5,8%	15,0%
	13	6,1%	4,9%	1,3%	0,7%	0,0%	11,6%
	14	2,9%	7,0%	1,7%	3,3%	4,4%	3,7%
	15	1,0%	5,5%	7,4%	3,7%	2,7%	2,3%
	16	7,3%	5,8%	6,2%	4,6%	1,8%	2,9%
	17	0,9%	2,9%	1,5%	4,3%	3,5%	3,5%
	18	4,0%	11,9%	2,4%	5,5%	3,1%	17,1%
	19	1,4%	6,6%	7,4%	1,2%	4,2%	2,6%
	20	12,5%	0,9%	7,7%	4,8%	11,8%	7,8%
	21	1,7%	1,4%	4,0%	4,0%	7,5%	0,6%
	22	1,7%	10,8%	2,3%	10,4%	1,2%	0,6%
	23	4,3%	0,3%	2,4%	0,0%	6,3%	0,6%
	24	2,3%	0,3%	2,3%	0,0%	0,0%	4,6%

A 8: Basisdaten zur Berechnung der Lastprofile zur Warmwasserbereitung (VDI 2008)

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Temperatur in °C	<-9	2,51	2,56	2,48	2,34	2,17	1,85	0,68	0,23	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,34	0,43	0,42	0,36	0,03	0,05	0,05	0,19	0,57	1,82	2,27
	-9	2,51	2,56	2,48	2,34	2,17	1,85	0,68	0,23	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,34	0,43	0,42	0,36	0,03	0,05	0,05	0,19	0,57	1,82	2,27
	-8	2,47	2,53	2,45	2,31	2,11	1,82	0,66	0,22	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,33	0,40	0,39	0,35	0,03	0,05	0,05	0,19	0,57	1,76	2,20
	-7	2,41	2,47	2,41	2,27	2,07	1,75	0,64	0,21	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,31	0,39	0,38	0,34	0,03	0,05	0,05	0,17	0,55	1,70	2,11
	-6	2,41	2,49	2,41	2,26	2,08	1,78	0,65	0,22	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,31	0,38	0,37	0,33	0,03	0,05	0,06	0,18	0,54	1,64	2,13
	-5	2,27	2,36	2,29	2,15	1,94	1,66	0,60	0,19	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,29	0,35	0,35	0,31	0,03	0,04	0,04	0,15	0,49	1,51	1,95
	-4	2,28	2,38	2,32	2,16	1,94	1,66	0,59	0,19	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,29	0,35	0,35	0,31	0,03	0,04	0,04	0,15	0,47	1,52	1,98
	-3	2,23	2,34	2,29	2,14	1,92	1,63	0,58	0,18	0,06	0,02	0,00	0,00	0,01	0,28	0,35	0,35	0,31	0,03	0,03	0,04	0,15	0,45	1,47	1,92
	-2	1,99	2,12	2,09	1,95	1,73	1,46	0,50	0,16	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,24	0,30	0,30	0,27	0,02	0,02	0,02	0,12	0,37	1,26	1,66
	-1	1,99	2,11	2,10	1,96	1,74	1,47	0,51	0,16	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,25	0,31	0,30	0,27	0,02	0,02	0,02	0,12	0,37	1,27	1,65
	0	1,87	1,99	1,98	1,86	1,65	1,38	0,47	0,14	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,23	0,29	0,28	0,25	0,02	0,02	0,02	0,10	0,34	1,19	1,55
	1	1,80	1,93	1,92	1,80	1,58	1,33	0,44	0,13	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00	0,22	0,27	0,26	0,24	0,02	0,01	0,01	0,09	0,32	1,14	1,46
	2	1,59	1,73	1,74	1,64	1,42	1,18	0,39	0,12	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,20	0,25	0,24	0,22	0,02	0,01	0,01	0,07	0,29	1,01	1,28
	3	1,62	1,76	1,75	1,65	1,42	1,17	0,39	0,11	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,20	0,24	0,23	0,22	0,02	0,01	0,01	0,07	0,29	0,99	1,26
	4	1,56	1,69	1,69	1,57	1,36	1,11	0,36	0,10	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,19	0,23	0,22	0,21	0,01	0,01	0,01	0,06	0,29	0,98	1,24
	5	1,45	1,59	1,59	1,50	1,29	1,05	0,35	0,10	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,18	0,22	0,21	0,20	0,01	0,01	0,01	0,06	0,28	0,92	1,14
	6	1,15	1,31	1,34	1,27	1,11	0,89	0,30	0,08	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,15	0,18	0,17	0,17	0,01	0,01	0,01	0,05	0,23	0,80	0,94
	7	1,19	1,32	1,36	1,28	1,12	0,91	0,30	0,09	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,16	0,19	0,18	0,17	0,01	0,01	0,01	0,05	0,23	0,81	0,97
	8	0,91	1,03	1,06	1,02	0,94	0,77	0,26	0,07	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,13	0,15	0,15	0,14	0,01	0,01	0,01	0,04	0,18	0,68	0,79
	9	0,79	0,89	0,95	0,93	0,85	0,71	0,23	0,07	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,12	0,14	0,13	0,13	0,01	0,01	0,01	0,04	0,15	0,63	0,71
	10	0,72	0,81	0,86	0,84	0,80	0,66	0,22	0,06	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,11	0,13	0,13	0,12	0,01	0,01	0,01	0,03	0,13	0,59	0,65
	11	0,65	0,73	0,77	0,75	0,71	0,61	0,20	0,06	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,10	0,12	0,12	0,11	0,01	0,01	0,01	0,03	0,12	0,55	0,60
	12	0,50	0,57	0,60	0,57	0,56	0,49	0,17	0,05	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,08	0,09	0,09	0,09	0,01	0,00	0,01	0,03	0,10	0,46	0,49
	13	0,44	0,51	0,55	0,52	0,52	0,44	0,16	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,08	0,08	0,08	0,01	0,00	0,01	0,02	0,10	0,43	0,44
14	0,35	0,43	0,46	0,40	0,42	0,36	0,14	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,07	0,07	0,07	0,00	0,00	0,01	0,02	0,09	0,37	0,37	
15	0,26	0,33	0,34	0,26	0,29	0,27	0,11	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,05	0,05	0,05	0,00	0,00	0,01	0,02	0,08	0,30	0,27	
16	0,20	0,28	0,29	0,19	0,22	0,21	0,09	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,04	0,04	0,04	0,00	0,00	0,01	0,01	0,07	0,25	0,22	
17	0,18	0,24	0,25	0,15	0,19	0,17	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,03	0,03	0,00	0,00	0,01	0,01	0,06	0,22	0,18	
18	0,17	0,23	0,23	0,13	0,18	0,16	0,07	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,03	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,06	0,21	0,17	
19	0,15	0,20	0,20	0,11	0,15	0,12	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,00	0,00	0,01	0,01	0,06	0,19	0,15	
20	0,13	0,19	0,18	0,09	0,14	0,09	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,17	0,13	
21	0,13	0,17	0,16	0,07	0,12	0,07	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,16	0,11	
>21	0,12	0,17	0,16	0,06	0,11	0,06	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,05	0,16	0,11	

**A 9: Tagesprofil von Nachtspeicherheizungen in Abhängigkeit der Außentemperatur (Eigene Berechnungen basierend auf Stromnetz Berlin o. J.; Stromnetz Hamburg o. J.; SWM o. J.; Westnetz o. J.; ENWG o. J.; Netze BW 2016; Westnetz o. J.; Entso-E 2015; DWD o. J.)**

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Temperatur in °C	<-9	1,15	1,05	1,02	1,03	1,08	1,10	0,88	0,94	0,94	1,07	1,01	0,72	0,98	0,80	0,95	0,86	0,77	0,75	0,70	0,92	0,93	0,95	1,20	1,22
	-9	1,15	1,05	1,02	1,03	1,08	1,10	0,88	0,94	0,94	1,07	1,01	0,72	0,98	0,80	0,95	0,86	0,77	0,75	0,70	0,92	0,93	0,95	1,20	1,22
	-8	1,12	1,03	1,00	1,01	1,06	1,08	0,86	0,90	0,89	1,01	0,96	0,71	0,93	0,78	0,92	0,83	0,75	0,74	0,69	0,88	0,89	0,92	1,17	1,18
	-7	1,08	1,00	0,97	0,98	1,03	1,04	0,83	0,87	0,86	0,97	0,92	0,69	0,89	0,76	0,89	0,81	0,73	0,72	0,66	0,85	0,86	0,89	1,13	1,14
	-6	1,06	0,98	0,95	0,96	1,01	1,03	0,81	0,84	0,81	0,92	0,88	0,67	0,85	0,74	0,86	0,78	0,71	0,71	0,65	0,83	0,83	0,85	1,10	1,11
	-5	0,99	0,93	0,90	0,91	0,96	0,97	0,77	0,79	0,75	0,85	0,81	0,63	0,78	0,70	0,81	0,74	0,67	0,68	0,62	0,77	0,78	0,80	1,03	1,04
	-4	1,01	0,95	0,91	0,93	0,97	0,99	0,78	0,81	0,76	0,86	0,83	0,65	0,80	0,71	0,82	0,75	0,69	0,69	0,63	0,79	0,79	0,81	1,05	1,05
	-3	0,99	0,93	0,89	0,91	0,95	0,97	0,76	0,79	0,74	0,84	0,81	0,64	0,78	0,70	0,80	0,73	0,67	0,67	0,62	0,77	0,78	0,79	1,02	1,03
	-2	0,87	0,83	0,80	0,81	0,85	0,86	0,68	0,70	0,65	0,73	0,70	0,57	0,68	0,62	0,71	0,65	0,59	0,60	0,55	0,68	0,68	0,70	0,90	0,91
	-1	0,87	0,83	0,80	0,81	0,85	0,86	0,68	0,70	0,64	0,73	0,70	0,57	0,67	0,62	0,71	0,65	0,59	0,60	0,55	0,68	0,68	0,70	0,90	0,91
	0	0,81	0,78	0,75	0,76	0,79	0,81	0,64	0,65	0,60	0,67	0,65	0,52	0,62	0,57	0,66	0,60	0,55	0,56	0,51	0,63	0,64	0,65	0,84	0,85
	1	0,78	0,75	0,72	0,73	0,76	0,78	0,61	0,63	0,57	0,64	0,62	0,51	0,59	0,55	0,63	0,57	0,53	0,54	0,49	0,60	0,61	0,62	0,81	0,81
	2	0,70	0,67	0,65	0,66	0,68	0,70	0,55	0,56	0,50	0,56	0,54	0,44	0,52	0,48	0,55	0,51	0,47	0,48	0,44	0,54	0,54	0,55	0,72	0,72
	3	0,70	0,67	0,64	0,65	0,68	0,70	0,55	0,56	0,50	0,56	0,54	0,44	0,52	0,48	0,55	0,50	0,47	0,48	0,44	0,54	0,54	0,55	0,72	0,72
	4	0,67	0,65	0,63	0,63	0,66	0,68	0,53	0,54	0,48	0,54	0,52	0,43	0,50	0,46	0,53	0,49	0,46	0,47	0,42	0,52	0,52	0,53	0,70	0,70
	5	0,63	0,61	0,59	0,60	0,63	0,64	0,50	0,51	0,45	0,50	0,49	0,39	0,46	0,43	0,49	0,45	0,43	0,44	0,40	0,49	0,49	0,50	0,66	0,65
	6	0,53	0,52	0,50	0,50	0,53	0,54	0,42	0,42	0,37	0,41	0,39	0,32	0,37	0,34	0,40	0,37	0,35	0,36	0,33	0,41	0,41	0,42	0,55	0,55
	7	0,54	0,53	0,51	0,51	0,54	0,55	0,42	0,43	0,38	0,42	0,40	0,33	0,38	0,35	0,41	0,38	0,36	0,37	0,34	0,42	0,42	0,42	0,56	0,56
	8	0,44	0,43	0,41	0,41	0,43	0,44	0,34	0,34	0,29	0,33	0,31	0,25	0,29	0,27	0,32	0,29	0,28	0,29	0,26	0,33	0,33	0,33	0,45	0,45
	9	0,40	0,39	0,37	0,38	0,40	0,40	0,31	0,31	0,26	0,29	0,27	0,21	0,26	0,23	0,29	0,26	0,25	0,26	0,24	0,30	0,30	0,30	0,41	0,41
	10	0,37	0,36	0,35	0,35	0,37	0,38	0,28	0,29	0,24	0,26	0,25	0,19	0,23	0,21	0,26	0,24	0,23	0,24	0,22	0,27	0,28	0,28	0,38	0,38
	11	0,33	0,33	0,32	0,32	0,33	0,34	0,26	0,26	0,22	0,24	0,22	0,17	0,21	0,19	0,24	0,21	0,21	0,22	0,19	0,25	0,25	0,25	0,34	0,34
	12	0,27	0,27	0,26	0,26	0,27	0,27	0,20	0,21	0,17	0,19	0,17	0,13	0,16	0,14	0,19	0,16	0,16	0,17	0,15	0,19	0,20	0,20	0,27	0,27
	13	0,25	0,25	0,24	0,24	0,25	0,25	0,19	0,19	0,16	0,17	0,16	0,12	0,15	0,13	0,17	0,15	0,15	0,16	0,14	0,18	0,18	0,18	0,25	0,25
14	0,21	0,21	0,21	0,20	0,21	0,22	0,16	0,16	0,13	0,14	0,13	0,10	0,12	0,11	0,14	0,12	0,12	0,13	0,11	0,15	0,15	0,15	0,21	0,21	
15	0,16	0,16	0,15	0,15	0,16	0,16	0,12	0,12	0,10	0,11	0,10	0,07	0,09	0,08	0,11	0,09	0,09	0,09	0,08	0,11	0,11	0,11	0,15	0,15	
16	0,13	0,14	0,13	0,13	0,14	0,14	0,10	0,11	0,09	0,09	0,08	0,06	0,08	0,07	0,10	0,08	0,08	0,08	0,07	0,09	0,10	0,10	0,13	0,13	
17	0,11	0,12	0,12	0,11	0,12	0,12	0,09	0,10	0,08	0,08	0,07	0,06	0,07	0,06	0,09	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,11	0,11	
18	0,10	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,08	0,09	0,07	0,08	0,07	0,05	0,07	0,06	0,08	0,07	0,06	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08	0,10	0,10	
19	0,09	0,10	0,10	0,09	0,10	0,10	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07	0,05	0,06	0,06	0,08	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,09	0,09	
20	0,08	0,09	0,09	0,08	0,08	0,09	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05	0,08	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06	0,08	0,08	
21	0,07	0,08	0,08	0,07	0,08	0,08	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,04	0,05	0,05	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	
>21	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,06	0,07	0,06	0,06	0,05	0,04	0,05	0,05	0,07	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	

**A 10: Tagesprofil von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Außentemperatur (Eigene Berechnungen basierend auf Stromnetz Berlin o. J.; Stromnetz Hamburg o. J.; SWM o. J.; Westnetz o. J.; ENWG o. J.; Netze BW 2016; Westnetz o. J.; Entso-E 2015; DWD o. J.)**

			2030			2050			Quelle
			MIN	REF	MAX	MIN	REF	MAX	
Aluminiumelektrolyse	Produktionsmenge	kt/a	298	500	620	298	500	620	(GDA 2015; VDE 2012, S.35; Wietschel u. a. 2010, S.714, eigene Annahmen)
	spez. Stromverbrauch	kWh/t	11.200	11.200	11.200	11.200	11.200	11.200	
Membranverfahren (Chlorherstellung)	Produktionsmenge	kt/a	2.189	2.817	3.648	2.189	2.549	3.648	(EuroChlor 2015; Gils 2014, S.4, eigene Annahmen)
	spez. Stromverbrauch	kWh/t	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	2.100	
Elektrolightbogenofen (Stahlerzeugung)	Produktionsmenge	kt/a	10.900	13.738	15.000	10.900	13.738	15.000	(Wirtschaftsvereinigung Stahl 2015, S. 5; stahl-online 2015; Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg 2015, Prognos et al. 2014, S.122 ff.; UBA 2013, S.136 ff., eigene Annahmen)
	spez. Stromverbrauch	kWh/t	350	350	350	280	280	280	
Zementmühle	Produktionsmenge	kt/a	30.707	32.345	37.158	30.707	32.345	37.158	(VDZ o. J.; Blesl & Kessler 2013, S.256 ff.; Prognos et al. 2014, S.122 ff.; UBA 2013, S.174 ff., eigene Annahmen)
	spez. Stromverbrauch	kWh/t	28	28	28	28	28	28	
Holzschliff (Papierherstellung)	Produktionsmenge	kt/a	277	716	1.126	277	716	1.126	(VDE 2012, S.46; Fleiter u. a. 2013, S.391; Prognos et al. 2014, S.116; UBA 2013, S.193, eigene Annahmen)
	spez. Stromverbrauch	kWh/t	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	1.389	

**A 11: Annahmen zur Berechnung des DSM-Potentials im Industriesektor für die Jahre 2030 und 2050 (Eigene Darstellung)**

			2030			2050			Quelle
			MIN	REF	MAX	MIN	REF	MAX	
Nachtspeicherheizung	Anzahl Anlagen	Tsd.	0	206	286	0	0	0	(eigene Annahmen basierend auf Adolf u. a. 2013; VDE 2012)
	Stromverbrauch	TWh	0	4,40	6,09	0	0	0	
Wärmepumpe	Anzahl Anlagen	Tsd.	1.420	1.750	3.000	2.400	3.188	5.000	(eigene Annahmen basierend auf BWP 2013, S.43; Ecofys & Prognos 2011, S.17)
	Stromverbrauch	TWh	12,07	14,87	25,49	20,39	27,08	42,48	
Warmwassererzeugung	Entwicklungsfaktor*		0,75	1,00	0,88	0,50	1,00	0,75	(VDE 2012, S.98, eigene Annahmen)
	Stromverbrauch	TWh	14,17	18,89	16,62	9,44	18,89	14,17	
Klimaanlagen	Entwicklungsfaktor*		1,00	1,30	2,00	1,00	1,50	3,00	(eigene Annahmen basierend auf (Seidl 2012, S.16; Fraunhofer ISI et al. 2015, S.105)
	Stromverbrauch	TWh	3,12	4,05	6,23	3,12	4,67	9,35	
(Be-) Lüftungsanlagen	Entwicklungsfaktor*		1,00	1,05	1,50	1,00	1,10	2,00	(eigene Annahmen basierend auf (Seidl 2012, S.16; Fraunhofer ISI et al. 2015, S.105)
	Stromverbrauch	TWh	7,58	7,96	11,37	7,58	8,33	15,15	
Kältespeicher	Entwicklungsfaktor*		0,95	1,00	1,05	0,90	1,00	1,10	(eigene Annahmen basierend auf (Seidl 2012, S.16; Fraunhofer ISI et al. 2015, S.105)
	Stromverbrauch	TWh	9,50	10,00	10,50	9,00	10,00	11,00	

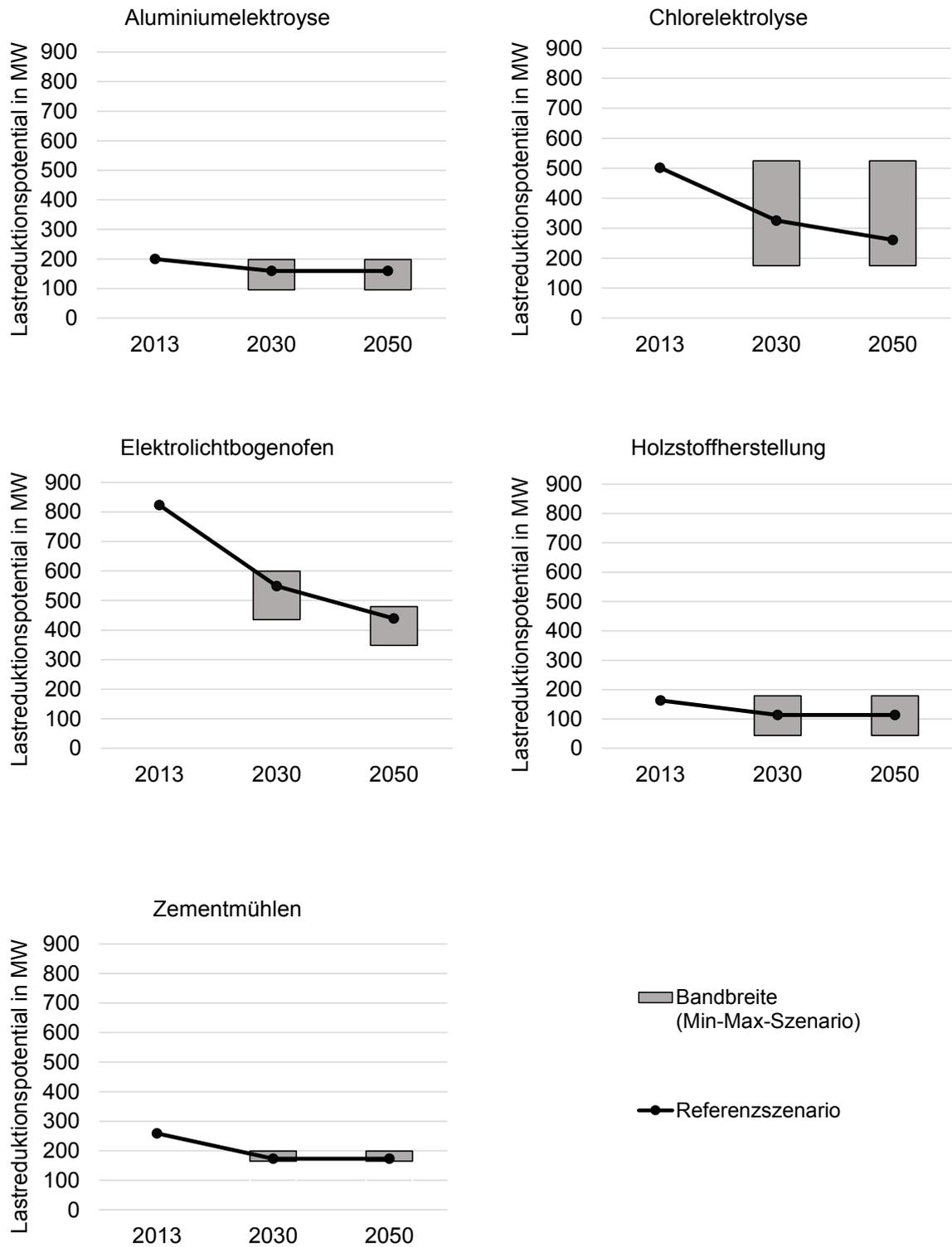
\* der Entwicklungsfaktor berücksichtigt Ausbautrends und Effizienzentwicklungen

**A 12: Annahmen zur Berechnung des DSM-Potentials im Haushalt- und GHD-Sektor für die Jahre 2030 und 2050 (Eigene Darstellung)**

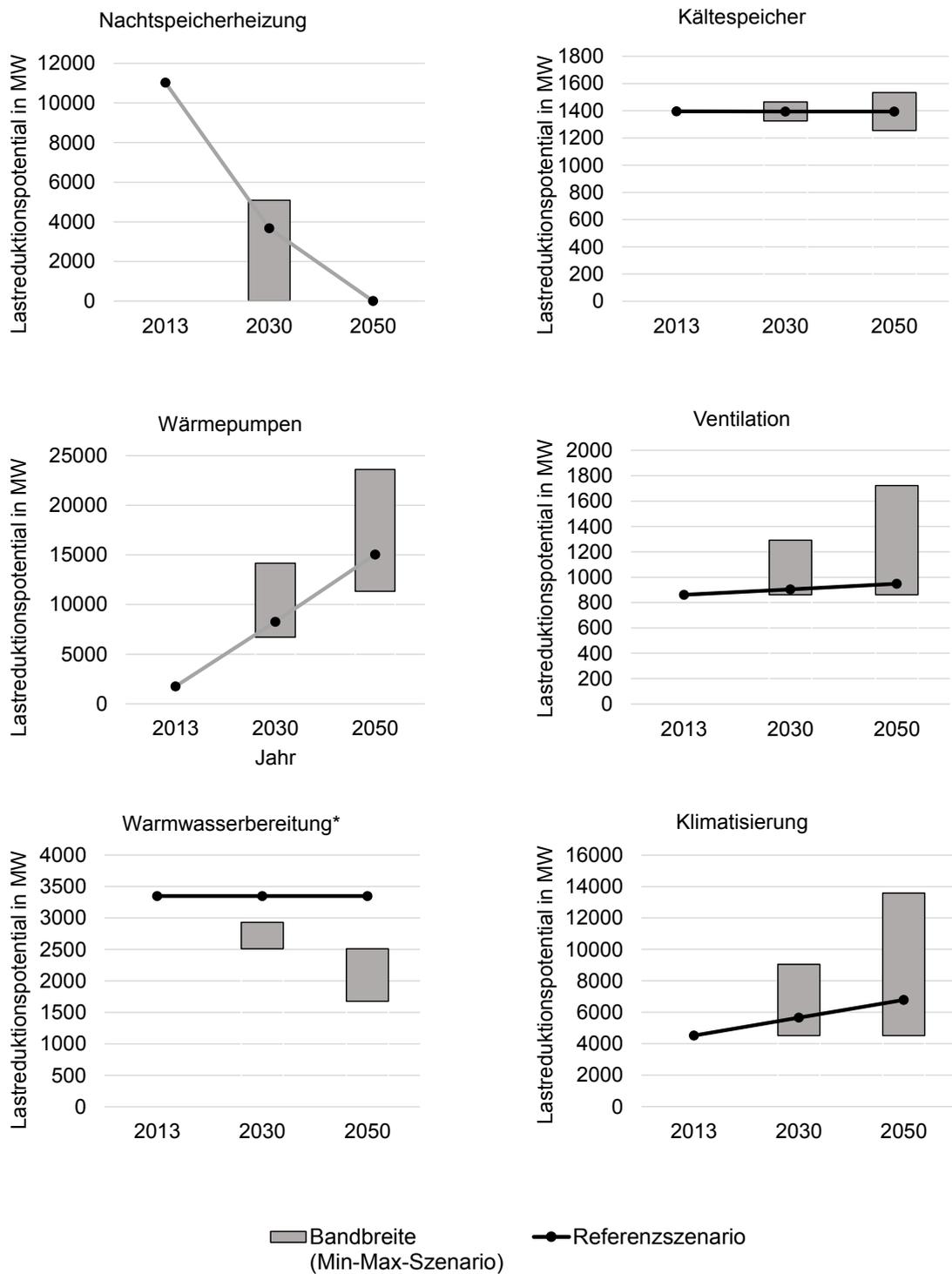
	<b>Szenario</b>	<b>Einheit</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>PKW-Bestand in DE</b>		Mio.	44,8	44
<b>Marktdurchdringung EF</b>	Min	%	3,7%	10,0%
	Ref	%	11,3%	30,0%
	Max	%	20,0%	50,0%
<b>Anzahl EF</b>	Min	Mio.	1,7	4,4
	Ref	Mio.	5,1	13,2
	Max	Mio.	9,0	22,0
<b>Stromnachfrage</b>	Min	TWh	4,4	11,8
	Ref	TWh	13,6	35,4
	Max	TWh	24,0	59,0
<b>Lastspitze</b>	Min	GW	1,21	3,21
	Ref	GW	3,69	9,63
	Max	GW	6,53	16,04

**A 13: Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen und daraus resultierende Stromnachfrage (Richter & Lindenberger 2010, S.24 sowie eigene Annahmen und Berechnungen)**

### 13.4 Weiterführende Ergebnisse der Potentialberechnung

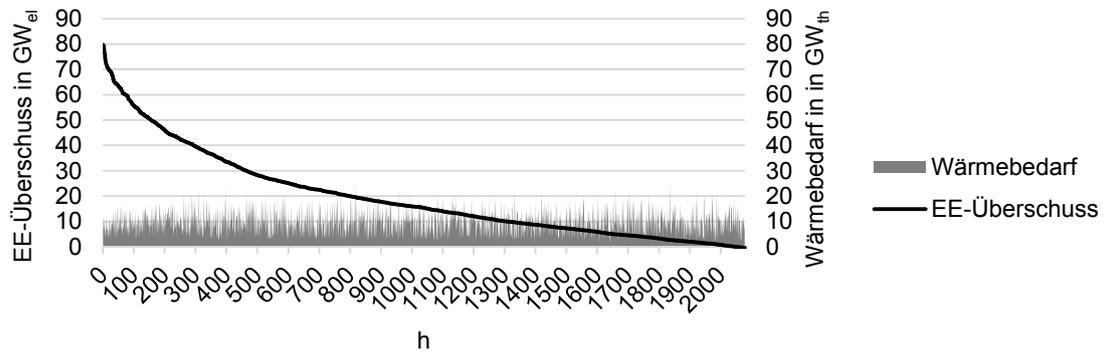


A 14: Entwicklung des DSM-Potentials im Industriesektor aufgeschlüsselt nach Prozessen (Eigene Berechnungen)



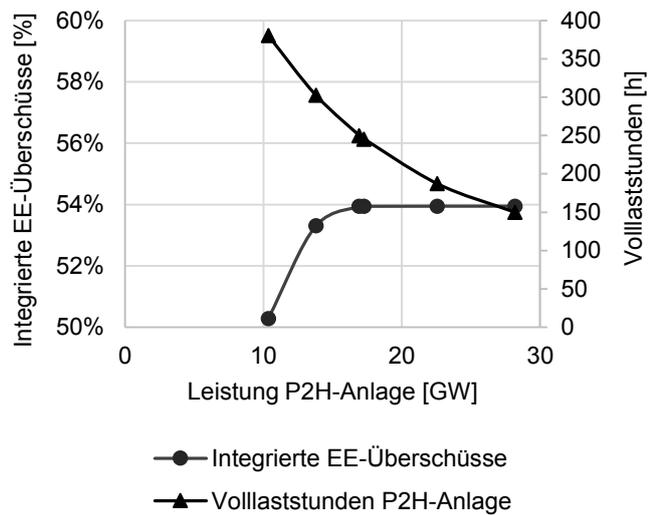
\* Im Max-Szenario wurde die Entwicklung der Wärmepumpen berücksichtigt. Wenn es hier zu einem starken Anstieg der installierten Anlagen kommt, werden diese ebenfalls zur Warmwasserbereitung genutzt und ersetzen herkömmliche Warmwasserbereiter. Daher liegt der Wert des Referenzszenarios über dem des Max-Szenarios.

**A 15: Entwicklung des DSM-Potentials im Haushalts- und GHD-Sektor aufgeschlüsselt nach Anwendungen (Eigene Berechnungen)**

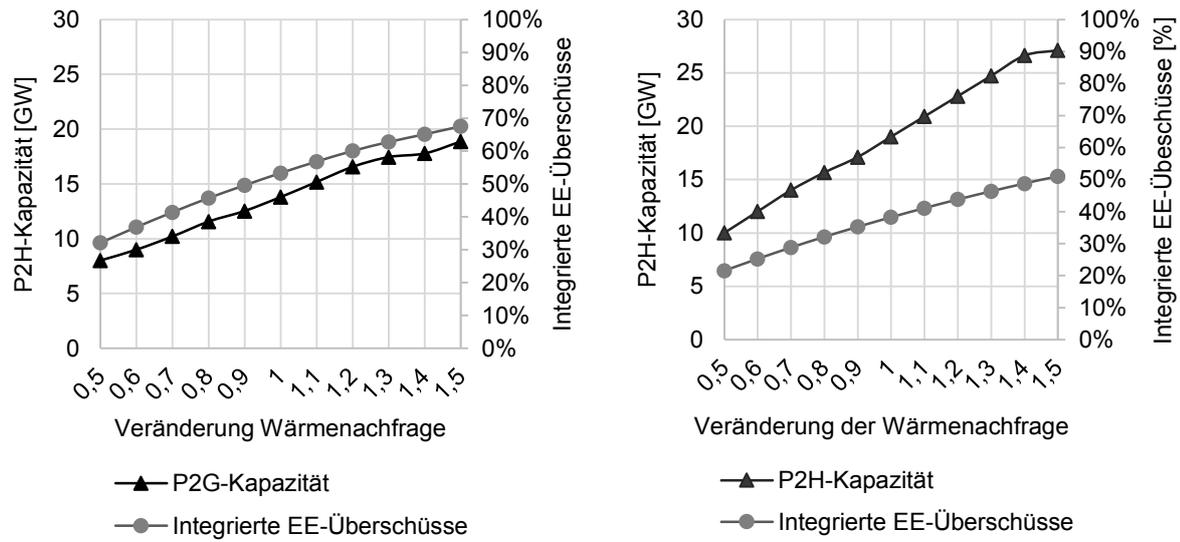


A 16: EE-Überschüsse (geordnet) und zeitgleicher Wärmebedarf bei einem EE-Anteil von 80 % (Eigene Darstellung)

Wärmesenke Jahreswert	Wärmesenke während EE- Überschuss	Kapazität P2H- Anlage
80 %	14 GW	
100 %	17 GW	
60 %		17 GW
80 %		23 GW
100 %		28 GW



A 17: Dimensionierung der P2H-Anlage in Abhängigkeit der Wärmesenke (links) und daraus resultierende Volllaststunden sowie EE-Integration (rechts) bei einem EE-Anteil von 60% (Eigene Berechnungen)

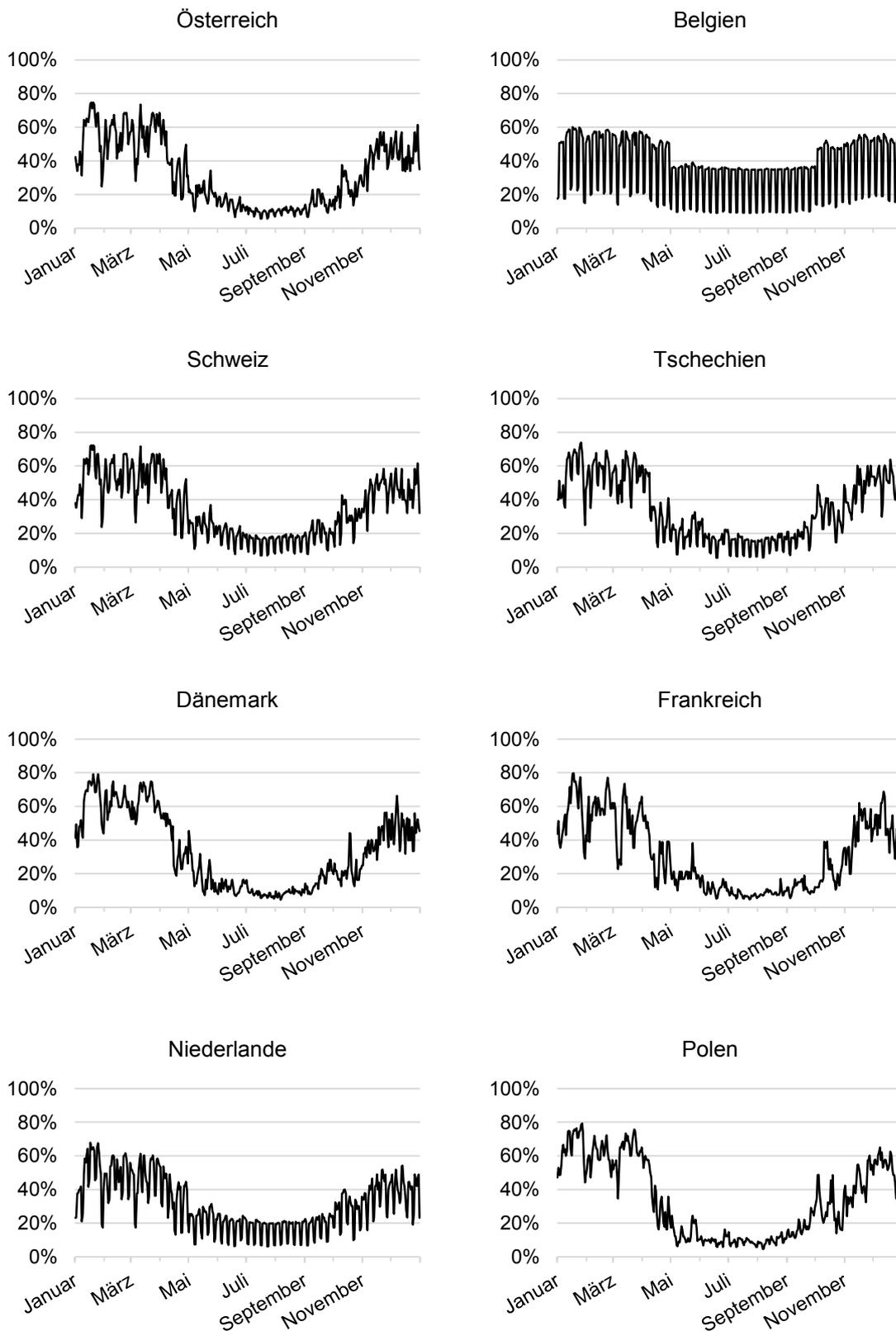


**A 18: Veränderung der P2H-Kapazität und der integrierten EE-Überschüsse in Abhängigkeit der Änderung der Wärmenachfrage für ein System mit 60% EE (links) und 80% EE (rechts) (Eigene Berechnungen)**

### 13.5 Weiterführende Eingangsdaten für die Modellierung

Angaben in MW	Ausbau		Absolut		
	bis 2030	2030 - 2050	2013	2030	2050
AT_CH	500	0	736	1236	1236
AT_CZ	0	0	900	900	900
BE_DE	2000	0	0	2000	2000
BE_FR	2600	0	2200	4800	4800
BE_LU	700	0	0	700	700
BE_NL	2000	0	1501	3501	3501
CH_AT	500	0	1200	1700	1700
CH_FR	1500	2000	1900	3400	5400
CH_DE	700	300	4000	4700	5000
CZ_DE	1500	0	1600	3100	3100
CZ_AT	0	0	800	800	800
CZ_PL	0	0	600	600	600
DE_BE	2000	0	1000	3000	3000
DE_CZ	1500	0	1700	3200	3200
DE_DK	2500	600	2100	4600	5200
DE_FR	1800	0	3000	4800	4800
DE_NL	2550	1000	2449	4999	5999
DE_PL	3500	0	600	4100	4100
DE_CH	1700	1000	1586	3286	4286
DE_LU	0	0	980	980	980
DK_NL	700	700	0	700	1400
DK_DE	2220	600	2365	4585	5185
DK_PL		600	0	0	600
FR_BE	2600	0	3100	5700	5700
FR_DE	1800	0	1800	3600	3600
FR_CH	2000	2000	3200	5200	7200
LU_DE	0	0	1600	1600	1600
LU_BE	700	0	0	700	700
NL_BE	2000	0	1501	3501	3501
NL_DK	700	700	0	700	1400
NL_DE	2550	1000	2449	4999	5999
PL_DK		600	0	0	600
PL_DE	3500	0	1050	4550	4550
PL_CZ	0	0	700	700	700

**A 19: Geplanter NTC-Ausbau entsprechend des TYNDP und Maximum der stündlichen Nettotransportkapazitäten je Verbindung bis 2050 (ENTSOE o.J.; ENTSOE 2015b)**



**A 20: Im Modell hinterlegtes Wärmeprofil für die KWK-Kraftwerke der deutschen Nachbarländer (Eigene Berechnungen)**

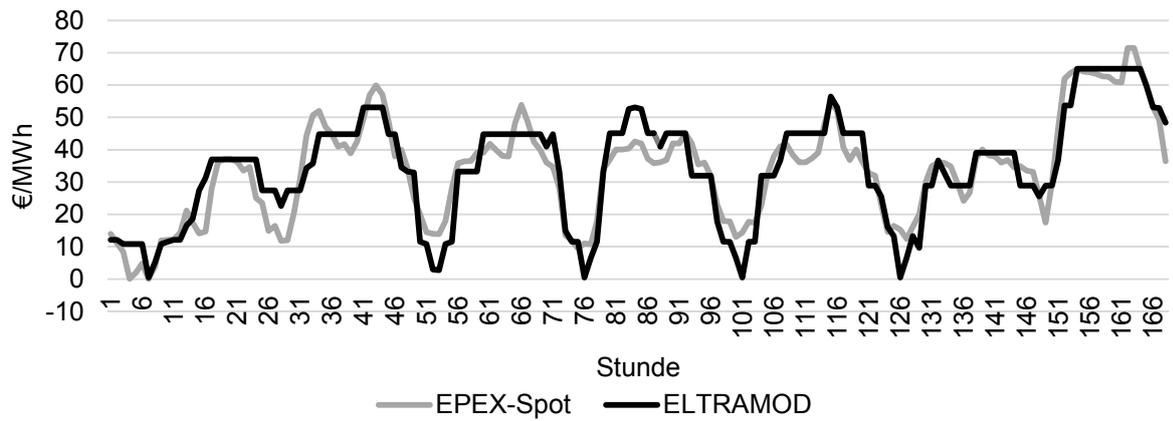
Angaben in MW	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	FR	LU	NL	PL
<b>Erdgas-GuD</b>	832	1.881	55	866	6.094	0	2.835	0	5.203	0
<b>Steinkohle</b>	0	0	0	930	5.905	852	1.645	0	1.733	5.113
<b>Erdgas-DT</b>	0	0	0	70	395	0	0	0	350	0
<b>Braunkohle</b>	0	0	0	6.309	12.283	0	0	0	0	7.258
<b>Kernenergie</b>	0	5.926	3.308	4.017	0	0	53.500	0	504	0
<b>Erdgas-GT</b>	0	128	0	89	681	0	0	0	0	0
<b>Erdöl-GT</b>	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0
<b>Erdöl-DT</b>	0	0	0	0	642	0	1.400	0	0	0
<b>PSP</b>	4.503	1.308	2.178	1.175	6.155	0	4.702	1.096	0	1.597
<b>Reservoir</b>	2.919	99	7.893	749	153	0	5.642	0	0	1.795
<b>Laufwasser</b>	4.663	277	4.373	154	2.004	0	10.242	0	0	101
<b>Müll</b>	20	20	739	0	355	369	113	0	340	306

**A 21: Bestehende Kraftwerkskapazität der Länder in 2030 (vor endogenem Kraftwerksausbau) (Eigene Berechnungen basierend auf der Datenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft)**

	Wirkungs- grad	Emissions- faktor	Investi- tionen	Jährliche Fixkosten	Nutzungs- dauer	Brenn- stoffkosten	CO <sub>2</sub> -Preis
	%	t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>t</sub> h	€/kW	€/kW <sub>a</sub>	a	€/MWh <sub>th</sub>	€/t <sub>CO2</sub>
<b>Gasturbine</b>	38 %	0,202	400	11,7	40	27,6	4,5
<b>GuD</b>	58 %	0,202	800	19,3	40	27,6	4,5
<b>Steinkohle</b>	46 %	0,350	1.400	34,6	45	9,7	4,5
<b>Braunkohle</b>	44 %	0,360	1.600	38,6	45	1,5	4,5

**A 22: Annahmen zur Berechnung der Aktivierungs- und Initialisierungskosten für konventionelle Kraftwerke (Daten: 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2015; 50 Hertz Transmission GmbH et al. 2016b, Schröder et. al. 2013)**

### 13.6 Weiterführende Ergebnisse für die Modellvalidierung



A 23: Vergleich der stündlichen Strompreise für eine Woche im Januar 2013 zwischen Modellergebnissen aus ELTRAMOD und Realdaten der EPEX-Spot (Energate 2015)

## 13.7 Programmcode ELTRAMOD

### A 24: Programmcode ELTRAMOD

```

=====
*   Input Data
=====

set

t           modelling hours /t1*t8760/
ch_p       list of power plant characteristics (directly read from excel)
ch_c       list of country specific characteristics (directly read from excel)
p          list of power plants (directly read from excel)
f          list of fuels
c          country
li         line (connection between two countries)
tech       technology
hp         heat profile region
m          month
ch_m       list of month characteristics

map_ptech(p,tech)  map plant to technology
map_pc(p,c)        map plant to country
map_pf(p,f)        map plant to fuel
map_php(p,hp)      map plant to heat profile region

p_conv(p)          list of conventional power plants

op                number of optimisation period (equals number of loops)   /op1*op4/
n                 number of loops                                           /n1*n4/
t_loop(t)         subset for rolling planning

t_anc(t)          minimum number of hours for providing ancillary service
t_anc2(t)         minimum number of hours for providing ancillary service

app              list of applications available for DSM
dsm_ch           list of DSM characteristics
dsm_ch_ev        list of characteristics from electric vehicles
dev              devices providing flexible demand (DSM)
c_DE(c)          subset for country (Germany) (DSM)
t_d              first hour of a day (DSM)
t_shi            set for shifting time (DSM)

```

---

t_bal	set for balancing time (DSM)
t_bal_ev	set for balancing time (electric vehicles)
t_she	set for shedding time (DSM)
map_app_dev(app,dev)	mapping DSM application to DSM-deviation
map_app_c(app,c)	mapping DSM application to country

;

**alias**

(c, cc)

(t,tt);

**scalar**

co_voll	value of lost load [€ per MWh]	/800/
co_dumpgen	price for dumping surplus generation [€ per MWh]	/800/
co_ntc	price for transmitting electricity [€ per MWh]	/0/
co_anc	price for dumping ancillary service [€ per MWh]	/800/

loop_o	overhang hours between loop steps	/120/
loop_st	start hour for each loop	
loop_end	end hour for each loop	

anc_res_ratio	ratio of ancillary demand which can be covered from RES
---------------	---

;

**parameter**

pr_f(t,f)	fuel price [€ per MWhth] and CO2 price [€ per tCO2]
co_curt(t)	specific cost for curtailment of renewables [€ per MWh]
co_f(p,t)	specific cost for fuel (fuel price + mark up + transport costs) in € per MWhth
co_co2(p,t)	specific cost for CO2 (CO2-allowances * emission factor) in € per MWhth
co_st(p)	specific start-up costs per plant in € per MW
co_ntc_feas(c,cc)	costs for exporting electricity are feasible [yes_no]
co_up(p,t)	cost for ramping up (fuel related + depreciation)
co_down(p,t)	cost for ramping down (depreciation)
char_c(c,ch_c)	country specific characteristics
dem(t,c)	load [MW]
dem_total(t,c)	load incl. losses [MW]
res_dem(t,c)	residual load [MW]

dem_heat(t,hp)	heat demand or Must-run condition for CHP plants
exch(t,c)	sum of net-imports from neighbouring countries which are not modelled endogenously
char_p(p,ch_p)	all characteristics of a plant
char_tech(tech,ch_p)	characteristics categorized by technology
p_min(p)	minimum capacity in % of installed capacity
chp_fac(tech,c)	factor for calibrating chp generation
p_chp	factor for declaring chp plants
av(c,tech,t)	availability powerplants (all)
avail(p,t)	availability powerplants (all)
av_RES	availability renewable energies in %
w_on(t,c)	available wind feed-in onshore [MW]
w_off(t,c)	available wind feed-in offshore [MW]
pv(t,c)	available pv feed-in [MW]
b(t,c)	available biomass feed-in [MW]
res_oth(t,c)	available feed-in of other renewables [MW]
res(t,c)	available feed-in from all renewables (sum of all)
li_c(li,c,cc)	dedicates a line to the respective countries
li_ntc	NTC value of a line
ntc	net transfer capacity between country A and country B [MW]
char_m(m,ch_m)	month characteristics
flh_hyd(c,m)	country specific full load hours for reservoir plants
p_min_anc(p,t)	minimum capacity
t_sec(t)	parameter to fix primary and secondary reserve
t_ter(t)	parameter to fix tertiary reserve
dsm_char(app,dsm_ch)	characteristics of DSM applications
dsm_char_ev(t,dsm_ch_ev)	characteristics of electric vehicles
dsm_prof(t,dev)	profile for each DSM device
dsm_char_dev(dev,dsm_ch)	characteristics of DSM applications (categorized by device)
dsm_dem(t,app,c)	flexible demand for DSM
dsm_dem2(t,dev,c)	flexible demand for DSM with t_shi = 1 (per device category)
dsm_n(dev)	numbers of DSM application per device-category
dsm_max2	maximum DSM capacity with t_shi = 1 (per device category)
dsm_sum(dev)	electricity consumption per device

---

dsm_max_d(tt,dev,c)	maximum shiftable DSM potential per day
dsm_up_max	maximum load increase
dsm_she_max	maximum load shedding potential (per optimisation period)
dsm_she_max_d	maximum load shedding potential (per day)
co_dsm(t,app)	costs for activating DSM application (=Dispatch)
co_dsm_opp(t,app)	costs for opportunity fuel (relevant for load increase like p2g or p2h)
;	

**Variables**

TOTAL_COSTS	total costs [€]
DSM_SL	storage level for load shifting
;	

**Positive variables**

G_P(p,t)	dispatch of a power plant [MW]
CURT_RES	curtailment of RES in a country [MW]
DUMP_DEM(t,c)	dumping of surplus demand [MW]
DUMP_GEN(t,c)	dumping of surplus generation [MW]
PUMP(p,t)	pump dispatch of the PSP [MW]
SL(p,t)	Storage level PSP [MW]
SL_R(p,t)	Storage level reservoir [MW]
EXPORT(t,c,cc)	export from one country A to B (export from A to B corresponds to import in B from A)
LC_UP(p,t)	load change up
LC_DOWN(p,t)	load change down
OC(p,t)	operation costs €
CO_LC_UP	load-change costs (up) in €
CO_LC_DOWN	load-change costs (down) in €

ANC_P	positive reserve for primary and secondary control provided by a plant
ANC_N	negative reserve for primary and secondary control provided by a plant
ANC_P_RES	positive reserve for primary and secondary control provided by RES
ANC_N_RES	negative reserve for primary and secondary control provided by RES
ANC_DUMP_P	reserve capacity for primary and secondary control which cannot be provided by any plant
ANC_DUMP_N	reserve capacity for tertiary control which cannot be provided by any plant

DSM_UP	used DSM potential for load shifting (increasing demand)
DSM_DOWN	used DSM potential for load shifting (decreasing demand);

**Equations**

target_function	calculation of total (system) costs
Energy_balance	energy Balance per country
operational_costs_oth	operational costs from conventional power plants
Maximum_generation	maximum generation of a plant
Maximum_VLH	maximum fullloadhours of reservoir plants (per month)
Load_change_calculation	load change activities of a plant
LC_cost_calculation1	costs for increasing power plant output
LC_cost_calculation2	costs for decreasing power plant output
PSP_level	storage level of PSP
export_restriction	maximum electricity exchange between countries
anc_pos_res1	fulfilling demand for positive reserve
anc_pos_limit	limit for providing positive ancillary service (per conventional plant)
anc_pos_limit2	limit for providing positive ancillary service (per renewable energy plant)
anc_neg_res1	fulfilling demand for negative reserve
anc_neg_limit	limit for providing negative ancillary service (per conventional plant)
anc_neg_limit2	limit for providing negative ancillary service (per renewable energy plant)
DSM_DOWN_res	limit for reducing electricity demand
DSM_UP_res1	limit for increasing electricity demand
DSM_UP_res2	limit for increasing electricity demand connected to load change activities in previous time step
DSM_storage	virtual storage level of DSM options
DSM_shi_frequency_d	maximum load shifting per day
DSM_shi_frequency2	limiting load shifting with regard to activities in previous hour
DSM_she_frequency	limiting (yearly) load shedding activities
DSM_she_frequency2	limiting daily load shedding activities
;	

```
*=====
*   Options for Listing File and Calculation Restriction
*=====
```

```
$onUNDF
$offlisting offsymxref offsymlist
OPTION LIMROW = 0, LIMCOL = 0, SOLPRINT = OFF ;
```

```
option reslim = 1E9;
```

```

*=====
*   calculation of needed parameters
*=====

*===== feed-in from renewable energy sources and residual load =====
w_on(t,c)=sum(p,(char_p(p,'p_inst')$map_ptech(p,'WindOnshore')$map_pc(p,c))*av_RES(t,'w_on',c)
);
w_off(t,c)=sum(p,(char_p(p,'p_inst')$map_ptech(p,'WindOffshore')$map_pc(p,c))*av_RES(t,'w_off',
c));
pv(t,c)=sum(p,(char_p(p,'p_inst')$map_ptech(p,'pv')$map_pc(p,c))*av_RES(t,'pv',c));
b(t,c)=sum(p,(char_p(p,'p_inst')$map_ptech(p,'biomass')$map_pc(p,c))*char_p(p,'avail'));
res_oth(t,c)=sum(p,(char_p(p,'p_inst')$map_ptech(p,'res_others')$map_pc(p,c))*char_p(p,'avail'));
res(t,c)= w_on(t,c)+w_off(t,c)+pv(t,c)+b(t,c)+res_oth(t,c);

dem_total(t,c)=dem(t,c)*(char_c(c,'tot_con')/char_c(c,'tot_con_DB'))*(1+char_c(c,'loss'))+ exch(t,c);
*+char_c(c,'p_anc')$(char_c(c,'am') eq 0)
res_dem(t,c)=dem_total(t,c)-w_on(t,c)-w_off(t,c)-pv(t,c)-b(t,c)-res_oth(t,c);

*===== restrictions for conventional power plants =====
p_conv(p)$ (char_p(p,'res') eq 0) = YES;
avail(p,t)=sum((tech,c),av(c,tech,t)*map_ptech(p,tech)*map_pc(p,c));
avail(p,t)$map_ptech(p,'reservoir')=sum(c, map_pc(p,c)*av_cal_reservoir(c));
avail(p,t)$map_ptech(p,'ROR')= sum(c, map_pc(p,c)* av_RES(t,'ROR',c)*av_cal_ror(c));

co_f(p_conv,t)=sum(f,pr_f(t,f)$map_pf(p_conv,f))+char_p(p_conv,'co_mu')+char_p(p_conv,'co_tr');
co_co2(p_conv,t)=pr_f(t,'CO2')*char_p(p_conv,'co2');
co_st(p_conv)$ map_pc(p_conv,'DE')=sum(tech$map_ptech(p_conv,tech),char_tech(tech,'co_su'));
co_up(p_conv,t)=sum(tech,(co_f(p_conv,t)+co_co2(p_conv,t))$map_ptech(p_conv,tech)*char_tech(t
ech,'co_rf'))+sum(tech, map_ptech(p_conv,tech)*char_tech(tech,'co_rcd'));
co_down(p_conv,t)=sum(tech, map_ptech(p_conv,tech)*char_tech(tech,'co_rcd'));

*===== line restrictions =====
ntc(t,c,cc)= sum(li,(li_ntc(t,li)*li_c(li,c,cc)));
co_curt(t)=0;

```

```
*=====
*           Model calculation
*=====
```

```
*===== Target Function =====
```

```
target_function ..
```

```
TOTAL_COSTS =e= sum((p_conv,t)$t_loop(t), OC(p_conv,t)
    + CO_LC_UP(p_conv,t)
    + CO_LC_DOWN(p_conv,t)
    )
    +sum((t,c)$t_loop(t),
        DUMP_DEM(t,c)*co_voll
        +ANC_DUMP_P(t,c)*co_anc
        +ANC_DUMP_N(t,c)*co_anc
    )
    +sum((t,c)$t_loop(t),CURT_RES(t,c)*co_curt(t))
    +sum((t,c,cc)$t_loop(t), EXPORT(t,c,cc)*co_ntc_feas(c,cc)*co_ntc)
    +sum((t,app,c)$t_loop(t),
        DSM_DOWN(t,app,c)*co_dsm(t,app)
        +DSM_UP(t,app,c)*co_dsm(t,app)
    );
```

```
*===== Energy balance =====
```

```
energy_balance(t,c)$t_loop(t)..
    sum(p_conv $ (char_p(p_conv,'p_inst') and map_pc(p_conv,c)), G_P(p_conv,t))
    + DUMP_DEM(t,c)
    + sum(app,DSM_DOWN(t,app,c))
=e=
    res_dem(t,c)
    + ANC_P_RES(t,c)
    + sum(cc, EXPORT(t,c,cc))-sum(cc,EXPORT(t,cc,c))
    + CURT_RES(t,c)
    + sum(p$ map_pc(p,c),PUMP(p,t))
    + sum(app,DSM_UP(t,app,c))
;
```

```
*===== operational constraints =====
```

```
DUMP_DEM.up(t,c)= dem_total(t,c);
CURT_RES.up(t,c)=w_on(t,c)+w_off(t,c)+pv(t,c)+b(t,c)+res_oth(t,c);
```

```
maximum_generation(p_conv,t)$ (char_p(p_conv,'P_inst') and t_loop(t)) ..
    G_P(p_conv,t) =l= char_p(p_conv,'P_inst')*avail(p_conv,t);
```

$G\_P.fx(p,t) \$ (char\_p(p,'P\_inst') eq 0 or char\_p(p,'res') eq 1) = 0;$   
 $p\_chp(p\_conv) = \sum((tech,c), chp\_fac(tech,c) \$ map\_pc(p\_conv,c) \$ map\_ptech(p\_conv,tech));$   
 $G\_P.lo(p\_conv,t) \$ (char\_p(p\_conv,'chp') and p\_chp(p\_conv) > 0) = \sum(hp \$ map\_php(p\_conv,hp),$   
 $dem\_heat(t,hp) * char\_p(p\_conv,'p\_inst') * avail(p\_conv,t) * p\_chp(p\_conv));$

operational\_costs\_oth(p\_conv,t) \$ (char\_p(p\_conv,'P\_inst') and t\_loop(t))..

$OC(p\_conv,t) = e = G\_P(p\_conv,t) * char\_p(p\_conv,'co\_v')$   
 $+ G\_P(p\_conv,t) * ((co\_f(p\_conv,t) + co\_co2(p\_conv,t)) / char\_p(p\_conv,'eta\_p'))$   
 ;

\*===== load change power plants =====

Load\_change\_calculation(p\_conv,t) \$ (char\_p(p\_conv,'P\_inst') and t\_loop(t))..

$LC\_UP(p\_conv,t) - LC\_DOWN(p\_conv,t) = e = G\_P(p\_conv,t+1) - G\_P(p\_conv,t);$

LC\_cost\_calculation1(p\_conv,t) \$ (char\_p(p\_conv,'P\_inst') and t\_loop(t))..

$CO\_LC\_UP(p\_conv,t) = e = LC\_UP(p\_conv,t) * co\_up(p\_conv,t);$

LC\_cost\_calculation2(p\_conv,t) \$ (char\_p(p\_conv,'P\_inst') and t\_loop(t))..

$CO\_LC\_DOWN(p\_conv,t) = e = LC\_DOWN(p\_conv,t) * co\_down(p\_conv,t);$

\*===== restrictions for PSP =====

PSP\_level(p,t) \$ (map\_ptech(p,'PSP') and char\_p(p,'P\_inst') and t\_loop(t)) ..

$SL(p,t) = e = SL(p,t-1) - G\_P(p,t) + PUMP(p,t) * char\_p(p,'eta\_p');$

$SL.up(p,t) \$ map\_ptech(p,'PSP') = char\_p(p,'p\_stor');$

$SL.fx(p,t) \$ (not map\_ptech(p,'PSP')) = 0;$

$PUMP.fx(p,t) \$ (not map\_ptech(p,'PSP')) = 0;$

$PUMP.up(p,t) \$ map\_ptech(p,'PSP') = char\_p(p,'P\_char');$

\*===== restrictions for reservoir =====

Maximum\_VLH(p\_conv,m) \$ map\_ptech(p\_conv,'reservoir') ..

$\sum(t \$ (ord(t) ge char\_m(m,'ms') and ord(t) le char\_m(m,'me') and t\_loop(t)), G\_P(p\_conv,t)) = | =$   
 $\sum(c, char\_p(p\_conv,'P\_inst') * flh\_hyd(c,m) * map\_pc(p\_conv,c) * av\_cal\_reservoir(c));$

\*===== restrictions for import/export =====

export\_restriction(t,c,cc) \$ (t\_loop(t) and (ntc(t,c,cc) > 0)) ..

EXPORT(t,c,cc) =| ntc(t,c,cc);

EXPORT.fx(t,c,cc)\$ (ntc(t,c,cc) eq 0) =0;

\*===== Ancillary Service =====

\*positive reserve

anc\_pos\_res1(t,c)\$ t\_loop(t)..

sum(p\_conv\$map\_pc(p\_conv,c),ANC\_P(p\_conv,t)) + ANC\_P\_RES(t,c) + ANC\_DUMP\_P(t,c) =e= char\_c(c,'p\_anc');

ANC\_DUMP\_P.up(t,c)= char\_c(c,'p\_anc');

ANC\_P\_RES.up(t,c)=anc\_res\_ratio\*char\_c(c,'p\_anc');

anc\_pos\_limit(p\_conv,t) \$ t\_loop(t)..

ANC\_P(p\_conv,t) =| (char\_p(p\_conv,'P\_inst')\*avail(p\_conv,t)-G\_P(p\_conv,t));

anc\_pos\_limit2(t,c) \$ t\_loop(t)..

ANC\_P\_RES(t,c) =| res(t,c);

ANC\_P.up(p\_conv,t)\$ (map\_pc(p\_conv,'DE'))=char\_p(p\_conv,'anc\_up\_ps')\*char\_p(p\_conv,'P\_inst');

ANC\_P.fx(p\_conv,t)\$ (char\_p(p\_conv,'P\_inst')eq 0 or char\_p(p\_conv,'pos\_sec') eq 0 ) =0;

\* negative reserve

anc\_neg\_res1(t,c) \$ t\_loop(t)..

sum(p\_conv\$map\_pc(p\_conv,c),ANC\_N(p\_conv,t)) + ANC\_N\_RES(t,c) + ANC\_DUMP\_N(t,c) =e= char\_c(c,'p\_anc');

ANC\_DUMP\_N.up(t,c)=char\_c(c,'p\_anc');

ANC\_N\_RES.up(t,c)=anc\_res\_ratio\*char\_c(c,'p\_anc');

p\_min\_anc(p\_conv,t)=0;

p\_min\_anc(p\_conv,t)\$char\_p(p\_conv,'CHP')=sum(hp\$map\_php(p\_conv,hp),dem\_heat(t,hp)\*char\_p(p\_conv,'p\_inst')\*avail(p\_conv,t)\*p\_chp(p\_conv));

anc\_neg\_limit(p\_conv,t)\$ t\_loop(t)..

ANC\_N(p\_conv,t)=| (G\_P(p\_conv,t)-p\_min\_anc(p\_conv,t));

anc\_neg\_limit2(t,c) \$ t\_loop(t)..

ANC\_N\_RES(t,c) =| res(t,c);

```

ANC_N.up(p_conv,t)          $(map_pc(p_conv,'DE'))          =
char_p(p_conv,'anc_up_ps')*char_p(p_conv,'P_inst');
ANC_N.fx(p_conv,t)$(char_p(p_conv,'P_inst')eq 0 or char_p(p_conv,'neg_sec') eq 0) =0;

```

```

=====
*
*           DSM restrictions
*
=====

```

```

===== Calculation of needed parameters =====
c_DE('DE')=YES;
dsm_dem(t,app,c_DE)=dsm_char(app,'dem_max')$map_app_c(app,c_DE)*sum(dev,dsm_prof_down
(t,dev)$map_app_dev(app,dev));
dsm_up_max(t,app,c_DE)=
dsm_char(app,'dem_max')$map_app_c(app,c_DE)*sum(dev,dsm_prof_up(t,dev)$map_app_dev(app,
dev));
t_bal(t,app)$(dsm_char(app,'t_bal')>0)=YES$(MOD(ord(t)-dsm_char(app,'t_start')+1,dsm_char(app,'t
_bal')) = 0);
t_end(t)$(ord(t)/card(t)=1)=YES;
t_d(t,dev)$ (MOD(ord(t)-1,24)=0 ) = YES;
dsm_n(dev)=sum(app,map_app_dev(app,dev)*1);
dsm_dem2(t,dev,c_DE)$((dsm_n(dev)>0)and(dsm_char_dev(dev,'t_shi')> 0))=
sum(app$map_app_dev(app,dev),dsm_dem(t,app,c_DE))/dsm_n(dev);
dsm_max_d(tt,dev,c_DE)$t_d(tt,dev)= (SUM(t$((ORD(t) ge ORD(tt) AND (ORD(t) le
(ORD(tt)+23))),dsm_dem2(t,dev,c_DE))/24)*dsm_char_dev(dev,'t_she')*dsm_char_dev(dev,'f_d');
dsm_max2(dev,c_DE)$((dsm_n(dev)>0)and(dsm_char_dev(dev,'t_shi') eq 1))=
(sum(app$map_app_dev(app,dev),dsm_char(app,'dem_max')$map_app_c(app,c_DE))/dsm_n(dev));
dsm_she_max(op,app)$(dsm_char(app,'f_a')<365)=(dsm_char(app,'dem_max')*dsm_char(app,'avail')
*dsm_char(app,'t_she')*dsm_char(app,'f_a'))*(card(t)/(8760*card(n)));
dsm_she_max_d(app)=dsm_char(app,'dem_max')*dsm_char(app,'avail')*dsm_char(app,'t_she');

start(op)=(card(t)/card(op))*ord(op)-(card(t)/card(op))+1;
end(op)=(card(t)/card(op))*ord(op)+loop_o;

```

```

===== General Restrictions for reducing and increasing demand =====
DSM_DOWN_res(t,app,c_DE) $ (dsm_char(app,'dem_max') and t_loop(t)) ..
    DSM_DOWN(t,app,c_DE) =l= dsm_dem(t,app,c_DE);

```

```

DSM_DOWN.fx(t,app,c)$(dsm_dem(t,app,c) eq 0) = 0;

```

dsm\_up\_res1(t,app,c\_DE)\$t\_loop(t)..

DSM\_UP(t,app,c\_DE) =l= dsm\_up\_max(t,app,c\_DE);

DSM\_UP.fx(t,app,c)\$ (not c\_DE(c)) =0;

\*===== Load Shifting =====

DSM\_storage(t,app,c\_DE)\$ (dsm\_char(app,'t\_shi') and t\_loop(t))..

DSM\_SL(t,app,c\_DE)=e=DSM\_SL(t-1,app,c\_DE)-DSM\_Down(t,app,c\_DE)+DSM\_UP(t,app,c\_DE);

DSM\_SL.fx(t,app,c\_DE)\$ (dsm\_char(app,'t\_shi') eq 0 or t\_bal(t,app) or t\_end(t)) =0;

DSM\_shi\_frequency\_d(tt,dev,c\_DE)\$ (t\_d(tt,dev) and (dsm\_char\_dev(dev,'t\_shi') eq 1) and t\_loop(tt))..

SUM((t,app)\$ ((ORD(t) ge ORD(tt) AND (ORD(t) le (ORD(tt)+23))),

DSM\_Down(t,app,c\_DE)\$map\_app\_dev(app,dev)) =l=dsm\_max\_d(tt,dev,c\_DE);

DSM\_UP\_res2(t,dev,c\_DE)\$ ((dsm\_n(dev)>1) and (dsm\_char\_dev(dev,'t\_shi') eq 1) and t\_loop(t))..

sum(app\$map\_app\_dev(app,dev),DSM\_UP(t,app,c\_DE))=l=dsm\_max2(dev,c\_DE)-

dsm\_dem2(t,dev,c\_DE);

DSM\_shi\_frequency2(t,dev,c\_DE)\$ ((dsm\_char\_dev(dev,'t\_shi') eq 1) and dsm\_n(dev)>1 and t\_loop(t))..

sum(app\$map\_app\_dev(app,dev), DSM\_DOWN(t,app,c\_DE)) =l=dsm\_dem2(t-1,dev,c\_DE)-  
sum(app\$map\_app\_dev(app,dev),DSM\_DOWN(t-1,app,c\_DE));

\*===== Load Shedding and Load Shifting in industry sector =====

DSM\_she\_frequency(op,app,c\_DE)\$ ((dsm\_char(app,'f\_a') < 365))..

sum(t\$(ord(t) ge start(op) and ord(t) le end(op) and t\_loop(t)),DSM\_DOWN(t,app,c\_DE)) =l=  
dsm\_she\_max(op,app);

DSM\_she\_frequency2(tt,app,c\_DE)\$ ((dsm\_char(app,'f\_a') < 365) and t\_loop(tt))..

SUM((t)\$ ((ORD(t) ge ORD(tt) AND (ORD(t) le (ORD(tt)+23))), DSM\_Down(t,app,c\_DE))  
=l=dsm\_she\_max\_d(app);

\*===== DSM Costs =====

co\_dsm\_opp(t,app)\$dsm\_char(app,'eta\_opp')= pr\_f(t,'gas')/dsm\_char(app,'eta\_opp');

co\_dsm(t,app)= dsm\_char(app,'co\_dsm');

co\_dsm(t,app)\$ (dsm\_char(app,'t\_she') eq 0)=(co\_dsm\_opp(t,app)\*dsm\_char(app,'eta'))\*(-1);

```

=====
*
*           Solving the Model
*
=====

```

```
Model ELTRAMOD_LIN
```

```
  /all/;
```

```
*ELTRAMOD_DR.optcr=0.05;
```

```
option lp=CPLEX;
```

```
option savepoint=2;
```

```
loop(n,
```

```
  t_loop(t)=NO;
```

```
  loop_st=(card(t)/card(n))*ord(n)-(card(t)/card(n))+1;
```

```
  loop_end=(card(t)/card(n))*ord(n)+loop_o;
```

```
  t_loop(t)$ (ord(t) ge loop_st and ord(t) le loop_end)=YES;
```

```
  G_P.fx(p,t)$ (ord(n) > 1 and ord(t) eq loop_st and char_p(p,'fos') = G_P.l(p,t);
```

```
  SL.fx(p,t)$ (ord(n) > 1 and ord(t) eq loop_st)=SL.l(p,t);
```

```
  DSM_SL.fx(t,app,c_DE)$ (ord(n) > 1 and ord(t) eq loop_st)=DSM_SL.l(t,app,c_DE);
```

```
  DSM_DOWN.fx(t,app,c_DE)$ (ord(n) > 1 and ord(t) eq loop_st)=DSM_DOWN.l(t,app,c_DE);
```

```
  DSM_UP.fx(t,app,c_DE)$ (ord(n) > 1 and ord(t) eq loop_st)=DSM_UP.l(t,app,c_DE);
```

```
  solve ELTRAMOD_LIN using LP minimizing TOTAL_COSTS;
```

```
);
```

```
execute_unload 'results.gdx';
```

## Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- Band 1** **Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets** (F. Kunz)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793>
- Band 2** **Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien**  
(D. Schubert, et al.)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777>
- Band 3** **Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland** (F. Hinz et al.)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381>
- Band 4** **Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen**  
(H. Hobbie et al.)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350>
- Band 5** **Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes** (D. Möst & P. Schegner (Hrsg.))  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464>
- Band 6** **Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition** (S. Perras)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-161770>
- Band 7** **Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment** (C.P. Kost)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-176538>
- Band 8** **Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte**  
(D. Möst et al.)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452>
- Band 9** **The integration of renewable energy sources in continuous intraday markets for electricity**  
(A. von Selasinsky)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202130>
- Band 10** **Bewertung von Szenarien für Energiesysteme** (D. K. J. Schubert)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-202226>
- Band 11** **Deutschland, ein Solarmärchen? Die Zweite Phase der Energiewende zwischen Richtungsstreit und Systemintegration.** (S. Thuß)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-231486>
- Band 12** **Voltage Stability and Reactive Power Provision in a Decentralizing Energy System – A Techno-economic Analysis** (F. Hinz)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-229585>
- Band 13** **Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System** (F. Kunz et al.)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-233511>
- Band 14** **Demand Side Management in Deutschland zur Systemintegration erneuerbarer Energien**  
(T. Ladwig)  
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-236074>

## Kurzzusammenfassung

Durch den Ausbau an Wind- und PV-Anlagen in Deutschland wird der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem steigen. Der Flexibilitätsbedarf kann durch verschiedene Technologien, z.B. Speicher, oder durch die Stromnachfrage bereitgestellt werden. Eine gezielte Steuerung der Stromnachfrage wird als Demand Side Management (DSM) bezeichnet. Der zunehmend wetterabhängigen und fluktuierenden Stromerzeugung in Deutschland steht jedoch eine bis heute weitgehend unelastische Nachfrage gegenüber.

In der Literatur sind verschiedene Arbeiten zu finden, die das Potential zur Lastabschaltung und -verschiebung in Deutschland untersuchen. Hierbei liegt der Fokus auf absoluten Werten. Saisonale oder tageszeitliche Unterschiede bleiben dabei häufig unberücksichtigt. Die vorliegende Dissertation greift an dieser Stelle an und untersucht das Potential ausgewählter DSM-Anwendungen in stündlicher Auflösung. Die Ergebnisse zeigen, dass das verfügbare Potential starken saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen unterliegt. Dementsprechend wird das DSM-Potential überschätzt, wenn nur absolute Werte betrachtet werden. Darüber hinaus zeigt die Autorin, welche Entwicklungen in den nächsten Jahren hinsichtlich der Verfügbarkeit des DSM-Potentials zu erwarten sind.

Basierend auf der Potentialermittlung wird in der Dissertation die Rolle von DSM in einem EE-geprägten Stromsystem modellbasiert untersucht werden. Hierfür wird das lineare Optimierungsmodell ELTRAMOD, das den deutschen und europäischen Strommarkt abbildet, weiterentwickelt. Anhand verschiedener Szenarien wird zum einen der Beitrag von DSM zur Systemintegration von erneuerbaren Energien in Deutschland und zum anderen die Wechselwirkungen mit anderen Flexibilitätsoptionen (z.B. Speicher) untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die DSM-Kategorien Lastabschaltung und -verschiebung nur kurzzeitig auftretende Schwankungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausgleichen können. Zum Ausgleich großer Überschussmengen aus erneuerbaren Energien sind hingegen Power-to-X-Technologien, z.B. Power-to-Heat, besser geeignet.

## Autorin

Theresa Ladwig studierte Wirtschaftsingenieurwesen mit der Vertiefung Energieversorgung an der Brandenburgisch Technischen Universität in Cottbus. Von 2012 bis 2017 arbeitete Frau Ladwig als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden und war Promotionsstudentin an der Fakultät Wirtschaftswissenschaften der TU Dresden.