

**Universität Stuttgart**

**IER** Institut für Energiewirtschaft  
und Rationelle Energieanwendung

Forschungsbericht

**Analyse von Demand Side Integration  
im Hinblick auf eine effiziente und  
umweltfreundliche Energieversorgung**

Martin  
Steurer

Band 130



# **Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung**

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik der Universität Stuttgart  
zur Erlangung der Würde eines Doktors der Ingenieurwissenschaft (Dr.-Ing.)  
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

**Martin Steurer**

geboren in Dachau

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

Mitberichter: Prof. Dr. techn. Günter Scheffknecht

Tag der Einreichung: 11. November 2016

Tag der mündlichen Prüfung: 21. April 2017

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung  
der Universität Stuttgart

2017

**ISSN 0938-1228**

**D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)**

## **Danksagung**

Die vorliegende Arbeit entstand am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Rahmen eines Stipendiums der Graduierten- und Forschungsschule „Effiziente Energienutzung“ Stuttgart (GREES). Ich möchte mich an dieser Stelle besonders herzlich bei einigen Menschen bedanken, ohne deren Unterstützung die Dissertation in dieser Form nicht möglich gewesen wäre.

Mein vorderster Dank gilt meinem Hauptberichter Prof. Dr. Kai Hufendiek für die Betreuung der Dissertation und die stets inspirierende Zusammenarbeit. Dem Gründer und langjährigen Leiter des IER, Prof. Dr. Alfred Voß, danke ich für die fachliche Betreuung während der Anfangszeit der Arbeit. Weiterhin gebührt mein Dank Prof. Dr. Günter Scheffknecht für die Übernahme des Mitberichts und Prof. Dr. Konstantinos Stergiaropoulos für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Ein besonderer Dank gilt der Energie Baden-Württemberg AG (stellvertretend sei Dr. Alois Kessler genannt), die durch die Finanzierung der GREES die Arbeit erst möglich gemacht hat. Meinen Kolleginnen und Kollegen am IER (stellvertretend Nikolai Klempf, Dr. Ninghong Sun, Sebastian Bothor und Dr. Thomas Eberl) danke ich für den intensiven fachlichen Austausch und die stets sehr kollegiale und angenehme Zusammenarbeit. Ebenso bedanke ich mich bei den Studentinnen und Studenten, die im Rahmen ihrer Abschlussarbeiten oder hilfswissenschaftlichen Tätigkeiten am Entstehen dieser Arbeit mitgewirkt haben (stellvertretend Prisca Schmid, Vanessa Allmendinger und Philipp Wenzel).

Meiner Partnerin und meiner Familie danke ich für die sehr wertvolle Unterstützung auf dem Weg zur Promotion und die aufgebrachte Geduld. Schließlich bedanke ich mich herzlich bei allen, die mir durch ihr Lektorat geholfen haben, der Arbeit den notwendigen Feinschliff zu verleihen.

Stuttgart, 21. April 2017

Martin Steurer



## Kurzfassung

Die Bestrebung zu Nachhaltigkeit und Klimaschutz, technologische Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) sowie gesellschaftliche Trends verändern das Energiesystem in Deutschland mit zunehmender Geschwindigkeit. Dabei steigt insbesondere der Bedarf für einen effizienten Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien. Die Flexibilisierung der Nachfrageseite (Demand Side Integration, DSI) bietet dafür ein hohes technisches Schaltpotential, das schnell und häufig kostengünstig zu erschließen ist, und kann somit eine wichtige Rolle bei der Transformation des Energiesystems spielen. Bei DSI steht per se der Stromverbraucher als aktiver Marktteilnehmer und nicht nur als reiner Energieabnehmer im Fokus. Moderne IKT und Dienstleistungsangebote könnten dabei zukünftig einen hohen Automatisierungsgrad und somit Komfortlevel ermöglichen.

Das im Juli 2015 erschienene Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung zeigt, dass in der öffentlichen Debatte zur Energiewende das Thema DSI immer mehr an Bedeutung gewinnt. Dabei wird ein Bedarf für genauere Analysen der vorhandenen Potentiale und ihrer Nutzungsmöglichkeiten ausgewiesen. Bestehende Untersuchungen zeigen zwar DSI-Potentiale auf, es fehlt jedoch bislang eine systematische Bewertung vorhandener Potentiale mit ihren verschiedenen relevanten Charakteristika im Systemkontext, d. h. vor allem im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen.

Die vorliegende Arbeit setzt hier an und hat zum Ziel, den Beitrag quantitativ zu analysieren, den DSI leisten kann, um hohe Anteile dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromerzeugung kosteneffizient in das bestehende System zu integrieren. Dazu wird ein integrierter Ansatz entwickelt, mit dem eine detaillierte, empirisch gestützte Potentialanalyse mit einer systemanalytischen Bewertung dieser Potentiale verknüpft werden kann. Dieser Ansatz fehlte bislang in der Literatur und wird zur Quantifizierung möglicher Systemeffekte durch DSI eingesetzt. Ergänzend dazu wird eine Untersuchung sinnvoller Weiterentwicklungen der Rahmenbedingungen für DSI in Deutschland durchgeführt.

Im Rahmen der Potentialanalyse wird die Vielzahl potentiell flexibilisierbarer Stromanwendungen auf Basis definierter Kriterien segmentiert und eine Systematik zur Erfassung energiewirtschaftlich relevanter Charakteristika entwickelt. Circa einhundert Typen von Stromanwendungen werden auf dieser Basis detailliert hinsichtlich ihrer soziotechnischen und ökonomischen Charakteristika untersucht. Mit 284 Standorten wird die bislang größte Unternehmensbefragung zu DSI in der deutschen Industrie durchgeführt. Dadurch kann für sieben Industrie-

branchen erstmals ein detailliertes deutschlandweites Potential aufgezeigt werden. Für Querschnittstechnologien in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wird ein nach standortspezifischen Ausstattungsmerkmalen differenzierter Erschließungsaufwand für die DSI-Nutzung mit einer hierfür entwickelten Methodik bestimmt. Somit werden erstmals Kosten-Potential-Kurven für DSI ähnlich der „Merit Order“-Kurve auf der Erzeugungsseite abgeleitet. Zudem werden systematisch Fehlermaße erfasst.

Es zeigt sich, dass eine für DSI nutzbare elektrische Leistung von über 10 GW<sub>el</sub> mit besonders günstigem Erschließungsaufwand kleiner 12 €/((kW·a) erschlossen werden kann. Für eine konkrete Flexibilitätsnutzung steht - abhängig von der nachgefragten Schaltrichtung (Ab- oder Zuschaltung), dem Zeitpunkt und der Zeitdauer - jedoch in der Regel ein wesentlich kleineres Potential zur Verfügung. Für die Modellrechnung wird mittels empirisch ermittelter Verfügbarkeitsfaktoren auf die tatsächlich im Mittel erwartbare Leistung skaliert.

Zur systemanalytischen Bewertung der ermittelten DSI-Potentiale wird das fundamentale lineare Optimierungsmodell für den europäischen Strommarkt E2M2s um eine detaillierte DSI-Abbildung erweitert. Das Modell optimiert simultan und in hoher zeitlicher Auflösung Einsatz und Investitionen von Kraftwerken, Speichern, Übertragungsnetzen, DSI, Power-to-X und Einspeisemanagement. Um bei gleichzeitig möglichst realitätsnaher Abbildung der DSI-Charakteristika das entstehende umfassende Optimierungsproblem bewältigen zu können, wird ein quantitatives Verfahren zur Komplexitätsreduktion seitens der DSI-Potentiale ohne wesentlichen Genauigkeitsverlust entwickelt und angewendet. Wichtige Eigenschaften von DSI-Optionen wie intertemporale Restriktionen, die Möglichkeit zur Bereitstellung von Reserveleistung, die alternative Nutzung von Lastabschaltung ohne Nachholen oder Lastverschiebung mit Nachholen sowie die differenzierte Berücksichtigung von Erschließungs- und Nutzungsaufwand von DSI-Potentialen werden erstmals integriert in einem Modell abgebildet.

Die Analyse zeigt, dass DSI-Optionen durch Bilanzausgleich und Reservebereitstellung einen nennenswerten Beitrag zu einer kosteneffizienten Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien leisten können. Dabei generieren industrielle Produktionsprozesse insbesondere einen relevanten Beitrag durch die Vorhaltung von Reserveleistung. Querschnittstechnologien werden häufiger für den Bilanzausgleich durch Lastverschiebung, entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten aber auch für die Bereitstellung von Reserveleistung eingesetzt. Bei den Querschnittstechnologien sind insbesondere die DSI-Potentiale von Kältemaschinen und raumluftechnischen Anlagen in großen industriellen und gewerblichen Liegenschaften, Kühlhäusern und Warenhäusern sowie Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen Teil eines effizienten Systembetriebs. Bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland, entsprechend der politischen Zielsetzung für das Jahr 2050, liegt die mögliche Systemkosteneinsparung durch den Einsatz von DSI in einer Größenordnung von 385 Mio. €



---

jährlich, wobei notwendige Investitionen zur Erschließung von DSI-Potentialen bereits einbezogen sind. Dies entspricht etwa 2 % der jährlichen Strombereitstellungskosten.

Um die ermittelten Systemkosteneinsparungen realisieren zu können, ist eine entsprechende Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für DSI in Deutschland erforderlich. Dazu erfolgt zunächst eine Analyse der Möglichkeiten und Hemmnisse von DSI-relevanten Akteuren im heutigen Marktrahmen, die sich auf eine umfangreiche empirische Datenbasis stützt. Auf Grundlage der Hemmnisanalyse werden wesentliche Handlungsfelder identifiziert und bestehende regulatorische Vorschläge hinsichtlich ihrer Wirksamkeit in diesen Bereichen bewertet.

Als Ergebnis besteht kurzfristig insbesondere ein Bedarf für die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik und der bestehenden Systemdienstleistungsprodukte im Hinblick auf einen ungehinderten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen. Beide Aspekte sind im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung von Juli 2015 im Grundsatz zwar adressiert. Allerdings fehlt bei den bislang vorliegenden Gesetzesentwürfen zum Strommarktdesign die notwendige Konsequenz. Die zukünftig wichtige Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz ist deutlich zu konkretisieren. Die Umsetzung eines Modells vergleichbar der Netzampel und eine klare Rollendefinition sind hierbei wesentliche Voraussetzungen für einen effizienten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen auf allen Systemebenen.

## **Abstract**

The energy system in Germany is changing with increasing speed due to several factors such as sustainability and climate protection targets, technological developments in the fields of renewable energies and information and communication technology (ICT) or societal trends. Particularly, there is a growing need to compensate variable renewable generation in an efficient manner. Demand Side Integration (DSI) offers high technical potential to balance residual load, which can be accessed quickly and often cost-effectively, and therefore potentially plays an important role in transforming the energy system. In the case of DSI, customers of electricity are active market participants and not just pure energy consumers. Prospectively, modern ICT and a range of other services could facilitate a high level of automation and thus a high comfort level.

The White Paper, "An electricity market for Germany's energy transition," published by the German Government in July 2015 shows that the topic of DSI is becoming increasingly important in the public debate on energy transition. Therein, a need for more precise analyses of the existing potentials and their possible usage has been identified. Existing studies broadly depict DSI potentials. Yet, a systematic assessment of existing DSI potentials with their various relevant characteristics in a system context has not been carried out so far – particularly in competition with other flexibility options.

This is where the presented work comes into play by quantitatively analysing the contribution that DSI can make in order to integrate high proportions of renewable electricity generation into the existing system in a cost-effective manner. For this purpose, an integrated approach connecting a detailed, empirically supported potential analysis and a system analytical assessment of these potentials is developed and applied, which so far has not been available in the literature. Additionally, an investigation of reasonable further developments of the regulatory framework for DSI in Germany is carried out.

In the potential analysis, a multitude of potentially flexible electricity applications is disaggregated on the basis of suitable criteria, and a methodology for the assessment of DSI characteristics with regard to energy market requirements is developed. Approximately one hundred types of electricity applications are analyzed on this basis in detail with regard to their socio-technical and economic characteristics. Covering 284 production plants, the largest survey on DSI in the German industry is carried out to date. As a result, this is the first time a detailed German-wide potential for seven industrial sectors can be shown. For cross-sectional technologies in industry, commerce, trade and services, differentiated investment for the utilisation of DSI is determined by site-specific equipment features using a methodology

---

developed for this purpose. Thereby, cost-potential curves for DSI similar to the merit order curve on the generation side can be derived for the first time. Systematic errors are recorded.

It appears that a DSI potential of more than 10 GW<sub>el</sub> can be utilised with particularly favorable investment costs of less than 12 €/kW·a). However, a much smaller potential is generally available for a tangible use of flexibility, depending on the switching direction (increase or decrease of the load), the point in time and the required duration. For subsequent model calculations, an empirically determined availability factor is used to scale the average of the actual expected usable potential.

For the system analytic evaluation of the determined DSI potentials, the fundamental optimisation model for the European electricity market, E2M2s, is extended by a detailed representation of DSI options. The model optimises the use and investment of power stations, storage, transmission networks, DSI, Power-to-X and feed-in management simultaneously and at a high temporal resolution. In order to cope with the resulting comprehensive optimisation problem while simultaneously representing DSI characteristics as realistic as possible, a quantitative method for reducing the complexity of the DSI potentials without significant loss of accuracy is developed and applied. Important features of DSI options such as intertemporal restrictions, the possibility to provide reserve power, the alternating use of load shedding and load shifting, as well as the differentiated consideration of activation and utilisation expenditures of DSI potentials are integrated for the first time in one model.

The analysis shows that DSI options can make a significant contribution to a cost-efficient integration of high shares of renewable energies through system balancing and reserve provision. Thereof, a relevant contribution is made by industrial production processes providing reserve power. Cross-sectional technologies are used more often for system balancing by shifting load, but also for the provision of reserve power according to their technical possibilities. In the case of cross-sectional technologies, the DSI potentials of refrigerators and air-conditioning systems in large industrial and commercial properties, cooling houses and department stores as well as heat pumps and electric storage heaters are part of an efficient system operation. At a share of 80% renewable energies in gross electricity consumption in Germany, corresponding to the political target for the year 2050, the possible system cost savings through the use of DSI amount to a magnitude of € 385 million a year. This corresponds to about 2% of the annual electricity supply costs.

In order to achieve the identified system savings, a corresponding further development of the regulatory framework for DSI in Germany is necessary. Therefore, an analysis of the possibilities and obstacles of DSI-relevant actors in today's market framework, which is based on a comprehensive empirical data base, is carried out firstly. On the basis of the analysed

obstacles, relevant fields of action are identified and existing regulatory proposals are evaluated with regard to their effectiveness in these areas.

As a result, the further development of the regulatory framework for DSI in Germany will have particular requirements in the short term to revise the network charging system and the existing system services products with regard to an unimpeded competition of the different flexibility options in the short term. Both aspects are already clearly addressed in the aforementioned White Paper. However, the suggested draft laws concerning electricity market design regulation lack the necessary consistency. The importance of the future design of the interface between market and grid has to be defined much more clearly. The implementation of a model comparable to the grid traffic light concept and a clear role definition are essential prerequisites for efficient competition of the flexibility options on all system levels.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>X</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>XVII</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Historische Entwicklung und Begriffsdefinition Demand Side Integration.....	3
1.2 Klima- und energiepolitische Ziele .....	5
1.3 Herausforderungen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien.....	6
1.3.1 Entwicklung der Residuallast .....	7
1.3.2 Entwicklung des konventionellen Erzeugungsparks .....	8
1.3.3 Entwicklung der räumlichen Verteilung.....	9
1.4 Folgerungen für den Bedarf nach Flexibilität.....	11
1.5 Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität.....	12
1.6 Die Flexibilisierung der Nachfrageseite.....	14
1.7 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit.....	16
<b>2 Stand der Wissenschaft und methodisches Vorgehen .....</b>	<b>19</b>
2.1 Potentialanalyse .....	19
2.2 Systemanalytische Bewertung .....	24
2.3 Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen .....	31
<b>3 Analyse von DSI-Potentialen und ihrer Nutzungscharakteristika .....</b>	<b>32</b>
3.1 Definition relevanter Parameter zur Charakterisierung von DSI-Potentialen .....	32
3.2 Definition von Potentialbegriffen.....	36
3.3 Segmentierung von Stromanwendungen .....	39
3.4 Schematische Einordnung von DSI-Anwendungen .....	44
3.5 Erhebung quantitativer DSI-Potentiale und ihrer Charakteristika.....	46

---

3.5.1	Schaltbare Leistung und ihre Verfügbarkeit .....	46
3.5.2	Zeitrestriktionen .....	53
3.5.3	Erschließungsaufwand .....	58
3.5.4	Nutzungsaufwand .....	61
3.6	Ergebnisse der Potential- und Kostenanalyse .....	63
3.6.1	Soziotechnisches DSI-Potential für Deutschland .....	63
3.6.2	Regionalisierung .....	67
3.6.3	Zeitverfügbarkeit .....	71
3.6.4	Kosten-Potential-Kurven .....	73
<b>4</b>	<b>Systemanalytische Bewertung von DSI-Optionen.....</b>	<b>77</b>
4.1	Das europäische Strommarktmodell E2M2s.....	77
4.2	Implementierung von DSI-Optionen in E2M2s .....	80
4.3	Iteratives Verfahren zur Potentialclustering.....	82
4.4	Systemeffekte durch DSI .....	85
4.4.1	Szenariodefinition .....	85
4.4.2	Systemkostenoptimaler Einsatz von DSI.....	87
4.4.3	Einfluss von DSI auf die Strombereitstellungskosten .....	89
4.4.4	Einordnung der Ergebnisse .....	90
<b>5</b>	<b>Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für DSI.....</b>	<b>93</b>
5.1	Nutzungsmöglichkeiten im heutigen Marktrahmen .....	93
5.2	Regulatorische Handlungsfelder .....	97
5.3	Vorschläge zur Weiterentwicklung der Rahmensetzung .....	102
5.3.1	Abbau finanzieller Risiken bei Lastflexibilisierung .....	103
5.3.2	Design von Systemdienstleistungsprodukten .....	104
5.3.3	Preisreize beim Endkunden.....	105
5.3.4	Verknüpfung von Markt und Netz .....	106
<b>6</b>	<b>Schlussbetrachtung.....</b>	<b>110</b>
6.1	Zusammenfassung.....	110

---

6.2	Diskussion und Kritische Würdigung .....	114
6.3	Fazit und Ausblick.....	117
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>120</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>.....</b>	<b>143</b>
	Anhang A: Ausgewählte Zitate zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität .....	143
	Anhang B: Kurzzusammenfassung ausgewählter Veröffentlichungen.....	146
	Anhang C: Informationen zur durchgeführten Unternehmensbefragung .....	154
	Anhang D: Detaillierte Beschreibung der Potentialsegmentierung .....	159
	Anhang E: Detaillierte Datenbasis zur Potentialerhebung und -charakterisierung .....	164
	Anhang F: Detaillierter Literaturabgleich der ermittelten DSI-Potentiale .....	225

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Konzepte und Begriffe zur Beeinflussung der Nachfrageseite in den USA und in Deutschland .....	4
Abb. 1-2: Entwicklung der installierte Erzeugungsleistung und der Bruttostromerzeugung in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2050.....	6
Abb. 1-3: Jahresverteilung der Strom-Residuallast im Jahr 2014 sowie bei analogem Wetterjahr für eine Situation mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch .....	8
Abb. 1-4: Sterbelinie des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland sowie gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast .....	9
Abb. 1-5: Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland, seinen Nachbarländern, Norwegen, Schweden und Italien sowie gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast .....	10
Abb. 1-6: Entwicklungen, Trends und Herausforderungen im Elektrizitätssystem in Deutschland .....	11
Abb. 1-7: Übersicht über Optionen zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems.....	13
Abb. 1-8: Nutzen durch geeignete DSI-Potentiale aus Systemsicht.....	15
Abb. 2-1: Entwicklung der Anzahl wissenschaftlicher Veröffentlichungen zum Thema DR seit 1990..	19
Abb. 2-2: Überblick über das methodische Vorgehen bei der Potentialanalyse .....	23
Abb. 2-3: Überblick über das methodische Vorgehen bei der systemanalytischen Bewertung.....	30
Abb. 2-4: Überblick über das Vorgehen bei der Analyse regulatorischer Weiterentwicklungen .....	31
Abb. 3-1: Übersicht zur Charakterisierung von DSI-Potentialen .....	33
Abb. 3-2: Technische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI .....	34
Abb. 3-3: Ökonomische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI .....	35
Abb. 3-4: Parameter zur DSI-Charakterisierung und zu ihrer Bestimmung zu erhebende Eingangsdaten.....	36
Abb. 3-5: Abgrenzung der Potentialbegriffe .....	37
Abb. 3-6: Erbringungsmöglichkeiten für Lastreduktion und Lasterhöhung .....	38
Abb. 3-7: Typisierung von Nachfragetechnologien .....	41
Abb. 3-8: Abgrenzung der Stromnachfrageseite nach Anwendungstypen.....	42



---

Abb. 3-9: Vorteile standortspezifischer Differenzierung bei der Potentialanalyse.....	44
Abb. 3-10: Flussdiagramm zur Bestimmung der energiemarktproduktspezifischen technisch schaltbaren Leistung .....	50
Abb. 3-11: Generisches Beispiel zu Zeitrestriktionen bei Lastverschiebung.....	56
Abb. 3-12: Vorgehen zur Ermittlung des spezifischen Erschließungsaufwands von DSI-Optionen .....	60
Abb. 3-13: Notwendige IKT-Infrastruktur zur Erschließung von DSI-Potentialen .....	61
Abb. 3-14: Soziotechnisches DSI-Potential von industriellen Produktionsprozessen mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland.....	64
Abb. 3-15: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien nach Anwendungsart mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland .....	65
Abb. 3-16: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD nach Anwendungsbereich mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland .....	66
Abb. 3-17: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien in Haushalten nach Technologie mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland.....	67
Abb. 3-18: Regionale Verteilung soziotechnischer DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung bei Produktionsprozessen.....	68
Abb. 3-19: Regionale Verteilung soziotechnischer DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung bei Querschnittstechnologien in Industrie, GHD und Haushalten .....	70
Abb. 3-20: Verfügbarkeit des soziotechnischen DSI-Potentials in negativer und positiver Richtung von Elektrospeicherheizungen in Deutschland in einzelnen Stunden des Jahres.....	72
Abb. 3-21: Kosten-Potential-Kurve für Lastabschaltung ohne Nachholen in der deutschen Industrie	74
Abb. 3-22: Kosten-Potential-Kurve für Lastverschiebung in Deutschland .....	75
Abb. 4-1: Schematischer Aufbau der Systemanalyse mit E2M2s.....	78
Abb. 4-2: Ansatz zur Abbildung von Lastverschiebung im Strommarktmodell.....	80
Abb. 4-3: Methodik zur Zusammenfassung von DSI-Optionen.....	83
Abb. 4-4: Einfluss der Clusterung von DSI-Optionen auf die verschobene Energiemenge und die Strombereitstellungskosten im Testmodell.....	84
Abb. 4-5: Kosten-Potential-Kurve der zu Clustern zusammengefassten DSI-Optionen.....	85
Abb. 4-6: Regionale Auflösung der gewählten Szenariovarianten.....	87

---

Abb. 4-7: Lastdeckung in einer beispielhaften Oktoberwoche bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien .....	88
Abb. 4-8: Einsatz von DSI für Lastverschiebung und Reservebereitstellung .....	89
Abb. 4-9: Jährliche Systemkosteneinsparung durch DSI-Optionen bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien .....	90
Abb. 5-1: Einordnung von DSI-Nutzungsformen im Systemkontext .....	98
Abb. 5-2: Beispiel für die Abweichung von Preisanreizen an der Strombörse und bei einem beispielhaften Gewerbestromkunden .....	101
Abb. 5-3: Umsetzungskonzept Netzampel .....	109
Abb. 0-1: Verteilung der befragten Unternehmensstandorte auf die Wirtschaftszweige .....	154
Abb. 0-2: Regionale Verteilung der befragten Unternehmensstandorte .....	155
Abb. 0-3: Branchenspezifische Stärken und Hemmnisse hinsichtlich der DSI-Nutzung ausgewählter Industriebranchen .....	156
Abb. 0-4: Kurvenschar von Standardlastprofilen für Elektrospeicherheizungen .....	186
Abb. 0-5: Kurvenschar von Standardlastprofilen für elektrische Wärmepumpen .....	187
Abb. 0-6: Jahreslastganglinie von Elektrospeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen auf Basis des durchschnittlichen Wetterjahres 2012 in Deutschland .....	188
Abb. 0-7: Lastganglinie von Kühl- und Gefriergeräten an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland .....	190
Abb. 0-8: Lastganglinie von Waschmaschinen an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland .....	191
Abb. 0-9: Lastganglinie von Wäschetrocknern an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland .....	191
Abb. 0-10: Lastganglinie von Geschirrspülern an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland .....	192

---

## Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1: Maximale Aktivierungsdauer und Mindestschaltdauer bestehender Energiemarktprodukte .....	33
Tab. 3-2: Schematische Einordnung von Stromanwendungen hinsichtlich ihrer DSI-Eignung .....	45
Tab. 4-1: Übersicht über die betrachteten Szenariovarianten.....	86
Tab. 0-1: Zitate von ausgewählten Organisationen und Personen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im internationalen Kontext .....	143
Tab. 0-2: Zitate aus ausgewählten Veröffentlichungen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im nationalen Kontext .....	144
Tab. 0-3: Definition von Anwendungsbereichen für die Analyse.....	159
Tab. 0-4: Differenzierung von Produktionsprozessen für die Analyse .....	161
Tab. 0-5: Technologiespezifische Differenzierung bei Querschnittstechnologien.....	162
Tab. 0-6: Standortspezifische Differenzierung nach Größenklassen .....	163
Tab. 0-7: Theoretisch bestimmte installierte Leistung und Daten zu ihrer Berechnung bei industriellen Produktionsprozessen in Deutschland .....	166
Tab. 0-8: Empirisch gestützte installierte Leistung und Daten zu ihrer Berechnung bei industriellen Produktionsprozessen in Deutschland .....	168
Tab. 0-9: Datengrundlage für die Berechnung der Bürofläche in Industriebranchen in Deutschland	169
Tab. 0-10: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen .....	170
Tab. 0-11: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs landwirtschaftlicher Lüftungsanlagen .....	171
Tab. 0-12: Berechnung der installierten Leistung bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD .....	171
Tab. 0-13: Berechnung der installierten Leistung bei Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD	172
Tab. 0-14: Berechnung der installierten Leistung bei Kältemaschinen in Industrie und GHD .....	173
Tab. 0-15: Berechnung der installierten Leistung für Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern.....	173
Tab. 0-16: Berechnung der installierten Leistung für Pumpenanlagen in der Wasserversorgung .....	174

---

Tab. 0-17: Berechnung der installierten Leistung für Zerkleinerer im Recycling .....	174
Tab. 0-18: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs bei Kühl-/Gefriergeräten in Haushalten .....	176
Tab. 0-19: Berechnung der installierten Leistung bei Kühl- und Gefriergeräten in Haushalten.....	176
Tab. 0-20: Berechnung der installierten Leistung bei Elektrospeicherheizungen in Haushalten .....	177
Tab. 0-21: Berechnung der installierten Leistung bei elektrischen Wärmepumpen in Haushalten ...	178
Tab. 0-22: Berechnung der installierten Leistung bei Klimatisierungsanlagen, Umwälzpumpen und elektrischer Warmwasseraufbereitung (Warmwasserspeicher >30 l) in Haushalten in Deutschland .....	178
Tab. 0-23: Berechnung der installierten Leistung bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern in Haushalten in Deutschland.....	179
Tab. 0-24: Bestimmung des technischen DSI-Potentials von Produktionsprozessen .....	182
Tab. 0-25: Definition von Typzeiträumen.....	184
Tab. 0-26: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD.....	184
Tab. 0-27: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD .....	185
Tab. 0-28: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Kältemaschinen in Industrie und GHD.....	185
Tab. 0-29: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern	186
Tab. 0-30: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Zerkleinerungsanlagen im Recycling .....	186
Tab. 0-31: Typischer Tagesverlauf der Auslastung bei Elektrospeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen in Deutschland bei verschiedenen äquivalenten Tagesmitteltemperaturen .....	189
Tab. 0-32: Durchschnittlicher Tagesverlauf der Auslastung bei Kühlgeräten, Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, Umwälzpumpen und Klimaanlage in Haushalten in Deutschland während des Nutzungszeitraums .....	193
Tab. 0-33: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei elektrischen Warmwasseraufbereitungsanlagen in Haushalten .....	194
Tab. 0-34: Minimal- und Maximallastfaktor bei den betrachteten Querschnittstechnologien.....	195
Tab. 0-35: Realisierbarkeitsfaktor von DSI-Optionen.....	196

---

Tab. 0-36: Zuordnung technisch schaltbarer Leistungen in positiver Richtung zu Aktivierungsdauern bei Produktionsprozessen.....	198
Tab. 0-37: Zuordnung technisch schaltbarer Leistungen in positiver Richtung zu Aktivierungsdauern bei Produktionsprozessen.....	199
Tab. 0-38: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Produktionsprozessen .....	202
Tab. 0-39: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD in Deutschland mit Datengrundlage .....	204
Tab. 0-40: Berechnung der Wärmelasten für IKT und Beleuchtung mit Datengrundlage .....	206
Tab. 0-41: Berechnung der Wärmelasten von Mitarbeitern und Kunden sowie für Solarstrahlung ..	206
Tab. 0-42: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Klimatisierungsanlagen im GHD-Segment in Deutschland mit Datengrundlage (Schaltdauern symmetrisch angenommen) .....	207
Tab. 0-43: Kehrwert der durchschnittlichen Erwärmungsgeschwindigkeit von Tiefkühl- (TK) und Normalkühl- (NK) Lagern bei Kühlhäusern der RUNGIS express AG .....	208
Tab. 0-44: Skalierungsfaktor für die mögliche Schaltdauer bei Kühlhäusern in Abhängigkeit des Kühlraumvolumens.....	208
Tab. 0-45: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Kältemaschinen in Industrie und GHD in Deutschland nach Größenklasse (Schaltdauern symmetrisch angenommen) .....	209
Tab. 0-46: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Beleuchtungsanlagen im Gartenbau, Pumpanlagen in der Wasserversorgung sowie Zerkleinerern im Recycling in Deutschland .....	209
Tab. 0-47: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Haushaltsanwendungen .....	210
Tab. 0-48: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Produktionsprozessen .....	211
Tab. 0-49: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Lüftungsanlagen.....	212
Tab. 0-50: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Klimatisierungsanlagen.....	212
Tab. 0-51: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Kältemaschinen.....	213
Tab. 0-52: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Beleuchtungsanlagen im Gartenbau, Pumpanlagen in der Wasserversorgung und Zerkleinerern im Recycling.....	213
Tab. 0-53: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Haushaltsgeräten.....	213
Tab. 0-54: Investitions- und Fixkosten für die Erschließung von DSI-Potentialen bei Produktionsprozessen .....	214

---

Tab. 0-55: Investitionskosten und Eigenverbrauch der berücksichtigten IKT-Komponenten, Implementierungs- und fixe Betriebskosten .....	216
Tab. 0-56: Zuordnung von Anwendungsbereich-Größenklassen-Kombinationen zu IKT-Clustern.....	218
Tab. 0-57: Investitions- und Fixkosten für die Erschließung von DSI-Potentialen bei Querschnittstechnologien in Haushalten .....	219
Tab. 0-58: Variable Kosten für Lastverschiebung, Lastausfall sowie positive und negative Reservebereitstellung bei Produktionsprozessen .....	220
Tab. 0-59: Regionale Verteilung bei Industrieprozessen .....	221
Tab. 0-60: Regionale Verteilung bei Querschnittstechnologien .....	222
Tab. 0-61: Angenommene zukünftige Entwicklung von DSI-Potentialen bei Produktionsprozessen.	223
Tab. 0-62: Angenommene zukünftige Entwicklung von DSI-Potentialen bei Querschnittstechnologien .....	224
Tab. 0-63: Literaturabgleich zur installierten Leistung bei Produktionsprozessen in Deutschland ....	226
Tab. 0-64: Literaturabgleich zum technischen DSI-Potential in positiver Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland .....	227
Tab. 0-65: Literaturabgleich zum technischen DSI-Potential in negativer Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland .....	228
Tab. 0-66: Literaturabgleich zum soziotechnischen DSI-Potential in positiver Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland .....	229
Tab. 0-67: Literaturabgleich zum soziotechnischen DSI-Potential in negativer Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland .....	230

---

## Abkürzungsverzeichnis

AbLaV.....	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
ARegV .....	Anreizregulierungsverordnung
BKV .....	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA.....	Bundesnetzagentur
CAPEX .....	Capital expenditure
COP .....	Coefficient of Performance
DBB .....	Dynamischer Bilanzkreisbewirtschafter
DR .....	Demand Response
DSI.....	Demand Side Integration
DSM .....	Demand Side Management
DWD .....	Deutscher Wetterdienst
EEG .....	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX.....	European Energy Exchange AG
ENTSO-E.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX.....	European Power Exchange
ETG .....	Energetische Gesellschaft
fEE.....	fluktuierende Erneuerbare Energien
GHD .....	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HT .....	Hochtarif
KWK.....	Kraft-Wärme-Kopplung
MR .....	Minutenreserve
NT .....	Niedrigtarif
OPEX .....	Operational expenditure
OTC .....	Over-the-Counter
PRL.....	Primärregelleistung
PV.....	Photovoltaik
reBAP.....	regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis
RLM.....	Registrierende Leistungsmessung
SAIDI .....	System Average Interruption Duration Index
SLP .....	Standardlastprofil

SNL.....	schnell abschaltbare Lasten
SOL.....	sofort abschaltbare Lasten
SRL .....	Sekundärregelleistung
StromNEV .....	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB.....	Übertragungsnetzbetreiber
VBH .....	Volllastbenutzungsstunden
VDE .....	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V.
VNB.....	Verteilnetzbetreiber
VoLL .....	Value of Lost Load
WZ .....	Wirtschaftszweig
ZSG.....	Zählerstandgangbilanzierung



## 1 Einleitung

Seit der Entdeckung des dynamoelektrischen Prinzips und dem Beginn der Elektrizitätserzeugung in größerem Stil in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts hat sich die Anzahl und Vielfalt der genutzten Stromanwendungen erheblich vergrößert. Heute sind elektrische Verbraucher aus vielen Bereichen des täglichen Lebens nicht mehr wegzudenken, sei es im Haushalt, in der Arbeitsumgebung oder im Mobilitätsbereich. Diese Entwicklung ist zum einen der hohen Innovationskraft im Bereich der Elektrogeräte sowie der dazugehörigen Dienstleistungen und zum anderen dem über viele Jahrzehnte gewachsenen Stromversorgungssystem zu verdanken.

Als Konsequenz dieser Entwicklung müssen sich die meisten Menschen in Deutschland praktisch keine Gedanken über die Herkunft des Stroms machen, da er rund um die Uhr zu meist einheitlichen Tarifen bequem zur Verfügung steht. Das Nachfrageverhalten wird damit auch weitgehend unelastisch an den Strommärkten abgebildet. Stromanwendungen sind jedoch nicht per se unelastisch. Eine Vielzahl von Verbrauchern ist prinzipiell nicht an exakte Zeiträume für deren Betrieb gebunden und hat daher Freiheitsgrade für eine flexiblere Betriebsweise.

Bislang fehlte im Wesentlichen die Notwendigkeit, diese vorhandenen Freiheitsgrade auszunutzen bzw. zusätzliche verbraucherseitige Flexibilität zu erschließen<sup>1</sup>. Die historisch gewachsene Architektur des Stromsystems ermöglicht jederzeit die bedarfsgerechte Deckung der Nachfrage. Dies ist insbesondere auf die flexible Einsatzmöglichkeit der thermischen Kraftwerke - als bislang vorherrschender Erzeugungstechnologie - zurückzuführen.

Angetrieben vor allem durch die Bestrebung zu Nachhaltigkeit und Klimaschutz durchläuft das deutsche Stromsystem einen historischen Transformationsprozess, der in der nationalen wie auch internationalen Öffentlichkeit unter dem Schlagwort „Energiewende“ bekannt geworden ist. Eine prägende Bedeutung kommt dabei der stetig anwachsenden Stromeinspeisung aus verteilten und dargebotsabhängigen erneuerbaren Quellen zu. In Folge dessen verringert sich die vorhandene Flexibilität auf der Erzeugungsseite kontinuierlich.

Das Stromversorgungssystem in Deutschland ist im weltweiten Vergleich gekennzeichnet durch einerseits ein exzellentes Niveau der Versorgungssicherheit, gemessen beispielsweise

---

<sup>1</sup> Die bestehenden Netzentgeltregelungen für Industrie- und Gewerbebetriebe mit registrierender Leistungsmessung bilden hier nur zum Teil eine Ausnahme. Sie setzen einen Anreiz zur Nutzung bestehender Flexibilität zur Begrenzung der betrieblichen Spitzenlast oder zur Vergleichmäßigung des Verbrauchs, jedoch nicht darüber hinaus.

an der mittleren Nichtverfügbarkeit von Netzkunden (System Average Interruption Index SAIDI), andererseits aber auch durch bereits heute sehr hohe Systemkosten, gemessen an den Strompreisen für Industrie- und Haushaltskunden (BNetzA und BKartA 2014a). Um den beschriebenen Transformationsprozess erfolgreich zu gestalten und dabei die hohe Versorgungsqualität mindestens zu erhalten sowie den weiteren Anstieg der Systemkosten möglichst zu begrenzen, werden geeignete Ansätze benötigt, die durch einen passenden regulatorischen Rahmen wirksam werden.

Einen solchen Ansatz stellt die konsequente Nutzung der genannten Freiheitsgrade zur Flexibilisierung dar, die auf der Nachfrageseite bereits bestehen oder noch geschaffen werden können. Die gezielte Beeinflussung der Nachfrage geeigneter Stromanwendungen wird in dieser Arbeit als Demand Side Integration (DSI) bezeichnet und steht im Mittelpunkt der Betrachtung. Ausgangshypothese der vorliegenden Arbeit ist, dass es in substantiellem Umfang Stromverbraucher gibt, die mit vergleichsweise geringem Erschließungs- und Nutzungsaufwand in hinreichendem Maß flexibel eingesetzt werden können, sodass ihre energiewirtschaftliche Nutzung sowohl aus Systemsicht als auch betriebswirtschaftlich erhebliche Vorteile bietet – gerade auch im Vergleich zu alternativen Optionen zur Systemflexibilisierung.

Das im Juli 2015 erschienene Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung zeigt, dass in der aktuellen öffentlichen Debatte zur Energiewende das Thema DSI eine wichtige Rolle einnimmt. Allerdings wird noch Bedarf für eine genauere Analyse der vorhandenen Potentiale und ihrer Nutzungsmöglichkeiten gesehen. So heißt es im ersten Abschnitt als Auswertung der Konsultation zum vorausgegangenen Grünbuch, in die knapp 700 Stellungnahmen von Organisationen und Privatpersonen eingeflossen sind: „viele Konsultationsteilnehmer [forderten] eine genauere Untersuchung der Potentiale von Lastmanagement. [...] Auswirkungen auf die Industrie sollten, so das Anliegen aus der Wirtschaft und von [Bundesländern], genauer untersucht werden“ (BMW 2015, S. 27).

Zwar bestehen verschiedentliche Untersuchungen zu DSI-Potentialen einerseits sowie einzeln zu möglichen Systemeffekten durch DSI in Deutschland andererseits. Was dabei bislang jedoch fehlt, ist eine methodisch fundierte Verknüpfung dieser Aspekte sowie eine Absicherung der jeweils gewonnenen Ergebnisse durch vollständige Berücksichtigung relevanter Potentialcharakteristika, stichhaltige empirische Erhebungen und das systematische Einbeziehen vorhandener Fehlerquellen in Sensitivitätsanalysen. Bestehende Studien erscheinen daher nur bedingt geeignet, eine belastbare Analyse zum Potential von DSI im Rahmen der weiteren Entwicklung des Energiesystems in Deutschland zu ermöglichen. Die vorliegende Arbeit setzt an dieser Stelle an und trägt damit zu einer besseren Kenntnis real bestehender Potentiale für DSI und ihrem möglichen Nutzen im Systemkontext bei.

## 1.1 Historische Entwicklung und Begriffsdefinition Demand Side Integration

Konzepte zur Einbeziehung der Nachfrageseite in energiewirtschaftliche Planungen werden seit Anfang der 1970er Jahre mit zunehmender Intensität erforscht. Unter dem Eindruck der ersten Ölpreiskrise wurde in den USA in der Zeit nach 1973 der Begriff „Demand Side Management“ (DSM) im Kontext des „Least Cost Planning“ geprägt<sup>2</sup>. Das Konzept des DSM zielt in seinem Ursprung auf eine Beeinflussung von Nachfragestruktur und -niveau ab und ist durch häufig staatlich unterstützte zentrale Programme der Versorgungsunternehmen (utilities) in den Zeiten vor der Strommarktliberalisierung geprägt<sup>3</sup>. In den Anfängen galt bereits das Installieren von individuellen Lichtschaltern in den Einzelräumen eines Bürogebäudes als wirtschaftliche DSM-Maßnahme (Sioshansi 1995).

Seitdem haben technische Entwicklungen, steigende Energieträgerpreise, die Liberalisierung der Strommärkte in den USA und in Europa sowie die weltweiten Klimaschutzbemühungen die Energiewelt verändert. Nachdem die zwischenzeitlich sehr hohe Nachfrage nach DSM-Programmen Mitte der 1990er Jahre zunächst nachließ (Gehring 2002), brachte insbesondere die kalifornische Energiekrise Anfang der 2000er Jahre mit gravierenden Kapazitätsengpässen einen neuen Entwicklungsschub (Braithwait 2001). Unter dem Begriff „Demand Response“ (DR) stand nun die Beeinflussung der Nachfragestruktur sowie die Reaktion von Stromkunden auf ein Anreizsignal im Fokus.

Im Zuge der fortschreitenden Strommarktliberalisierung entwickelte sich schließlich der vergleichsweise neue Begriff DSI als Weiterentwicklung von DSM mit explizitem Bezug auf das Umfeld neu strukturierter, liberalisierter Elektrizitätsmärkte (Chuang und Gellings 2008).

Ausgehend von den USA wurden die genannten Konzepte in Deutschland früh aufgegriffen, zunächst bis in die 1990er Jahre im Kontext von Least-Cost-Planning-Ansätzen bzw. integrierter Ressourcenplanung<sup>4</sup>. Ab den 2000er Jahren spielen Konzepte zur Beeinflussung der Nachfragestruktur im Kontext der Systemintegration zunehmender Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien (fEE) eine immer wichtigere Rolle (Stadler 2005). Dabei werden in der öffentlichen und wissenschaftlichen Diskussion die Begriffe DSM, DR oder DSI sowie weitere Begriffe

---

<sup>2</sup> vgl. (Freeman et al. 1974), (Sioshansi 1995), (Ruff 2002)

<sup>3</sup> vgl. (Freeman et al. 1974), (Cicchetti und Hogan 1988), (Rabl et al. 1992)

<sup>4</sup> Nach (Voß und Hoecker 1994) sind die Bedeutungsunterschiede zwischen diesen Begriffen eher historisch als konzeptionell begründet und können daher weitgehend synonym verwendet werden. Integrierte Ressourcenplanung wird definiert als „ein Planungsprozess (i. a. vorgeschlagen für Energieversorgungsunternehmen), in dem alle Möglichkeiten der Strombereitstellung sowie der Beeinflussung der Nachfrage [...] nach gleichen Kriterien gegeneinander abgewogen werden.“ (Voß und Hoecker 1994, S. 287) (vgl. dazu auch (Rüffler 2000)).

wie (intelligentes) Lastmanagement, Laststeuerung oder flexible Nachfrage weitgehend synonym verwendet. Der im Rahmen der Energiewendebeschlüsse 2010 bzw. 2011 wesentliche Aspekt der Reduktion des Nachfrageniveaus ist in Abgrenzung dazu mit dem Begriff Energieeffizienz besetzt (BMU 2010).

In Anlehnung an die VDE-Studie „Demand Side Integration“<sup>5</sup> aus dem Jahr 2012 wird in dieser Arbeit der Begriff DSI verwendet und definiert als *Anpassung der Nachfragestruktur elektrischer Verbraucher durch direkte Verbrauchsbeeinflussung oder Reaktion des Verbrauchers auf ein meist monetäres Anreizsignal* (vgl. (Apel et al. 2012)). Die Begriffswahl ist damit bewusst abgegrenzt zum traditionellen DSM, indem der Aspekt einer autonomen Reaktion eines Verbrauchers auf ein Anreizsignal im liberalisierten Energiemarkt explizit einbezogen ist.

Abb. 1-1 gibt einen Überblick über die beschriebenen, ursprünglich in den USA geprägten Konzepte und Begriffe sowie deren Anwendung in Deutschland in Bezug auf die Beeinflussung der Nachfrageseite.

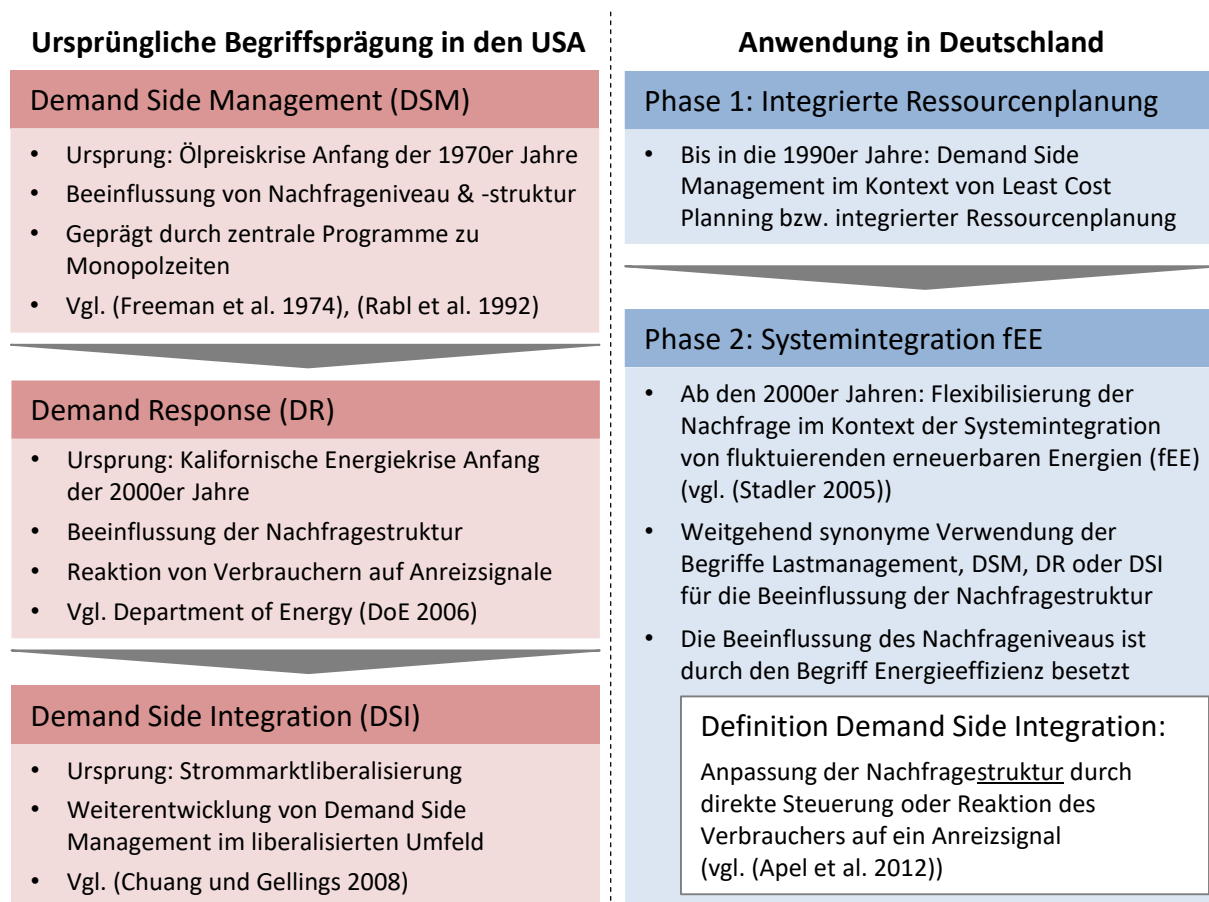


Abb. 1-1: Konzepte und Begriffe zur Beeinflussung der Nachfrageseite in den USA und in Deutschland

<sup>5</sup> „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, Herausgeber: Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE)

## 1.2 Klima- und energiepolitische Ziele

Als Ausgangspunkt der Untersuchung wird zunächst auf die klima- und energiepolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung und die sich daraus ergebenden Herausforderungen hinsichtlich der Systemintegration erneuerbarer Energien eingegangen. Auf dieser Basis werden Handlungsoptionen skizziert und die Ziele der vorliegenden Arbeit definiert.

In ihrem Energiekonzept von 2011 zeichnet die deutsche Bundesregierung die Vision eines bis zum Jahr 2050 weitgehend dekarbonisierten Energieversorgungssystems (BMU 2010). Gleichzeitig soll bis 2022 der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie erfolgen. Wesentliche Säulen zur Erreichung einer klimafreundlicheren und nachhaltigeren Energieversorgung in Deutschland sollen zum einen die Erhöhung der Energieeffizienz und zum anderen der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien sein. Dabei wurden verschiedene quantitative Ziele festgelegt. Unter anderem soll

- der Ausstoß an Treibhausgasen, gemessen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 reduziert,
- der Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % gegenüber 2008 verringert,
- der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % und bis 2050 auf 60 % erhöht, sowie
- der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf 35 % und bis 2050 auf 80 % gesteigert werden (BMU 2010).

Gleichzeitig bestehen weitere quantitative Ziele auf anderen administrativen Ebenen, die beispielsweise durch den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 der Europäischen Union (ER 2014) oder das integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept des Bundeslandes Baden-Württemberg (MUKE 2014) vorgegeben sind.

Neben den genannten quantitativen Zielen sind die in § 1(1) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschriebenen qualitativen Ziele energiepolitisch maßgeblich: Es wird eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas angestrebt, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (EnWG). Diese qualitativen Ziele werden in der öffentlichen Diskussion häufig zu einem „energiepolitischen Zieldreieck“ aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zusammengefasst, wobei zunehmend auch die Bedeutung eines vierten Aspekts betont wird, der in der Mitte des „Zieldreiecks“ verortet werden kann: die gesellschaftliche Akzeptanz (vgl. z. B. (Hauff et al. 2011)).

### 1.3 Herausforderungen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien

Zur Erreichung der beschriebenen energiepolitischen Ziele kommt der Steigerung der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik (PV) eine tragende Rolle zu. Gefördert durch Einspeisetarife haben sich diese bereits seit Anfang der 1990er Jahre von einem Nischendasein zu relevanten Elementen des deutschen Energiesystems entwickelt. Im Jahr 2015 war der Beitrag erneuerbarer Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs mit knapp 33 % größer als der von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas oder Kernenergie. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hat sich dabei seit 1990 fast verzehnfacht (Graichen et al. 2016).

Abb. 1-2 zeigt, wie sich der Trend bei der Stromerzeugung in Zukunft fortsetzen könnte, falls die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Dargestellt sind links die prognostizierte Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität und rechts der Stromerzeugung in Deutschland bis ins Jahr 2050, sortiert nach Energieträgern.

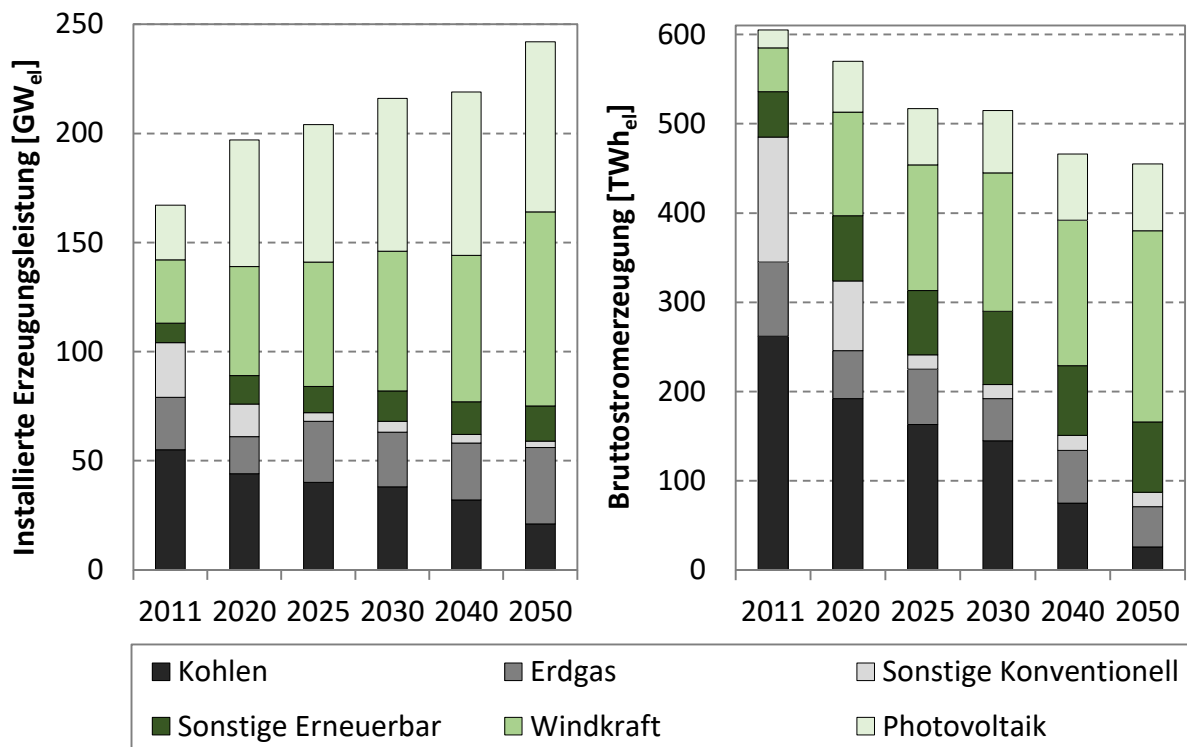


Abb. 1-2: Entwicklung der installierte Erzeugungsleistung und der Bruttostromerzeugung in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2050 (eigene Darstellung nach (Schlesinger et al. 2014), Zielszenario)

Die zugrundeliegenden Daten sind dem Zielszenario der Energiereferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) entnommen. Demnach ist zu erwarten, dass sich der Wachstumstrend bei Wind und PV in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter fortsetzen wird und gleichzeitig konventionelle Kraftwerkskapazitäten kontinuierlich aus dem Markt verschwinden werden.

### 1.3.1 Entwicklung der Residuallast

Diese Entwicklung hat deutliche Auswirkungen auf die Ganglinie der Residuallast, die sich als Differenz zwischen Verbraucherlast und volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergibt. Neben weiteren Einflussfaktoren, wie dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland oder den Grenzkuppelstellen im europäischen Binnenmarkt, werden die zukünftigen Anforderungen an das Elektrizitätssystem wesentlich durch die Entwicklung der Residuallast bestimmt (vgl. (Peek und Diels 2016b)).

Abb. 1-3 verdeutlicht die grundlegende Veränderung im Jahresverlauf der Residuallast in Deutschland bei weiter stark steigender Einspeisung aus Wind und PV. Dargestellt sind die Jahresverteilung der historischen Residuallast aus dem Jahr 2014 sowie ein Ausblick auf eine Situation mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, die sich nach politischer Zielsetzung um das Jahr 2050 einstellen könnte<sup>6</sup>. Das Wetterjahr ist analog zu 2014 gewählt. Klar erkennbar nehmen Situationen mit sehr niedriger bis deutlich negativer Residuallast (grün im Diagramm) zu, während Situationen mit hoher Residuallast (rot im Bild) aufgrund des geringen Kapazitätsbeitrags von Wind und PV weiterhin auftreten. Zwar kommt es heute auch in Situationen mit geringer Stromnachfrage und hohem Dargebot aus Wind und Sonne noch nicht zu einer systemweiten Überdeckung der Nachfrage durch die Einspeisung erneuerbarer Energien. In den Verteilnetzen ergibt sich jedoch lokal in besonders windkraft- und PV-reichen Gebieten mit geringen Lasten bereits ein anderes Bild, da lokale Überschüsse aufgrund von Netzengpässen nicht immer abtransportiert werden können<sup>7</sup>. Neben ausgeprägteren Extremwerten ist zukünftig auch von einem häufigeren Auftreten zunehmend steiler Gradienten in der Residuallast auszugehen<sup>8</sup>.

---

<sup>6</sup> Dabei ist hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Stromnachfrage und installierten Erzeugungskapazitäten analog zu Abb. 1-2 der Entwicklungspfad aus dem Zielszenario von (Schlesinger et al. 2014) unterstellt.

<sup>7</sup> Im Jahr 2014 wurden laut (BNetzA und BKartA 2015) 1.581 GWh<sub>el</sub> und damit 1,35 % der nach Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) geförderten Erzeugungsmenge im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt. Dafür mussten Entschädigungszahlungen von ca. 83 Mio. € geleistet werden. Demnach sind zunehmend neben Windkraftanlagen auch Solaranlagen von Abregelungen betroffen. Im Vergleich zu 2013 hat sich die gesamte Ausfallarbeit fast verdreifacht (BNetzA und BKartA 2015), (Steurer et al. 2016a).

<sup>8</sup> 2014 lagen die maximalen Gradienten in der Residuallast zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden bei -11,2 GW<sub>el</sub>/h in negativer und +8,4 GW<sub>el</sub>/h in positiver Richtung. Über zwei Stunden lagen die Werte bei -18,2 GW<sub>el</sub>/h und 15,2 GW<sub>el</sub>/h. In der betrachteten Situation mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien müssen innerhalb einer Stunde Residuallastschwankungen von -18,1 GW<sub>el</sub>/h bis +19,1 GW<sub>el</sub>/h abgefahren werden. Über den Zeitraum von zwei Stunden sind Residuallastschwankungen von -34,6 GW<sub>el</sub>/h und +27,9 GW<sub>el</sub>/h möglich. Ausführliche Analysen möglicher Entwicklungen der Residuallast sind beispielsweise in (Peek und Diels 2016b) oder (Krzikalla et al. 2013) beschrieben.

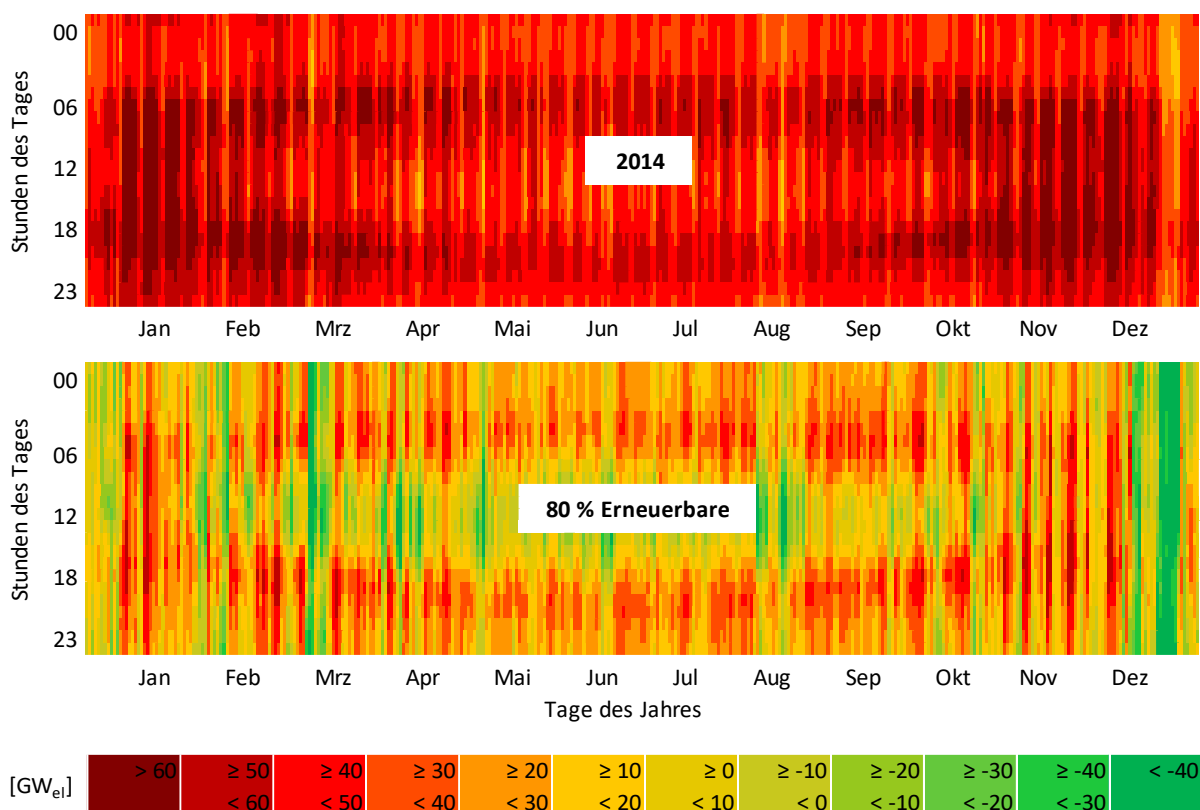


Abb. 1-3: Jahresverteilung der Strom-Residuallast im Jahr 2014 sowie bei analogem Wetterjahr für eine Situation mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (eigene Darstellung basierend auf Daten von ENTSO-E, ÜNB sowie (Schlesinger et al. 2014), Zielszenario)

### 1.3.2 Entwicklung des konventionellen Erzeugungsparks

Bei regelbaren Kraftwerken ist in den kommenden Jahren aus zwei wesentlichen Gründen mit einem kontinuierlichen Rückgang der Erzeugungskapazitäten zu rechnen. Zum einen verschwinden bis 2022 in Folge des beschlossenen Kernenergieausstiegs über 10 GW<sub>eI</sub>, insbesondere in Süddeutschland, aus dem Markt. Zum anderen können konventionelle Kraftwerke aufgrund ihrer im Vergleich zu erneuerbaren Energien höheren Grenzkosten sowie des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien im Mittel immer weniger Volllaststunden realisieren. Dies wird in der Literatur auch als Merit-Order-Effekt oder Compression-Effect bezeichnet (vgl. z. B. (Sensfuß et al. 2008), (Nicolosi und Fürsch 2009)).

Würde Deutschland theoretisch als Insel betrachtet werden, könnten im Extremfall bereits um das Jahr 2018 Kapazitätsengpässe in der Erzeugungsleistung auftreten. Dies verdeutlicht Abb. 1-4. Darin ist die sogenannte Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland bis zum Jahr 2030 dargestellt. Das Diagramm zeigt auch die gesicherte Erzeugungsleistung und die Last im kritischsten Zeitpunkt des jeweiligen Jahres entsprechend der Methodik, die die deutschen ÜNB in ihrem jährlichen Bericht zur Leistungsbilanz nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5



(vgl. (ÜNB 2014a)) anwenden. Der grau (gesicherte Leistung) bzw. hellrot (Jahreshöchstlast) hinterlegte Bereich gibt dabei jeweils die ermittelte Unsicherheit an<sup>9</sup>.

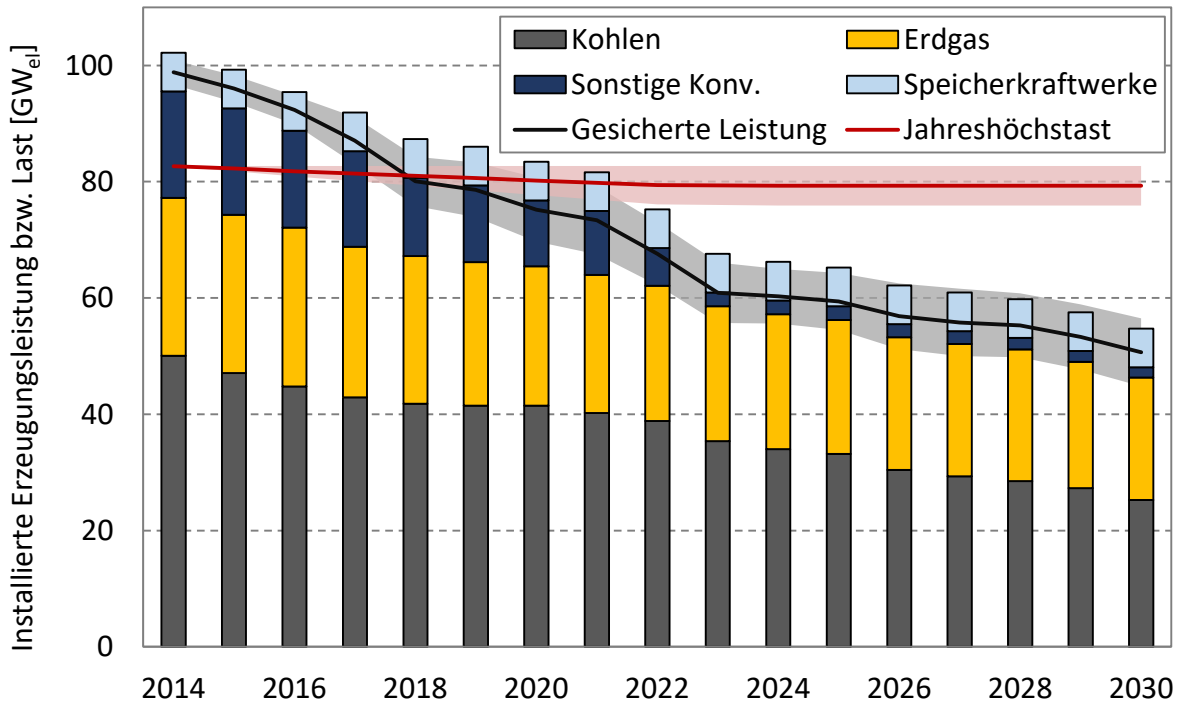


Abb. 1-4: Sterbelinie des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland<sup>10</sup> sowie gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast (eigene Darstellung auf Basis von (Borggreffe et al. 2014))

### 1.3.3 Entwicklung der räumlichen Verteilung

Mit seiner Lage im Zentrum Europas ist Deutschland keine Insel, sondern in das kontinental-europäische elektrische Verbundnetz eingebunden. Die weitere Stärkung des europäischen Binnenmarkts für Strom wird im genannten Weißbuch als erstes von sechs zentralen Handlungsfeldern im Rahmen der Weiterentwicklung des nationalen Strommarktes beschrieben (BMWi 2015). Aufgrund der europäischen Kopplung der Erzeugungsinfrastruktur und unterschiedlichen Gleichzeitigkeiten bei der Jahreshöchstlast der verschiedenen Länder treten

<sup>9</sup> Vgl. (Borggreffe et al. 2014). In Reaktion auf diese Situation sieht die Bundesregierung ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW<sub>e</sub> für neue, schnell startfähige Kraftwerke vor (BMWi 2015). Diese geplanten Kraftwerke würden absehbar auf wenige Vollastbenutzungsstunden (VBH) im Jahr kommen und entsprechende Kosten für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit verursachen.

<sup>10</sup> Diese ergibt sich aus dem aktuellen Kraftwerksbestand, den im Bau befindlichen Kraftwerkszubauten, den angezeigten Kraftwerksstilllegungen sowie mittleren technischen Lebensdauern auf Basis technologiespezifischer historischer Daten. Somit sind weder heute noch nicht beschlossene mögliche zukünftige Investitionen in konventionelle Kraftwerke noch ökonomisch oder politisch beeinflusste Außerbetriebnahmen, die heute noch nicht absehbar sind, berücksichtigt. Für eine detaillierte Beschreibung vgl. (Borggreffe et al. 2014).

mögliche Kapazitätsengpässe erst um einige Jahre verzögert auf. Dies macht Abb. 1-5 mit der analogen Darstellung zu Abb. 1-4 für Deutschland, seine neun Nachbarländer, Norwegen, Schweden und Italien<sup>11</sup> deutlich. Die dargestellte europäische Entwicklung weist etwas verzögert, ab Mitte der 2020er Jahre, mögliche Defizite in der Leistungsbilanz auf, sofern nicht ausreichend gesicherte Leistung neu in den Markt kommt.

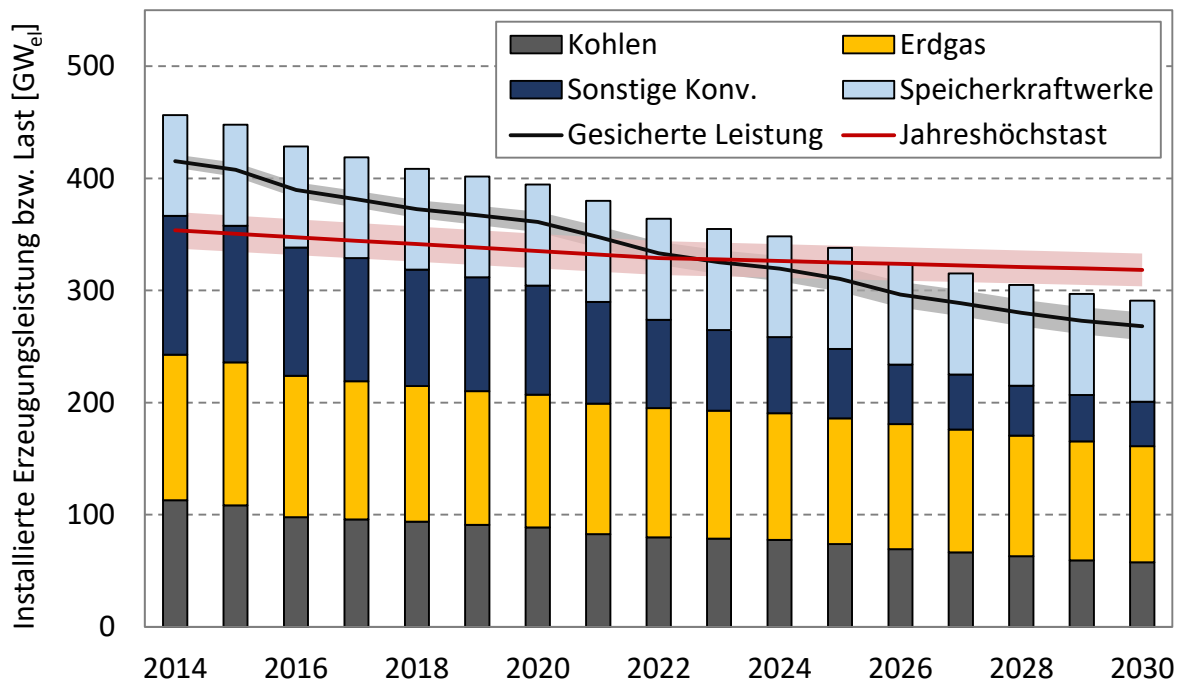


Abb. 1-5: Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland, seinen Nachbarländern, Norwegen, Schweden und Italien sowie gesicherte Leistung und Jahreshöchstlast (eigene Darstellung auf Basis von (Borggreffe et al. 2014))

Eine in (Schmid und Knopf 2015) beschriebene quantitative Analyse zeigt, dass die Integration des europäischen Binnenmarkts in allen betrachteten Szenarien volkswirtschaftlichen Nutzen stiftet, andere notwendige Weiterentwicklungen und Ausbaumaßnahmen der nationalen Energieinfrastrukturen jedoch nicht ersetzen kann. Es bleiben Unsicherheiten in Bezug auf konkrete Effekte, die somit nicht zu überschätzen sind (vgl. dazu auch (Oushoorn et al. 2013)). Flexibilitätslösungen auf nationaler Ebene werden in jedem Fall benötigt, nicht zuletzt in Regionen mit lokalen Netzengpässen. Welcher Teil davon sich letztlich am Markt durchsetzen kann, entscheidet auch die europäische Entwicklung.

Die angesprochenen regionalen Netzengpässe verursachen einen Flexibilitätsbedarf auf anderer Ebene als systemweite Schwankungen in der Residuallast. Eine unkoordinierte Reaktion

<sup>11</sup> Berücksichtigung dieser Länder aufgrund ihrer besonderen netz- und erzeugungsseitigen Bedeutung für Deutschland. Methodische Ermittlung analog zu Abb. 1-4 nach (Borggreffe et al. 2014).

einer zunehmenden Zahl von Stromverbrauchern auf Marktsignale kann die Gleichzeitigkeiten in den Verteilnetzen erhöhen. Dieser Effekt sowie insbesondere bidirektionale Lastflüsse durch verteilte und häufig lastferne Erzeugung aus Wind und PV-Anlagen können zu veränderten Netzzuständen einschließlich kritischer Engpasssituationen führen (vgl. (Benz et al. 2015)). Hierbei könnte auch eine zunehmende Sektorkopplung mit neuen Stromverbrauchern wie elektrischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein wesentlicher Aspekt werden. Die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmesektor, im Verkehrssektor und in industriellen Prozessen wird nach (BMW 2015) das zukünftige Stromversorgungssystem prägen (vgl. (Gerhardt et al. 2015)). Hinsichtlich der Netzzustände in den Verteilnetzen bestehen wesentliche geografische Unterschiede, insbesondere zwischen ländlichen und städtischen Gebieten sowie zwischen Gebieten mit viel und mit wenig Anteil von Wind und PV-Anlagen.

#### 1.4 Folgerungen für den Bedarf nach Flexibilität

Die vorangegangene Analyse lässt erkennen, dass die Umstellung eines großen Teils der Stromversorgung von überwiegend zentralen und dargebotsunabhängigen konventionellen Kraftwerken auf überwiegend dezentrale und dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungsanlagen bei verstärkter Sektorkopplung starke strukturelle Veränderungen verursacht. Zunehmende Extrema und Gradienten in der Residuallast, veränderte Netzzustände einschließlich kritischer Engpasssituationen sowie ein erhöhtes Risiko für Engpässe in der Erzeugungskapazität stellen wesentliche Herausforderungen dar. Es entsteht ein zunehmender Bedarf nach Flexibilität auf allen Ebenen des Elektrizitätssystems (siehe Abb. 1-6).

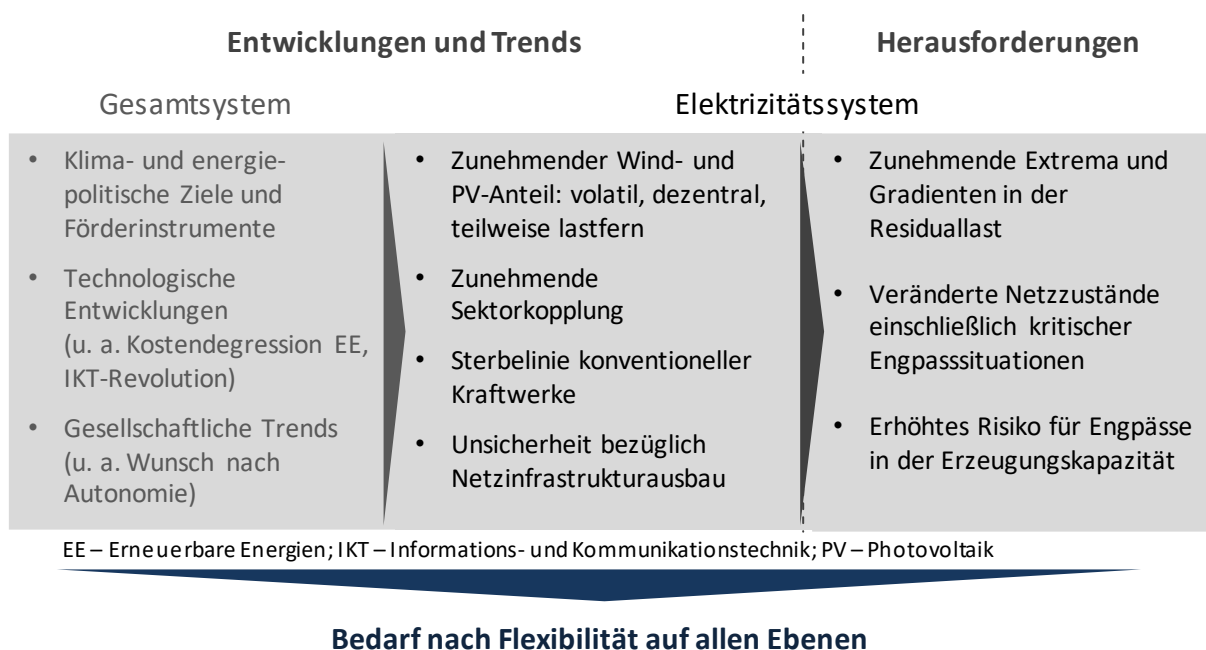


Abb. 1-6: Entwicklungen, Trends und Herausforderungen im Elektrizitätssystem in Deutschland

### 1.5 Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität

Bestehende Studien kommen zu dem Ergebnis, dass eine Umstellung des deutschen Stromsystems auf bis zu 100 %-Anteil erneuerbarer Energien mit heute verfügbaren Technologien und unter Wahrung einer akzeptablen Versorgungssicherheit technisch machbar wäre (vgl. (Henning und Palzer 2012), (Faulstich et al. 2011), (Klaus et al. 2010)). Die zentrale und nach wie vor unbeantwortete Frage ist jedoch, wie die Systemintegration weiterhin stark steigender Einspeisung aus Wind und PV möglichst kosteneffizient bzw. effizient im Sinne des gesellschaftlichen Gesamtnutzens erreicht werden kann. Heute großtechnisch eingesetzte Technologien zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage, die sich im Stromsystem stets die Balance halten müssen, sind regelbare Kraftwerke, Pumpspeicher, Übertragungs- und Verteilnetze. Diese Technologien werden auch zukünftig eine wesentliche Rolle spielen, allerdings ist ihr weiterer Ausbau aus ökologischen und gesellschaftlichen, aber teilweise auch aus ökonomischen Gründen begrenzt.

Zur Bereitstellung von Flexibilität stehen im Stromsystem verschiedene Optionen mit unterschiedlichen Einsatzbereichen und Charakteristika zur Verfügung (vgl. z. B. (Lund et al. 2015)). Abb. 1-7 zeigt eine Übersicht relevanter Optionen, die den Bereichen Erzeugung, Netze, Verbraucher, Speicher sowie Sektorkopplung zugeordnet sind. Eine weitere Unterscheidung besteht in der Lokalisierung in zentralen oder verteilten Strukturen.

Auf der Erzeugungsseite besteht die Option des flexiblen Betriebs regelbarer Kraftwerke und des Einspeisemanagements bei dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien. Im Grundsatz stellt die Abregelung von erneuerbarer Einspeisung eine kostengünstige Option zur Beseitigung von auftretenden Netzengpässen oder Bilanzungleichgewichten in lokalen oder systemweiten Überschusssituationen dar. Im Gegensatz zu anderen Flexibilitätsoptionen kann die zu einem Zeitpunkt überschüssige erneuerbare Einspeisung jedoch nicht zu einem anderen Zeitpunkt mit Bedarf zur Residuallastdeckung zurück ins System gebracht werden<sup>12</sup>.

Zur Speicherung elektrischer Energie steht eine Vielzahl technologischer Ansätze zur Verfügung (dargestellt in Abb. 1-7 auf der rechten Seite, vgl. z. B. (Sternner und Stadler 2014), (Poulikkas 2013)). Im großtechnischen Einsatz zum Bilanzausgleich zwischen Angebot und Nach-

---

<sup>12</sup> Die europäische Richtlinie 2009/28/EG fordert eine Vermeidung von Einspeisemanagement-Maßnahmen sofern die zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes erforderlichen Anforderungen erfüllt sind. Im Falle umfassender Beschränkungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen sind von den zuständigen Netzbetreibern Abhilfemaßnahmen zu treffen. Dennoch zeigen Studien, dass eine Abregelung von erneuerbaren Energien in gewissen Situationen nur einen geringen Verlust an Energie bedeuten und ökonomisch effizient sind (vgl. z. B. Jacobsen und Schröder 2012, Steuerer et al. 2014a).

frage oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind derzeit jedoch nur Pumpspeicherkraftwerke<sup>13</sup>. Mit der aktuell installierten Leistung von ca. 7 GW<sub>el</sub> ist das bestehende Potential für Pumpspeicher in Deutschland bereits relativ weitgehend ausgeschöpft (BDEW 2011). Neben begrenzten geeigneten geografischen Formationen werden auch hier die Fragen nach gesellschaftlicher Akzeptanz sowie nach betriebswirtschaftlicher Rentabilität immer wichtiger (vgl. z. B. (Dymek 2013)).

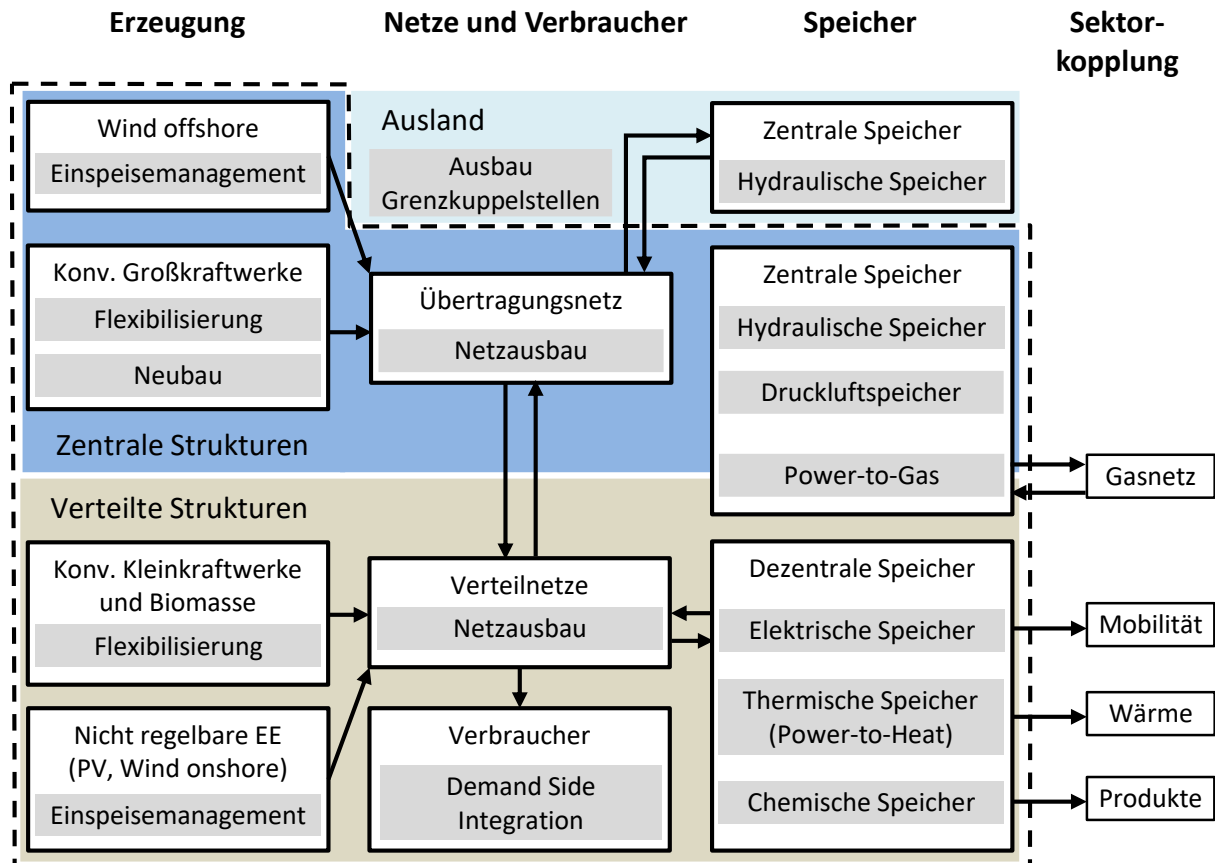


Abb. 1-7: Übersicht über Optionen zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems (eigene Darstellung in Anlehnung an (Bothor et al. 2015))

Stromleitungen auf verschiedenen Spannungsebenen ermöglichen den überregionalen und transnationalen Stromaustausch und somit in einem gewissen Maß auch einen Ausgleich regionaler volatiler Einspeisung (vgl. z. B. (Schmid und Knopf 2015)). Die Architektur der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland ist historisch auf einen unilateralen Lastfluss von zentralen Großerzeugern, meist in der Nähe der Verbraucherzentren, hin zu den Verbrauchern ausgerichtet. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung lastferner Erzeugung in den wind-

<sup>13</sup> Es sind jedoch dynamische technologische und ökonomische Entwicklungen bei Batteriespeichern zu beobachten, insbesondere bei der Lithium-Ionen-Technologie, getrieben durch Elektromobilität und Eigenverbrauchsoptimierung (vgl. z. B. (Nykvist und Nilsson 2015), (ESC 2015)).

reichen Gebieten in Norddeutschland und bidirektionaler Lastflüsse auf niedrigen Spannungsebenen durch verteilte Erzeugung wurde für die kommenden Jahre ein erheblicher Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur festgestellt<sup>14</sup>. Neben den anfallenden Kosten ist die soziale Akzeptanz von Netzausbauprojekten ein relevantes Thema, wie etwa die jahrelange kontroverse Diskussion um die im Bundesbedarfsplangesetz beschlossenen Leitungen gezeigt hat (vgl. z. B. (Gobert 2016)). Im Zusammenhang mit notwendigen Ertüchtigungen der Netzbetriebsmittel auf Verteilnetzebene spielen auch mögliche neue Gleichzeitigkeiten auf der Verbraucherseite eine zunehmende Rolle, die durch neue Stromverbraucher bei zunehmender Sektorkopplung mitverursacht werden können (vgl. z. B. (Eberl 2016)).

Aus den genannten Aspekten wird die Notwendigkeit neuer Ansätze deutlich, die eine Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien mit geringerem Infrastrukturausbau und damit einhergehenden ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Kosten und Risiken ermöglichen. DSI kann einen solchen Ansatz darstellen.

## **1.6 Die Flexibilisierung der Nachfrageseite**

Die vorliegende Arbeit fokussiert die bisher noch kaum ausgeschöpften Flexibilitätsressourcen der Nachfrageseite, die hier unter DSI zusammengefasst werden. DSI stellt aufgrund des sehr hohen technischen Potentials sowie des häufig geringen Erschließungsaufwands mit lediglich anfallenden Investitionen in IKT mutmaßlich eine vielversprechende Option zur Systemflexibilisierung dar. Weitere Vorteile ergeben sich aus der regionalen Verteilung von DSI-Potentialen, die eine Flexibilitätsbereitstellung sowohl auf systemweiter als auch auf lokaler Ebene erlaubt<sup>15</sup>.

Wie aus Abb. 1-8 ersichtlich, können DSI-Potentiale in drei Bereichen des Elektrizitätssystems nutzbringend eingesetzt werden. Erstens beeinflussen sie den Bilanzausgleich zwischen Stromangebot und Stromnachfrage im Bilanzkreissystem und am Großhandelsmarkt für Strom. Zweitens wirken sie bei der Bereitstellung von Reservekapazitäten im Rahmen von Systemdienstleistungen, als Momentanreserve oder Regelleistung. Drittens können DSI-Optionen einen Beitrag zur Netzentlastung durch Bereitstellung von Kapazitäten für das Engpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilnetzebene leisten.

---

<sup>14</sup> Für das Übertragungsnetz gibt der Netzentwicklungsplan der ÜNB (ÜNB 2014b) für die Jahre 2014 bis 2024 je nach Szenario einen Investitionsbedarf von 22 bis 26 Mrd. € an. Für die Verteilnetze weist (Agricola et al. 2012) einen Investitionsbedarf von 27,5 bis 42,5 Mrd. € in den Jahren bis 2030 aus.

<sup>15</sup> Hierbei ist die Einschränkung zu treffen, dass nicht in allen relevanten Gebieten, beispielsweise in ländlichen Gebieten mit hohen Wind- und PV-Anteilen aber wenig Industrie und Gewerbe, geeignete Verbraucher zu finden sind (vgl. Büchner et al. 2014).

Nutzen durch geeignete DSI-Potentiale aus Systemsicht:

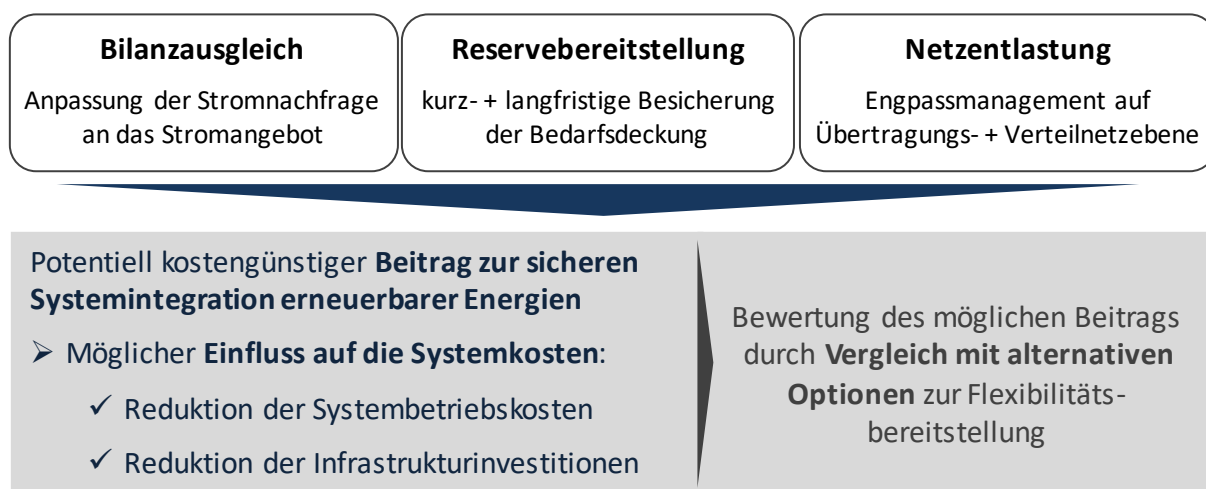


Abb. 1-8: Nutzen durch geeignete DSI-Potentiale aus Systemsicht

Werden in den drei genannten Bereichen DSI-Potentiale eingesetzt, die die technischen Anforderungen zuverlässig und mit möglichst geringem Kostenaufwand erfüllen, leisten sie einen Beitrag zum sicheren und kostengünstigen Systembetrieb. DSI-Potentiale können sich positiv auf die Systembetriebskosten auswirken, wenn z. B. eine effizientere Lastdeckung bei vorteilhafteren Betriebspunkten der Erzeugungseinheiten und eine günstigere Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder Netzengpassmanagement möglich werden. In Bezug auf regenerative Stromerzeugung könnten die operativen Integrationskosten der erneuerbaren Energien und der Abregelungsbedarf im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen verringert werden (vgl. z. B. (Winkler et al. 2015), (Critz et al. 2013)).

Andererseits kann die Erschließung und Nutzung von vergleichsweise günstigen DSI-Optionen den Bedarf für Neuinvestitionen in die Energieinfrastruktur reduzieren, indem Kapazitäten an Backup-Kraftwerken, Stromspeichern oder Leitungen eingespart bzw. der Zeitpunkt ihres Zubaus nach hinten verschoben werden kann (vgl. z. B. (Strbac 2008)). DSI-Optionen könnten im Kontext der zukünftigen Marktentwicklung von Erzeugungskapazitäten einen Beitrag zur Vermeidung bzw. Verminderung von sogenannten Boom-and-Bust-Zyklen leisten (vgl. z. B. (Maurer 2015)).

Auf diese Weise kann DSI einen substantiellen Beitrag zur Erreichung der verschiedenen in § 1(1) EnWG definierten Ziele<sup>16</sup> leisten. Wie beschrieben ist die mögliche Senkung der Systemkosten ein zentrales Element. Wesentlich ist ebenfalls die Möglichkeit zur Reduktion der Energiekosten, zur Generierung zusätzlicher Vermarktungserlöse und je nach Wunsch zur aktiven

<sup>16</sup> möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität

Marktteilnahme bei Endverbrauchern. Bei der Realisierung von DSI-Potentialen muss auch nicht mit langwierigen Genehmigungsverfahren oder gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen gerechnet werden, wie dies bei alternativen Optionen wie Pumpspeicherwerken, Stromleitungen oder konventionellen Kraftwerken der Fall sein kann (vgl. z. B. (Flesch 2013)).

Im Hinblick auf eine sichere Energieversorgung stellt DSI eine zusätzliche Ressource für den zuverlässigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie für die Vorhaltung von Reservekapazitäten für System- und Netzdienstleistungen dar. In Bezug auf eine umweltverträgliche Energieversorgung sind beispielsweise für die Nutzung von DSI-Potentialen als Option zur Systemflexibilisierung lediglich geringe Eingriffe wie die Installation geeigneter IKT oder gegebenenfalls die Errichtung von Stoff-, Wärme- oder Kältespeichern erforderlich. Im Vergleich dazu können durch Nutzung und Zubau alternativer Optionen wie Stromspeicher, Leitungen und konventionelle Kraftwerke deutlich höhere Umweltauswirkungen im Hinblick auf Landschaftseingriffe oder Treibhausgasemissionen entstehen (vgl. z. B. (Abaravicius und Pyrko 2006)).

International und national lassen sich eine Vielzahl von Veröffentlichungen oder Stellungnahmen verantwortlicher Personen aus Politik und Energiewirtschaft finden, in denen die möglichen Nutzen flexibler Nachfrage hervorgehoben, aber auch mögliche Nachteile beschrieben werden<sup>17</sup>. Hervorgehoben wird dabei insbesondere der mögliche Beitrag von DSI zur Systemeffizienz, zur Verbraucherbeteiligung, zur Versorgungssicherheit und zum Umweltschutz. In Deutschland wird besonders häufig die schnelle und kostengünstige Realisierbarkeit von DSI-Optionen betont.

### **1.7 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit**

Übergeordnetes Ziel dieser Arbeit ist die Darstellung des Beitrags, den DSI in Deutschland zur Erreichung klima- und energiepolitischer Zielsetzungen leisten kann. Dabei steht insbesondere die durch DSI realisierbare Reduktion der Systemkosten bei der Integration hoher Anteile dargebotsabhängiger erneuerbarer Stromeinspeisung und dem einhergehenden steigenden Bedarf an Flexibilität im Vordergrund. Auf Basis bestehender Untersuchungen kann zwar vermutet werden, dass hierbei Potentiale vorhanden sind. Wie groß diese v. a. im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen sind, ist jedoch unklar und soll durch die vorliegende Arbeit beleuchtet werden. In Bezug auf diese Zielsetzung werden im Wesentlichen folgende Fragestellungen untersucht:

---

<sup>17</sup> Eine Auswahl von Zitaten relevanter Organisationen bzw. Veröffentlichungen zu den Chancen nachfrageseitiger Flexibilität sind in Anhang A zusammengestellt.



1. Potentialanalyse: Welche Stromanwendungen eignen sich in welchem Maß für eine Flexibilisierung? Wie lassen sich real existierende DSI-Potentiale möglichst adäquat hinsichtlich ihrer soziotechnischen Eigenschaften charakterisieren? Wie sieht eine ökonomische Einsatzreihenfolge der DSI-Optionen - ähnlich der „Merit Order“-Kurve bei Erzeugungsanlagen - aus?
2. Systemanalytische Bewertung: Welchen Beitrag kann die Nutzung von DSI zur Reduktion der Strombereitstellungskosten im zukünftigen Energiesystem leisten? Wie sieht ein aus Systemsicht effizienter Einsatz bestehender DSI-Potentiale aus? Welche Einflussfaktoren spielen dabei eine Rolle?
3. Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen: Welche Hemmnisse zur Realisierung von aus Systemsicht sinnvollen DSI-Potentialen bestehen aus Sicht der Akteure? Was sind geeignete Maßnahmen in Bezug auf den regulatorischen Rahmen und das Strommarktdesign zum Abbau dieser Hemmnisse?

Diese Fragestellungen wurden überwiegend im Grundsatz bereits von anderen Autoren erfasst. In Abgrenzung zu bestehenden Untersuchungen leistet die vorliegende Arbeit neben einer verbesserten Abbildungsgenauigkeit und einer Erweiterung der empirischen Datengrundlage für DSI einen wissenschaftlichen Neuwert in Bezug auf methodische Ansätze. Dabei liegt der Beitrag insbesondere in der Systematisierung und methodischen Verknüpfung der realitätsnahen Erhebung von DSI-Potentialen einschließlich ihrer verschiedenen Nutzungscharakteristika mit ihrer systemanalytischen Bewertung im Vergleich mit alternativen Flexibilitätsoptionen. Wesentliche Elemente, die in der Literatur bislang im Wesentlichen fehlten, sind dabei die Ermittlung hochaufgelöster Kosten-Potential-Kurven, die Quantifizierung von Unsicherheiten bei der Potentialerhebung sowie die Berücksichtigung von DSI-Optionen zur Bereitstellung von Reserveleistung.

Um die genannten Fragestellungen zu beantworten, ist die Arbeit in sechs Kapitel gegliedert. Das zweite Kapitel geht auf den Stand der Wissenschaft und das abgeleitete methodische Vorgehen ein.

Im dritten Kapitel wird die durchgeführte Potentialanalyse beschrieben. Dabei wird eine Vielzahl von Stromanwendungen hinsichtlich ihrer Eignung für DSI strukturiert und ein gesamthaftes DSI-Potential für Deutschland mit seinen soziotechnischen und ökonomischen Charakteristika ermittelt. Als Ausgangspunkt für die Untersuchung dient die Auswertung der Literatur zu Erhebungen des DSI-Potentials für Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Haushalte. Die Potentialwerte beruhen hier jedoch oftmals auf weitgehend theoretischen Erhebungen oder Annahmen und es besteht häufig eine Fokussierung auf die für DSI schaltbare Leistung. Wesentlich für die reale Nutzbarkeit der DSI-Potentiale sind jedoch auch weitere

Charakteristika wie Verfügbarkeit, mögliche Schaltdauer und ökonomische Kenngrößen, die bislang nicht oder nicht durchgängig erfasst worden sind. An dieser Stelle führt die vorliegende Arbeit eine Klassifikation in DSI-Typen ein. Sie verbessert, basierend auf intensiven empirischen Erhebungen, die Datengrundlage hinsichtlich der Nutzbarkeit realer DSI-Potentiale und ergänzt diese um detaillierte DSI-spezifische Kennwerte bei einer Reihe neuer Stromanwendungen. Weitere wesentliche Aspekte sind die systematische Erfassung von Unsicherheiten und die regionale Disaggregation der ermittelten Potentiale. Die somit deutlich erhöhte Detailtiefe bei der Erhebung von DSI-Potentiale wird benötigt, da bestehende Daten aus bisherigen Arbeiten nicht für die gewünschte Analyseschärfe hinsichtlich DSI in der Energiesystemmodellierung ausreichen.

Auf dieser Basis erfolgt in Kapitel vier eine systemanalytische Bewertung von DSI. Dazu werden in der Literatur verschiedene modellgestützte Ansätze beschrieben, wobei in der Regel entweder beim Detailgrad der DSI-Abbildung oder beim Abbildungsumfang des Gesamtsystems wesentliche Vereinfachungen vorgenommen werden. Die Untersuchung in der vorliegenden Arbeit basiert auf einem hoch aufgelösten europäischen Strommarktmodell mit umfassender Berücksichtigung der Interferenzen und alternativen Potentiale anderer Flexibilisierungsoptionen im Gesamtkontext. Mit Hilfe eines iterativen Verfahrens werden die hochdetailliert vorliegenden DSI-Potentiale dabei so zusammengefasst, dass zwar sehr geringe Genauigkeitsverluste auftreten, dafür aber keine Abstriche beim Umfang des Optimierungsmodells gemacht werden müssen.

Das fünfte Kapitel untersucht Weiterentwicklungen in der Rahmensetzung zur umfassenden Realisierung von aus Sicht der gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt sinnvollen DSI-Potentiale. Dabei wird zunächst eine Analyse von Möglichkeiten und Hemmnissen von DSI-relevanten Akteuren im heutigen Marktrahmen auf Basis empirischer Daten beschrieben. Aufgrund der dadurch gewonnenen Erkenntnisse werden Ansätze zur regulatorischen Weiterentwicklung diskutiert und unter dem Aspekt bewertet, ob aktuelle Gesetzesentwürfe wesentliche Forderungen hinreichend umsetzen.

Zusammenfassend werden durch diese Arbeit bestehende Ansätze zur technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Bewertung von DSI-Optionen auf gesamthafter Ebene systematisiert und weiterentwickelt.

## 2 Stand der Wissenschaft und methodisches Vorgehen

Die Beeinflussung der Stromnachfrage ist in unterschiedlichem Kontext bereits seit den 1970er Jahren Forschungsgegenstand und hat seitdem weltweit an wissenschaftlicher Relevanz gewonnen. In Abb. 2-1 ist die Entwicklung der Zahl wissenschaftlicher Veröffentlichungen in Fachzeitschriften mit Peer-Review-Prozess zum Thema Demand Response zwischen 1990 und 2015 basierend auf Treffern bei Google Scholar dargestellt. Allein seit Beginn des Jahrtausends hat sich die Zahl um den Faktor 75 vergrößert.

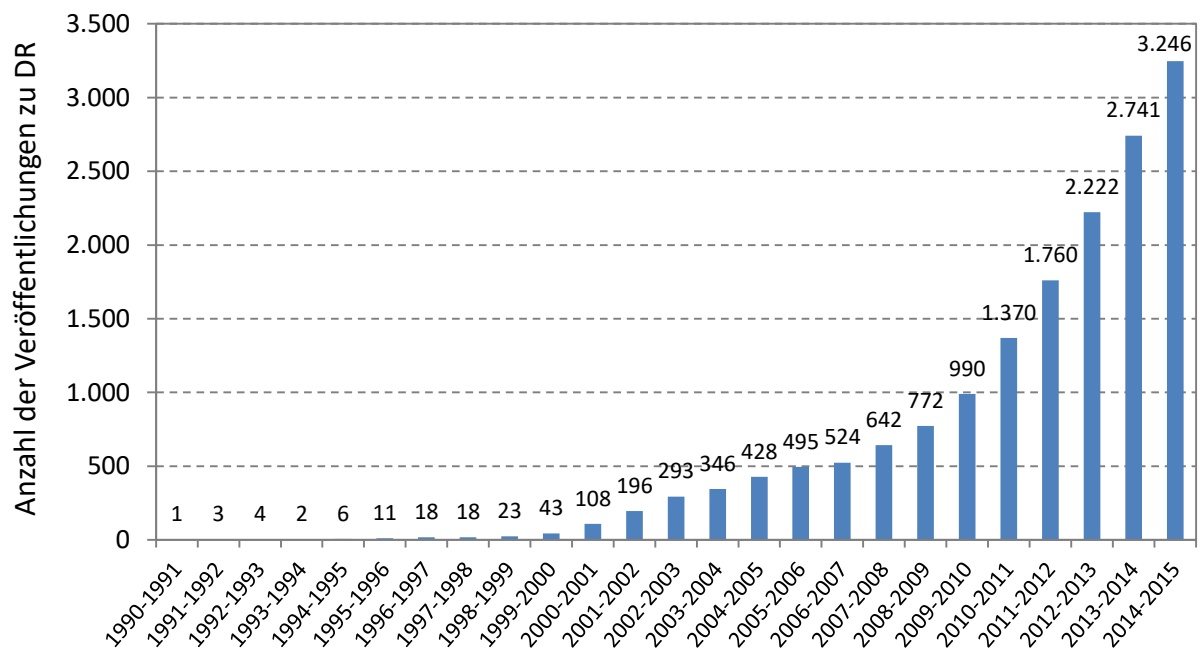


Abb. 2-1: Entwicklung der Anzahl wissenschaftlicher Veröffentlichungen zum Thema DR seit 1990<sup>18</sup>

Im Folgenden werden relevante methodische Erkenntnisse aus der bestehenden Literatur in Bezug auf die Zielsetzung dieser Arbeit zusammengestellt und bewertet. Auf Basis der Kenntnis bestehender, aber auch bislang fehlender Ansätze wird daraus ein methodisches Vorgehen für diese Arbeit abgeleitet. Dabei erfolgt eine Gliederung in die drei Themenfelder Potentialanalyse, systemanalytische Bewertung und Weiterentwicklung der Rahmensetzung.

### 2.1 Potentialanalyse

Insgesamt wurden im Rahmen dieser Arbeit 44 Studien<sup>19</sup> ausgewertet, die auf Potentiale für DSI in Deutschland eingehen. Die als am relevantesten eingestuft sind dabei

<sup>18</sup> in Fachzeitschriften mit Peer-Review-Prozess, Darstellung in Anlehnung an (Shariatzadeh et al. 2015)

<sup>19</sup> (Stadler 2005), (Brauner et al. 2006), (Franz et al. 2006), (Klobasa 2007), (Bubkvic-Schäfer 2007), (Gutschi und Stigler 2008), (Roon und Gobmaier 2010), (Roon et al. 2010), (Kohler et al. 2010), (Paulus und Borggreffe 2011),

die Untersuchungen (Klobasa 2007), (Kohler et al. 2010), (Focken et al. 2011), (Apel et al. 2012), (Buber et al. 2013a), (Langrock et al. 2015), (Styczynski und Sauer 2015) sowie die Veröffentlichungen im Rahmen der E-Energy- und LoadShift-Programme<sup>20</sup>. Gemeinsamkeiten der analysierten Studien sind der überproportionale Fokus auf Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien, die Unterscheidung zwischen Lastverschiebung in positiver bzw. negativer Richtung und Lastabschaltung ohne Nachholen sowie die Abgrenzung verschiedener Potentialbegriffe (die jedoch nicht einheitlich definiert sind).

### **Potentialesegmentierung**

Wesentliche Unterschiede bestehen in den Studien bei der Potentialesegmentierung, d. h. bei der Abgrenzung der im Detail untersuchten Technologien und Anwendungen. Die Untersuchungen unterscheiden sich hierbei hinsichtlich Umfang und Granularität. Beim Umfang wird in allen betrachteten Veröffentlichungen nur ein Ausschnitt der für DSI in Frage kommenden Optionen einbezogen<sup>21</sup>. Die zugrunde liegenden Auswahlkriterien werden mitunter ausführlich beschrieben<sup>22</sup>, teilweise aber auch nicht näher erläutert. Hinsichtlich der Granularität werden insbesondere Produktionsprozesse zum Teil detailliert abgegrenzt<sup>23</sup>. Überwiegend erfolgt jedoch eine Zusammenfassung von Technologien und Anwendungsbereichen auf relativ hoher Aggregationsebene. Eine durchgängige Berücksichtigung standortspezifischer Merkmale wie Größenklasse und IKT-Ausstattung, die für die Ermittlung des Erschließungsaufwands von DSI-Potentialen wesentlich ist, fehlt in allen Publikationen.

---

(Focken et al. 2011), (Hinterberger und Polak 2011), (Zeilinger und Einfalt 2011), (Apel et al. 2012), (Elberg et al. 2012), (Stötzer 2012), (Klobasa et al. 2013), (Buber et al. 2013a), (Buber et al. 2013b), (Popp und Klobasa 2013), (Ghaemi 2011), (Ghaemi und Schneider 2013), (Elbe und Schmutzner 2013), (Grote et al. 2013), (Krzikalla et al. 2013), (Kreuder et al. 2013), (Bauknecht et al. 2013), (Agricola et al. 2014), (Karg et al. 2014), (Kießling 2013), (Gruber et al. 2014), (Amann 2014), (Kollmann und Schmidthaler 2014), (Moser et al. 2014), (Reinhofer-Gubisch et al. 2014), (Kollmann et al. 2014), (r2b 2014), (frontier und consentec 2014), (Gils 2014), (Gils 2015), (Langrock et al. 2015), (Styczynski und Sauer 2015), (Henning und Sauer 2015) und (Stötzer et al. 2015)

<sup>20</sup> Eine chronologische Zusammenstellung von 29 ausgewählten Veröffentlichungen zur Analyse von DSI in Deutschland, darunter die genannten Untersuchungen, und deren wissenschaftlicher Innovationen ist in Anhang B beschrieben.

<sup>21</sup> Einen vergleichsweise hohen Untersuchungsumfang haben beispielsweise (Kohler et al. 2010), (Apel et al. 2012) und (Gils 2014).

<sup>22</sup> z. B. in (Paulus und Borggreffe 2011) oder (Apel et al. 2012)

<sup>23</sup> Beispielsweise werden verschiedene Verfahren bei der Herstellung von Chlor oder Holzstoff unterschieden (vgl. z. B. (Klobasa 2007)).

### **Erfassung von Parametern zur DSI-Charakterisierung**

Des Weiteren unterscheiden sich die betrachteten Veröffentlichungen wesentlich bei der Systematik der Parametererfassung. Eine Vielzahl von Studien ist ausschließlich auf schaltbare Leistung fokussiert, obwohl weitere Charakteristika wie beispielsweise die Verfügbarkeit, die mögliche Schaltdauer oder der Nutzungsaufwand maßgeblich für die energiewirtschaftliche Nutzbarkeit von DSI-Potentialen sind. Eine durchgängige Erfassung aller relevanten DSI-Charakteristika wird äußerst selten beschrieben<sup>24</sup>. Hinsichtlich der Erfassung von schaltbaren DSI-Leistungen sind die zugrunde liegenden Definitionen von Potentialbegriffen ein zentraler Aspekt. Zwar werden häufig gleiche Begriffe wie ‚theoretisches‘ oder ‚technisches‘ DSI-Potential verwendet, diese sind jedoch oft unterschiedlich differenziert und beinhalten verschiedene technische, organisatorische oder wirtschaftliche Aspekte.

### **Datenqualität**

Als drittes wichtiges Unterscheidungsmerkmal ist die Datenqualität zu nennen. Die Darstellung der zur Ergebnisermittlung verwendeten Daten unterscheidet sich erheblich in Transparenz und Konsistenz. Häufig zu beobachten sind ungenau oder nicht genannte Datenquellen sowie das Einbeziehen unzureichend belegter Literaturangaben. Teilweise gibt es inhaltliche Widersprüche<sup>25</sup>. Praktisch keine der betrachteten Studien quantifiziert systematisch Unsicherheiten bei der Datenerhebung und Potentialhochrechnung<sup>26</sup>. Hinsichtlich der Belastbarkeit der Eingangsdaten ist weiterhin anzumerken, dass die in der analysierten Literatur vorgestellten Ergebnisse überwiegend theoretischer Natur sind. Nennenswerte empirische Untersuchungen sind für Industrieprozesse in (Apel et al. 2012) mit 26 befragten Industriestandorten sowie in (Langrock et al. 2015) mit 42 befragten Standorten beschrieben<sup>27</sup>. Für Querschnittstechnologien in der Industrie basieren die Analysen in (Klobasa et al. 2013) bzw. (Buber et al. 2013a) auf der Befragung von ca. 40 Betrieben (vgl. (Klobasa et al. 2013)). Im Haushaltsbereich bestehen beispielsweise durch die E-Energy-Studien (Karg et al. 2014) erste Ergebnisse aus Feldversuchen. Die beschriebene empirische Datengrundlage ist somit nur für

---

<sup>24</sup> Ein Beispiel für eine umfassende Quantifizierung von DSI-Charakteristika ist (Langrock et al. 2015), wobei hier auf ausgewählte Produktionsprozesse fokussiert wird und diese auf Branchenebene zusammengefasst werden.

<sup>25</sup> Beispielsweise wird in (Klobasa 2007, S. 53) beschrieben, dass das Diphgrammverfahren zur Chlorherstellung nicht für DSI geeignet sei. Dies wird in verschiedenen Studien wie (Apel et al. 2012), (Buber et al. 2013a) oder (Gils 2014) ohne weitere Untersuchung aufgegriffen. (Langrock et al. 2015) weist dagegen auf Basis empirischer Erhebungen DSI-Potentiale für Chlorstandorte mit Diaphragmaverfahren aus.

<sup>26</sup> Ein Beispiel für eine sehr pauschale Abschätzung von Unsicherheiten ist (Klobasa 2007, S. 34).

<sup>27</sup> In (Klobasa 2007), (Kohler et al. 2010) und (Focken et al. 2011) werden ebenfalls empirische Erkenntnisse einbezogen, jedoch nicht genau beschrieben.

eine sehr geringe Zahl von Industriebranchen repräsentativ, bei denen die erfasste Stichprobe aufgrund einer kleinen Grundgesamtheit an Unternehmensstandorten relativ hoch liegt.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die erheblichen Ergebnisdifferenzen, die zwischen den vorhandenen Untersuchungen zu DSI-Potentialen bestehen, neben unvermeidbaren Unsicherheiten bei den Datenquellen und verschiedenen Erscheinungsjahren, auf substantielle Unterschiede bei Analyseumfang und -granularität, Parameterdefinition und Datenqualität zurückzuführen sind.

### **Schlussfolgerungen und Ableitung eines methodischen Vorgehens für diese Arbeit**

Die vorliegende Arbeit hat eine umfassende Bewertung von DSI-Optionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien zum Ziel. Die zu diesem Zweck notwendigen Potentialdaten können zu einem wesentlichen Teil nicht der bestehenden Literatur entnommen werden, da hier an vielen Stellen Lücken bestehen und häufig eine Vergleichbarkeit der Daten sowie eine Fehlerabschätzung fehlen.

Daher wird in dieser Arbeit zunächst eine klare Strukturierung von Potentialsegmentierung und Parameterdefinition einschließlich der verwendeten Potentialbegriffe erarbeitet. Auf dieser Basis werden umfassend Literaturdaten zusammengetragen und durch eigene Erhebungen validiert und ergänzt. Die Untersuchung der DSI-Charakteristika erfolgt so umfassend und granular wie dies für eine adäquate Modellabbildung notwendig ist. Hinsichtlich der Datenqualität werden die einbezogenen Quellen einer Defizitanalyse unterzogen, erstmals durchgängig Unsicherheiten in allen Eingangsgrößen der Potentialerhebung erfasst und nach den Regeln der Fehlerfortpflanzung<sup>28</sup> in den Ergebnissen berücksichtigt. Die bestehende Datenbasis wird insbesondere in Bereichen mit besonders wenigen oder unsicheren Daten durch gezielte empirische Erhebungen ergänzt. Die so gewonnenen Bottom-Up-Daten können mit Hilfe interferenzstatistischer Methoden<sup>29</sup> einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, die Analyseunsicherheiten zu verringern.

Abb. 2-2 zeigt im Überblick die methodische Vorgehensweise dieser Arbeit bei der Potentialanalyse. Zunächst erfolgt eine Segmentierung von Stromanwendungen, d. h. die Grundgesamtheit aller theoretisch für DSI nutzbaren Verbraucher wird durch die Strukturmerkmale

---

<sup>28</sup> vgl. z. B. (Hässelbarth 2004)

<sup>29</sup> Der grundlegende Ansatz zur Hochrechnung empirischer DSI-spezifischer Daten auf Basis von statistischen Methoden aus der Marktforschung wird in (Hartkopf et al. 2012) beschrieben und als Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit verwendet. Vertiefende statistische Literatur findet sich beispielsweise in (Cochran 1977), (Bortz und Weber 2005) oder (Günther et al. 2006).

Technologie, Anwendungsbereich und standortspezifische Faktoren wie Größenklassen unterteilt. Für die so definierten Gruppen von Einzelanlagen, die als DSI-Optionen bezeichnet werden, erfolgt die Potentialerhebung gesamthaft auf nationaler Ebene. Die Zahl der zusammengefassten Einzelanlagen kann dabei niedrig sein wie beispielsweise bei den vier Primäraluminiumhütten mit Schmelzflusselektrolyse in Deutschland, die eine DSI-Option bilden. Sie kann aber auch sehr hoch sein wie etwa bei den zusammengefassten knapp 40 Millionen Waschmaschinen. Insgesamt werden 33 verschiedene Technologien und 38 Anwendungsbereiche analysiert, jeweils in den Bereichen Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien. Die Anwendungsbereiche werden jeweils in bis zu sechs Größenklassen unterteilt.

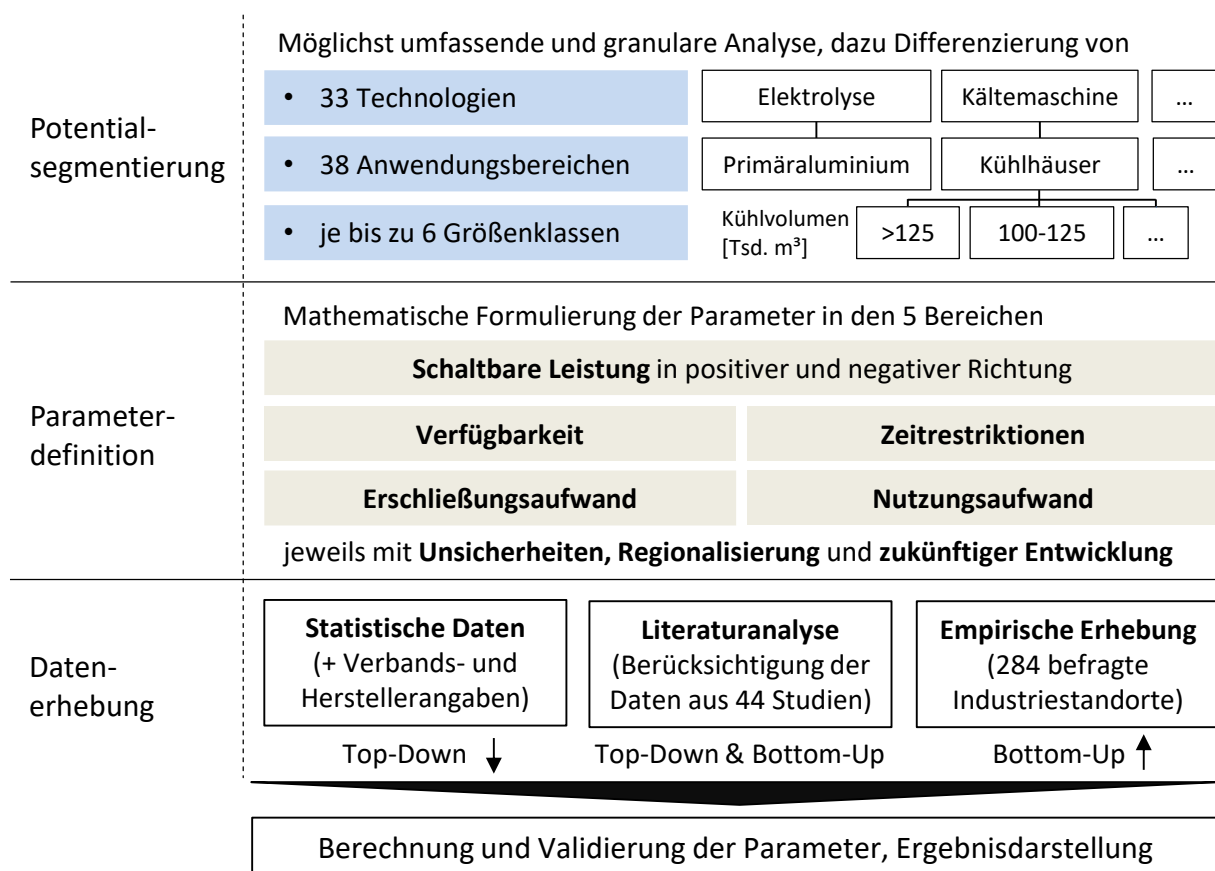


Abb. 2-2: Überblick über das methodische Vorgehen bei der Potentialanalyse

Anschließend erfolgt eine Definition von Parametern aus den fünf in dieser Arbeit definierten Bereichen schaltbare Leistung, Verfügbarkeit, Zeitrestriktionen, Erschließungs- und Nutzungsaufwand, wie sie für die spätere systemanalytische Bewertung benötigt werden. Die Berechnung der Parameter wird jeweils entsprechend den verfügbaren Eingangsdaten formuliert. Bei der Erhebung der zur Berechnung der Parameter notwendigen Eingangsdaten werden drei Datenquellen kombiniert. Dies sind erstens statistische Daten und andere Top-Down-Informationen wie beispielsweise Anwendungsbilanzen oder Angaben von Branchenverbänden und Komponentenherstellern. Zweitens werden im Rahmen einer Literaturanalyse verwertbare

Daten aus den oben beschriebenen 44 Studien zu DSI-Potentialen in Deutschland zusammengestellt und plausibilisiert. Schließlich werden durch Befragung von 284 Unternehmensstandorten sowie Informationen von Netzbetreibern, Dienstleistern und Austausch mit wissenschaftlichen Instituten gezielt Bottom-Up-Daten erhoben. Diese werden mit Hilfe interferenzstatistischer Methoden dazu verwendet, die theoretischen Erhebungen zu validieren und zu detaillieren. Auf Basis der gesammelten Daten werden die definierten Parameter bestimmt und mit Hilfe von Top-Down-Daten und Literaturangaben validiert.

## 2.2 Systemanalytische Bewertung

Die im Hinblick auf die systemanalytische Bewertung von DSI-Optionen insgesamt ausgewerteten 45 Veröffentlichungen<sup>30</sup> lassen sich im Wesentlichen in zwei Kategorien unterteilen. Die erste umfasst allgemeine Analysen zur Entwicklung des deutschen und europäischen Stromversorgungssystems, die keinen expliziten DSI-Fokus haben, in denen mögliche Systemeffekte durch DSI jedoch quantitativ erfasst und beschrieben werden. Die zweite Kategorie fokussiert speziell DSI-Optionen und Methoden zu ihrer systemanalytischen Untersuchung.

Beispiele für Kategorie eins sind die Studien (Kohler et al. 2010), (Agricola et al. 2012), (Büchner et al. 2014), (Agricola et al. 2014), (Imperial College und NERA 2014) und (Elsner et al. 2015)<sup>31</sup>. Ziel dieser Analysen ist meist die Ableitung von Handlungsempfehlungen für Politik und Energiewirtschaft. Sie erscheinen im Hinblick auf quantitative Aussagen zur Relevanz von DSI im Rahmen der Entwicklung des Energiesystems in Deutschland als wesentlich, da alle relevanten Systemelemente und ihre gegenseitigen Wechselwirkungen miteinander abgebildet sind. Aufgrund des insgesamt großen Analyserahmens ist der Detailgrad bei der Abbildung von DSI-Potentialen hier jedoch begrenzt.

Wiederkehrende Elemente sind die Differenzierung von markt- und netzseitigen Effekten von DSI und die fundamentalanalytische Quantifizierung möglicher Systemkosteneinsparungen

---

<sup>30</sup> (Klobasa et al. 2009), (Kohler et al. 2010), (Moura und Almeida 2010), (Lanz et al. 2011), (Schroeder 2011), (Agricola et al. 2012), (Elberg et al. 2012), (Pina et al. 2012), (Baeriswyl et al. 2012), (Critz et al. 2013), (Joung und Kim 2013), (Bradley et al. 2013), (Corrand et al. 2013), (Hartmann 2013), (Grote et al. 2013), (Krzikalla et al. 2013), (Bauknecht et al. 2013), (Büchner et al. 2014), (Agricola et al. 2014), (Pudjianto et al. 2014), (Imperial College und NERA 2014), (Siano 2014), (IEA 2014), (Borggreffe et al. 2014), (r2b 2014), (frontier und consentec 2014), (Gils 2015), (Elsner et al. 2015), (Müller und Brunner 2015), (Brunner und Möst 2015), (Neves et al. 2015), (Lau et al. 2015), (Smith und Brown 2015), (Zhou et al. 2015), (Boßmann 2015), (Heffels 2015), (Stötzer et al. 2015), (Keles et al. 2015), (Neves et al. 2015), (Zerrahn und Schill 2015), (entso-e 2015), (Märkle-Huß et al. 2016), (Peek und Diels 2016a), (Peek und Diels 2016b) und (Wolisz et al. 2016).

<sup>31</sup> Eine Zusammenfassung wesentlicher Aspekte dieser Studien ist in Anhang B beschrieben.



durch DSI. Ein Teil der Analysen fokussiert auf markt- oder netzseitige Effekte. Der Betrachtungsschwerpunkt der Marktanalysen liegt meist auf dem nationalen Elektrizitätssystem, wobei Außenhandel und europäischer Binnenmarkt sowie die Sektorkopplung mit dem Wärme- und Mobilitätssektor zunehmend berücksichtigt werden.

Für Veröffentlichungen der zweitgenannten Kategorie sind (Pina et al. 2012), (Critz et al. 2013), (Göransson et al. 2014), (Gils 2015) und (Zerrahn und Schill 2015) Beispiele. Die Studien haben überwiegend einen wissenschaftlich-methodischen Fokus und sind zum Teil theoretische Abhandlungen oder aber auch kombiniert mit Fallstudien, z. B. für Inselsysteme. Die methodischen Ansätze zur DSI-Abbildung werden hierbei detaillierter diskutiert als in Studien der erstgenannten Kategorie, dafür können meist keine belastbaren Aussagen zur Rolle von DSI im Rahmen der Entwicklung des Gesamtsystems mit seinen verschiedenen Elementen getroffen werden. Zwischen den genannten Studien bestehen wesentliche Differenzen in der Anwendungsnähe und dem Detailgrad der DSI-Abbildung.

In der vorliegenden Arbeit sollen die Ansätze dieser beiden Kategorien kombiniert werden, indem das Gesamtsystem mit seinen Wechselwirkungen und alternativen Optionen umfassend abgebildet wird bei gleichzeitig hoher Abbildungsgenauigkeit von DSI. Methodisch werden in beiden Kategorien überwiegend dynamische, teilweise aber auch statische Ansätze beschrieben. Im Folgenden wird zunächst auf statische und anschließend auf dynamische Analyseansätze und die dazugehörige Modellabbildung von DSI-Optionen aus der Literatur eingegangen.

### **Statische Analyseansätze**

Bei statischen Untersuchungen lassen sich Leistungsbilanz-Ansätze und statische Wirtschaftlichkeitsvergleiche von Flexibilitätsoptionen unterscheiden. Eine Leistungsbilanz<sup>32</sup> ist eine Betrachtung der Einspeise- und Lastsituation in einem Stromversorgungssystem zu einem bestimmten Zeitpunkt, an dem die Reserven der Einspeisungen ihren voraussichtlich geringsten und die zu deckende Last ihren voraussichtlich höchsten Wert annehmen. Somit kann unter Berücksichtigung der Unsicherheiten der Datenerhebung die voraussichtlich kritischste Situation bewertet werden (vgl. (ÜNB 2014a)). Während die ÜNB in ihrem jährlichen Bericht immer für das laufende und die folgenden drei Jahre eine Prognose zur Leistungsbilanz treffen, wird dies nach analoger Methodik beispielsweise in (Borggreffe et al. 2014) bis 2025 fortgeschrieben. Auf diese Weise lassen sich auf der Basis von Erhebungen zur Potentialverfügbarkeit in

---

<sup>32</sup> im Sinne des von den deutschen ÜNB nach § 12 Abs. 4 und 5 EnWG jedes Jahr zum 30. September zu erstellenden Berichts zur Leistungsbilanz (vgl. (ÜNB 2014a))

der voraussichtlich kritischsten Situation Aussagen zum möglichen Beitrag von DSI-Optionen zur Versorgungssicherheit treffen.

Statische Wirtschaftlichkeitsvergleiche von Flexibilitätsoptionen sind beispielsweise in (IEA 2014), (Ostertag 2014) und (Müller und Brunner 2015) beschrieben. (IEA 2014) führt das Konzept der Levelised Cost of Flexibility (LCOF) ein und vergleicht damit die Wirtschaftlichkeit von Leitungsausbau, Erzeugungsmanagement, Speichern und DSI im Hinblick auf definierte Flexibilisierungsaufgaben. (Ostertag 2014) greift diesen Ansatz auf und überträgt ihn auf Flexibilitätsoptionen im deutschen Elektrizitätssystem bei kurz-, mittel- und langfristigem Flexibilisierungsbedarf. (Müller und Brunner 2015) vergleicht die Kostenstruktur und technischen Eigenschaften verschiedener Flexibilitätsoptionen und differenziert dabei in grober Abschätzung Erschließungs- und Nutzungsaufwände.

Die beschriebenen statischen Ansätze eignen sich, um für definierte relevante Zeitpunkte bzw. Systemzustände einen Vergleich der techno-ökonomischen Voraussetzungen verschiedener Flexibilitätsoptionen herzustellen. Sie können die Komplexität der Wechselwirkungen zwischen den Komponenten des Energiesystems mit ihren zeitabhängigen Zuständen jedoch nur bedingt wiedergeben. Beispielsweise sind für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Flexibilitätsoptionen aus Systemsicht alle Einsatzmöglichkeiten innerhalb der technischen Lebensdauer der Investition maßgeblich und nicht nur isolierte Zeitpunkte. Daher sind für eine ganzheitliche Betrachtung der möglichen Systemeffekte von DSI dynamische Untersuchungsmethoden notwendig. Dazu bestehen in der Literatur bereits verschiedene Ansätze, die in der vorliegenden Arbeit weiterentwickelt werden.

### **Dynamische Analyseansätze**

(Sun 2013) klassifiziert Modelle zur dynamischen Analyse von Elektrizitätsmärkten nach Abbildungsumfang, Modellierungsansatz und Lösungsverfahren. In Bezug auf den Abbildungsumfang können volkswirtschaftliche Modelle, Energiesystemmodelle, Strommarktmodelle und Modelle von Teilen des Strommarkts differenziert werden. Bei volkswirtschaftlichen Modellen (vgl. z. B. (Küster 2009)) ist die notwendige Aggregationsebene für eine detaillierte Abbildung von DSI-Optionen zu hoch. Beispiele für die Abbildung von DSI in Energiesystemmodellen sind in (Pina et al. 2012) oder (Steurer et al. 2014b) beschrieben. Da eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung sowie die detaillierte Abbildung des Kraftwerksparks und alternativer Flexibilitätsoptionen wesentlich für die Systemanalyse von DSI sind, werden dazu in der Regel Strommarktmodelle eingesetzt.

Hinsichtlich des Modellierungsansatzes kann allgemein zwischen fundamentalen, ökonometrischen, finanzmathematischen, spieltheoretischen und agentenbasierten Modelle unterschieden werden, beim Lösungsverfahren zwischen Optimierung und Simulation (vgl. (Sun

2013)). In Bezug auf die in dieser Arbeit definierten Forschungsfragen im Bereich der systemanalytischen Bewertung von DSI (vgl. Abschnitt 1.7) kommen von dieser Auswahl nur eine fundamentale Betrachtung in Kombination mit einer Optimierung in Frage. Dies spiegelt sich auch in der betrachteten Literatur wieder. Für diese Arbeit wird daher ein fundamentales Optimierungsmodell mit detaillierter Betrachtung des Strommarkts gewählt.

### **Modellabbildung von DSI-Optionen**

Für die Abbildung von DSI-Optionen in dynamischen Modellen können Ansätze mit Strafkosten, Ansätze mit Lastpriorisierung sowie speicherähnliche Ansätze unterschieden werden. Der Ansatz mit Strafkosten für nichtgedeckte Nachfrage eignet sich insbesondere für den Bereich der Lastabschaltung ohne späteres Nachholen. Dabei können die beim Verbraucher verursachten variablen Kosten für Nichtdeckung der Nachfrage bei geeigneten DSI-Potentialen unter den Kosten von sonst preissetzenden Erzeugungseinheiten liegen<sup>33</sup>. Die Autoren der dem „Ten Year Network Development Plan“ 2014<sup>34</sup> zugrunde liegenden Marktstudien verwenden diesen Ansatz für DSI-Optionen, einschließlich Lastverschiebungspotentialen, unter Ausschluss der Nachholung entgangener Lasten, da die relevanten Mengen im Vergleich zur Gesamtnachfrage vernachlässigbar und notwendige Modellimplementierungen komplex seien (entso-e 2015). (Baeriswyl et al. 2012) dagegen beschreibt einen Ansatz für Lastverschiebung mit späterem Nachholen, bei dem Lastgradienten und Maximallast mit einer Pönale versehen werden. Für die vorliegende Arbeit wird die Methodik einer Abbildung über Strafkostenterme für den Fall der Lastabschaltung ohne Nachholen übernommen.

(Pina et al. 2012) oder (Corrand et al. 2013) beschreiben Beispiele für Ansätze, denen DSI-Optionen über Lastpriorisierung zugrunde liegen und Lastverschiebungen zwischen zwei Zeitpunkten entsprechend einer definierten Priorisierung voraussetzen. Nach (Pina et al. 2012) ist dies beispielsweise vergleichbar mit einer direkten Lastbeeinflussung durch einen Netzbetreiber. Eine detaillierte Abbildung von Zeitrestriktionen ist in den bekannten Beispielen auch aufgrund der begrenzten zeitlichen Auflösung nicht erfolgt. (Neves et al. 2015) kommt beim Vergleich verschiedener Modelle mit DSI-Abbildung zu dem Ergebnis, dass in den weltweit sehr häufig eingesetzten Modellen HOMER und EnergyPLAN (vgl. (Connolly et al. 2010)) DSI-Optionen meist über die unterschiedliche Priorisierung von Verbrauchern abgebildet werden, wobei die resultierende Beeinflussung der Systemkosten nicht direkt erfasst werden kann. In

---

<sup>33</sup> Dazu ist nach Leitstudie Strommarkt 2014 (r2b 2014, S. 21ff.) das Auftreten von Peak Load Pricing Voraussetzung. Die Studie sieht auf Basis einer theoretischen Untersuchung der Kostenstruktur von Unternehmen ein Potential von 10 bis 15 GW<sub>el</sub> für Lastabschaltung ohne Kompensation in deutschen Industriebetrieben (r2b 2014, S. 79), sofern entsprechend hohe Preissignale bei den Verbrauchern ankommen.

<sup>34</sup> Herausgeber: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)

Bezug auf diese Arbeit erscheint die Methodik als zu ungenau, sie hat ihren Einsatzfall bei gröber aufgelösten Modellen als hier von Relevanz ist.

Eine speicherähnliche Abbildung von DSI-Optionen wird u. a. in (Critz et al. 2013), (Göransson et al. 2014), (Gils 2015) oder (Zerrahn und Schill 2015) beschrieben. Wesentliches Element ist dabei das Nachholen entgangener Nachfrage bei Lastverschiebungspotentialen. In Analogie zu Stromspeichern<sup>35</sup> kann das positive DSI-Potential (Lastreduktion) als Einspeicherleistung, das negative DSI-Potential (Lasterhöhung) als Ausspeicherleistung, die verschiebbare Energiemenge als Speichervolumen und eine mögliche Beeinträchtigung der Energieeffizienz als Wirkungsgradverlust angesehen werden.

Der Ansatz erscheint im Grundsatz als geeignet für die Modellierung von Lastverschiebung mit Nachholen in dieser Arbeit, da eine hohe Abbildungsgenauigkeit erreicht werden kann. Dabei ist jedoch wesentlich, dass relevante Unterschiede zwischen DSI-Optionen und Stromspeichern berücksichtigt und adäquat abgebildet werden. Abweichend zu Stromspeichern unterliegt die schaltbare Leistung aufgrund der variierenden Verfügbarkeit von DSI-Potentialen einem zeitlichen Verlauf. Ferner sind zusätzliche Zeitrestriktionen wie die maximale Schalt- oder Verschiebedauer zu berücksichtigen. Dabei treten intertemporale Restriktionen auf, die bei kontinuierlicher Zeitauflösung, d. h. ohne Sprünge zwischen Typzeiträumen, linearisiert abgebildet werden können. Ebenfalls abweichend zu Stromspeichern können bei DSI-Optionen neben Investitions- und Fixkosten auch variable Kosten anfallen. Die in der Literatur beschriebenen Ansätze bilden die genannten Merkmale nur teilweise ab und sind daher für die vorliegende Arbeit entsprechend weiterzuentwickeln.

### **Notwendige Erweiterungen der Modellabbildung von DSI für diese Arbeit**

Bei den in der Literatur beschriebenen Modellabbildungen von DSI fehlen drei für diese Arbeit wesentliche Aspekte. Erstens erfolgte bisher entweder eine detaillierte Abbildung von DSI-Optionen oder eine umfassende Systemabbildung (vgl. oben beschriebene Kategorien von Veröffentlichungen zur Systemanalyse von DSI)<sup>36</sup>. Für eine belastbare Analyse möglicher Systemeffekte durch DSI erscheint die Kombination aus einer umfassenden Betrachtung des Elektrizitätssystems mit seinen Elementen und ihrer gegenseitigen Wechselwirkungen sowie einer adäquaten Abbildung von DSI-Potentialen und ihrer Nutzungscharakteristika notwendig.

---

<sup>35</sup> allerdings mit negativem Vorzeichen hinsichtlich der Lastflussrichtung

<sup>36</sup> Am ausgeprägtesten liegt eine Kombination dieser Merkmale in (Gils 2015) vor, wobei hier DSI-Potentiale auf rein theoretischer Basis erhoben und bei der Systemmodellierung verschiedene Vereinfachungen wie die Vernachlässigung von Reserveleistung getroffen werden.

Konkret beinhaltet dies insbesondere eine hohe zeitliche Modellauflösung zur Berücksichtigung von kurzfristigen Erzeugungsschwankungen sowie eine umfassende Berücksichtigung anderer Flexibilitätsoptionen, um Interferenzen und alternative Potentiale zu erfassen. Strategische Fragestellungen zu zukünftigen Entwicklungspfaden des Elektrizitätssystems sind durch integrale Optimierung von Systembetrieb und Infrastrukturinvestitionen zu analysieren. Damit bei gleichzeitig möglichst realitätsnaher Abbildung der DSI-Charakteristika das entstehende umfassende Optimierungsproblem bewältigt werden kann, wird ein Verfahren zur Komplexitätsreduktion seitens der DSI-Potentiale ohne wesentlichen Genauigkeitsverlust entwickelt und angewendet. Dies erfolgt quantitativ auf Basis iterativer Vereinfachungen mit Sensitivitätsuntersuchungen.

Zweitens werden verschiedene relevante Charakteristika von DSI-Optionen bislang nicht gemeinsam in einem Ansatz berücksichtigt. Dazu zählen die Möglichkeit zur Bereitstellung von Reserveleistung durch DSI-Potentiale, die alternative Nutzung von Lastabschaltung ohne Nachholen oder Lastverschiebung mit Nachholen sowie die Berücksichtigung von Investitions-, Fix- und variablen Kosten für die Erschließung und Nutzung von DSI-Potentialen<sup>37</sup>. Diese Eigenschaften der DSI-Optionen haben jedoch potentiell einen wesentlichen Einfluss auf die mögliche Systemkostenreduktion. In dieser Arbeit werden DSI-Optionen daher entsprechend ihrer vorab analysierten technischen Möglichkeiten und Bereitstellungskosten bei der Optimierung der Reserveleistung berücksichtigt. Eine Modellierung der alternativen Nutzung von Lastabschaltung ohne Nachholen sowie Lastverschiebung erfolgt über die Kombination der beschriebenen Ansätze mit Strafkosten bzw. speicherähnlicher Abbildung. Bei Lastverschiebungsoptionen werden Parameter zu spezifischem Investitionsbedarf, laufenden Fixkosten sowie variablen Kosten für Abruf und Reservevorhaltung von DSI-Optionen hinterlegt und somit in den Investitions- und Einsatzentscheidungen des Modells berücksichtigt.

Drittens fehlen in der Literatur Beispiele für eine enge Verknüpfung der Modellabbildung von DSI mit realitätsnah erfassten DSI-Potentialen und ihren spezifischen Nutzungscharakteristika in den fünf Bereichen schaltbare Leistung, Verfügbarkeit, Zeitrestriktionen, Erschließungs- und Nutzungsaufwand. In dieser Arbeit werden die hochaufgelösten Parameter aus der durchgeführten DSI-Potentialanalyse in der detaillierten Parametrisierung der DSI-Abbildung berück-

---

<sup>37</sup> Die Abbildung von DSI-Optionen zur Reservebereitstellung wird bislang nur in (Critz et al. 2013) beschrieben, wobei hier ein Inselnetz im US-Bundesstaat Hawaii mit generischen DSI-Potentialen untersucht wird. Für die Abbildung von Lastabschaltung oder Lastverschiebung gibt es verschiedene Beispiele in der Literatur, bislang erfolgte jedoch noch nicht beides in einem Ansatz. Ebenso wird in der bestehenden Literatur die Berücksichtigung von CAPEX oder OPEX, nicht jedoch deren Kombination beschrieben.

sichtigt. Konkret werden 99 verschiedene DSI-Optionen mit ihrer zeitpunktabhängigen schaltbaren Leistung in positiver bzw. negativer Richtung, ihren intertemporalen Einsatzrestriktionen sowie ihren ökonomischen Kenngrößen bezüglich Investition und Nutzung für Bilanzausgleich und Reservebereitstellung abgebildet<sup>38</sup>.

### Überblick über das methodische Vorgehen

Einen Überblick zum methodischen Vorgehen bei der systemanalytischen Bewertung von DSI zeigt Abb. 2-3. Zunächst werden der zukünftig entstehende Flexibilitätsbedarf und Optionen zu seiner Deckung analysiert<sup>39</sup>.

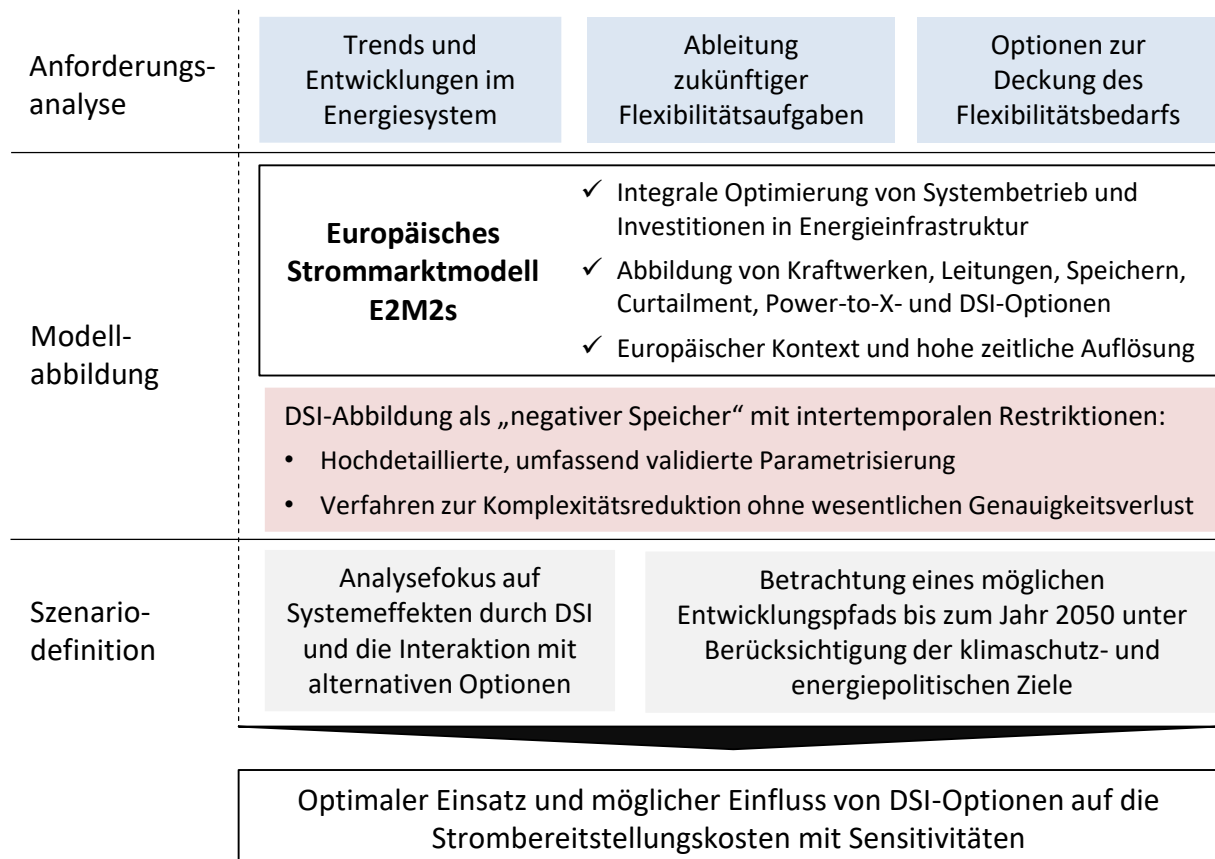


Abb. 2-3: Überblick über das methodische Vorgehen bei der systemanalytischen Bewertung

<sup>38</sup> Wie oben beschrieben, werden diese 99 verschiedenen DSI-Optionen aus Gründen der Rechenbarkeit des Modells anhand DSI-relevanter Eigenschaften so zusammengefasst, dass dadurch nur ein geringer Genauigkeitsverlust entsteht.

<sup>39</sup> Eine Beschreibung der wesentlichen Erkenntnisse dazu erfolgte in den Abschnitten 1.2 bis 1.6.

Die Bewertung des möglichen Systemnutzens durch DSI-Optionen wird realisiert durch eine dynamische Analyse mit umfassender Berücksichtigung von Wechselwirkungen mit alternativen Optionen im europäischen Kontext und mit hoher zeitlicher Auflösung. Die Untersuchung wird durch eine Erweiterung des in den vergangenen Jahren kontinuierlich entwickelten fundamentalen, linearen Optimierungsmodells des europäischen Strommarkts E2M2s<sup>40</sup> um die im vorigen Abschnitt beschriebene DSI-Abbildung umgesetzt.

### 2.3 Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen

Die Potentialanalyse und die systemanalytische Bewertung werden in dieser Arbeit von einer Analyse der Rahmenentwicklung für DSI ergänzt. Dazu erfolgt zunächst eine Analyse der Möglichkeiten und Hemmnisse von DSI-relevanten Akteuren im heutigen Marktrahmen, die sich auf eine umfangreiche empirische Datenbasis stützt. Diese beruht auf Ergebnissen der Befragung von 284 Produktionsstandorten von 190 Industrieunternehmen, verfügbaren Marktdaten sowie dem Austausch mit Netzbetreibern, Dienstleistern, Verbänden und Forschungseinrichtungen. Auf Grundlage der Hemmnisanalyse werden die vier Handlungsfelder Abbau finanzieller Risiken bei Lastflexibilisierung, Design von Systemdienstleistungsprodukten, Preisreize beim Endkunden sowie Verknüpfung von Markt und Netz identifiziert und analysiert. Im Hinblick auf diese Handlungsfelder werden bestehende Ansätze zur regulatorischen Weiterentwicklung bewertet und darüber hinaus gehender Entwicklungsbedarf aufgezeigt. Abb. 2-4 zeigt einen Überblick über das Vorgehen bei der Analyse regulatorischer Weiterentwicklungen.

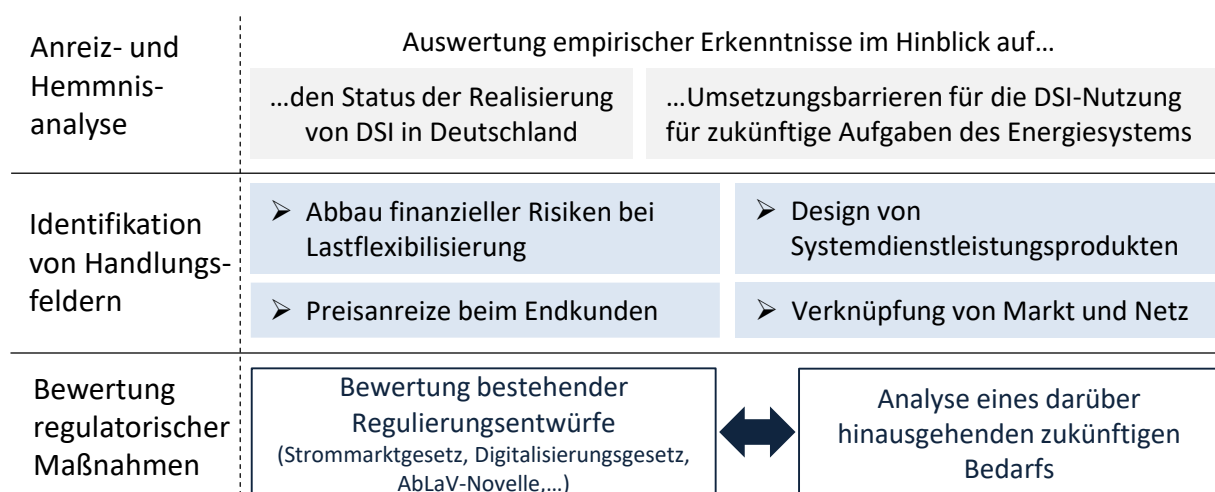


Abb. 2-4: Überblick über das Vorgehen bei der Analyse regulatorischer Weiterentwicklungen

<sup>40</sup> Eine Modellbeschreibung findet sich in Abschnitt 4.1 oder ausführlicher z. B. in (Sun 2013).

### **3 Analyse von DSI-Potentialen und ihrer Nutzungscharakteristika**

Um belastbare Aussagen zu den Möglichkeiten von DSI im Rahmen der weiteren Entwicklung des Energiesystems in Deutschland treffen zu können, ist eine detaillierte Kenntnis der zur Verfügung stehenden Potentiale notwendig. Eine Herausforderung stellen dabei die hohe Zahl und die Heterogenität der in Frage kommenden Stromanwendungen sowie die Verschiedenheit der für die energiewirtschaftliche Nutzung relevanten Charakteristika dar. Wesentliches Ziel der Potentialbestimmung ist daher die Segmentierung von Verbrauchern hinsichtlich der unter realen Bedingungen technisch und wirtschaftlich am besten geeigneten Potentiale für konkrete Nutzungsformen im Energiesystem.

In diesem Abschnitt werden ca. 100 potentiell geeignete Typen von Stromanwendern detailliert im Hinblick auf ihr DSI-Potential und dessen Nutzungscharakteristika untersucht. Dabei liegt der Analysefokus auf Stromverbrauchern in den Bereichen Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien in den Verbrauchssektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte. Die Analyse baut auf die in der Literatur enthaltenen Daten zu DSI-Potentialen in Deutschland auf, entwickelt diese, wo erforderlich, weiter und stützt sie auf umfangreiche empirische Analysen sowie auf eine durchgängige Erhebung der verschiedenen DSI-relevanten Daten, die deren Realitätsnähe und Vergleichbarkeit sicherstellen soll.

Zunächst wird auf die Definition relevanter Parameter zur Charakterisierung von DSI-Potentialen, die Definition von Potentialbegriffen und die Segmentierung von Stromanwendungen für die vorliegende Analyse eingegangen. Anschließend erfolgen eine schematische Einordnung von DSI-Optionen und die Beschreibung des Vorgehens zu ihrer quantitativen Bestimmung. Auf Basis dieser Methodik und einer umfassenden Datenerhebung werden schließlich DSI-Potentiale mit ihren Charakteristika ermittelt und dargestellt.

#### **3.1 Definition relevanter Parameter zur Charakterisierung von DSI-Potentialen**

Für die Bewertung von DSI-Potentialen hinsichtlich ihres energiewirtschaftlichen Nutzens ist eine alleinige Betrachtung ihrer schaltbaren Leistung, auf die zahlreiche Veröffentlichungen fokussieren, unzureichend. Vielmehr sind verschiedene Charakteristika zu berücksichtigen, die sich an den Anforderungen konkreter Nutzungsformen orientieren. Abb. 3-1 zeigt eine Aufteilung dieser Charakteristika in fünf Kategorien, deren Berücksichtigung wesentlich für die spätere systemanalytische Bewertung von DSI-Potentialen ist. Neben der schaltbaren Leistung sind dies die Kategorien Verfügbarkeit, Zeitrestriktionen, Erschließungs- und Nutzungsaufwand.



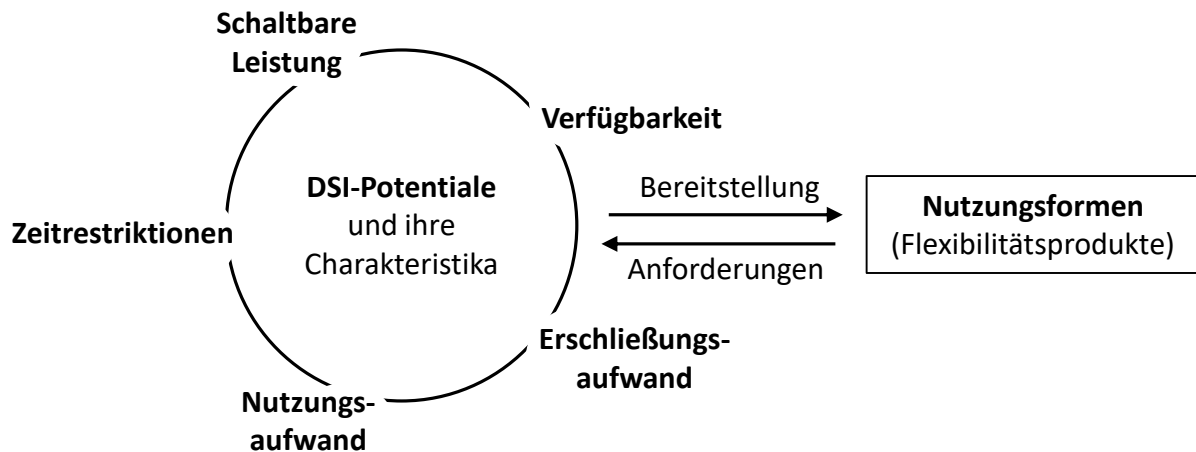


Abb. 3-1: Übersicht zur Charakterisierung von DSI-Potentialen

Als Nutzungsformen für DSI-Potentiale bestehen im aktuellen Marktrahmen verschiedene Energiemarktprodukte mit definierten Produkthanforderungen. Tab. 3-1 zeigt beispielhaft Mindestanforderungen im Hinblick auf die maximale Aktivierungsdauer und die Mindestschaltdauer bestehender Produkte am Regelleistungsmarkt, im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) sowie am Intraday- und Day-Ahead-Markt. Zukünftig könnten sich die Produkthanforderungen weiterentwickeln und es könnten weitere Nutzungsformen, beispielsweise im Bereich von Verteilnetzdienstleistungen, hinzukommen (vgl. z. B. (Zerres 2015), (Apel et al. 2014)).

Tab. 3-1: Maximale Aktivierungsdauer und Mindestschaltdauer bestehender Energiemarktprodukte<sup>41</sup>

Produkt	Plattform	Max. Aktivierungsdauer	Min. Schaltdauer	
Primärregelleistung (PRL)	ÜNB	30 s	15 min	
Sekundärregelleistung (SRL)		5 min	10 min	
Minutenreserve (MR)		15 min	15 min	
AbLaV SOL Produkt A		1 s	15 min / 1 h	
AbLaV SOL Produkt B			4 h	
AbLaV SOL Produkt C			8 h	
AbLaV SNL Produkt A		15 min	15 min / 1 h	
AbLaV SNL Produkt B			4 h	
AbLaV SNL Produkt C			8 h	
Intraday-Markt (ID)	EPEX/OTC	≤ 45 min	≥ 15 min	
Day-Ahead-Markt (DA)		≥ 12 h	≥ 1 h	

<sup>41</sup>SOL – Sofort abschaltbare Lasten; SNL – Schnell abschaltbare Lasten; ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber (Plattform <https://www.regelleistung.net/>); EPEX – European Power Exchange; OTC – Over the Counter

Maßgeblich für die Wertigkeit von DSI-Potentialen im Stromsystem sind weitere über diese Mindestanforderungen hinausgehende technische und ökonomische Eigenschaften, die bestimmen, wie intensiv und zu welchen Kosten die Potentiale in den jeweiligen Nutzungsformen eingesetzt werden können.

Abb. 3-2 zeigt die aus technischer Sicht wesentlichen Eigenschaften anhand eines generischen Beispiels der Flexibilitätsbereitstellung durch eine DSI-Option. Dabei wird definiert, dass ein Bedarf für Schaltung in positiver Richtung (Lastreduktion) in lokalen oder systemweiten Engpassituationen und ein Bedarf für Schaltung in negativer Richtung (Lasterhöhung) in entsprechenden Überschussituationen bestehen. Neben der zum Zeitpunkt der Flexibilitätsanforderung verfügbaren Schaltleistung in positiver Richtung  $P_{\text{pos}}$  bzw. in negativer Richtung  $P_{\text{neg}}$  sind verschiedene Zeitrestriktionen maßgeblich. Dabei spielt neben den im Diagramm eingetragenen Größen Aktivierungsdauer  $d_A$ , Schaltdauer  $d_s$  und Verschiebedauer  $d_v$  auch die kumulierte Schaltdauer  $d_{\text{kum}}$  über längere Zeitabschnitte eine relevante Rolle, die sich über die mögliche Schalthäufigkeit definiert.

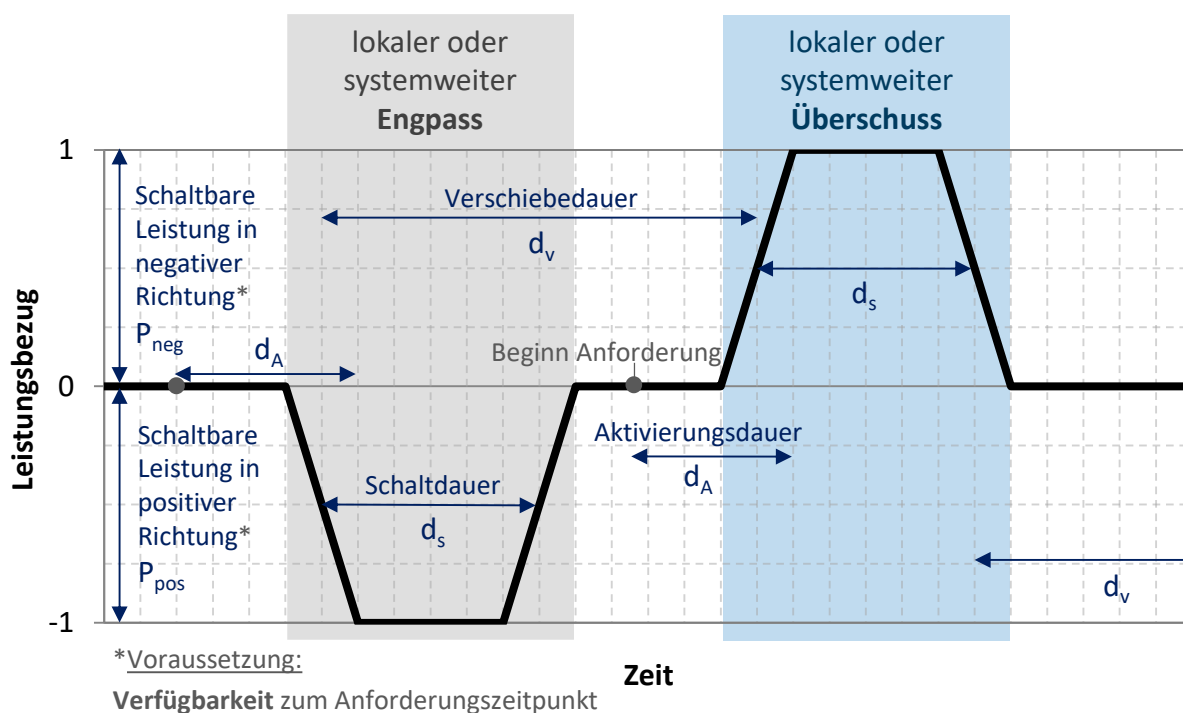


Abb. 3-2: Technische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI

Die ökonomische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI ist in Abb. 3-3 ebenfalls als generisches Beispiel dargestellt. Hierbei kann eine Analogie zur Erzeugungsseite hergestellt werden. Bei der Stromerzeugung wird die sortierte Grenzkostenkurve der bietenden Kraftwerke als Merit-Order-Kurve (englisch für Wert-Reihenfolge) bezeichnet. Anhand dieser Kurve lässt sich für eine gegebene Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt bestimmen, mit welchen Kraftwerken diese Nachfrage kostenminimal gedeckt werden kann (vgl. z. B. (Roon und Huck 2010)). Die vorliegende Arbeit soll einen Beitrag zur Beantwortung der Frage leisten,

ob sich analog dazu eine Merit-Order-Kurve der Flexibilitätsoptionen bilden lässt, indem dies für DSI-Optionen durchgeführt wird. Dabei ist zwischen Flexibilitätsabruf, vergütet durch den Arbeitspreis, und Flexibilitätsbereitstellung, vergütet durch den Leistungspreis, zu unterscheiden. Der Flexibilitätsbedarf, verursacht durch lokale oder systemweite Engpass- oder Überschussituationen ist im Beispiel in Abb. 3-3 als Gerade eingetragen, die die Angebotskurve schneidet. Die Zurverfügungstellung einer flexibel schaltbaren Leistung verursacht auf Seiten der DSI-Anbieter Kosten. Diese lassen sich in den Erschließungsaufwand für die Aktivierung des Potentials mit Investitionskosten  $c_{inv}$  und fixen Betriebskosten  $c_{fix}$  sowie den Nutzungsaufwand mit variablen Kosten für den Abruf  $c_{var}$  bzw. die Bereitstellung schaltbarer Leistung  $c_{Ber}$  unterteilen.

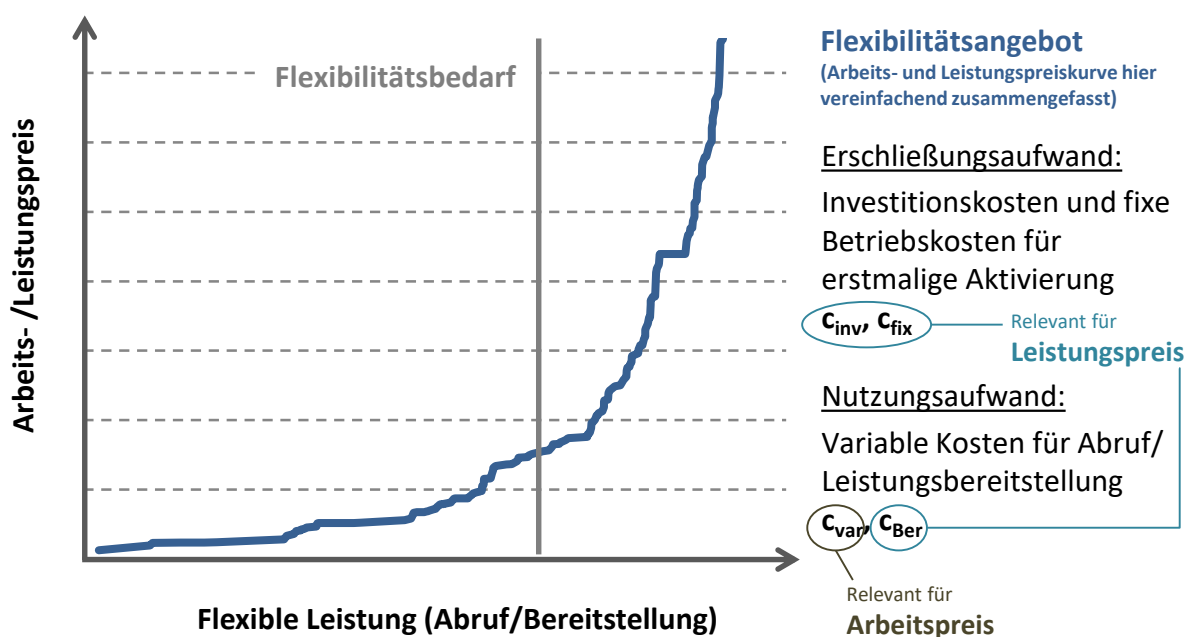


Abb. 3-3: Ökonomische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI

Abb. 3-4 fasst alle genannten Parameter zusammen und ordnet sie den Kategorien schaltbare Leistung, Verfügbarkeit, Zeitrestriktionen, Erschließungs- und Nutzungsaufwand zu. Die Quantifizierung der Parameter erfolgt in dieser Arbeit inklusive Unsicherheiten, Regionalisierung und zukünftiger Entwicklung. Dazu erfolgt eine mathematische Formulierung der Parameter in Abhängigkeit von Eingangsdaten, die aus verfügbaren Datenquellen ermittelt werden können. In der linken Spalte der Abbildung sind die wesentlichen Eingangsdaten erfasst.

Ein Parameter zur DSI-Charakterisierung, der in dieser Arbeit nicht detailliert erhoben wird, ist der Wirkungsgrad bei Aktivierung der flexiblen Nachfrage. In der untersuchten Literatur bestehen einzelne Hinweise, dass bei einem Teil der betrachteten DSI-Potentiale ein Einfluss der Nachfrageflexibilisierung auf den Energieverbrauch besteht. Dieser Zusammenhang wurde je-

doch bislang noch nicht umfassend untersucht und beschrieben. Es bestehen lediglich vereinzelt quantitative Angaben zu DSI-Wirkungsgraden, die entweder pauschal und ohne wissenschaftlich fundierte Begründung angenommen werden<sup>42</sup> oder sich nur auf einen kleinen Ausschnitt der DSI-Anwendungen beziehen<sup>43</sup>. Aus den für diese Arbeit durchgeführten Unternehmensbefragungen bestehen nur vereinzelte empirische Hinweise auf zu berücksichtigende DSI-Wirkungsgrade. Um trotz dieser Datenlage einen möglichen Fehler durch Nichtberücksichtigen von DSI-Wirkungsgraden nicht zu vernachlässigen, wird in dieser Arbeit der Einfluss möglicher Energieverluste bei Lastverschiebung im systemanalytischen Kontext durch entsprechende Sensitivitätsuntersuchungen abgebildet.

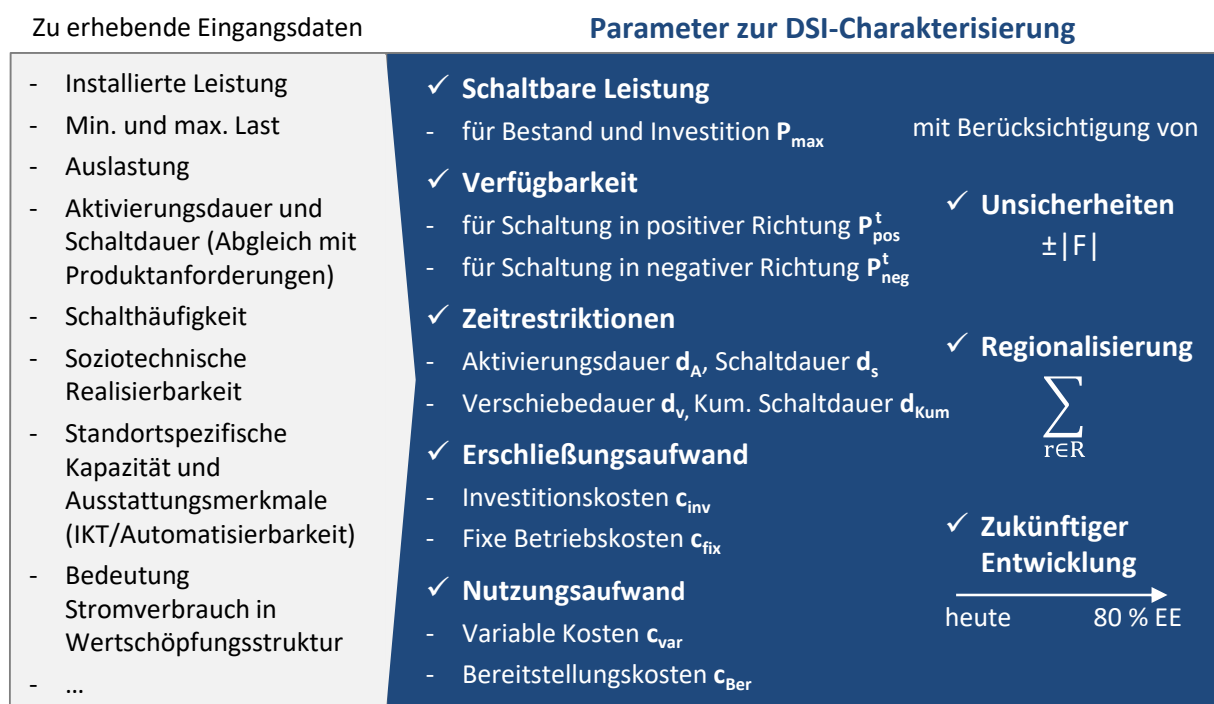


Abb. 3-4: Parameter zur DSI-Charakterisierung und zu ihrer Bestimmung zu erhebende Eingangsdaten

### 3.2 Definition von Potentialbegriffen

Analog zu den Erzeugungspotentialen auf Basis erneuerbarer Energiequellen oder der Klassifizierung von Energieeffizienzpotentialen sind bei der Bewertung von DSI-Optionen verschiedene Potentialbegriffe abzugrenzen. In frühen Veröffentlichungen zu DSI-Potentialen in Deutschland werden theoretisches, technisches, wirtschaftliches und realisierbares bzw. praktisches Potential unterschieden (vgl. z. B. (Roon und Gobmaier 2010)). Neuere Studien wie

<sup>42</sup> Beispielsweise geht (Bauknecht et al. 2013) von einem pauschalen Energieverlust von 0,5 %/h bei DSI-Einsatz aus. (Styczynski und Sauer 2015) nimmt pauschal einen Wirkungsgrad von 0,9 an, ohne dies näher zu erläutern.

<sup>43</sup> In (Langrock et al. 2015) wird auf Basis einer empirischen Erhebung der Energieverlust durch Teillastfahrweise in der Chlorindustrie auf 6 bis 8 % quantifiziert, für andere Branchen wird kein vergleichbarer Wert beschrieben.

(Langrock et al. 2015) differenzieren zudem Potentiale nach Nutzungsform, d. h. bezogen auf konkrete energiewirtschaftliche Produkte, sowie soziotechnische Potentiale. Während die grobe Gliederung der Potentialbegriffe häufig aufgegriffen wird, unterscheiden sich die Studien hinsichtlich der genauen Definition dieser Begriffe. Eine Vereinheitlichung besteht bislang nicht. In dieser Arbeit soll mit folgender Abgrenzung der Potentialbegriffe gearbeitet werden (Abb. 3-5).

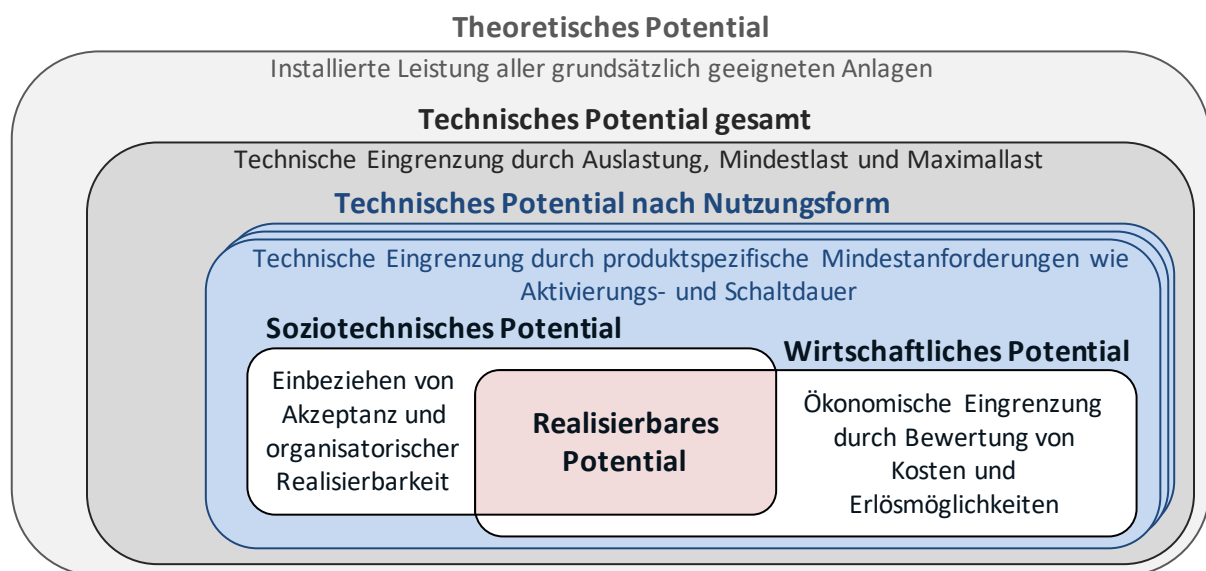


Abb. 3-5: Abgrenzung der Potentialbegriffe

Als theoretisches Potential wird nach (Roon und Gobmaier 2010) „die maximal mögliche Umsetzung einer Technologie verstanden, die sich aus dem gesamten Angebot einer Energieform (z. B. Solarstrahlung) oder der gesamten Nachfrage (z. B. Gebäudebeheizung) ergibt.“ Im Rahmen dieser Arbeit wird das theoretische DSI-Potential als installierte elektrische Leistung aller grundsätzlich für DSI geeigneten technischen Anlagen – entsprechend der unten beschriebenen Auswahl und Differenzierung von DSI-Optionen – definiert. Beim theoretischen DSI-Potential wird nicht nach Schaltung in positiver oder negativer Richtung unterschieden, da theoretisch die volle Leistung in beide Richtungen geschaltet werden könnte. In der Praxis ist aufgrund eines zu einem definierten Zeitpunkt festgelegten Betriebspunkts nur eine Schaltung in eine Richtung oder eine Schaltung mit einem Teil der Leistung in beide Richtungen möglich. Dies wird im Rahmen des technischen DSI-Potentials berücksichtigt.

Das technische DSI-Potential ist nach (Langrock et al. 2015) „das technisch mögliche Flexibilitätspotential einer regelbaren Last. Es werden weder Fragen der Wirtschaftlichkeit noch derzeit bestehender Hemmnisse für deren Nutzung [...] berücksichtigt.“ Technische Restriktionen hinsichtlich einer Mindest- und Maximallast sowie der häufig typzeitraumabhängige Betriebspunkt der jeweiligen DSI-Option werden in Abgrenzung zum theoretischen DSI-Potential einbezogen. Dabei wird das Schaltpotential in positiver oder negativer Richtung differenziert. Als

Schaltung in positiver Richtung wird die Reduktion des Stromverbrauchs oder die Erhöhung der Stromeinspeisung bezeichnet, als Schaltung in negativer Richtung die Erhöhung des Stromverbrauchs oder die Reduktion der Stromeinspeisung.

Abb. 3-6 veranschaulicht die technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung eines DSI-Potentials durch Stromverbraucher. Eine Lastreduktion bzw. Schaltung in positiver Richtung kann durch Komplettabschaltung, Reduktion auf Teillast oder verzögertes Anfahren im Vergleich zur ursprünglich geplanten Fahrweise einer technischen Anlage erfolgen. Eine Lasterhöhung bzw. Schaltung in negativer Richtung kann durch Lastüberhöhung, Lasterhöhung auf Volllast oder vorgezogenes Anfahren durchgeführt werden. Dabei ist eine wesentliche Unterscheidung, ob die entgangene oder überhöhte Stromnachfrage zu einem späteren Zeitpunkt durch Schaltung in umgekehrter Richtung kompensiert wird oder nicht. Der Fall mit späterer Kompensation wird als Lastverschiebung bezeichnet, der Fall ohne spätere Kompensation als Lastabschaltung ohne Nachholen<sup>44</sup>.



Abb. 3-6: Erbringungsmöglichkeiten für Lastreduktion und Lasterhöhung

Das technische DSI-Potential kann in Bezug auf konkrete Nutzungsformen, wie beispielsweise die Flexibilitätsvermarktung im Rahmen konkreter Produkte am Großhandels- oder Regelleistungsmarkt, näher definiert werden. Dazu werden technische Anforderungen dieser Nutzungsformen wie die maximale Aktivierungsdauer oder die minimale Schaltdauer berücksichtigt. Unter dem soziotechnischen DSI-Potential versteht (Langrock et al. 2015) eine Teilmenge des technischen Potentials, das neben den rein technischen Aspekten auch die individuelle Perspektive der Anlagenbetreiber widerspiegelt und somit wirtschaftliche und logistische Rahmenbedingungen sowie subjektive Einschätzungen berücksichtigt. Bei (Styczynski und Sauer 2015) werden in diesem Kontext Realisierbarkeits- und Akzeptanzfaktoren beschrieben.

<sup>44</sup> Der Fall der Lasterhöhung ohne spätere Lastreduktion ist für die in dieser Arbeit untersuchten Stromanwendungen nicht relevant. Ein Anwendungsfeld wären jedoch bivalente Technologien, bei denen ein alternativer Energieträger durch den eingesetzten Strom substituiert wird (vgl. Steurer et al. 2016a).

Eine eingeschränkte Realisierbarkeit kann bei industriellen Produktionsprozessen u. a. folgende Ursachen haben: Lieferverpflichtungen, Befürchtung einer negativen Rückkopplung auf Produktqualität oder Anlagenlebensdauer, fehlende Mitarbeiterressourcen, mangelnde Liquidität für Investitionen, Präferenz für Opportunitäten oder Vorbehalte gegen externes Eingreifen in die Prozesssteuerung. Hinzu kommen Hemmnisse, die durch den regulatorischen Rahmen bzw. das Marktdesign bedingt sind. Im Bereich der Querschnittstechnologien bei Gewerbe- und Haushaltskunden spielen fehlende Flexibilisierungsanreize aufgrund statischer Lieferverträge oder einer geringen Gewichtung der Stromkosten im Gesamtbudget eine zentrale Rolle. Ein weiterer Aspekt sind mögliche Komfortbeeinträchtigungen. Bei Haushalten kommen individuell motivierte Akzeptanzaspekte hinzu. Für die Abschätzung soziotechnischer DSI-Potentiale sind empirische Erhebungen eine wesentliche Grundlage. Diese werden in der vorliegenden Arbeit zur Ergänzung von Literaturdaten auf Basis von Umfragen erhoben.

Das wirtschaftliche DSI-Potential ist ebenfalls eine Teilmenge des technischen Potentials und kennzeichnet sich durch Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Optionen. Dabei ist zwischen der betriebswirtschaftlichen und der volkswirtschaftlichen Perspektive zu unterscheiden. (Roon und Gobmaier 2010) zieht die Amortisation des investierten Kapitals innerhalb der Anlagennutzungsdauer als betriebswirtschaftliches Kriterium heran. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind DSI-Potentiale dann wirtschaftlich, wenn sie im Vergleich zu gleichwertigen alternativen Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung Kostenvorteile aufweisen. Dies kann mit Hilfe von fundamentalen energiewirtschaftlichen Optimierungsmodellen untersucht werden. Das realisierbare DSI-Potential ergibt sich schließlich als Schnittmenge des soziotechnischen und des wirtschaftlichen<sup>45</sup> DSI-Potentials und stellt ein Maß des zu erwartenden tatsächlich leistbaren Beitrags von DSI-Potentialen dar (vgl. (Roon und Gobmaier 2010)).

### 3.3 Segmentierung von Stromanwendungen

Theoretisch können alle Stromnachfrager aufgrund der technischen Ausstattung ihrer Anlagen ihren Strombezug flexibilisieren. Dies wird u. a. deutlich, wenn bei einem Stromausfall jeder betroffene Endverbraucher vorübergehend ohne Netzbezug von Strom auskommen können muss. Die aufgrund der ausgeprägten Heterogenität der Nachfrageseite sehr großen Unterschiede hinsichtlich der Eignung zur Flexibilisierung im Rahmen von DSI-Maßnahmen machen allerdings eine detaillierte Differenzierung der Stromnachfrager notwendig.

---

<sup>45</sup> Hierbei wird in dieser Arbeit bei der systemanalytischen Bewertung in Kapitel 4 eine volkswirtschaftliche Perspektive eingenommen. In Kapitel 5 werden Marktdesignaspekte diskutiert, die zu einer Diskrepanz zwischen wirtschaftlichen DSI-Potentialen aus betriebs- bzw. volkswirtschaftlicher Perspektive führen.

Für die energiewirtschaftliche Nutzung relevant ist in der Praxis nur ein Teil der Stromnachfrager mit hinreichender DSI-Eignung. So werden in bekannten Studien Verbraucher mit sehr kleiner Bezugsleistung oder Geräte, deren Leistung nicht verschoben werden kann – sogenanntes Power On Demand – ausgeschlossen (vgl. z. B. (Styczynski und Sauer 2015)). Dazu zählen beispielsweise Beleuchtung, Elektroherd, Unterhaltungselektronik sowie Informations- und Kommunikationstechnik. Dennoch bleibt eine große Zahl von Stromnachfragern, die nicht per se für eine DSI-Nutzung ausgeschlossen werden können. Aus praktischen Gründen wird in allen bekannten Studien nur ein Teilbereich der Stromnachfrager berücksichtigt. In der Literatur zur DSI-Potentialanalyse in Deutschland erfolgt in der Regel eine Auswahl der betrachteten Optionen auf Ebene von Technologien und Anwendungsbereichen (z. B. (Klobasa 2007), (Apel et al. 2012)). In dieser Arbeit werden zusätzlich die aus ökonomischer Sicht wichtigen Standortfaktoren Größe und Ausstattungsgrad als weitere relevante Differenzierungskriterien berücksichtigt.

### **Differenzierung nach Technologie**

Abb. 3-7 gibt eine Einordnung von Technologietypen, die prinzipiell zur Bereitstellung flexibler Nachfrage in Frage kommen. Wird die Nachfrage als Stromnetzbezug beim Endverbraucher definiert, wie dies in vielen Statistiken der Fall ist, zählen dazu sowohl Stromverbraucher als auch andere Technologien, die Einfluss auf den Netzbezug haben, wie Eigenerzeugungsanlagen und Stromspeicher<sup>46</sup>. Bei den Stromverbrauchern lassen sich ausschließlich stromseitige sowie energieträgerübergreifende Anwendungen, sogenannte Power-to-X-Technologien, differenzieren. Bei den ausschließlich stromseitigen Verbrauchern wird weiterhin zwischen industriellen Produktionsprozessen sowie branchen- und anwendungsübergreifenden Querschnittstechnologien unterschieden. Wie in der Literatur zu DSI in Deutschland üblich, wird in dieser Arbeit auf Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien fokussiert (blau hervorgehoben in Abb. 3-7)<sup>47</sup>.

---

<sup>46</sup> Hier nur solche Stromspeicher, die den Stromnetzbezug von Endverbrauchern beeinflussen, also z. B. keine Pumpspeicherkraftwerke.

<sup>47</sup> In der Literatur werden standardmäßig Produktionsprozesse bzw. Querschnittstechnologien einbezogen, wobei teilweise auf einen dieser Technologietypen fokussiert wird. Die Technologietypen Power-to-X, Eigenerzeugung und Stromspeicher werden aufgrund ihrer abweichenden Charakteristika in der Regel separat oder gar nicht berücksichtigt. Für Power-to-X-Technologien gibt es häufiger separate Untersuchungen wie beispielsweise (Troost et al. 2012) oder (Gruber et al. 2015). Als eine der wenigen Studien, die Eigenerzeugungsanlagen quantitativ berücksichtigen, geht (Apel et al. 2012) bei der Potentialerhebung nur auf Klärgas-BHKWs in der Abwasserbehandlung ein. Stromspeicher werden ebenfalls nur in seltenen Fällen berücksichtigt, wie beispielsweise PV-Speichersysteme und Elektrofahrzeugbatterien in (Styczynski und Sauer 2015). In einzelnen Studien wie (Schulz



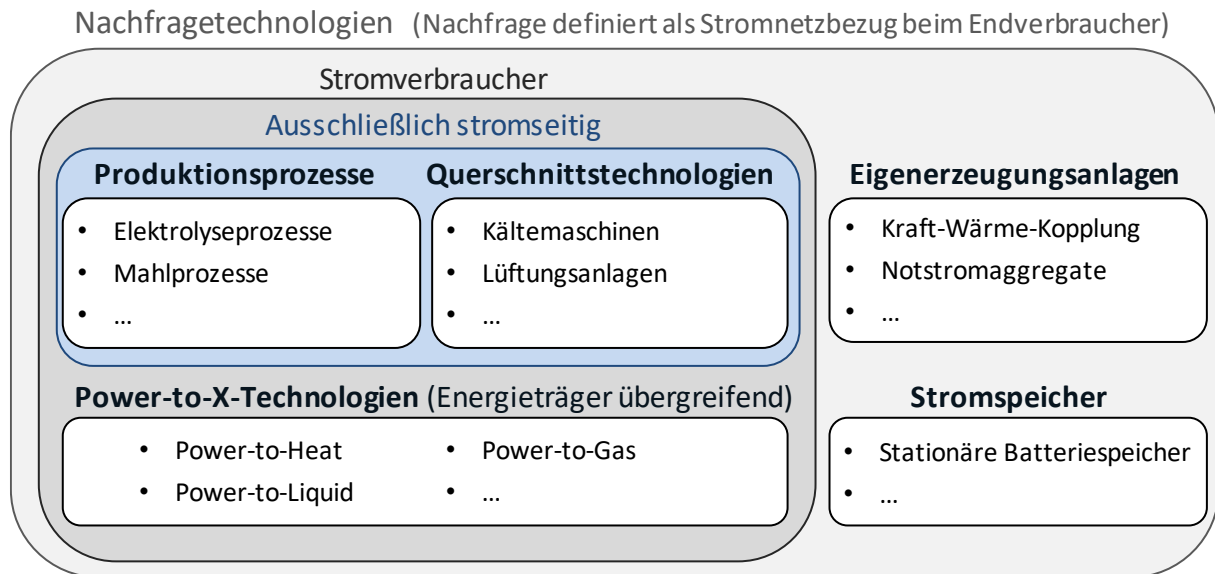


Abb. 3-7: Typisierung von Nachfragetechnologien

Produktionsprozesse sind dabei in Anlehnung an (Schloman et al. 2011) als Technologien definiert, die spezifisch für eine bestimmte Branche, ein Produkt oder ein Produktionsverfahren sind. Beispiele sind Lichtbogenöfen zur Elektrostahlherstellung, die Schmelzflusselektrolyse zur Primäraluminiumherstellung oder Papiermaschinen. Obwohl diese Technologien in dieser Form nicht in anderen Sektoren eingesetzt werden, weisen sie häufig einen relevanten Energie- bzw. Stromverbrauch auf.

Die Kategorie der Querschnittstechnologien hingegen enthält ausschließlich Anwendungen, die über die Grenzen verschiedener Sektoren, Branchen und Verfahren hinweg eingesetzt werden. Beispiele sind Lüftungsanlagen, Kompressionskältemaschinen, Wärmepumpen, Druckluftsysteme, Beleuchtung, Elektromotoren oder Pumpen. Diese Anwendungen sind in der Regel standardisierte Massenprodukte, die erst über ihre große Anzahl einen relevanten Energie- bzw. Stromverbrauch aufweisen (vgl. (Schloman et al. 2011)).

Die Abgrenzung von Technologien für den DSI-Einsatz ist in der Literatur hinreichend beschrieben und wird für die vorliegende Arbeit entsprechend übernommen. Durch detaillierte Recherchen und empirische Erfassung bisher noch nicht im DSI-Kontext beschriebener Branchen erfolgt in dieser Arbeit jedoch eine detailliertere Differenzierung nach Technologie als bislang in der Literatur beschrieben. Insgesamt werden 22 verschiedene Produktionsprozesse und elf

---

und Brandstät 2013), (Bechem et al. 2015) oder (Henning und Sauer 2015) werden Technologien der Technologietypen Querschnittstechnologien, Power-to-X und Eigenerzeugungsanlagen zusammengefasst, bei denen Strom- und Wärmemarkt interagieren.

verschiedene Querschnittstechnologien berücksichtigt. Eine Übersicht der ausgewählten Technologien mit Erläuterung findet sich in Anhang D.

### Differenzierung nach Anwendung

Neben dem Technologietyp werden in der Literatur Anwendungsbereiche oder Anwendungsarten zur Abgrenzung herangezogen. Abb. 3-8 zeigt eine beispielhafte Differenzierung von Stromverbrauchern (Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien) nach Anwendungsbereich und Anwendungsart. Beim Anwendungsbereich ist die Einteilung in die Verbrauchssektoren Industrie, GHD und Haushalte üblich. Der Verkehrssektor wird aufgrund vernachlässigbarer theoretischer DSI-Potentiale in keiner der betrachteten Studien separat untersucht. Eine Ausnahme bildet dabei das Feld der Elektrofahrzeuge, in dem teilweise vergleichsweise hohe zukünftige DSI-Potentiale gesehen werden. Diese werden in den betreffenden Studien dem Haushaltsbereich zugeordnet (vgl. z. B. (Styczynski und Sauer 2015)).

		Anwendungsarten				
		Mech. Energie	Raumwärme	Prozesskälte	...	
Anwendungsbereiche	Industrie	Papierindustrie (WZ 17)				
		mech. Holzstoffherstellung	Holzschleifer			...
	...					
	Ernährungsindustrie (WZ 10-12) - übergreifend	Lüftungsanlage		Kältemaschine	...	
GHD	Wasserversorgung (WZ 36)	Pumpanlage			...	
	...					
HH	Haushalte gesamt	Umwälzpumpe	Wärmepumpe	Kühlgerät	...	
		...	Speicherheizung	Gefriergerät		

Produktionsprozesse  
 Querschnittstechnologien

WZ = Wirtschaftszweig nach (Destatis 2008); mech. = mechanisch;  
 GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; HH = Haushalte

Abb. 3-8: Abgrenzung der Stromnachfrageseite nach Anwendungstypen

In den Verbrauchssektoren Industrie und GHD können nach der gültigen Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ) von 2008 (Destatis 2008) Tätigkeiten in unterschiedlicher Granularität differenziert werden. Für die Analyse von Produktionsprozessen ist eine sehr enge Abgrenzung der produzierenden Tätigkeit auf Ebene eines homogenen hergestellten Guts notwendig. Ein Beispiel dafür ist die mechanische Holzstoffherstellung als Teil der Papierindustrie in Abb. 3-8. Auf dieser granularen Ebene sind in der Regel keine Daten des statistischen Bundesamts verfügbar, für bestimmte Branchen besteht jedoch eine öffentlich zugängliche Datenbasis

durch Branchenverbände. Bei der Analyse von Querschnittstechnologien werden häufig homogene Wirtschaftszweige zusammengefasst. In Abb. 3-8 umfasst beispielsweise der Begriff „Ernährungsindustrie“ die Wirtschaftszweige 10, 11 und 12 nach WZ 2008.

Eine weitere Art der Unterscheidung ist nach der sogenannten Anwendungsart. In Anwendungsbilanzen wie (Schloman et al. 2014) werden typischerweise folgende acht bis neun Kategorien unterschieden: Mechanische Energie, Prozesswärme (teilweise unterteilt in Warmwasser und sonstige Prozesswärme), Raumwärme, Prozesskälte, Klimakälte, Beleuchtung sowie Informations- und Kommunikationstechnik. Die Informationen aus diesen Anwendungsbilanzen werden in Studien zur DSI-Potentialanalyse insbesondere für die Untersuchung von Querschnittstechnologien häufig aufgegriffen (vgl. z. B. (Styczynski und Sauer 2015)).

Wie bei der Differenzierung nach Technologie ist die Abgrenzung von DSI-Optionen nach Anwendung im Grundsatz hinreichend in der Literatur beschrieben und kann für die vorliegende Arbeit entsprechend übernommen werden. Auf Basis detaillierter Recherchen und empirischer Erfassung erfolgt mit 38 unterschiedenen Anwendungsbereichen im Vergleich zur bestehenden Literatur eine granularere Differenzierung. Eine Übersicht der ausgewählten Anwendungsbereiche mit Erläuterung findet sich in Anhang D.

### **Differenzierung nach Standortfaktoren**

Während die Differenzierung von Verbrauchern nach Technologie und Anwendung in der Literatur zu DSI-Potentialen fast durchgängig beschrieben ist, werden weitere, standortspezifische Merkmale in der Regel nicht oder nicht quantitativ berücksichtigt. Wesentliche Standortfaktoren sind die Standortgröße im Sinne von Leistungs- und Arbeitsbezug, die geografische Lage, Ausstattungsmerkmale hinsichtlich technischer Anlagen und des Gebäudes, die wirtschaftliche Tätigkeit und Organisationsform bei gewerblichen Standorten oder soziökonomische Nutzercharakteristika bei Privathaushalten.

Die Standortgröße bzw. die Bezugsleistung DSI-relevanter Verbraucher spielt eine wesentliche Rolle für den spezifischen Erschließungsaufwand von DSI-Potentialen, da die Kosten für notwendige Aktivierungsinvestitionen unterproportional zur erschließbaren Leistung steigen. In der vorliegenden Arbeit werden daher je betrachteter Branche bis zu sechs Größenklassen differenziert (dargestellt und erläutert in Anhang D). Die geografische Lage von DSI-Potentialen ist im Sinne der Lage in der Stromnetztopographie relevant für den lokalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage bzw. die Nutzung für Netzengpassmanagement. Sie wird in dieser Arbeit für alle betrachteten DSI-Optionen erfasst und für die Generierung von Potentialkarten sowie von regionalisierten Inputdaten für die systemanalytische Bewertung aufbereitet.

Wesentliche Ausstattungsmerkmale für die DSI-Nutzung sind zum einen der Bestand an Stoff-, Wärme- oder Kältespeichern sowie die Gebäudebeschaffenheit hinsichtlich der flexiblen Nutzung von Raumwärme-, Klimakälte- oder Lüftungsanlagen. Diese Merkmale werden in der vorliegenden Arbeit über verfügbare statistische Durchschnittswerte in die Berechnung der DSI-relevanten Parameter einbezogen. Zum anderen ist die Ausstattung mit Informations- und Kommunikationstechnik wie (Gebäude-)Leittechnik oder Energiemanagementsystemen ein wesentliches Merkmal für den notwendigen Erschließungsaufwand. Daher wird für alle in dieser Arbeit berücksichtigten DSI-Optionen mit Investitionsbedarf für die DSI-Aktivierung in Abhängigkeit der Branche und Größenklasse ein bestehender IKT-Ausstattungsgrad definiert. Schließlich beeinflussen nutzerspezifische Merkmale wie die marktliche Zuordnung der wirtschaftlichen Tätigkeit oder Entscheidungspräferenzen verantwortlicher Personen die mögliche Potentialrealisierung maßgeblich. Diese Einflüsse werden in der vorliegenden Arbeit über Realisierbarkeitsfaktoren aus Literatur und empirischen Erhebungen berücksichtigt.

Abb. 3-9 fasst die wesentliche Vorteile einer standortspezifischen Differenzierung bei der DSI-Potentialanalyse, die bislang in der Literatur praktisch nicht beschrieben wird, zusammen. Sie ermöglicht zum einen eine differenzierte Bestimmung des spezifischen Erschließungsaufwands und somit eine ökonomische Bewertung erhobener DSI-Potentiale. Zum anderen können die DSI-Potentiale durch geografische Zuordnung regionalisiert werden.

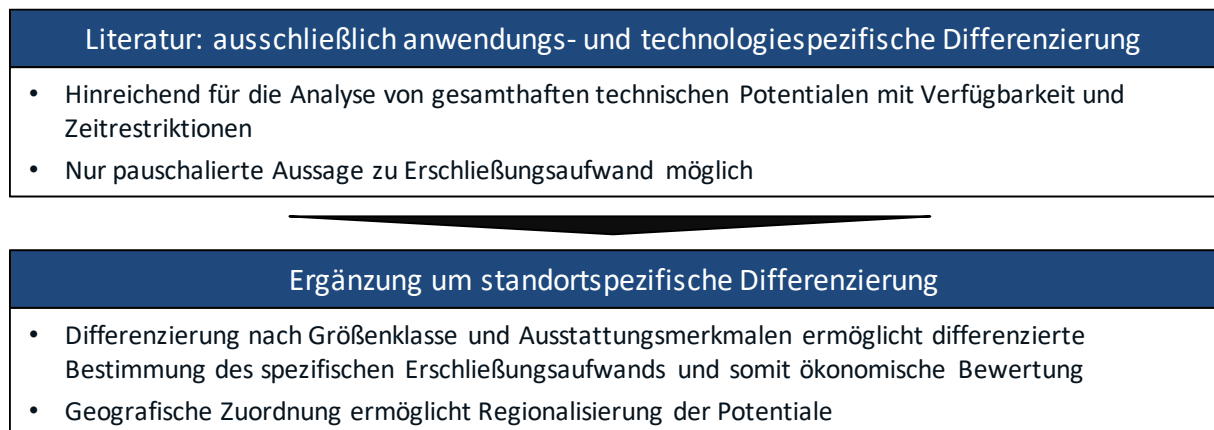


Abb. 3-9: Vorteile standortspezifischer Differenzierung bei der Potentialanalyse

### 3.4 Schematische Einordnung von DSI-Anwendungen

Tab. 3-2 zeigt eine schematische Einordnung von fünf generischen Anwendungsbereichen für Produktionsprozesse bzw. Querschnittstechnologien in Bezug auf DSI-relevante Eigenschaften in den oben beschriebenen Kategorien schaltbare Leistung, Verfügbarkeit, Erschließungs- und Nutzungsaufwand. Die Kategorie Zeitrestriktionen ist dabei aufgrund ihrer Heterogenität innerhalb der dargestellten Anwendungsbereiche nicht in der Tabelle berücksichtigt, wird bei

der nachfolgenden quantitativen Untersuchung jedoch detailliert erfasst. Die zunächst qualitativen Einträge sind je nach Bewertung hinsichtlich einer DSI-Nutzung in den Farben grün, orange oder rot gekennzeichnet und dienen einem schematischen Überblick. Diesen liegen umfassende quantitative Analysen zugrunde, die im weiteren Verlauf des Kapitels beschrieben werden.

Tab. 3-2: Schematische Einordnung von Stromanwendungen hinsichtlich ihrer DSI-Eignung

	Anwendungsbereich	Schaltb. Leistung je Standort	Verfügbarkeit	Spez. Erschließungsaufwand	Nutzungsaufwand
Produktionsprozesse	<b>Stromintensive Industrie</b>	Sehr hoch	Sehr hoch (nur Lastreduktion)	Gering / bereits erschlossen	Prozessbeeinträchtigung
	<b>Sonstige Industrie</b>	Hoch	Je nach Betriebsweise	Relativ gering	
Querschnittstechnologien	<b>Große Betriebe</b> (Industrie, GHD)	Hoch	Je nach Betriebsweise/Witterung	Relativ gering	Idealerweise keine Beeinträchtigung
	<b>Mittelgroße Betriebe</b>	Relativ gering		Relativ hoch (Stand heute)	
	<b>Kleine Betriebe, Haushalte</b>	Gering		Hoch (Stand heute)	

Grün – günstig; Orange – bedingt günstig; Rot – ungünstig für DSI-Nutzung

Wesentliche Zusammenhänge, die dabei deutlich werden, sind zum einen der Einfluss der schaltbaren DSI-Leistung je Standort auf den spezifischen Erschließungsaufwand. Je höher die flexibilisierbare Bezugsleistung eines Stromabnehmers und je besser der bestehende Ausstattungsgrad mit notwendiger IKT ist, desto spezifisch günstiger wird die Aktivierung für DSI. Beides hängt in hohem Maß mit der Standortgröße zusammen, die von Großbetrieben zu Privathaushalten abnimmt. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass sich dieser Zusammenhang zukünftig merklich relativieren könnte, wenn durch IKT-Standardisierung sowie neue Produkte und Dienstleistungen im Smart-Energy-Bereich Kleinverbraucher günstiger für DSI erschlossen werden können, als dies heute der Fall ist.

Zum anderen beeinflussen der typische Betriebsmodus und die Auslegung eines Stromverbrauchers seine Verfügbarkeit und den Nutzungsaufwand für DSI. Bei stromintensiven Produktionsprozessen wird aufgrund ihrer Kapitalintensität und ihrer Bedeutung für die Wertschöpfung am jeweiligen Standort, meist Vollausslastung angestrebt, sofern dies die konjunkturelle Situation zulässt (vgl. z. B. (Essers 2015)). Damit verbunden ist häufig eine sehr hohe mögliche Verfügbarkeit für die Leistungsbereitstellung für Lastabschaltungen, beispielsweise im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) oder der Regelleistungsmärkte. Gleichzeitig ist der Nutzungsaufwand aufgrund möglicher Prozessbeeinträchtigungen und entsprechender Opportunitätskosten typischerweise hoch.

Bei Querschnittstechnologien haben die Betriebsweise, die beispielsweise nach Schichtzeiten ausgerichtet ist, und die Witterung, insbesondere bei Raumwärme- und Klimakälteanwendungen, wesentlichen Einfluss auf die Verfügbarkeit im Rahmen von DSI-Maßnahmen. Idealerweise werden DSI-Potentiale bei Querschnittstechnologien so gewählt und eingesetzt, dass keine Produktions- oder Komfortbeeinträchtigungen auftreten und der Nutzungsaufwand somit vernachlässigbar wird (vgl. z. B. (Buber et al. 2013a)).

### **3.5 Erhebung quantitativer DSI-Potentiale und ihrer Charakteristika**

Im folgenden Abschnitt wird das Vorgehen bei der quantitativen Bestimmung von DSI-Potentialen und ihren charakteristischen Parametern auf Basis der jeweils erhobenen Eingangsdaten beschrieben. Mit Ausnahme ausgewählter illustrierender Beispiele wird dabei aus Gründen der Übersichtlichkeit und der inhaltlichen Fokussierung auf eine allgemeine Beschreibung der technischen Anlagen in ihrem jeweiligen Anwendungskontext verzichtet. Für nähere Details hierzu, die nicht direkt im DSI-Kontext stehen, wird auf die angegebenen Primärquellen der dargestellten Daten bzw. die im Abschnitt Literaturanalyse beschriebene Literatur verwiesen<sup>48</sup>.

#### **3.5.1 Schaltbare Leistung und ihre Verfügbarkeit**

Zur Erhebung des Parameters schaltbare DSI-Leistung in positiver bzw. negativer Richtung mit zeitlich aufgelöster Verfügbarkeit wird zwischen den oben beschriebenen Potentialbegriffen differenziert. Für eine belastbare energiewirtschaftliche Bewertung wird die Erhebung von auf konkrete Nutzungsformen bezogenen soziotechnischen DSI-Potentialen beschrieben.

##### **Theoretisches DSI-Potential**

Zunächst wird die installierte Leistung der betrachteten DSI-Optionen bestimmt, die in dieser Arbeit als theoretisches Potential bezeichnet wird. Aufgrund unterschiedlicher verfügbarer Datenquellen müssen dazu verschiedene Berechnungsverfahren genutzt werden. Dabei lassen sich das direkte Verfahren A und die indirekten Verfahren B und C unterscheiden, wobei Verfahren B typischerweise für Produktionsprozesse und Verfahren C für Querschnittstechnologien eingesetzt wird. Die Anwendung der Verfahren B und C ist in der Literatur verbreitet,

---

<sup>48</sup> Relativ umfassende Beschreibungen von Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien im jeweiligen Anwendungskontext finden sich beispielsweise in den DSI-Studien (Klobasa 2007), (Kohler et al. 2010), (Focken et al. 2011), (Apel et al. 2012), (Klobasa et al. 2013) oder (Langrock et al. 2015). Als Quelle ohne DSI-Kontext umfasst beispielsweise (Schlomann et al. 2011) eine Beschreibung von 67 Produktionsprozessen, die im Hinblick auf ihren Energiebedarf untersucht werden.

wobei es relevante Unterschiede in den Details gibt. Verfahren A ist nach Kenntnis des Verfassers in der Literatur nicht beschrieben, es kann nur bei sehr guter Datenlage verwendet werden. Die explizite Differenzierung dieser drei Berechnungsmethoden wird erstmals in dieser Arbeit vorgenommen.

Verfahren A kann angewendet werden, wenn Daten zum statistisch erfassten Anlagenbestand  $N$  und zur durchschnittlich installierten Leistung je Anlage  $P_{el, Anlage}$  vorliegen (3-1).

$$P_{inst,A} = P_{el,Anlage} \cdot N \quad (3-1)$$

Im Rahmen dieser Arbeit kann das Verfahren zum einen für die Bestimmung der installierten Leistung der 26 Lichtbogenöfen an den 19 Elektrostahlstandorten in Deutschland genutzt werden, da hier vom Branchenverband Wirtschaftsvereinigung Stahl anlagenscharfe Angaben der Transformatorleistungen zur Verfügung stehen. Zum anderen wird Verfahren A bei einzelnen Querschnittstechnologien mit entsprechender statistischer Datenverfügbarkeit angewendet. Dies ist zum Beispiel bei elektrischen Wärmepumpen der Fall. Hier werden entsprechende technologietypspezifischen Angaben zum Feldbestand genutzt, wobei über die durchschnittliche Leistungszahl (COP<sup>49</sup>) von thermischer auf elektrische Leistung umgerechnet wird.

Die indirekte Berechnungsmethode B kann eingesetzt werden, wenn bei Produktionsprozessen die Produktionskapazität der betrachteten Anlagen bekannt ist. Beispielsweise gibt der Branchenverband Eurochlor jährlich Daten zu Produktionskapazitäten von Chlorelektrolyseanlagen, differenziert nach Verfahren, für Deutschland und andere europäische Länder heraus. Sind keine Daten zu Produktionskapazitäten bekannt, können diese über Produktionsmengen und Angaben zur durchschnittlichen Auslastung ermittelt werden. Neben der Produktionskapazität  $m_{Kap}$  gehen der spezifische Stromverbrauch  $E_{spez}$  und ein Nichtverfügbarkeitsfaktor  $v_N$  in die Berechnung ein<sup>50</sup> (3-2).

$$P_{inst,B} = \frac{m_{Kap} \cdot E_{spez}}{8760 \cdot (1 - v_N)} \quad (3-2)$$

Das Verfahren wird in ähnlicher Form in (Gils 2014) beschrieben. Frühere Veröffentlichungen wie (Klobasa 2007) gehen vergleichbar vor, ohne dies explizit zu beschreiben, sodass zum Teil unklar bleibt, ob beispielsweise ein Nichtverfügbarkeitsfaktor berücksichtigt wird. Bei Querschnittstechnologien kann mit dem indirekten Verfahren C die installierte Leistung auf Basis des Jahresstromverbrauchs  $E_i$  und der durchschnittlichen VBH der betrachteten Anlagen ermittelt werden (3-3).

---

<sup>49</sup> Coefficient of Performance

<sup>50</sup> Auf nähere Details sowie den Sonderfall Batch-Prozesse geht Anhang E ein.

$$P_{inst,c} = \frac{E_i}{VBH} \quad (3-3)$$

Der Jahresstromverbrauch kann teilweise bestehenden Erhebungen entnommen werden, wird in der Regel aber über eine statistisch erfasste Bezugseinheit und ihren spezifischen Stromverbrauch bestimmt. Beispielsweise werden in dieser Arbeit bei Kühl- und Gefriergeräten detaillierte Daten zum Feldbestand nach Gerätekategorie und Energieeffizienzklasse aus einem Handelspanel der Gesellschaft für Konsumforschung (GfK 2014) für die Bestimmung des gesamthaften Jahresstromverbrauchs genutzt. Das Verfahren ist in der Literatur beschrieben (vgl. (Apel et al. 2012), (Gils 2014)).

### Technisches DSI-Potential und seine Verfügbarkeit

Auf Basis der installierten Leistung wird das technische DSI-Potential ermittelt. Dazu werden Daten zur Anlagenauslastung<sup>51</sup>, zur Maximallast und zur Minimallast benötigt. Das technische DSI-Potential in positiver Richtung  $P_{pos,tech}$  ergibt sich nach (3-4) aus der Differenz von Momentanlast und Mindestlast, ausgedrückt durch den Auslastungsfaktor  $v_A$  und den Mindestlastfaktor  $v_{min}$ . Das technische DSI-Potential in negativer Richtung  $P_{neg,tech}$  kann analog dazu über den Maximallastfaktor  $v_{max}$  und die Auslastung bestimmt werden (3-5).

$$P_{pos,tech} = (v_A - v_{min}) \cdot P_{inst} \quad (3-4)$$

$$P_{neg,tech} = (v_{max} - v_A) \cdot P_{inst} \quad (3-5)$$

Eine vergleichbare theoretische Formulierung ist in (Focken et al. 2011) beschrieben. Was in der Literatur häufig fehlt, ist eine adäquate und durchgängige Erfassung der Parameter  $v_A$ ,  $v_{min}$  und  $v_{max}$  mit ihren Zeitabhängigkeiten.

Bei stromintensiven Produktionsprozessen wird aufgrund der Kapitalintensität der Anlagen häufig Vollauslastung angestrebt. Die Produktion wird dadurch oft weitgehend konstant im Dreischichtbetrieb gefahren (vgl. z. B. (Langrock et al. 2015)). Einen relevanten, jedoch schwer prognostizierbaren Einfluss haben konjunkturelle Effekte und ungeplante Anlagenausfälle. Beispielsweise lag die Jahresproduktion der deutschen Aluminiumhütten im Jahr 2008 mit über 600 kt nur knapp unter der maximalen Produktionskapazität und halbierte sich im Zuge der Weltwirtschaftskrise binnen eines Jahres auf weniger als 300 kt Primäraluminium (vgl. (Apel et al. 2012)). Dabei wurden einige Produktionslinien vorübergehend vom Netz genommen,

---

<sup>51</sup> Die Anlagenauslastung ist grundsätzlich eine zeitabhängige Größe. Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Erhebung von DSI-Potentialen wird sie unter ‚Schaltbare Leistung und ihre Verfügbarkeit‘ und nicht unter ‚Zeitrestriktionen‘ behandelt.



die erst langsam wieder ihren Betrieb aufnehmen (vgl. Homepageinformation der Hydro Aluminium Deutschland GmbH<sup>52</sup>). Konjunkturrell ungünstige Phasen mit Unterauslastung erhöhen zwar tendenziell die Flexibilisierungsmöglichkeiten von Betrieben auch für Lastzuschaltungen und nachholende Produktion (vgl. (Essers 2015)), das Beispiel verdeutlicht jedoch, dass dies nicht pauschalisiert werden kann.

Bei vielen Querschnittstechnologien zeigt die Auslastung deutliche wiederkehrende Muster im saisonalen, unterwöchigen oder untertägigen Verlauf. Darüber hinaus weist der Leistungsbezug von Stromheizungen wie Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen beispielsweise eine starke Abhängigkeit von der Außentemperatur auf. Für diese unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen (vgl. z. B. (Wiechmann 2008)) bestehen daher spezielle Verfahren zur Standardlastprofilbestimmung in Abhängigkeit der äquivalenten Tagesmitteltemperatur (vgl. (VDN 2004)). Diese kann auf Basis historischer Temperaturdaten des deutschen Wetterdienstes (DWD) in hoher regionaler Auflösung bestimmt werden.

Neben der Witterung beeinflussen Betriebsweise und Verbraucherverhalten die Auslastung von vielen DSI-Optionen maßgeblich. Bei Industrie- und GHD-Betrieben variieren die tageszeit- und wochentagsabhängigen Lastzustände aufgrund von Schichtrhythmen<sup>53</sup> (vgl. z. B. (Klobasa et al. 2013)). Bei Geräten in Privathaushalten wie Geschirrspülern spielt der Tages- und Wochenablauf der Nutzer eine wesentliche Rolle (vgl. z. B. (Stamminger 2008)).

Eine Mindest- oder Maximallast kann aus technischen oder organisatorischen Gründen einzuhalten sein. Technische Gründe für eine Mindestlast sind beispielsweise eine mögliche Anlagen- oder Produktbeschädigung bei Vollabschaltung, wie sie bei vielen Chlorstandorten zu berücksichtigen ist<sup>54</sup>. Organisatorische Gründe liegen beispielsweise bei Lüftungsanlagen in Betrieben außerhalb der Schichtzeiten oder bei Stromheizungen außerhalb des Nutzungszeitraums während der Heizperiode vor, da dann keine Lastzuschaltungen durchgeführt werden können.

---

<sup>52</sup> <http://www.hydro.com/de/Deutschland/Uber-uns/Standorte/Neuss-Hydro-Aluminium-Rolled-Products-GmbH/>, zuletzt abgerufen am 18.02.2016

<sup>53</sup> Typischerweise werden Einschicht-, Zweischicht- und Dreischicht-Betrieb differenziert.

<sup>54</sup> Wobei je nach Standort auch eine Vollabschaltung realisiert werden kann (vgl. (Langrock et al. 2015, S. 124)). Analoges gilt für Aluminiumelektrolyse und Luftzerlegung, wo eine Vollabschaltung in der Regel möglich ist, eine Lastreduktion auf Teillast jedoch aus technischen Gründen über einen wesentlich längeren Zeitraum durchgeführt werden kann (vgl. (Langrock et al. 2015, S. 153), (Apel et al. 2012, S. 37), (Klobasa 2007, S. 55)).

### DSI-Potential nach Nutzungsform

In Abb. 3-10 sind im Flussdiagramm die notwendigen Schritte zur Ermittlung des produktspezifischen DSI-Potentials  $P_{\text{Produkt}}$  einer DSI-Option dargestellt. Zunächst wird geprüft, ob die Aktivierungsdauer der betrachteten DSI-Option kleiner oder gleich der maximal zulässigen Aktivierungsdauer des betrachteten Energiemarktprodukts (vgl. Tab. 3-1) ist. Ist dies nicht der Fall, besteht kein produktspezifisches DSI-Potential.

Ist das genannte Kriterium erfüllt, wird im nächsten Schritt geprüft, ob die maximale Schaltdauer der DSI-Option größer oder gleich der minimalen Schaltdauer des Vermarktungsprodukts ist. Ist dies der Fall, entspricht das produktspezifische DSI-Potential dem technischen DSI-Potential. Andernfalls ist zu prüfen, ob ein rollierender Einsatz der DSI-Option möglich ist. Beispielsweise kann bei einem DSI-Potential von  $4 \text{ MW}_{\text{el}}$ , das für 1 Stunde schaltbar ist, durch rollierenden Einsatz eine Leistung von  $1 \text{ MW}_{\text{el}}$  über 4 Stunden geschaltet werden (vgl. (Styczynski und Sauer 2015)). Die Möglichkeit zum rollierenden Einsatz von DSI-Potentialen kann häufig über das Zusammenschalten mehrerer Anlagen (Pooling) erreicht werden. Ist ein rollierender Einsatz möglich, so ergibt sich das produktspezifische DSI-Potential aus dem technischen DSI-Potential multipliziert mit dem Quotienten aus der maximalen Schaltdauer der DSI-Option und der minimalen Schaltdauer des Produkts. Andernfalls besteht kein produktspezifisches DSI-Potential.

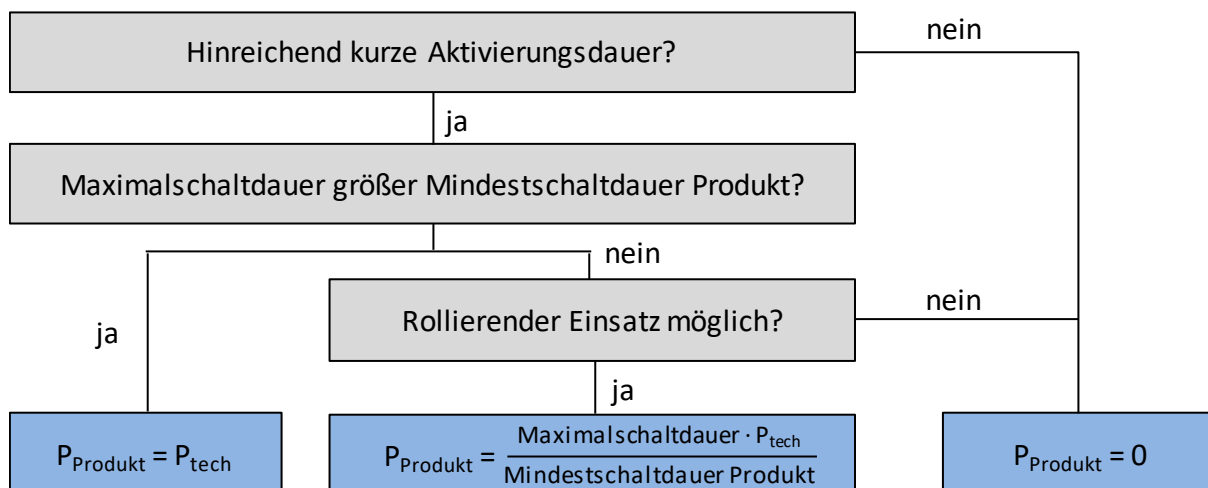


Abb. 3-10: Flussdiagramm zur Bestimmung der energiemarktproduktspezifischen technisch schaltbaren Leistung

Ein vergleichbares Vorgehen wird in (Langrock et al. 2015) beschrieben. Auf das Abprüfen einer Mindeststillstandsdauer wird in diesem Schema bewusst verzichtet, da diese nach intensiver Literaturrecherche nur in wenigen speziellen Einzelfällen zu berücksichtigen ist und auch dann vernachlässigbare Auswirkungen auf die Bestimmung von  $P_{\text{Produkt}}$  hat (vgl. z. B. (Langrock et al. 2015)).

Wichtig ist, dass die in Abb. 3-10 dargestellten Größen Mindestkriterien für die Nutzung konkreter Energiemarktprodukte darstellen. Für die Nutzbarkeit und energiewirtschaftliche Wertigkeit der DSI-Potentiale sind weitere Zeitrestriktionen wie insbesondere die mögliche Schaltdauer und -häufigkeit relevant. Auf diese Zeitrestriktionen wird in Abschnitt 3.5.2 detailliert eingegangen.

### Soziotechnisches DSI-Potential

Technische DSI-Potentiale werden in der Praxis in aller Regel auch bei gegebenen wirtschaftlichen Vermarktungsmöglichkeiten aus organisatorischen, sozialen oder regulatorischen<sup>55</sup> Gründen nicht gänzlich realisiert. Nach (3-6) ergibt sich das soziotechnische DSI-Potential  $P_{soztech}$  in positiver bzw. negativer Richtung aus dem technischen DSI-Potential in positiver bzw. negativer Richtung über den Realisierbarkeitsfaktor  $v_R$ . Die Erhebung von  $v_R$  hat im Wesentlichen empirisch zu erfolgen.

$$P_{soztech} = v_R \cdot P_{tech} \quad (3-6)$$

Der Begriff des soziotechnischen Potentials ist (Langrock et al. 2015) entnommen. In der Studie ist die größte bislang verfügbare empirische Datenbasis zur Bestimmung eines soziotechnischen DSI-Potentials für bestimmte Industriebranchen beschrieben. Weitere Studien beschreiben unter anderen Bezeichnungen qualitativ ähnliche Aspekte, wenn auch nicht mit vergleichbaren empirischen Belegen. Beispiele sind der in (Klobasa 2007) ausgewiesene „Lastmanagementfaktor“ oder die in (Styczynski und Sauer 2015) beschriebenen Realisierbarkeits- und Akzeptanzfaktoren.

Die genaue Abgrenzung dieser Faktoren ist dabei in der Literatur nicht einheitlich. Zum einen werden teilweise technische Aspekte einbezogen, die in der vorliegenden Analyse bereits bei der Auswahl der betrachteten DSI-Optionen und der Bestimmung der technischen DSI-Potentiale berücksichtigt werden können. Beispielsweise beinhaltet der Realisierbarkeitsfaktor nach (Styczynski und Sauer 2015), dass nicht alle Anlagen einer Technologie für DSI geeignet sind. Je genauer eine DSI-Option spezifiziert und charakterisiert werden kann, desto weniger sind solche Aspekte in einem pauschalen Faktor zusammenzufassen.

Zum anderen werden teilweise wirtschaftliche Rahmenbedingungen bei der Ermittlung des soziotechnischen DSI-Potentials einbezogen, da sie die praktische Realisierbarkeit von DSI-

---

<sup>55</sup> Bestehende regulatorische Restriktionen könnten zukünftig teilweise abgebaut werden. Dies wird in Kapitel 5 vertieft diskutiert. Die in diesem Kapitel vorgestellten soziotechnischen Potentiale beziehen sich auf eine hinsichtlich der adressierten Hemmnisse weiterentwickelte Rahmensetzung. Sie berücksichtigen somit in dieser Hinsicht aktuell bei DSI-Anbietern auftretende Hemmnisse nicht.

Potentialen erheblich beeinflussen (vgl. z. B. (Langrock et al. 2015)). Daher wird in dieser Arbeit versucht, ökonomische Charakteristika separat von soziotechnischen Aspekten zu erfassen, da sich wirtschaftliche Rahmenbedingungen mit veränderten Marktsituationen und daher mit der Zeit ändern.

Die höchste Genauigkeit der ermittelten soziotechnischen Potentiale kann bei der Primäraluminiumherstellung erreicht werden. Nach Angaben des Branchenverbands Wirtschaftsvereinigung Metalle<sup>56</sup> nehmen alle vier deutschen Aluminiumhütten mit dem Großteil ihrer elf Produktionslinien<sup>57</sup> im Rahmen der AbLaV an den monatlichen Ausschreibungen der ÜNB<sup>58</sup> teil. Auf Basis öffentlich zugänglicher Daten zu Produktion und Strombezug sowie empirisch erhobener Informationen können die anonym veröffentlichten Gebote den einzelnen Produktionslinien zugeordnet werden. Somit kann der monatliche Verlauf der vermarkteten abschaltbaren Lasten aller Aluminiumhütten und somit ihr soziotechnisches DSI-Potential in positiver Richtung nachvollzogen werden. Dabei kann festgestellt werden, dass die Gebote der Aluminiumhütten äußerst geringen Schwankungen unterliegen<sup>59</sup>.

Eine sehr gute empirische Datengrundlage kann bei den DSI-Optionen Herstellung von Zink, Kupfer, Siliziummetall, Graphitelektroden, Papier, Zement und Behälterglas zur Bestimmung soziotechnischer Potentiale genutzt werden. Von den insgesamt 193 Produktionsstandorten dieser Branchen mit DSI-geeigneten Anlagen liegen von 78 % standortspezifische Informationen auf Basis von Unternehmensbefragungen vor (vgl. (Steurer et al. 2015b)). Bei Gießereien mit 49 erfassten Standorten (davon 20 mit Induktionsofen) und Wasserversorgungsunternehmen mit 16 erfassten Größtwasserversorgern (> 10 Mio. m<sup>3</sup>/a Wasserabsatz) liegen ebenfalls absolut gesehen hohe empirische Stichproben vor, die auf Grundgesamtheiten von 416 (davon ca. 150 Gießereien mit Induktionsofen, vgl. (Steurer et al. 2015b)) bzw. 61 Größtwasserversorger<sup>60</sup> hochgerechnet werden.

---

<sup>56</sup> Persönliches Gespräch mit Dr. Michael Niese, Referent Energie- und Klimapolitik der Wirtschaftsvereinigung Metalle, vgl. auch (Niese 2013), (Bothor et al. 2014)

<sup>57</sup> Die Zahl basiert auf Homepageangaben der Betreiber. Bei der Aluminiumhütte der Hydro Aluminium Deutschland GmbH in Neuss sind Anfang 2016 wie beschrieben noch nicht alle Produktionslinien wieder in Betrieb.

<sup>58</sup> Die Ausschreibungsergebnisse werden auf der Onlineplattform <https://www.regelleistung.net/> veröffentlicht.

<sup>59</sup> Im gesamten Zeitraum Juli 2014 bis April 2016 erhielten acht Produktionslinien jeden Monat ohne Unterbrechung einen Angebotszuschlag. Es sind lediglich gelegentliche Schwankungen der Gebote im einstelligen MW-Bereich sowie Wechsel zwischen den Produkttypen SOL und SNL zu beobachten.

<sup>60</sup> Bei der Potentialermittlung wurden ebenfalls 686 Wasserversorger mit 1-10 Mio. m<sup>3</sup>/a Wasserabsatz berücksichtigt (vgl. (Janotte 2015)).

Bei den beiden verbleibenden betrachteten Produktionsprozessen Herstellung von Chlor und Calciumcarbid sind keine zusätzlichen empirischen Erhebungen notwendig, da Ergebnisse signifikanter Stichproben aus der Literatur entnommen werden können (vgl. (Langrock et al. 2015), (Gutschi und Stigler 2008)). Da die Chlorelektrolyse ein vergleichsweise sehr bedeutendes DSI-Potential aufweist, wurden hier zur Plausibilisierung dennoch drei der 15 Produktionsstandorte in Deutschland empirisch untersucht.

Da bei den betrachteten Querschnittstechnologien die Grundgesamtheit DSI-relevanter Anlagen um ein Vielfaches höher liegt als bei den erfassten Produktionsprozessen, konnten hier keine signifikanten empirischen Stichproben erhoben werden. In der vorliegenden Betrachtung wird daher für die Ermittlung soziotechnischer DSI-Potentiale auf Literaturdaten zurückgegriffen<sup>61</sup>.

### 3.5.2 Zeitrestriktionen

Zeitrestriktionen bestimmen maßgeblich die technischen Möglichkeiten zur Flexibilitätsbereitstellung durch DSI im Rahmen konkreter Nutzungsformen. Die Erhebung der relevanten Parameter Aktivierungsdauer, Schaltdauer, Verschiebedauer und kumulierte Schaltdauer wird im Folgenden beschrieben.

#### Aktivierungsdauer

Die Aktivierungsdauer  $d_A$  wird definiert als Zeitdauer von Anforderung bis zur vollständigen Aktivierung der abgerufenen Leistungsänderung (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)). Sie ergibt sich als Summe aus Vorlaufdauer  $d_{Vor}$  und Anstiegsdauer  $d_{An}$  (3-7).

$$d_A = d_{Vor} + d_{An} \quad (3-7)$$

Die Vorlaufdauer setzt sich dabei aus einer organisatorisch bedingten Dauer  $d_{Vor,org}$  bis zur Signalausgabe an die technische Anlage und einer technisch bedingten Reaktionsdauer  $d_{Vor,tech}$  zusammen (3-8).  $d_{Vor,tech}$  ist die technische Totzeit, die von der Anlage bis zum Beginn der Reaktion auf ein internes oder externes Steuersignal benötigt wird.

$$d_{Vor} = d_{Vor,org} + d_{Vor,tech} \quad (3-8)$$

Die Anstiegsdauer ist die Zeitdauer zwischen der ersten Änderung des Strombezugs bis zur vollständigen Aktivierung der Abruflistung und hängt einerseits von der zu bewältigenden Leistungsdifferenz und andererseits von der Schaltgeschwindigkeit der DSI-Option ab. Dabei

---

<sup>61</sup> Wesentliche Quellen sind (Langrock et al. 2015) für Produktionsprozesse sowie (Styczynski und Sauer 2015) und (Klobasa 2007) für Querschnittstechnologien in Industrie, GHD und Haushalten.

ist zwischen der Leistungsaktivierung in positiver sowie in negativer Richtung zu differenzieren, da hier technisch bedingt unterschiedliche Werte auftreten können.

Die Unterteilung der Aktivierungsdauer in Vorlauf- und Anstiegsdauer ist nur aus Sicht der Anlagenbetreiber und deren organisatorische Abläufe relevant. Aus energiewirtschaftlicher Sicht spielt lediglich eine Rolle, wie lange nach Anforderung mit der vollständigen Aktivierung einer DSI-Schaltung gerechnet werden kann. Dies spiegelt sich beispielsweise in den Musterprotokollen der Übertragungsnetzbetreiber zur Präqualifikation von Regelleistung wieder (vgl. Tab. 3-1).

Für viele der betrachteten Produktionsprozesse liegen zur Aktivierungsdauer Daten aus eigenen Befragungen oder detaillierte empirisch ermittelte Angaben aus (Langrock et al. 2015) vor. Auf dieser Basis können die Anteile technisch schaltbarer DSI-Leistung in Abhängigkeit definierter Spannen der Aktivierungsdauer<sup>62</sup> dargestellt werden. Besonders kurze Aktivierungsdauern weisen Aluminium- und Chlorelektrolyseverfahren sowie elektrische Booster in der Glasindustrie auf. Aluminiumhütten sind teilweise für sofort abschaltbare Lasten (SOL) im Rahmen der AbLaV präqualifiziert, was die Möglichkeit zur frequenzgesteuerten Lastreaktion in weniger als einer Sekunde erfordert. Für Chlorstandorte beschreibt (Langrock et al. 2015) eine Verbindung zwischen der Aktivierungsgeschwindigkeit der Lastveränderung und der Qualität der Zwischen- bzw. Endprodukte der Produktionsanlagen.

Bei Querschnittstechnologien bestehen kaum Literaturstellen mit quantitativen Angaben zur Aktivierungsdauer. Auf Basis der verfügbaren Informationen<sup>63</sup> wird für diese Arbeit die ver-

---

<sup>62</sup> In Anlehnung an die Produktdefinitionen in Tab. 3-1 werden die Kategorien < 1s, 1-30 s, 0,5-5 min, 5-15 min, 15-30 min, 0,5-1 h und > 1h definiert (vgl. auch (Langrock et al. 2015, S. 226ff.)). Die entsprechenden Datentabellen finden sich in Anhang E.

<sup>63</sup> Für Brauchwasserwärmepumpen gibt (Henning und Sauer 2015) eine Aktivierungsdauer von unter 60 Sekunden an, sieht jedoch keine Fähigkeit zur Bereitstellung drehender Reserve wie Primärregelung. Für Elektro-speicherheizungen geht (Moser et al. 2014) von einem aktivierbaren Potential von 50 % im Zeitraum bis 15 Minuten und von 10 % im Zeitraum bis 60 Minuten aus. Nach (Elbe und Schmutzner 2013) beträgt die typische Einschaltzeitdauer von Kühl- und Gefriergeräten zwischen 10 und 30 Minuten. Bei ca. 5 % der Geräte liegt die Einschaltzeitdauer unter 10 Minuten. Einschaltzeitdauern von mehr als 60 Minuten treten bei unter 5 % der Kühl- und Gefriergeräte auf. (Moser et al. 2014) nimmt auf dieser Basis an, dass in den ersten 5 Minuten rund 95 %, zwischen 6 und 15 Minuten rund 60 % und zwischen 15 und 60 Minuten rund 10 % der sich außer Betrieb befindlichen Kühlgeräte für eine Lasterhöhung verwenden lassen. Im Gewächshäusern Gartenbau wird nach (Focken et al. 2011) bei der Zuschaltung von Natriumdampf-Hochdrucklampen, wie sie in Gewächshäusern eingesetzt werden, die volle Nennleistung nach ca. sechs Minuten erreicht.

gleichsweisse konservative Abschätzung getroffen, dass alle betrachteten Querschnittstechnologien innerhalb von maximal 30 Minuten ihre schaltbare Leistung in positiver und negativer Richtung aktivieren können.

### **Schaltdauer, Verschiebedauer und kumulierte Schaltdauer**

Als Zeitdauer zwischen vollständiger Aktivierung und Beginn der Rückaktivierung eines Abrufs wird die Schaltdauer  $d_s$  definiert (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)). Aufgrund technischer und organisatorischer Restriktionen gibt es für die meisten DSI-Optionen eine maximale Obergrenze von  $d_s$ . Ein häufiges Beispiel für eine technische Restriktion ist die durch die Schaltung hervorgerufene intolerable Veränderung relevanter Parameter wie der Luftqualität oder Temperatur eines Mediums. Eine organisatorische Restriktion ist beispielsweise das vom Betreiber der DSI-Option vorgegebene Erbringen einer Energiedienstleistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums.

Verschiebbare Lasten sind per se in ihrer möglichen Schaltdauer eingeschränkt, da die entgangene oder überhöhte Nachfrage kompensiert werden muss. Abschaltbare Lasten ohne Kompensation müssen rein theoretisch kein zeitliches Limit der Abschaltdauer haben, solange die technische Anlage dadurch keinen Schaden nimmt. In der Praxis ist dies in der Regel durch sehr hohe Opportunitätskosten, bedingt durch den ersatzlosen Ausfall einer Energiedienstleistung, gekennzeichnet und die Verfügbarkeit stark limitiert.

Wie Abb. 3-11 an einem generischen Beispiel verdeutlicht, gibt die Verschiebedauer  $d_v$  bei verschiebbaren Lasten die Zeitdauer an, innerhalb derer die entgangene oder überhöhte Nachfrage kompensiert werden muss. Bei allen anderen DSI-Optionen entfällt diese Restriktion, d. h.  $d_v = \infty$ . Im Beispiel wird die Schaltung in positiver Richtung durch Absenken des Leistungsbezugs vom aktuellen Leistungsniveau  $P_{akt, \emptyset}$  auf Mindestlast  $P_{min}$  über die Schaltdauer  $d_{s, pos}$  erreicht. Anschließend wird die Bezugsleistung auf die maximale Leistung  $P_{inst}$  erhöht, um die entgangene Nachfrage nachzuholen.

Wird  $d_v$  als Zeitspanne zwischen dem Zeitpunkt der Aktivierung  $t_0$  und dem Zeitpunkt  $t_v$  definiert, so ergibt sich die während  $d_v$  in positiver Richtung verschobene Energiemenge  $E_{pos, dv}$  als Integral der in positiver Richtung geschalteten Leistung über die Zeit (3-9). Der analoge Zusammenhang gilt für die in negativer Richtung verschobene Energiemenge  $E_{neg, dv}$  (3-10).  $d_v$  ist so definiert, dass nach Ablauf dieser Dauer die verschobene Energiemenge in positiver Richtung gleich der verschobenen Energiemenge in negativer Richtung sein muss (3-11), sofern Effizienzverluste vernachlässigt werden können.

$$E_{pos, dv} = \int_{t_0}^{t_v} P_{pos}(t) dt \quad (3-9)$$

$$E_{neg,d_v} = \int_{t_0}^{t_v} P_{neg}(t) dt \quad (3-10)$$

$$E_{pos,d_v} = E_{neg,d_v} \quad (3-11)$$

Möglichkeiten zur Bestimmung von  $d_s$  und  $d_v$  sind empirische Erhebungen, theoretische Berechnungen (vgl. z. B. (Gils 2015)) oder Simulation in Bottom-Up-Modellen (vgl. z. B. (Stadler 2005), (Stötzer 2012)). Für die vorliegende quantitative Bestimmung werden Literaturanalyse, theoretische Berechnung und empirische Erhebung kombiniert.

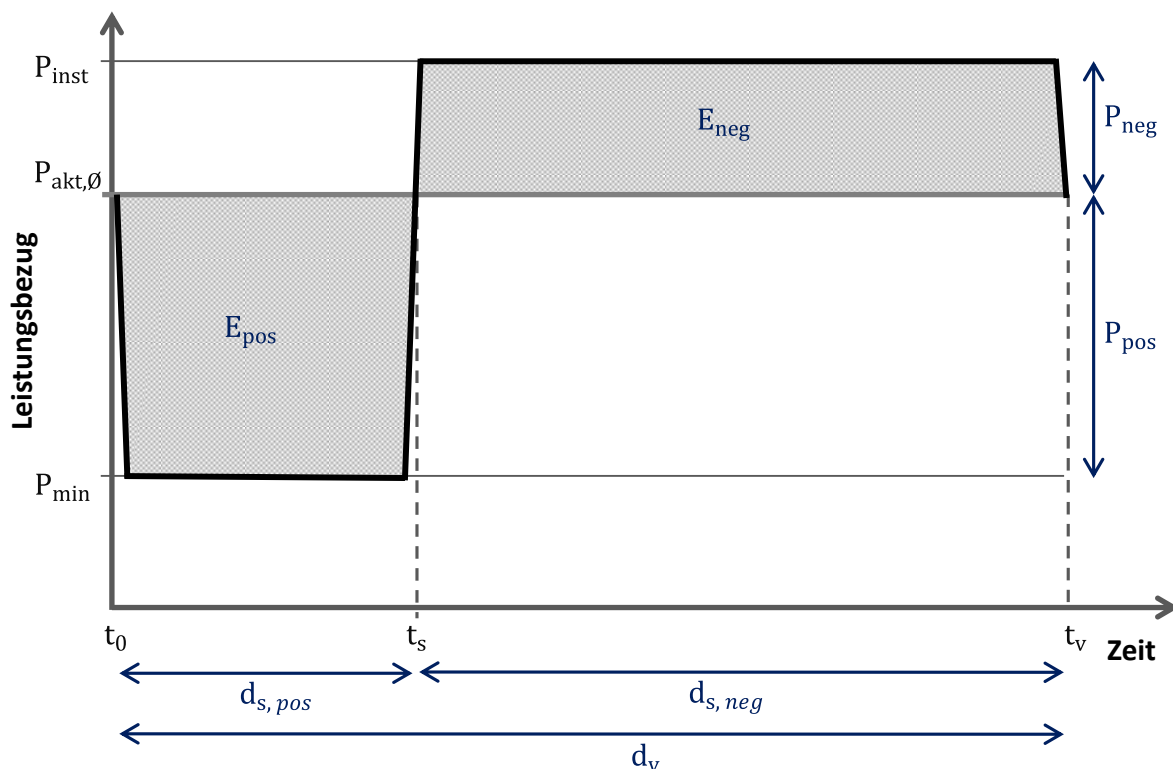


Abb. 3-11: Generisches Beispiel zu Zeitrestriktionen bei Lastverschiebung

Bei Produktionsprozessen bilden eigene empirische Erhebungen sowie Literaturstellen wie (Langrock et al. 2015) die Datengrundlage. Für die betrachteten Haushaltsgeräte und einige weitere Querschnittstechnologien bestehen ebenfalls hinreichend detaillierte Literaturangaben, z. B. in (Styczynski und Sauer 2015).

Für die Ermittlung der möglichen Schaltdauer bei Kühllhäusern werden Temperaturverläufe in fünfminütiger zeitlicher Auflösung analysiert, die der Homepage des Kühllhausbetreibers RUNGIS express AG entnommen werden können<sup>64</sup>. Die auf der Homepage einsehbaren Kühllhäuser verteilen sich über verschiedene Regionen Deutschlands und decken eine weite Produktbandbreite im Tiefkühl- (TK) und im Normalkühlbereich (NK) ab. Auf Basis von Daten der

<sup>64</sup> Vgl. <http://www.rungisexpress.com/78/Service/Temperaturen.htm>, zuletzt geprüft am 26.2.2016.



thermischen Speicherkapazität von Kühltruhen in Abhängigkeit des Kühlvolumens nach (Kießling 2013) wird die mögliche Schaltdauer nach Kühlhaus-Größenklasse differenziert. Dazu wird die relative Zunahme der Schaltdauer bei einer Erhöhung des Kühlraumvolumens bestimmt und auf definierte Kühlhaus-Größenklassen umgerechnet. Vorgehen und Datenbasis werden auf Kältemaschinen in den weiteren betrachteten Anwendungsbereichen übertragen (vgl. (Wenzel 2014)).

Bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen werden die möglichen Schalt- und Verschiebedauern theoretisch ermittelt, da auf der betrachteten Detailebene keine hinreichenden Daten aus empirischen Quellen oder Literaturstellen vorliegen. Die Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Lüftungsanlagen der verschiedenen Anwendungsbereiche  $d_{s,LA,i}$  erfolgt nach (3-12) aus der Gesamtfläche der definierten Referenzgebäude  $A_{ges,i}$ , der durchschnittlichen Deckenhöhe innerhalb des Referenzgebäudes  $h_{\emptyset,i}$ , der zulässigen  $CO_2$ -Konzentrationserhöhung  $G_{CO_2}$ , der Anzahl der Büromitarbeiter bzw. Nutztiere im Fall der Landwirtschaft im Referenzgebäude  $n_{MA/T,i}$  sowie dem  $CO_2$ -Ausstoß je Mitarbeiter bzw. Nutztier  $V_{CO_2,MA/T}$  (vgl. (Wenzel 2014)).

$$d_{s,LA,i} = \frac{A_{ges,i} \cdot h_{\emptyset,i} \cdot G_{CO_2}}{n_{MA/T,i} \cdot \dot{V}_{CO_2,MA/T}} \quad (3-12)$$

Die mögliche Schaltdauer von Klimatisierungsanlagen  $d_{s,KA,i}$  kann nach (3-13) berechnet werden aus der Gesamtfläche des Anwendungsbereichs  $A_{ges,i}$ , der durchschnittlichen Deckenhöhe  $h_{\emptyset,i}$ , der Luftdichte  $\rho_{L,20}$  bei 20 °C, der isobaren Wärmekapazität  $c_{p,L,20}$  der Luft bei 20 °C, der zulässigen Temperaturerhöhung  $\Delta T_{zul}$ , der IKT-Wärmeleistung  $Q_{IKT,i}$ , der Wärmeleistung der Beleuchtung  $Q_{Bel,i}$ , der Wärmeleistung der Mitarbeiter und Kunden  $Q_{Pers,i}$  sowie der solaren Strahlungsleistung durch Fenster  $Q_{Solar,i}$ <sup>65</sup>(vgl. (Wenzel 2014)).

$$d_{s,KA,i} = \frac{A_{ges,i} \cdot h_{\emptyset,i} \cdot \rho_{L20} \cdot c_{pL20} \cdot \Delta T_{zul}}{Q_{IKT,i} + Q_{Bel,i} + Q_{Pers,i} + Q_{Solar,i}} \quad (3-13)$$

Eine weitere, ebenfalls nur für verschiebbare Lasten relevante, wesentliche Zeitrestriktion ist die maximale kumulierte Schaltdauer  $d_{Kum,max}$ , über die die verschiebbare Last innerhalb eines definierten Zeitraums geschaltet werden kann, der über die Dauer einer Schaltung hinausgeht, beispielsweise ein Jahr.  $d_{Kum}$  ergibt sich aus der Schaltdauer  $d_s$  und der Schalthäufigkeit  $f_s$  über den betrachteten Zeitraum (3-14),  $d_{Kum,max}$  aus den jeweiligen Maximalwerten für eine DSI-Option.

---

<sup>65</sup> Die Berechnungsformeln der verschiedenen Wärmelasten sowie die gesamte Datengrundlage und Berechnung von  $d_s$  und  $d_v$  bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen in allen betrachteten Anwendungsbereichen finden sich – ebenso wie die literaturanalytisch und empirisch ermittelten Daten zur kumulierten Schaltdauer auf Basis der möglichen Schalthäufigkeit  $f_s$  – in Anhang E.

$$d_{\text{Kum}} = d_s \cdot f_s \quad (3-14)$$

### 3.5.3 Erschließungsaufwand

Um nachfrageseitige Flexibilität an den Energie- und Systemdienstleistungsmärkten sinnvoll anbieten zu können, braucht ein Anlagenbetreiber...

- ...ausreichend Freiheitsgrade für den flexiblen Betrieb. Diese entstehen durch Wärme-, Kälte- oder Stoffspeicher, durch „Überdimensionierung“ der Kapazität eines Verbrauchers, durch Energieträger-Bivalenz oder durch organisatorische Maßnahmen.
- ...eine geeignete steuerungstechnische Anbindung. Mit dieser sollen zum einen Schaltvorgänge entsprechend Markt- oder Netzsignalen durchgeführt werden können. Zum anderen soll gewährleistet werden, dass keine ungewünschte Beeinträchtigung von Nutzungskomfort oder Produktivität auftritt.
- ...personelle Kapazitäten zur Organisation und Durchführung der Flexibilitätsbereitstellung und zu ihrer Vermarktung. Diese Kapazitäten können intern oder durch Dienstleister, die über entsprechendes Know-How verfügen, bereitgestellt werden.

Sind diese Voraussetzungen nicht bereits gegeben, so können sie durch entsprechende Investitionen geschaffen werden. Prinzipielle Möglichkeiten zur Erhöhung der Freiheitsgrade bei Stromverbrauchern sind die Installation von Wärme-, Kälte- oder Stoffspeichern, die Erhöhung der Bezugsleistung, die Installation bivalenter Systeme oder die Entwicklung einer Strategie zur sinnvollen Nutzung organisatorischer Flexibilität.

Die steuerungstechnische Anbindung kann durch Installation von IKT erfolgen. Hierfür ist eine sorgfältige Planung empfehlenswert, die sowohl die bereits vorhandenen Steuerungssysteme als auch die Spezifika der beabsichtigten Flexibilitätsvermarktung berücksichtigt.

Stromverbraucher, deren Flexibilität heute bereits vermarktet wird – beispielsweise über die AbLaV, den Regelleistungsmarkt oder optimierte Beschaffung am Großhandelsmarkt – verfügen bereits über geeignete IKT-Systeme. Bei der weitaus größeren Zahl der Verbraucherstandorte, die über kein DSI-System verfügen oder – wie im Fall zahlreicher Betriebe aus Industrie und GHD mit registrierender Leistungsmessung (RLM) – nur über ein internes Spitzenlastmanagement-System zur Spitzenvermeidung im Netzbezug, sind für die betriebsübergreifende Nutzung Zusatzinvestitionen erforderlich.

Der anfallende spezifische Erschließungsaufwand ist zwar von den individuellen Gegebenheiten abhängig. Es besteht jedoch ein wesentlicher Zusammenhang zum technischen Ausstattungsgrad und der flexibilisierbaren Leistung, d. h. der Größenklasse eines Standorts. Dabei wird zwischen Investitionskosten  $c_{\text{inv}}$ , und fixen jährlichen Betriebskosten  $c_{\text{fix}}$  unterschieden.

Über einen Rechnungszinssatz und die technische Lebensdauer der Investitionsgüter können die Investitionskosten annuisiert werden.

Bei industriellen Produktionsprozessen können die für die DSI-Erschließung notwendigen Investitions- und Fixkosten auf Basis von Literaturangaben und empirischen Erhebungen ermittelt werden. Für die Bestimmung des Erschließungsaufwands zur DSI-Nutzung von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD werden die betrachteten DSI-Optionen insgesamt 67 Clustern zugeordnet, die sich aus Kombinationen von Anwendungsbereichen und Größenklassen mit der auf Basis der verfügbaren statistischen Daten größtmöglichen Granularität ergeben.

Der Erschließungsaufwand setzt sich aus den notwendigen Investitions- und Fixkosten für die kommunikationstechnische Anbindung der betrachteten DSI-Potentiale zusammen. Die Investitionskosten  $c_{inv,i}$  einer DSI-Option setzen sich dabei nach (3-15) aus den Kosten  $c_{IKT,i}$  der für die kommunikationstechnische Anbindung notwendigen Hardwarekomponenten wie Aktoren, Sensoren oder Automatisierungsstationen und den Implementierungskosten  $c_{Imp,i}$  für Montage, Inbetriebnahme und Programmierung zusammen. Bezogen auf das technische DSI-Potential der DSI-Option ergeben sich daraus die spezifischen Investitionskosten  $c_{inv, spez, i}$ .

$$c_{inv, spez, i} = \frac{c_{IKT, i} + c_{Imp, i}}{P_{tech, i}} \quad (3-15)$$

Auf Basis der Annuitätenmethode kann nach (3-16) die Annuität der Investition  $c_{inv, ann, \emptyset, i}$  mit Hilfe der technischen Lebensdauer  $n$  der Investition und des kalkulatorischen Zinssatzes  $z$  bestimmt werden.

$$c_{inv, ann, i} = c_{inv, i} \cdot \frac{z \cdot (1 + z)^n}{(1 + z)^n - 1} \quad (3-16)$$

Die anfallenden jährlichen Fixkosten setzen sich nach (3-17) aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten<sup>66</sup>  $c_{OM, \emptyset, i}$  und den Kosten  $c_{Comm, \emptyset, i}$  der notwendigen Commodities Strom (IKT-Eigenverbrauch) und Internet-Anbindung (sofern noch nicht vorhanden) zusammen. Die Investitionskosten und der Eigenstromverbrauch aller berücksichtigten IKT-Komponenten sowie die anfallenden Implementierungs- und Fixkosten sind in Anhang E tabellarisch dargestellt.

$$c_{fix, i} = c_{OM, i} + c_{Comm, i} \quad (3-17)$$

Der spezifische Erschließungsaufwand für jedes der 67 betrachteten DSI-Cluster setzt sich aus den annuisierten spezifischen Investitionskosten und den spezifischen Fixkosten zusammen.

---

<sup>66</sup> Englisch: Operation and Maintenance

Abb. 3-12 zeigt das Vorgehen bei der Ermittlung des spezifischen Erschließungsaufwands von DSI-Optionen im Überblick.

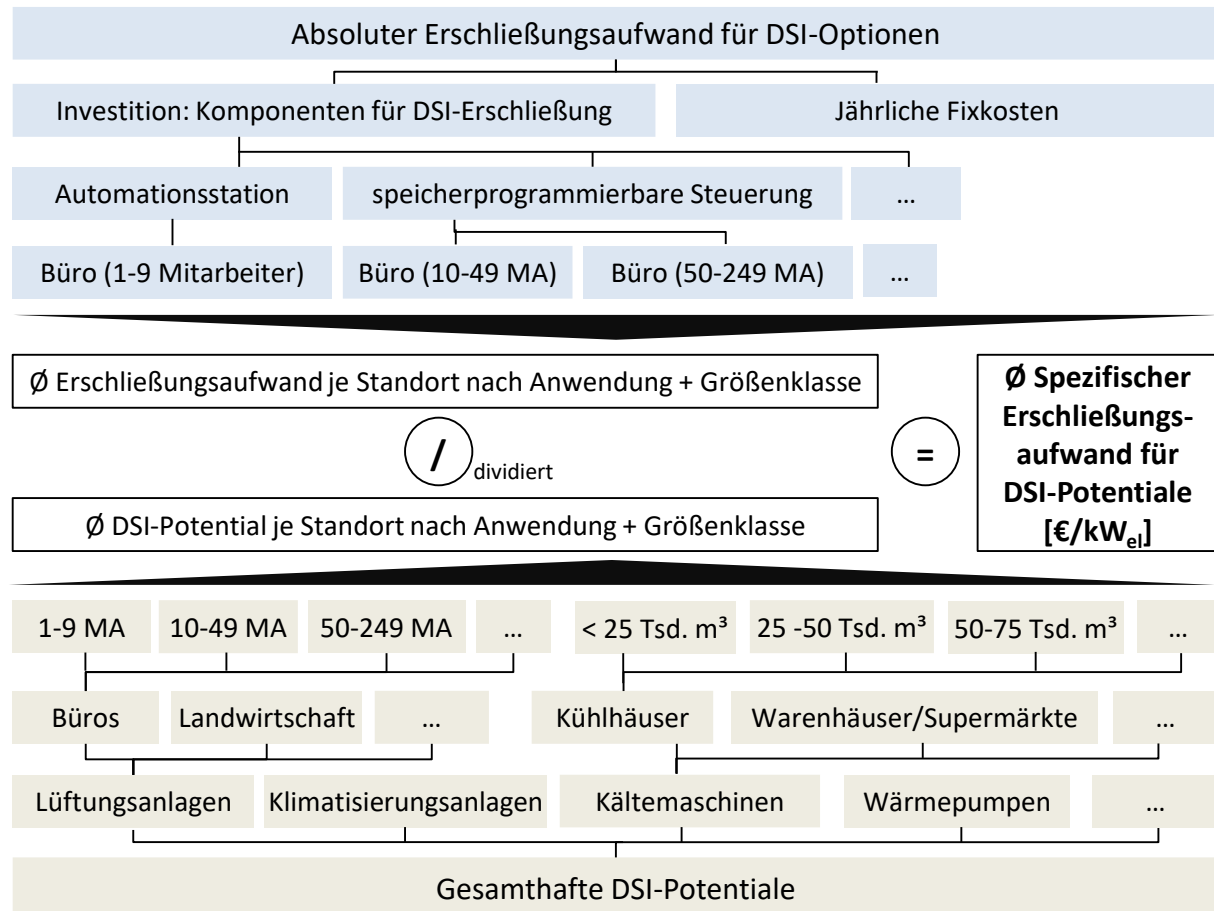


Abb. 3-12: Vorgehen zur Ermittlung des spezifischen Erschließungsaufwands von DSI-Optionen (eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2015c))

In Abb. 3-13 sind notwendige IKT-Infrastrukturkomponenten zur Erschließung von DSI-Potentialen dargestellt. Bei der Erhebung des Erschließungsaufwands werden in dieser Arbeit lediglich die in der Abbildung blau hinterlegten IKT-Komponenten berücksichtigt, die für die verbraucherseitige DSI-Erschließung auf Seiten der Liegenschaft des Endverbrauchers benötigt werden. Für die grau gekennzeichnete externe Infrastruktur, die öffentlich zugänglich ist bzw. durch kommerzielle Dienstleister bereitgestellt wird, werden keine Kosten erhoben, da nach (EY 2013) oder (Agricola et al. 2014) von einem Smart-Meter-Rollout bei allen Verbrauchern mit mehr als 6 MWh<sub>el</sub> Jahresstromverbrauch und somit einem entsprechenden Infrastrukturausbau auszugehen ist.

Maßgeblich für die notwendigen Investitionen zur DSI-Aktivierung ist die bereits vorhandene IKT-Ausstattung an einem Standort. Die in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsbereiche werden in Bezug auf die bestehende IKT-Ausstattung drei IKT-Clustern zugeteilt. Das erste IKT-Cluster umfasst alle Anwendungsbereiche, in denen weder eine zentrale Steuermöglichkeit, noch eine sonstige Automatisierung der technischen Anlagen bestehen. Bei IKT-Cluster zwei

hat zumindest eine der für DSI nutzbaren technischen Anlagen am Standort eine automatische Steuerung, beispielsweise durch eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS). Bei Standorten des dritten IKT-Clusters ist eine SPS bzw. Direct Digital Control (DDC)-Regelung vorhanden und diese ist bereits in eine Gebäudeleittechnik integriert (vgl. (Wenzel 2014)).

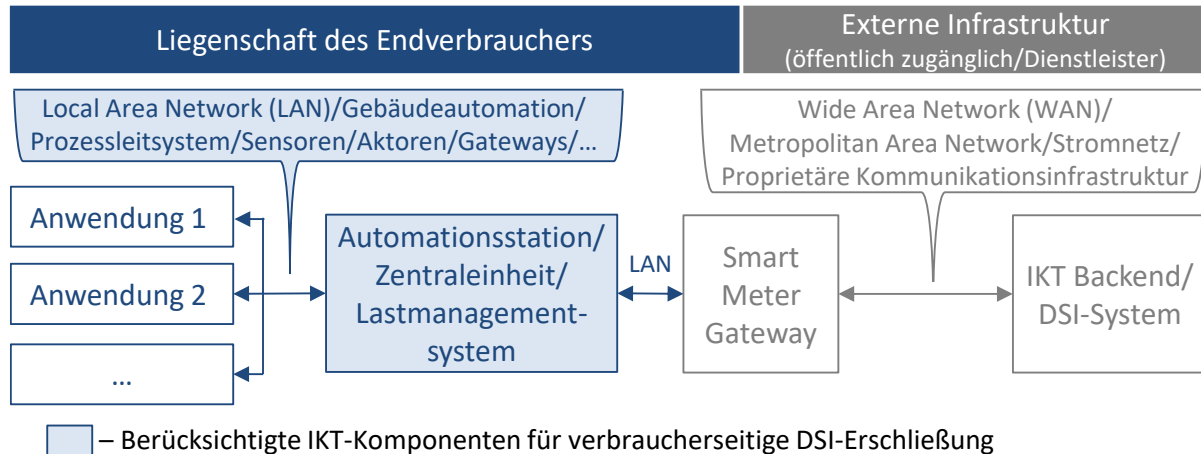


Abb. 3-13: Notwendige IKT-Infrastruktur zur Erschließung von DSI-Potentialen (eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2015c))

### 3.5.4 Nutzungsaufwand

Bei Abrufen von DSI-Potentialen können aus verschiedenen Gründen variable Kosten  $c_{\text{var}}$  anfallen. Dies ist insbesondere bei industriellen Produktionsprozessen der Fall, da es hier zu Eingriffen in den Produktionsablauf kommt. Durch die zeitliche Verlagerung der Produktion können Opportunitätskosten sowie ein erhöhter Personal-, Material- oder Energieaufwand entstehen. Bei Produktionsausfall ohne Kompensation sind Deckungsbeitragsverluste zu verzeichnen (vgl. (Langrock et al. 2015)).

Bereitstellungskosten  $c_{\text{Ber}}$  entstehen allein durch das Ermöglichen eines Flexibilitätsabrufs, unabhängig davon, ob tatsächlich ein Abruf erfolgt. Beispielsweise können für einen Anlagenbetreiber erhöhte Strombezugskosten entstehen, weil eine Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern betrieben wird, um einen Flexibilitätsabruf wie Lasterhöhung möglich zu machen (vgl. (Langrock et al. 2015)).

Der anfallende Nutzungsaufwand kann von den Unternehmen häufig nicht genau beziffert werden, branchenspezifisch ergeben sich jedoch typische Kostenspannen. Bei Querschnittstechnologien wird das DSI-Potential idealerweise so erhoben, dass keine relevanten Beeinträchtigungen bei der Nutzung der DSI-Anwendungen auftreten und somit die variablen Kosten vernachlässigbar sind. Eine wesentliche Unterscheidung besteht zwischen dem Nutzungsaufwand bei Lastabschaltung ohne spätere Kompensation und Lastverschiebung.

Bei Lastabschaltung ohne Nachholen der Last fallen Opportunitätskosten in Höhe des Value of Lost Load<sup>67</sup> (VoLL ) an. Bei Haushalten und GHD-Betrieben eignet sich der oben näher untersuchte Teil der eingesetzten Querschnittstechnologien aufgrund der Betriebsweise mit häufig niedriger Auslastung für Lastverschiebung. Nicht verschiebbare Lasten werden dagegen durch sehr hohe Ausfallkosten bei geringen schaltbaren Lasten im Vergleich zur Industrie gekennzeichnet<sup>68</sup>.

Industrielle Produktionsprozesse kennzeichnen sich dagegen durch typischerweise hohe Auslastungen, die die Möglichkeit zum Nachholen bei Lastverschiebung deutlich einschränken, sowie durch hohe Einzellasten. Dabei entfällt etwa die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland auf die Industrie (BMWi 2016). Auf Basis von Wertschöpfungsstrukturen lässt sich der Wert, den der Stromeinsatz für die Produktion eines Gutes für ein Unternehmen hat, monetär abschätzen. In der Theorie ergibt sich ab einem bestimmten Preis für den Strombezug ein ökonomischer Anreiz, die Produktion temporär einzustellen, da die durch die Produktion erzielbaren Erlöse<sup>69</sup> die verursachten Kosten nicht decken können. Alternativ ergibt sich ein Preis<sup>70</sup>, für den es für das Unternehmen wirtschaftlich wäre, für einen bestimmten Zeitraum nicht zu produzieren. In der Praxis sind bei diesem Zusammenhang organisatorische Aspekte wie Produktionsverknüpfungen bei Kuppelprodukten<sup>71</sup>, Lieferverpflichtungen und Kundenbindung oder die Priorisierung von Opportunitäten aufgrund begrenzter Personal- und Finanzkapazitäten zu berücksichtigen.

Hinsichtlich einer solchen theoretischen Schwelle für die Rentabilität einer Strombezugsunterbrechung bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den Industriebranchen. Ein aus Gesamtwohlfahrtsicht sinnvolles Anwendungsfeld<sup>72</sup> für Lastabschaltungen könnte sich bei Produktionsstandorten mit hohem Anteil der Stromkosten an der Wertschöpfung ergeben. Eine Vielzahl von Unternehmen mit geringer Stromkostenintensität wird dagegen nicht in Frage

---

<sup>67</sup> Vgl. z. B. (Praktiknjo 2013)

<sup>68</sup> Nach (Praktiknjo et al. 2011) liegt der VoLL im GHD-Bereich in Deutschland im Mittel um etwa Faktor 7 über dem VoLL in der Industrie.

<sup>69</sup> bzw. den Wert, den die produzierten Güter als Zwischenprodukt für weitere Prozesse darstellen

<sup>70</sup> der beispielsweise durch einen Dienstleister oder Netzbetreiber auf Basis bestehender Verträge gezahlt werden könnte

<sup>71</sup> Beispielsweise wird das Prozessprodukt bei der Chlorelektrolyse häufig als Ausgangsprodukt für weitere Prozesse mit höherer Wertschöpfung an einem Standort genutzt.

<sup>72</sup> Eine durch Lastabschaltpotentiale steigende Nachfrageelastizität könnte sich positiv auf das Funktionieren des Energiemarkts auswirken (vgl. z. B. (r2b 2014) oder (Cramton und Ockenfels 2011)). Im Vergleich zur Lastverschiebung ist die Lastabschaltung aus ökonomischen Gründen jedoch immer nur eine „Fall Back“-Option.

kommen, da bei diesen mit der Strombezugsunterbrechung ein hoher Wertschöpfungsverlust einhergeht.

Methodisch lässt sich der Nutzungsaufwand von Lastabschaltpotentialen über die Analyse von Wertschöpfungsstrukturen bei Einzelstandorten mit verfügbaren Daten<sup>73</sup> oder auf Basis statistischer Daten mit entsprechend höheren Unsicherheiten erfassen. Nach dem in (r2b 2014) beschriebenen Ansatz werden Daten zur Kostenstruktur des statistischen Bundesamts auf Viersteller-Ebene (z. B. (Destatis 2015b)) für die Jahre 2008 bis 2012 verwendet, um den Nutzungsaufwand bei Lastabschaltung  $c_{var, LA, i}$  für die verschiedenen Industriebranchen zu bestimmen. Diese wird dabei nach (r2b 2014) definiert als maximale Zahlungsbereitschaft am Strommarkt, die sich aus dem Umsatz  $U_i$ , den sonstigen Kosten des Strombezugs  $K_{Strombezug, sonst, i}$ , den sonstigen variablen Kosten  $K_{var, sonst, i}$  sowie dem Jahresstrombezug  $E_i$  ergibt (3-18).

$$c_{var, LA, i} = \frac{U_i - K_{Strombezug, sonst, i} - K_{var, sonst, i}}{E_i} \quad (3-18)$$

Deutlich niedriger als bei Lastabschaltung liegen die anfallenden variablen Kosten bei Lastverschiebung, da in diesem Fall kein Umsatzverlust zu erwarten ist. Kostendaten für den Nutzungsaufwand bei Lastverschiebung werden durch empirische Erhebungen, Angaben von Branchenverbänden sowie eine umfassende Analyse bestehender Literatur erhoben<sup>74</sup>.

### 3.6 Ergebnisse der Potential- und Kostenanalyse

Auf Basis der oben beschriebenen und in Anhang E detailliert aufgeführten Erhebung können gesamthafte DSI-Potentiale für Deutschland mit besonderem Augenmerk auf deren soziotechnische Realisierbarkeit, ihre Abhängigkeit von der Schaltdauer, ihre Regionalisierung, ihre unterjährige Verfügbarkeit sowie ihrer ökonomischen Einsatzreihenfolge dargestellt werden.

#### 3.6.1 Soziotechnisches DSI-Potential für Deutschland

Abb. 3-14 zeigt neben der installierten Leistung der betrachteten industriellen Produktionsprozesse die ermittelten soziotechnischen DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung für Schaltdauern von einer Stunde und vier Stunden. Die Aktivierungsdauern für diese Potentiale liegen bei maximal 30 Minuten, sodass sie für eine Vermarktung am Intraday- oder Day-Ahead-Markt eingesetzt werden können<sup>75</sup>.

<sup>73</sup> Beispielsweise in (Kollmann et al. 2014) für den Fall eines Chlorherstellers in Österreich beschrieben.

<sup>74</sup> Vgl. Anhang E für eine detaillierte Darstellung.

<sup>75</sup> Dies stellt eine konservative Abgrenzung dar. Eine Teilnahme wäre aus technischer Sicht auch bei längeren Aktivierungsdauern möglich (vgl. (Langrock et al. 2015, S. 73)).

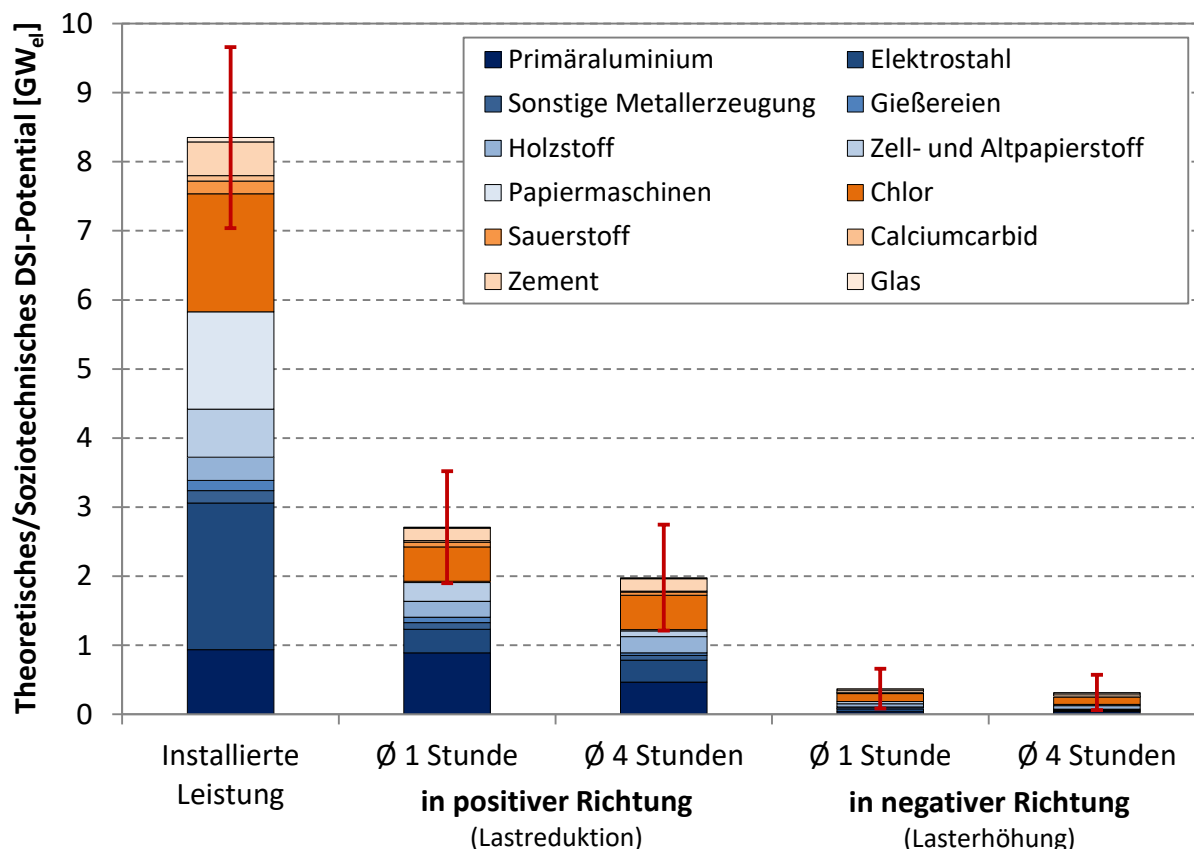


Abb. 3-14: Soziotechnisches DSI-Potential von industriellen Produktionsprozessen mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland

Die in Blautönen dargestellten Anwendungsbereiche sind den Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und -bearbeitung sowie Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus zuzuordnen<sup>76</sup>, die in Orangetönen der Herstellung von chemischen Erzeugnissen sowie der Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden. Als vertikale rote Balken eingetragen sind die ermittelten Fehlermaße, die sich über Fehlerfortpflanzung aus Unsicherheiten der Eingangsdaten ergeben.

Erkennbar sind die DSI-Potentiale in positiver Richtung deutlich höher als in negativer Richtung, da die meisten betrachteten Prozesse mit hoher Auslastung betrieben werden. Hierbei liegen die höchsten Einzelpotentiale bei der Herstellung von Primäraluminium, Elektro Stahl, Faserstoff, Chlor und Zement. Auffällig ist die sehr hohe installierte Leistung der Papiermaschinen und Elektro Stahlöfen von ca. 1,4 bzw. 2,1 GWe, von der jedoch im Mittel nur etwa 0,02 bzw. 0,3 GWe für eine einstündige Lastreduktion zur Verfügung steht.

<sup>76</sup> Gliederung nach WZ 2008 (Destatis 2008). Unter Gießereien fallen nur die betrachteten Aluminium-, Eisen- und Stahlgießereien. Unter Sonstige Metallerzeugung ist neben der Primärerzeugung von Zink, Kupfer und Siliziummetall auch die Erzeugung von Graphitelektroden zusammengefasst, die nach (Destatis 2008) unter den Wirtschaftszweig Herstellung von elektrischen Ausrüstungen fällt.



Es besteht eine deutliche Abhängigkeit des verfügbaren Potentials von der gewünschten Schaltdauer. Während von den knapp 8,4 GW<sub>el</sub> installierter Leistung im Mittel mit 2,7 GW<sub>el</sub> ca. ein Drittel für eine Abschaltung im Bereich bis eine Stunde zur Verfügung steht, verringert sich dieser Wert bei vier Stunden Schaltdauer auf knapp 2 GW<sub>el</sub> oder unter ein Viertel. Bestimmte Prozesse wie die Elektrolyse beim nassen Verfahren zur Zinkherstellung eignen sich dabei sehr gut für eine längere Lastunterbrechung<sup>77</sup>, während Prozesse wie die Altpapieraufbereitung<sup>78</sup> stärker limitiert sind.

Das Zuschaltpotential über eine Stunde liegt im Mittel bei 0,4 GW<sub>el</sub>. Hierzu leisten insbesondere die Mühlenanwendungen in der Zementindustrie und in der Papierindustrie<sup>79</sup> aufgrund ihrer häufig atypischen Fahrweise, die elektrischen Booster in der Glasindustrie durch die Möglichkeit bei Bedarf Erdgas- oder Ölfeuerung zu substituieren sowie einige Anwendungen in der Metallerzeugung einen Beitrag.

Das soziotechnische DSI-Potential von Querschnittstechnologien nach Anwendungsart zeigt Abb. 3-15.

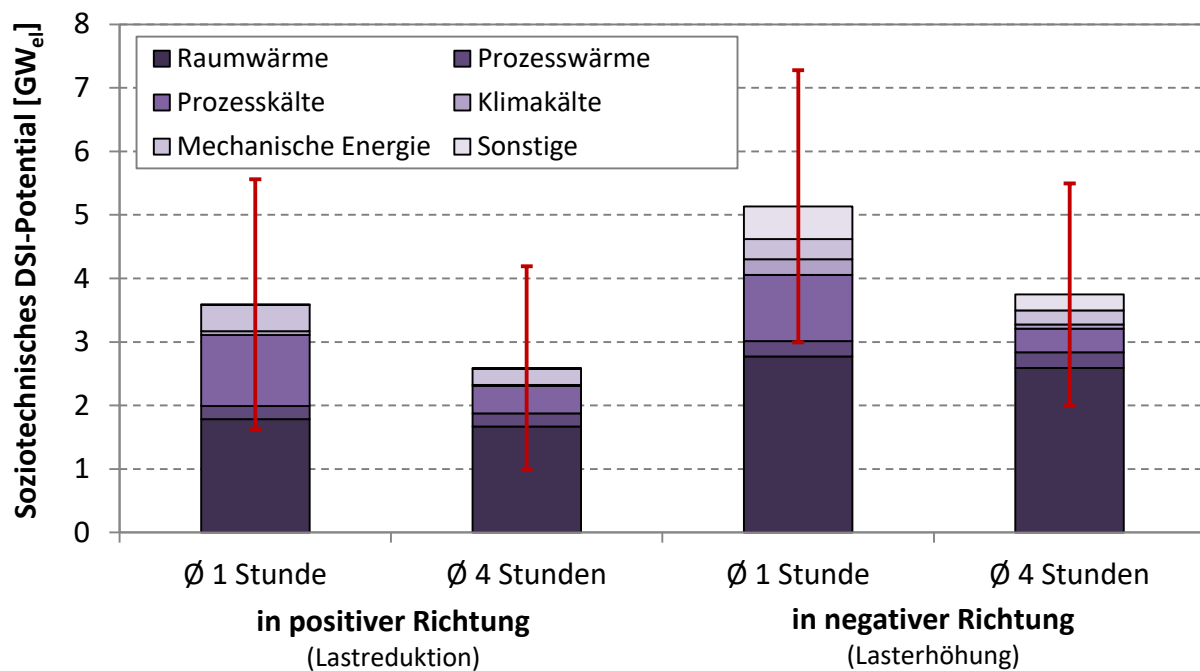


Abb. 3-15: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien nach Anwendungsart mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland

<sup>77</sup> Wobei eine hohe Produktionsauslastung stets ein ökonomisches Hemmnis für hohe Abschalt Dauern darstellt.

<sup>78</sup> Hier ist häufig bei klein dimensionierter Maschinenbütte eine kontinuierliche Versorgung der Papiermaschine mit Faserstoff zu gewährleisten.

<sup>79</sup> v. a. Zementmühlen und Holzschleifer, weniger Rohmehlmühlen

Im Gegensatz zu Produktionsprozessen sind die durchschnittlichen Potentiale bei Schaltung in negativer Richtung mit 5,1 GW<sub>el</sub> für eine Stunde bzw. 3,7 GW<sub>el</sub> für vier Stunden höher als bei Schaltung in positiver Richtung mit 3,6 GW<sub>el</sub> bzw. 2,6 GW<sub>el</sub>. Die installierte Leistung der betrachteten Anwendungen ist nicht in das Diagramm eingetragen, da sie mit ca. 219 GW<sub>el</sub> um ein Vielfaches über dem soziotechnischen Potential liegt. Dies liegt im Wesentlichen an den sehr hohen installierten Leistungen, aber sehr niedrigen Auslastungen von Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, elektrischen Warmwasseraufbereitungsanlagen und Klimaanlage. Lastzuschaltungen sind nur begrenzt im Rahmen der Maximallastrestriktionen möglich.

In Abb. 3-16 sind die ermittelten Potentiale von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD gesondert und nach Anwendungsbereich unterteilt zu sehen. Die Potentiale für Lastreduktion liegen mit 1,2 bzw. 0,6 GW<sub>el</sub> für eine Stunde bzw. vier Stunden leicht über den Potentialen für Lastzuschaltung von 1 bzw. 0,5 GW<sub>el</sub>.

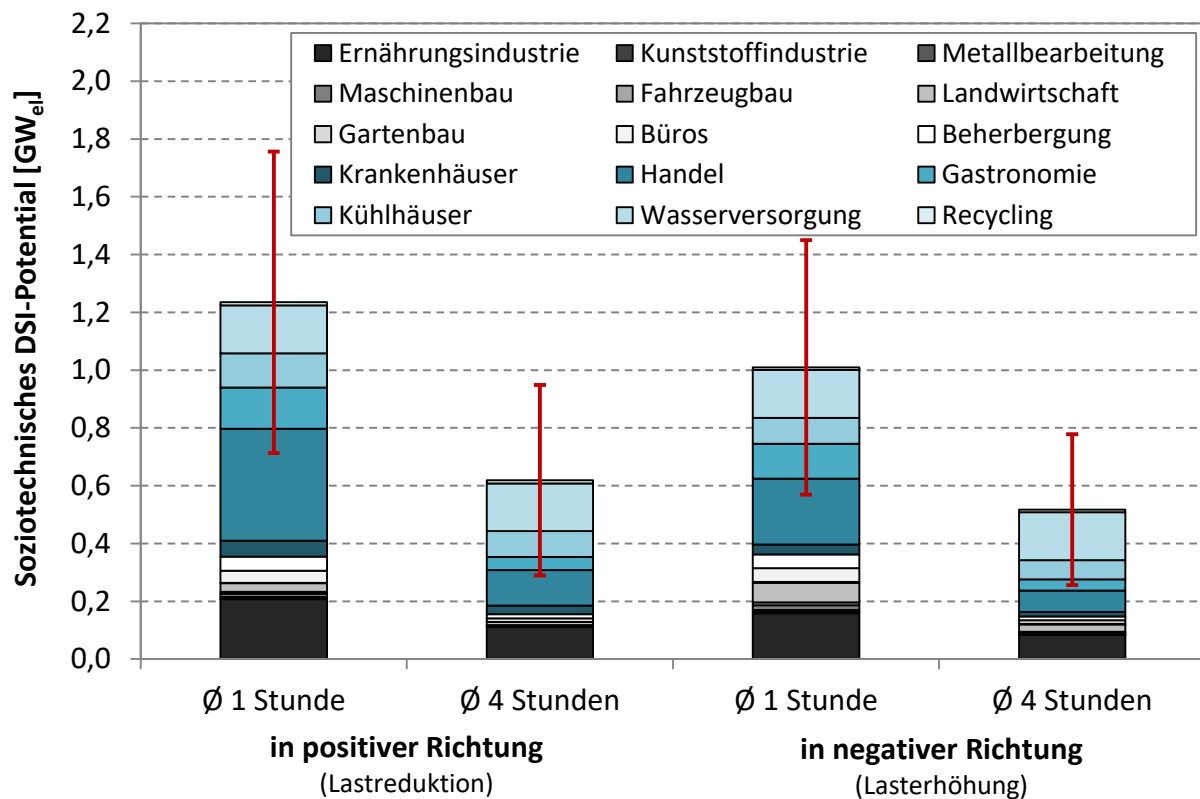


Abb. 3-16: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD nach Anwendungsbereich mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland

Einen wesentlichen Teil des Potentials machen Kältemaschinen in der Ernährungsindustrie, in Supermärkten und Warenhäusern im Handel, in der Gastronomie und in Kühlhäusern sowie Pumpenanlagen in der Wasserversorgung aus. Bei Kältemaschinen sind die möglichen Schalt-

dauern tendenziell höher, je größer die betrachteten Standorte sind. Viele Wasserversorgungsbetriebe weisen aufgrund der durch Hochbehälter geschaffenen Freiheitsgrade eine besonders gute Eignung für Schaltungen über längere Zeiträume auf.

Das soziotechnische DSI-Potential in Haushalten ist in Abb. 3-17 nach Technologie differenziert dargestellt. Das DSI-Potential in negativer Richtung liegt mit 4,1 bzw. 3,2  $\text{GW}_{\text{el}}$  für eine Stunde bzw. vier Stunden deutlich über dem in positiver Richtung von 2,4 bzw. knapp 2  $\text{GW}_{\text{el}}$ .

Sowohl in negativer als auch in positiver Richtung dominiert das Potential der Elektrospeicherheizungen mit 2,5 bzw. 1,6  $\text{GW}_{\text{el}}$  im Jahresdurchschnitt. Bei einstündiger Schaltung in negativer Richtung erreichen elektrische Wärmepumpen, Kühlgeräte und elektrische Warmwasseraufbereitungsanlagen je über 0,2  $\text{GW}_{\text{el}}$ , Gefriergeräte, Klimaanlage, Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler je zwischen 0,1 und 0,2  $\text{GW}_{\text{el}}$ . Aufgrund von Restriktionen können Umwälzpumpen lediglich einen Beitrag zur Lastabschaltung, Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler hingegen nur einen Beitrag zur Lastzuschaltung leisten. Speicherheizungen und Warmwasseraufbereitung eignen sich besonders gut für Schaltungen über längere Zeiträume, da Wärme gut speicherbar ist.

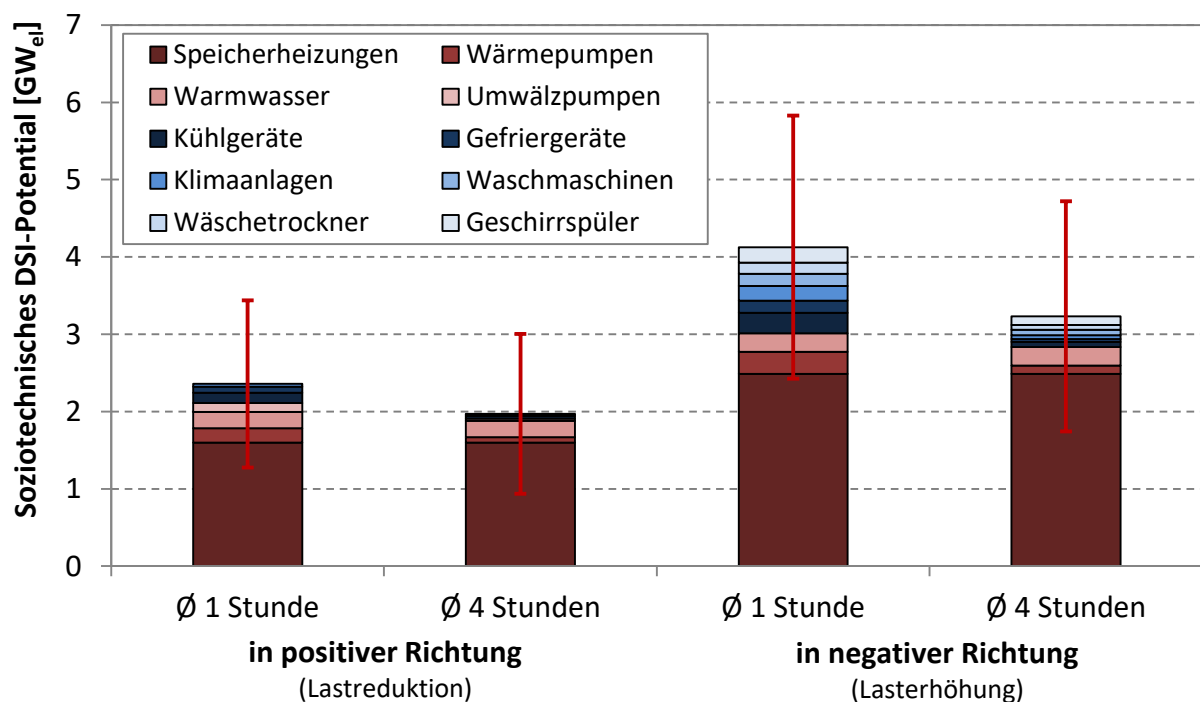


Abb. 3-17: Soziotechnisches DSI-Potential von Querschnittstechnologien in Haushalten nach Technologie mit einer Aktivierungsdauer von höchstens 30 Minuten in Deutschland

### 3.6.2 Regionalisierung

Die regionale Potentialverteilung der ermittelten soziotechnischen DSI-Potentiale bei Produktionsprozessen auf die 16 Bundesländer ist in Abb. 3-18 dargestellt. Zu sehen sind die ermit-

telten mittleren soziotechnischen DSI-Potentiale, die innerhalb von 30 Minuten aktiviert werden können und für mindestens eine Stunde zur Verfügung stehen. Die Potentialverteilung erfolgt dabei über eine standortscharfe Datenbank mit DSI-relevanten Daten<sup>80</sup> der betrachteten 711 Industriestandorte. Die Daten werden standortspezifisch auf Basis von öffentlichen Unternehmensangaben, Angaben von Branchenverbänden, Unternehmensbefragungen sowie durch Rückrechnung aus Top-Down-Daten ermittelt.

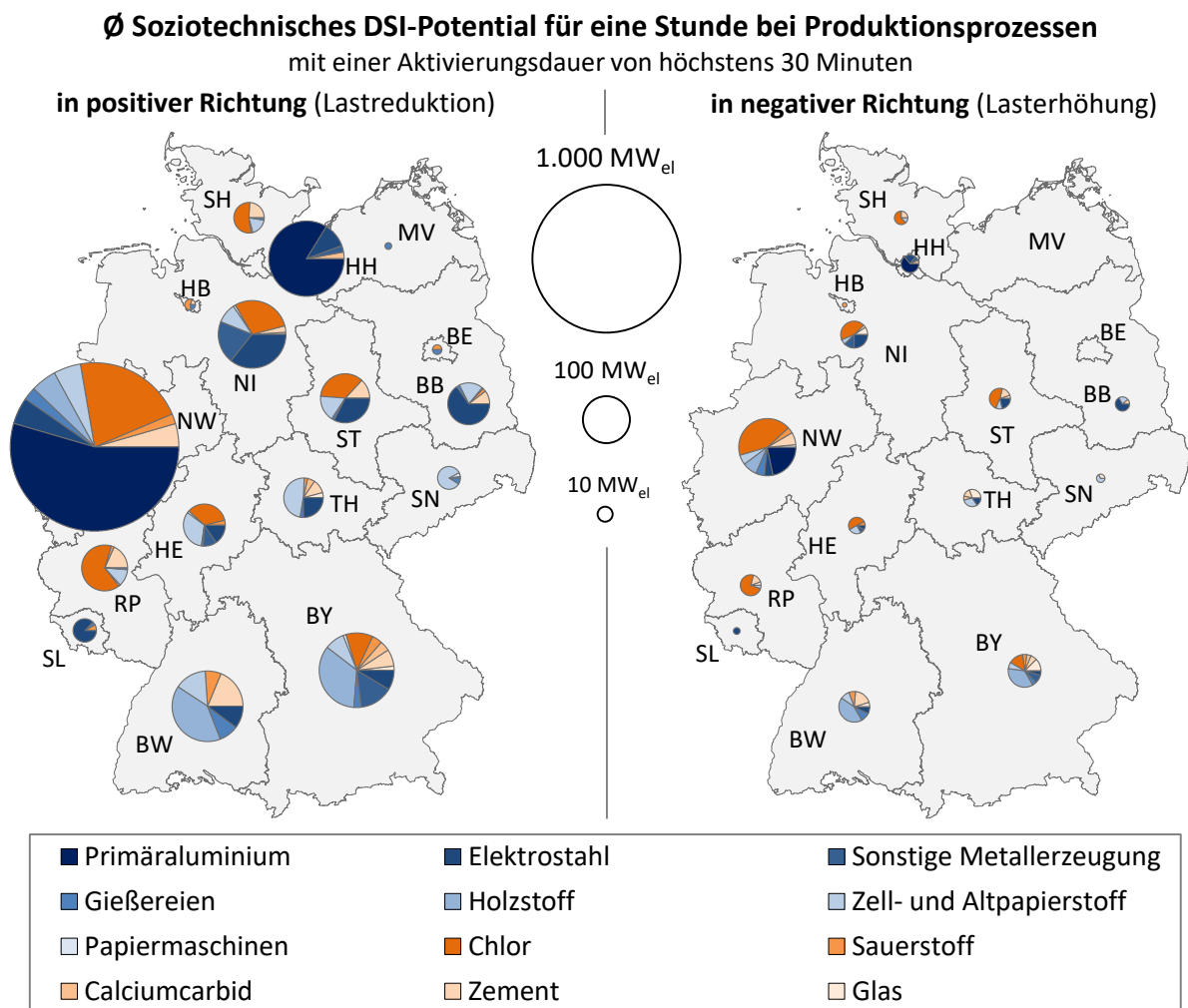


Abb. 3-18: Regionale Verteilung soziotechnischer DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung bei Produktionsprozessen

Die höchsten Potentiale für DSI-Schaltungen in positiver Richtung für mindestens eine Stunde liegen in Nordrhein-Westfalen (NW) mit ca. 1.260 MW<sub>el</sub>, in Hamburg (HH) und Bayern (BY) mit jeweils etwa 250 MW<sub>el</sub>, in Baden-Württemberg (BW) mit rund 220 MW<sub>el</sub> sowie in Niedersach-

<sup>80</sup> in der Regel erfolgt eine Potentialermittlung auf Basis der Produktionsmengen relevanter Prozessschritte

sen (NI) mit ca. 200 MW<sub>el</sub>. Bei DSI-Schaltungen in negativer Richtung sind die höchsten Potentiale ebenfalls in diesen Bundesländern mit Ausnahme von Hamburg<sup>81</sup> zu finden. Hier beträgt das DSI-Potential in Nordrhein-Westfalen knapp 150 MW<sub>el</sub>, in Bayern knapp 50 MW<sub>el</sub>, in Baden-Württemberg gut 40 MW<sub>el</sub> und in Niedersachsen etwa 30 MW<sub>el</sub>.

In Nordrhein-Westfalen und Hamburg tragen Aluminiumhütten<sup>82</sup> und Stahlwerke wesentlich zum Schaltpotential bei. Relevante Potentiale durch Stahlwerke sind ebenfalls in Niedersachsen, im Saarland und in den neuen Bundesländern zu finden. Chemiestandorte mit Chlorerzeugung tragen in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Rheinland-Pfalz und Hessen wesentlich zum industriellen Flexibilisierungspotential bei. In den süddeutschen Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern bilden insbesondere die Papier- und Zementindustrie einen Schwerpunkt.

Im oberen Teil von Abb. 3-19 findet sich die regionalisierte Darstellung der soziotechnischen DSI-Potentiale von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD. Regionale Schwerpunkte liegen analog zu den betrachteten Industrieprozessen bei DSI-Potentialen sowohl in positiver als auch in negativer Richtung in Nordrhein-Westfalen, Bayern, Baden-Württemberg und Niedersachsen<sup>83</sup>. Dabei ist die Verteilung insgesamt durch die höhere Zahl der erfassten Standorte deutlich gleichmäßiger. Während bei den Industrieprozessen ca. 71 % des Potentials auf diese vier Bundesländer und mit 46 % fast die Hälfte auf Nordrhein-Westfalen entfallen, ist dies bei Querschnittstechnologien in Industrie und GHD bei etwa 62 % bzw. 21 % des Potentials der Fall. Die höchsten Potentiale sind überwiegend bei Kälteanwendungen in Handel, Ernährungsindustrie und Kühlhäusern sowie bei Pumpen in der Wasserversorgung zu finden, wobei beispielsweise der Schwerpunkt bei Gastronomiebetrieben in Baden-Württemberg und der bei Kühlhäusern in Nordrhein-Westfalen liegt. Die regionale Verteilung ist auf Basis von Daten der statistischen Ämter des Bundes und der Länder sowie mit Hilfe der Hoppenstedt Firmendatenbank für Hochschulen ermittelt.

Im unteren Teil zeigt Abb. 3-19 die regionale Verteilung der erhobenen DSI-Potentiale in Haushalten. Bei Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen bilden statistische Daten zur Zahl der Zählpunkte, bei allen weiteren Geräten die Verteilung der Haushalte in Deutschland die Grundlage.

---

<sup>81</sup> In Hamburg leisten eine Aluminiumhütte und ein Stahlwerk einen wesentlichen Beitrag zum Lastreduktionspotential. Aufgrund hoher Produktionsauslastungen liegt der Beitrag zur Lasterhöhung hier deutlich niedriger.

<sup>82</sup> Von den vier deutschen Aluminiumhütten liegen drei in Nordrhein-Westfalen und eine in Hamburg.

<sup>83</sup> NW: positiv ca. 250 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 200 MW<sub>el</sub>, BY: positiv ca. 220 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 190 MW<sub>el</sub>, BW: positiv ca. 160 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 135 MW<sub>el</sub>, NI: positiv ca. 130 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 105 MW<sub>el</sub>

### Ø Soziotechnisches DSI-Potential für eine Stunde bei Querschnittstechnologien ( $d_A \leq 30$ min)

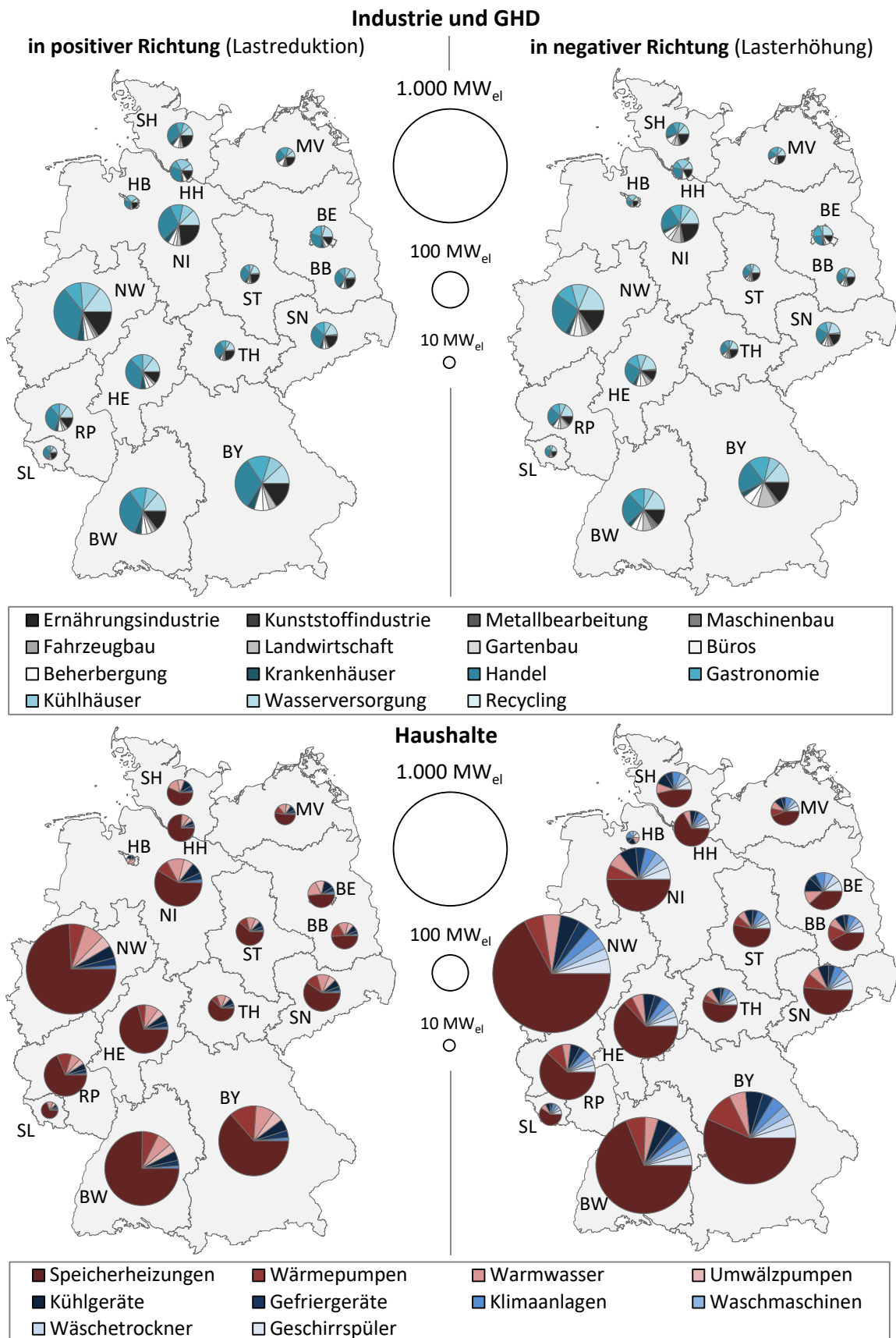


Abb. 3-19: Regionale Verteilung soziotechnischer DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung bei Querschnittstechnologien in Industrie, GHD und Haushalten

Die höchsten Potentiale liegen in den bevölkerungsreichsten Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg und mit etwas Abstand Niedersachsen<sup>84</sup>. Historisch gewachsen liegt der Schwerpunkt bei Elektrospeicherheizungen in Nordrhein-Westfalen mit ca. 28 %, Baden-Württemberg mit ca. 19 %, Bayern mit ca. 15 % und Hessen mit etwa 8 %, während Niedersachsen oder die neuen Bundesländer deutlich unterrepräsentiert sind. Mit ca. einem Viertel liegt der höchste Anteil an Wärmepumpen in Bayern, gefolgt von Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. In den neuen Bundesländern liegt etwa 21 % des DSI-Potentials bei Haushaltsgeräten außer Wärmestromanwendungen, während hier der Anteil von Elektrospeicherheizungen bzw. Wärmepumpen nur bei ca. 12 % bzw. 18 % liegt.

### 3.6.3 Zeitverfügbarkeit

Aus Gründen der Übersichtlichkeit beziehen sich alle gezeigten Potentialdaten auf den Jahresmittelwert. Somit fehlt die Information der zeitlichen Verfügbarkeit, die insbesondere bei Querschnittstechnologien eine wichtige Rolle spielt, wenn Witterung, Betriebsmodus und Verhalten wesentlichen Einfluss auf die schaltbare Leistung haben<sup>85</sup>.

Als Beispiel für diese Zeitabhängigkeit zeigt Abb. 3-20 die stündlich aufgelöste Verfügbarkeit der DSI-Potentiale von Elektrospeicherheizungen auf Basis historischer Temperaturdaten von 2012. Das Jahr 2012 ist hinsichtlich der Außentemperatur im historischen Vergleich ein meteorologisch durchschnittliches Jahr.

Im oberen Teil der Abbildung ist das Potential für Lastzuschaltung, im unteren Teil das Potential für Lastabschaltung dargestellt. Die Farbskalen sind ähnlich der am Anfang der Arbeit in stündlicher Auflösung abgebildeten Residuallast gewählt<sup>86</sup>. Grüntöne in Steigerung von hell nach dunkel bedeuten zunehmende Zuschaltpotentiale, die insbesondere in Zeiten mit hohem Dargebot aus erneuerbaren Energien interessant sein können. Rottöne entsprechen abschaltbaren Lasten, die insbesondere für Zeitpunkte mit hoher Residuallast eine Rolle spielen. Gelbtöne bedeuten geringe schaltbare Lasten sowohl in positiver als auch in negativer Richtung.

---

<sup>84</sup> NW: positiv ca. 610 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 1.230 MW<sub>el</sub>, BY: positiv ca. 370 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 750 MW<sub>el</sub>, BW: positiv ca. 415 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 830 MW<sub>el</sub>, NI: positiv ca. 170 MW<sub>el</sub>, negativ ca. 350 MW<sub>el</sub>

<sup>85</sup> Bei den betrachteten industriellen Produktionsprozessen sind häufig sehr konstante Fahrweisen im Dreischichtbetrieb zu beobachten, vgl. Abschnitt 3.5.1 und Anhang E.

<sup>86</sup> Vgl. Abb. 1-3

Historisch gewachsen werden Elektrospeicherheizungen in aller Regel in charakteristischen Zeitfenstern insbesondere nachts beladen, wenn die systemweite Stromnachfrage gering ist<sup>87</sup>. In diesen Zeiten treten folglich kaum hohe Residuallasten auf. Sie sind daher im Wesentlichen ungeeignet, in den Bedarfsstunden mit hoher Residuallast positive DSI-Leistung zur Verfügung zu stellen. Umso interessanter ist dagegen der Fall der Lastzuschaltung. Hier bestehen erhebliche Potentiale zur Lastverlagerung in die Tagesstunden, wenn auf Grund von systemweiten oder lokalen Überschusssituationen Bedarf besteht. Elektrospeicherheizungen wurden daher auch schon als „Windheizung“ bezeichnet (vgl. z. B. (Kleinmaier und Schwarz 2009)).

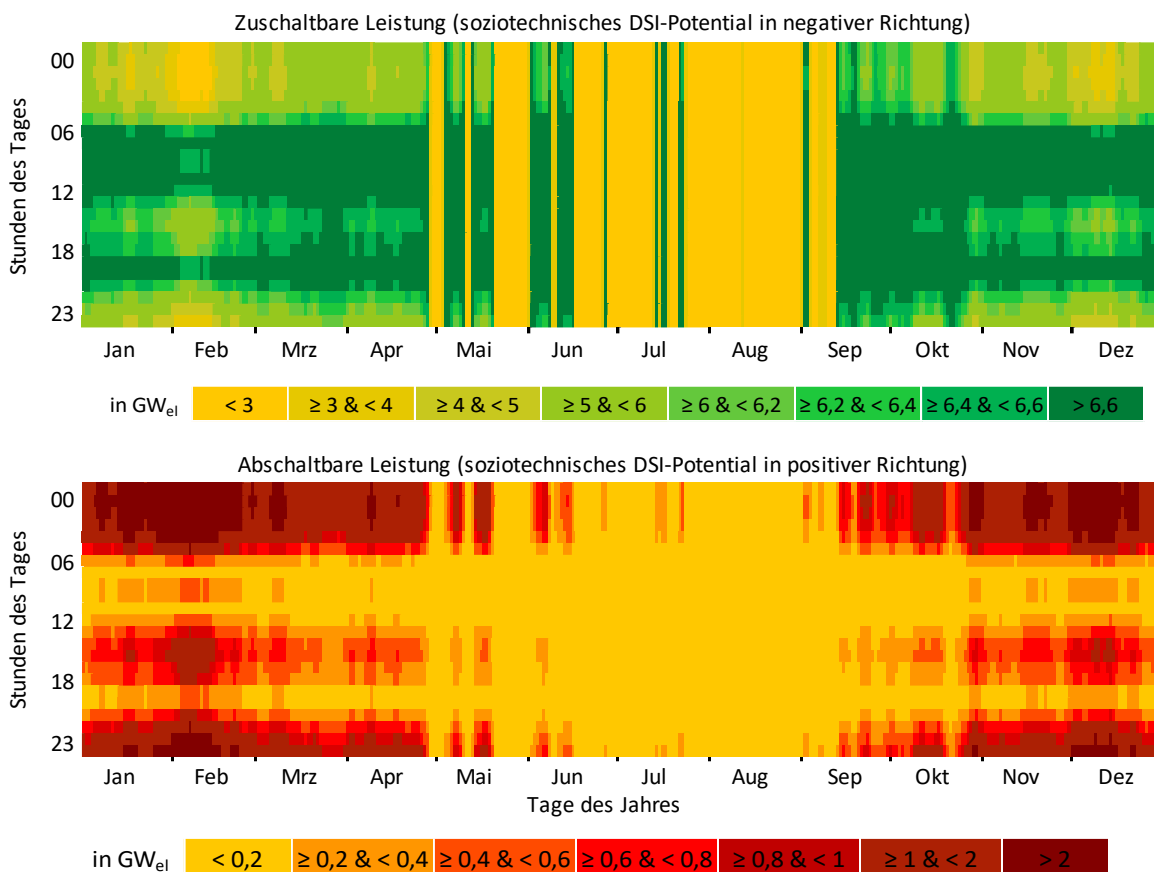


Abb. 3-20: Verfügbarkeit des soziotechnischen DSI-Potentials in negativer und positiver Richtung<sup>88</sup> von Elektrospeicherheizungen in Deutschland in einzelnen Stunden des Jahres<sup>89</sup>

<sup>87</sup> Elektrospeicherheizungen wurden ursprünglich aus Effizienzgründen meist in geografischer Nähe zu Grundlastkraftwerken angesiedelt. Diese sollten angereizt durch attraktive Sondertarife für die Elektrospeicherheizungen, die daher auch als Nachtspeicherheizungen bezeichnet werden, vor allem in den Nachtstunden gleichmäßiger ausgelastet werden (vgl. (Kleinmaier und Schwarz 2009), (Bez 2014)).

<sup>88</sup> Schaltbar für mindestens eine Stunde, wobei die Beeinflussung von DSI-Schaltungen auf Folgestunden zu berücksichtigen ist.

<sup>89</sup> Zur Ermittlung wird zunächst die stündliche Auslastung auf Basis des temperaturabhängigen SLP-Verfahrens nach (VDN 2004) mit historischen, regional aufgelösten Temperaturdaten des Deutschen Wetterdienstes von



Hinsichtlich der untertägigen Lastcharakteristik würden sich Elektrospeicherheizungen auch gut für Zuschaltungen während hoher PV-Einspeisungen um die Mittagszeit eignen. Hierbei ist jedoch die ausgeprägte Saisonalität zu berücksichtigen. Insbesondere in den Sommermonaten, wenn die PV-Einspeisung am höchsten ist, besteht in der Regel kein Heizbedarf. Wie an den vertikalen Balken in der Mitte des Diagramms erkennbar, kann an einzelnen Sommertagen mit einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur unter 17 °C aber auch geringer Heizbedarf bestehen. Dieser könnte im Sinne von DSI dann statt durch gleichmäßige Beladung durch eine gebündelte Aufladung in einzelnen Stunden gedeckt werden. An solchen Tagen gibt es jedoch wetterbedingt typischerweise keine ausgeprägte PV-Spitze. Ein deutliches DSI-Potential von Elektrospeicherheizungen besteht jedoch im Winter und in der Übergangszeit<sup>90</sup>.

#### 3.6.4 Kosten-Potential-Kurven

Abb. 3-21 zeigt eine Kosten-Potential-Kurve für reine Lastabschaltung (ohne Nachholen) in der deutschen Industrie. Bei der Ermittlung der zugrunde liegenden Potentiale werden abweichend zu dem in (r2b 2014) beschriebenen pauschaleren Vorgehen einerseits die oben beschriebenen detailliert erfassten DSI-Potentiale von 22 Produktionsprozessen und andererseits nach Anwendungsbereich aufgeschlüsselte Daten der weiteren Industriebranchen erfasst. Zudem wurden auf Basis der Erfahrungen aus umfassenden empirischen Erhebungen deutlich konservativere Annahmen zu dem für Potentialabschaltung nutzbaren Teil des durchschnittlichen Leistungsbedarfs gewählt<sup>91</sup>.

Als aktuellste vorliegende Daten werden Statistiken zur Kostenstruktur und zum Stromverbrauch der Industriezweige auf Vierstellerebene<sup>92</sup> für die Jahre 2008 bis 2012 verwendet. Aus den jeweiligen Minima, Maxima und Mittelwerten dieser Jahre ergibt sich die dargestellte

---

2012 ermittelt. Mögliche DSI-Schaltungen in negativer oder positiver Richtung für mindestens eine Stunde ergeben sich daraus in Abhängigkeit der äquivalenten Tagesmitteltemperatur nach (Stadler 2005, S. 41ff.).

<sup>90</sup> Die Zeitverfügbarkeit von DSI-Potentialen mit ihrer systematischen Abhängigkeit von tages- und wochenzeitlichen und saisonalen Einflüssen wird individuell für alle betrachteten DSI-Optionen in Anhang E beschrieben.

<sup>91</sup> Im Mittel über die nicht detailliert erfassten Branchen 26 % statt den in (r2b 2014) vorgeschlagenen 60 %. Hinsichtlich der Vollastbenutzungsstunden wurde dagegen mit typischen branchenspezifischen Werten aus Unternehmensbefragungen und Literatur – im Mittel über alle Branchen 7.550 h – statt mit einer pauschalen Annahme von 8.760 h gerechnet.

<sup>92</sup> Detaillierteste Auflösung der Wirtschaftszweige nach deren Klassifikation durch das statistische Bundesamt (Destatis 2008)

Kurve mit dem in hellerem Aquamarinton eingetragenen Fehlermaß<sup>93</sup>. Innerhalb des maximal am Intradaymarkt zulässigen Strompreises von 10.000 €/MWh<sub>el</sub> ergibt sich ein maximal technisch nutzbares Abschaltpotential von ca. 8,5 GW<sub>el</sub>. Die Skalierung des Diagramms lässt jedoch erkennen, dass Lastabschaltungen nur bei äußerst hohen Strompreisen ökonomisch sinnvoll werden können. Ein Vorteil ist der sehr geringe Erschließungsaufwand. Industriebetriebe haben häufig hohe Lasten und sind in aller Regel ohnehin RLM-Kunden (vgl. (BNetzA und BKartA 2015)), sodass nur geringfügige Anpassungen zur Aktivierung notwendig sind.

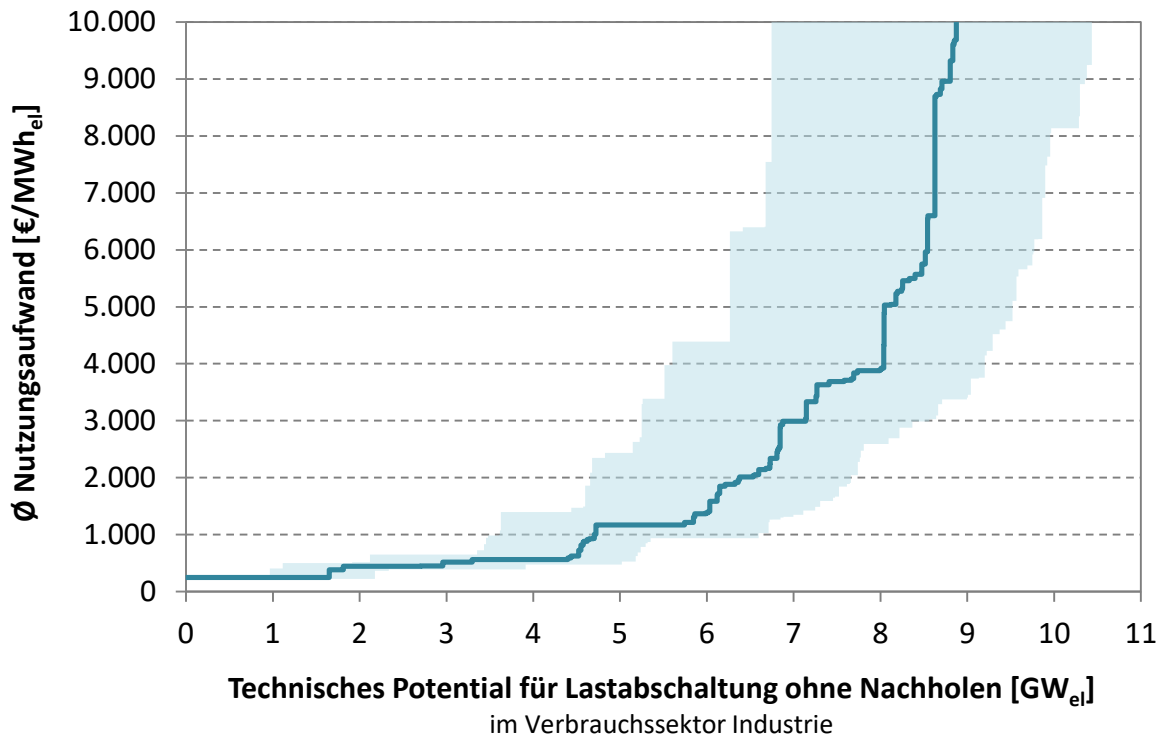


Abb. 3-21: Kosten-Potential-Kurve für Lastabschaltung ohne Nachholen in der deutschen Industrie

Als zusammenfassende Darstellung der ökonomischen Charakteristika Erschließungs- und Nutzungsaufwand für Lastverschiebung (mit Nachholen) aller analysierten DSI-Optionen zeigt Abb. 3-22 eine Kosten-Potential-Kurve für Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien in Deutschland. Auf der x-Achse ist das maximale am Dayahead- oder Intraday-Markt nutzbare technische DSI-Potential aller analysierten Anwendungen nach spezifischen Integrationskosten aufsteigend sortiert aufgetragen. Die dazugehörigen durchschnittlichen variablen Kosten im Sinne des Nutzungsaufwands für DSI sind auf der primären y-Achse (blaue Kurve im

<sup>93</sup> Eine detaillierte Darstellung der Erhebungsmethodik auf Basis von Formel (3-18) findet sich in Abschnitt 3.5.4 sowie in Anhang E. Im dargestellten Fehlermaß sind sowohl Fehlerspannen bezüglich des technischen Abschalt-potentials aufgrund der Unsicherheiten der zugrundeliegenden Eingangsdaten, als auch bezüglich des Nutzungsaufwands als Spanne der unterschiedlichen statistischen Werte der fünf betrachteten Jahre 2008-2012 berücksichtigt.

Diagramm), die spezifischen Integrationskosten (Investitions- und Fixkosten) im Sinne des Erschließungsaufwands auf der sekundären y-Achse (rote Kurve im Diagramm) dargestellt. Der hellblaue und der hellrote Bereich um die beiden Kurven kennzeichnen mögliche Abweichungen bei DSI-Potentialen und -Kosten, die durch Fehlerfortpflanzung der ermittelten Unsicherheiten der Eingangsdaten bestimmt wurden.

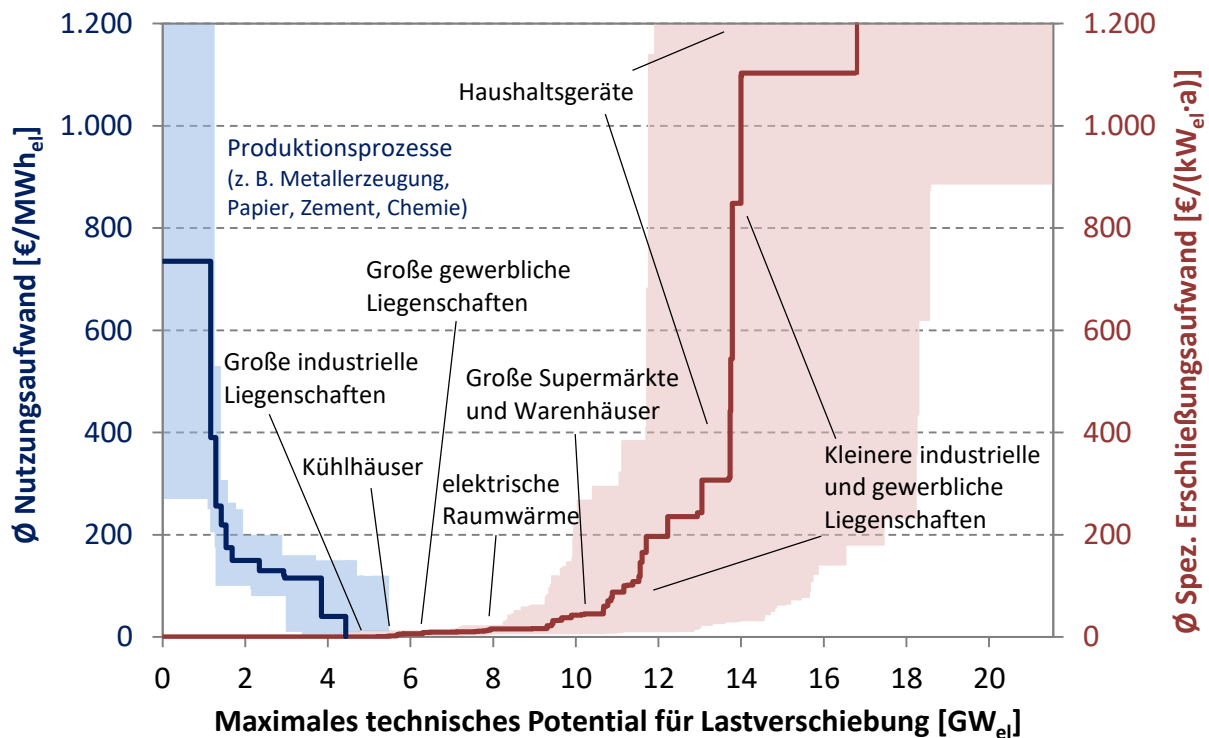


Abb. 3-22: Kosten-Potential-Kurve für Lastverschiebung in Deutschland

Klar erkennbar ist der Unterschied zwischen industriellen Produktionsprozessen auf der linken Seite der Grafik und den Querschnittstechnologien auf der rechten Seite hinsichtlich der Kostenstruktur. Industrieprozesse haben aufgrund typischerweise bestehender IKT-Ausstattung und der hohen nutzbaren Leistung je Standort vergleichsweise sehr geringe spezifische Integrationskosten. Insbesondere stromintensive Industrieprozesse sind relativ häufig bereits in der DSI-Vermarktung (v. a. Regelleistung, AbLaV) und haben keinen weiteren Erschließungsaufwand. Da diese Prozesse jedoch oftmals mit hoher Auslastung fahren, kann es bei der DSI-Nutzung zu Produktionsbeeinträchtigungen kommen, die erhebliche variable Kosten verursachen.

Zur Einordnung der gezeigten Kostenspanne: Ganz links im Diagramm ist Elektrostahl eingetragen, für das der Verband Wirtschaftsvereinigung Stahl eine Spanne von 270 bis 1.200 €/MWh<sub>el</sub> angibt. Der durchschnittliche Börsenstrompreis lag 2015 bei knapp

32 €/MWh<sub>el</sub><sup>94</sup>. Zwischen November 2010 und Februar 2015 lagen die Preise am Day-Ahead-Markt in 0,02 % aller Stunden und am Intraday-Markt in 0,07 % aller Stunden höher als 150 €/MWh<sub>el</sub> (EPEX 2015). Nach (BMW i 2015) kann jedoch zukünftig mit steigender Volatilität und häufigeren Knappheitssignalen gerechnet werden.

Eine wesentliche Verwendung der DSI-Potentiale von Produktionsprozessen liegt aufgrund des vergleichsweise hohen Nutzungsaufwands und der in der Regel sehr hohen Verfügbarkeit des Abschaltpotentials in der Leistungsvorhaltung für Engpasssituationen. Das zeigt sich auch daran, dass die Industrieunternehmen, die ihre Flexibilität heute am Regelleistungsmarkt vermarkten, meist eine Vermeidungsstrategie mit hohen Arbeitspreisgeboten fahren, um mit möglichst wenigen Abrufen von den Leistungsvergütungen zu profitieren.

Ein anderes Bild ergibt sich bei den Querschnittstechnologien. Hier ist die durchgeführte Potentialerhebung so angesetzt, dass bei DSI-Abruf innerhalb der jeweils festgelegten Zeitrestriktionen keine wesentlichen Nutzungsbeeinträchtigungen auftreten und somit die variablen Kosten vernachlässigbar sind. Diese Technologien eignen sich also je nach Zeitverfügbarkeit für häufige Abrufe.

Um die DSI-Nutzung zu ermöglichen, sind jedoch in der Regel zunächst Investitionen in IKT-Ausstattung zu tätigen. Diese werden spezifisch umso teurer, je weniger notwendige IKT-Komponenten bereits am Standort verbaut und je kleiner die erschließbaren DSI-Potentiale sind. Für große industrielle oder gewerbliche Liegenschaften wie beispielsweise im Fahrzeugbau oder im Hotelgewerbe, in denen Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen flexibel betrieben werden können und bereits eine Gebäudeleittechnik existiert, ist daher in der Regel mit geringem spezifischem Erschließungsaufwand zu rechnen. Auch Kühlhäuser und große Einzelhandelsfilialen können aufgrund des hohen verschiebbaren Kältestrombedarfs vergleichsweise günstig erschlossen werden.

Bei Kleinanwendungen in Haushalten und Gewerbebetrieben ist bei derzeitigen Kosten für die Installation der notwendigen IKT-Komponenten dagegen mit hohen spezifischen Aufwänden zu rechnen. Am besten schneiden hier aufgrund des vergleichsweise hohen Leistungsbedarfs elektrische Wärmeanwendungen (Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen) ab. Kommt es in Zukunft durch Standardisierung und Serienfertigung zu merklichen Kostendegressionen, könnten auch die kleinteiligen Potentiale im Bereich der Querschnittstechnologien zunehmend interessant werden.

---

<sup>94</sup> deutsch-österreichischer Markt der EPEX-SPOT (Phelix), <https://www.epexspot.com/>

## 4 Systemanalytische Bewertung von DSI-Optionen

Die systemanalytische Bewertung ermöglicht den Schritt von der Potentialseite zum konkreten Nutzen von DSI-Optionen im zukünftigen Energiesystem. Auf Basis der im vorigen Abschnitt ermittelten DSI-Potentiale soll nun der mögliche Beitrag von DSI zur Reduktion der Strombereitstellungskosten sowie ein aus Systemkostensicht effizienter Einsatz von DSI-Optionen quantifiziert werden. Wie in Abschnitt 2.2 ausgeführt, erfolgt dies mit Hilfe einer dynamischen Analyse mit dem Strommarktmodell E2M2s. Im Folgenden werden der Modell-aufbau sowie der umgesetzte Ansatz zur Abbildung und adäquaten Parametrierung von DSI-Optionen im Modell beschrieben, bevor auf die Ergebnisse der Analyse eingegangen wird.

### 4.1 Das europäische Strommarktmodell E2M2s

Das European Electricity Market Model E2M2s ist ein fundamentales, lineares Optimierungsmodell des europäischen Strommarkts. Mit E2M2s können sowohl Investitionen in als auch der Betrieb von Kraftwerken, Speichern, Übertragungsnetzen und weiteren Flexibilitätsoptionen wie DSI, Power-to-Heat, Power-to-Gas und Einspeisemanagement in hoher zeitlicher und regionaler Auflösung optimiert werden. Das zentrale Optimierungskriterium ist dabei die möglichst kostengünstige Deckung der gegebenen Elektrizitätsnachfrage.

Die Zielfunktion ist in (4-1) formuliert. Die kumulierten Kosten für Betrieb und Investitionen von Erzeugungsanlagen (Index Erz), DSI-Optionen (Index DSI), Übertragungskapazitäten (Index Trans) und Speichern (Index Sp, unter diesem Term sind hier vereinfachend auch Power-to-X-Optionen zusammengefasst) über alle definierten Anlagen  $u \in U$ , Elektrizitätsregionen  $r \in R$  und Zeitschritte  $t \in T$  werden minimiert. Dabei werden für alle Technologien variable Kosten  $C_{var}$ , Investitionskosten  $C_{inv}$  und Fixkosten  $C_{fix}$  unterschieden. Bei Erzeugungsanlagen werden die variablen Kosten weiter differenziert in Anfahrkosten  $C_{Anf}$ , Brennstoffkosten  $C_{BS}$ , Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionen  $C_{CO_2}$  sowie variable Wartungs- und Instandhaltungskosten  $C_{var,OM}$ .

$$\begin{aligned}
 Min. C_{ges} = & \sum_{r \in R_{El}} \left( \sum_{t \in T} \left( \sum_{u \in U_{Erz}} (C_{Anf} + C_{BS} + C_{CO_2} + C_{var,OM}) + \sum_{u \in U_{DSI}} C_{var} \right. \right. \\
 & + \sum_{u \in U_{Trans}} C_{var} + \sum_{u \in U_{Sp}} C_{var} \left. \right) + \sum_{u \in U_{Erz}} (C_{inv} + C_{fix}) \\
 & + \sum_{u \in U_{DSI}} (C_{inv} + C_{fix}) + \sum_{u \in U_{Trans}} (C_{inv} + C_{fix}) + \sum_{u \in U_{Sp}} (C_{inv} + C_{fix}) \left. \right) \quad (4-1)
 \end{aligned}$$

Einen schematischen Überblick über den Aufbau der Systemanalyse mit E2M2s gibt Abb. 4-1. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist im Modell neben der in jeder Stunde zu deckenden Stromnachfrage eine Reservekapazität vorzuhalten, die aus den Ausfallwahrscheinlichkeiten der laufenden Kraftwerke und den möglichen Prognosefehlern bei aktueller erneuerbarer Einspeisung und Nachfrage berechnet wird. Vergleichbar mit den verschiedenen Regelleistungsqualitäten im realen Marktdesign, wird die vorzuhaltende Reserve in drehende und stehende Reserve unterteilt.

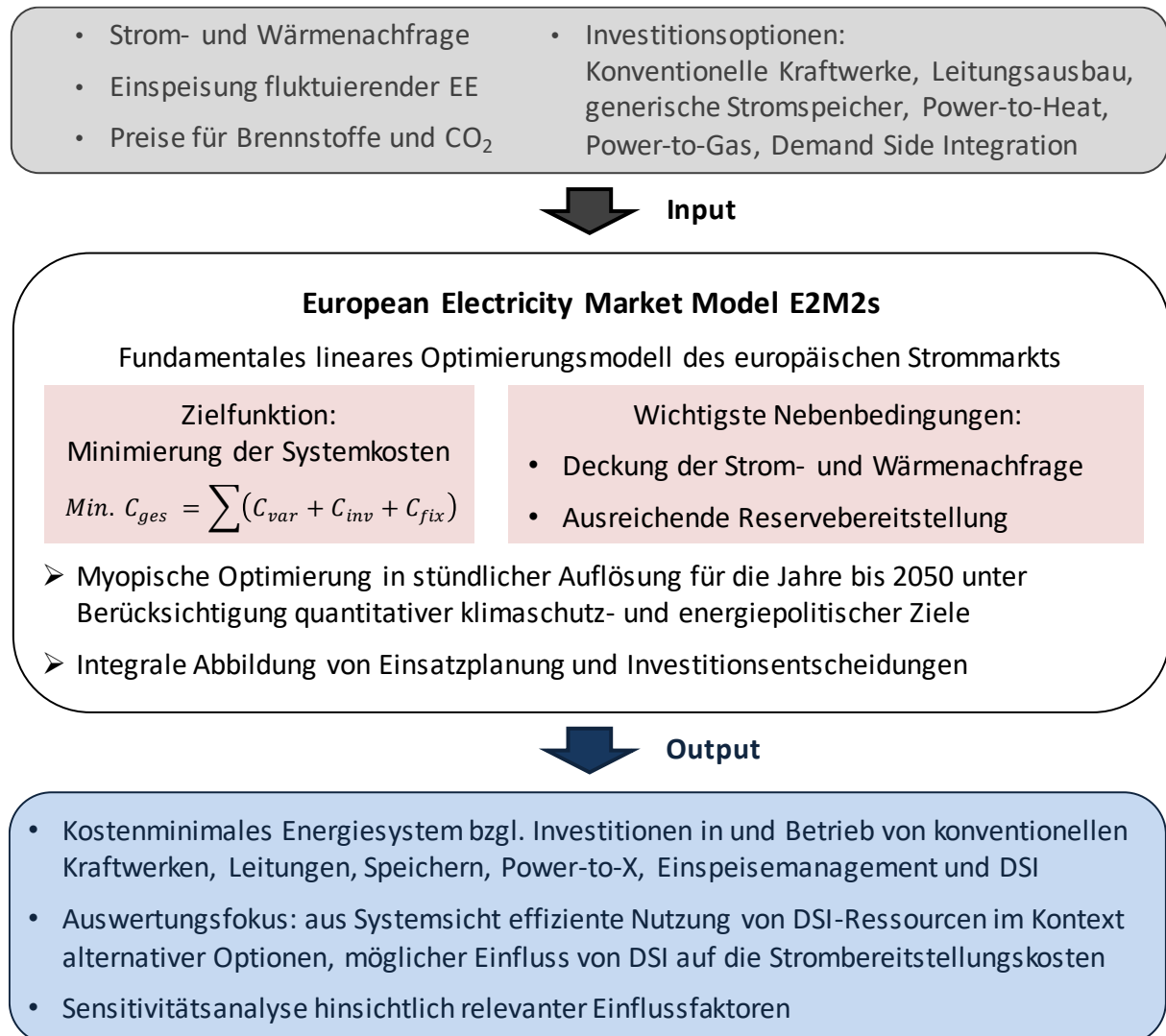


Abb. 4-1: Schematischer Aufbau der Systemanalyse mit E2M2s

Für die Deckung der Nachfrage stehen im verwendeten Elektrizitätsmarktmodell<sup>95</sup> bei exogen vorgegebener Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und der zu de-

<sup>95</sup> E2M2s stellt eine erweiterte Version eines klassischen Investitionsmodells für Elektrizitätsmärkte dar und geht auf die zusätzlichen Anforderungen an die Flexibilität des Elektrizitätssystems durch unsichere Einspeisung ein. Die fundamentalanalytische Elektrizitätsmarktmodellierung geht grundsätzlich davon aus, dass sich Marktpreise

ckenden Strom- und Wärmenachfrage sowohl steuerbare Kraftwerke als auch Speicheroptionen sowie Last- und Einspeisemanagement zur Verfügung. Der resultierende Bedarf und die Kosten zum Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze können ebenso wie die Anforderungen an eine intelligente Koordination und Steuerung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung überschlägig aus dem Modell abgeleitet werden (vgl. (Fahl et al. 2015)).

Zur realitätsnahen Abbildung der Investitionsstrategie von Kraftwerksbetreibern erfolgt die Optimierung in E2M2s myopisch. Im Gegensatz zur zeitintegralen Optimierung, in der die gesamte Optimierung in einem Schritt durchgeführt wird, und der eine perfekte Voraussicht (perfect foresight) der Gegebenheiten unterstellt wird, werden die einzelnen Stützjahre beim myopischen Ansatz schrittweise nacheinander optimiert. Implementiert ist die myopische Optimierung in E2M2s über Optimierungszeiträume ohne Überschneidung. Modellergebnisse eines Optimierungsschritts werden der Optimierung für das darauf folgende Jahr übergeben. Die zu optimierende bzw. zu minimierende Zielgröße setzt sich zusammen aus den jährlichen Ausgaben für neu investierte Anlagen als Annuität der gesamten Investitionskosten sowie der Summe der durch den Systembetrieb verursachten variablen Betriebskosten (vgl. (Fahl et al. 2015)).

Eine ausführliche Beschreibung des Modells ist in (Sun 2013) gegeben. Anwendungen des Modells in Bezug auf die strategische Weiterentwicklung des Elektrizitätssystems stellen beispielsweise (Fahl et al. 2010), (Hundt et al. 2010) oder (Sun et al. 2013) vor. Auf die Abbildung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen gehen (Bothor et al. 2015) und (Fahl et al. 2015) ein. Ähnliche Strommarktmodelle und deren Anwendung an anderen Forschungsinstituten sind u. a. in (Wissel 2008), (Kuhn 2012), (Heffels 2015) oder (Gils 2015) beschrieben. Die grundlegenden Modellierungsansätze sind hierbei vergleichbar, wobei Unterschiede in Abbildungsdetails und -genauigkeit bestehen. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf einer detaillierteren Abbildung von DSI bei gleichzeitig hoher sonstiger Modellauflösung.

---

entsprechend der Grenzkosten der eingesetzten Stromerzeugungsanlagen ergeben. Folglich ist es möglich, Marktpreise mittels Bottom-up-Ansätzen und der Minimierung einer Kostenfunktion zu bestimmen. Dabei sind Annahmen für die Verfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten, die nachgefragte elektrische Energie und für vorhandene Netze und andere betrieblichen Restriktionen wichtige Modellierungsvoraussetzungen. Ebenso haben Preise für den Bezug von Brennstoffen und für den Erwerb von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten zentrale Bedeutung (vgl. (Fahl et al. 2015)).

## 4.2 Implementierung von DSI-Optionen in E2M2s

Bei DSI-Anwendungen wird im Modell zwischen Lastabschaltung ohne späteres Nachholen der Last sowie Lastverschiebung mit Nachholen differenziert. Lastabschaltung ist als Fall-Back-Option mit einem Strafkostenterm für den Fall einer Nichtdeckung der Nachfrage hinterlegt<sup>96</sup>. Die Strafkosten in Höhe des Value of Lost Load sind entsprechend dem beschriebenen Ansatz für Industriebranchen auf Viersteller-Ebene parametrisiert. Die anfallenden Kosten bei Lastausfall sind dabei so hoch, dass diese Option nur für seltene Fälle in Frage kommt.

DSI-Anwendungen, die sich für Lastverschiebung eignen, werden im Modell ähnlich Stromspeichern, jedoch mit umgekehrtem Vorzeichen abgebildet. Sie stellen damit „negative Speicher“ dar, die mit den entsprechenden spezifischen intertemporalen Restriktionen modelliert sind (Abb. 4-2). Die zeitpunktabhängige schaltbare Leistung in positiver bzw. negativer Richtung (entsprechend einer Reduktion bzw. Erhöhung der Bezugsleistung)  $P_{\text{pos}}^t$  bzw.  $P_{\text{neg}}^t$  einer repräsentativen DSI-Anwendung entspricht der Be- bzw. Entladeleistung eines Speichers. Im Unterschied zum Speicher sind für jede repräsentative DSI-Option die Zeitrestriktionen Schaltdauer  $d_s$ , Verschiebedauer  $d_v$  und kumulierte Schaltdauer  $d_{\text{kum}}$  zu berücksichtigen. Weiterhin werden Erschließungs- und Nutzungsaufwand der DSI-Optionen als Investitionskosten  $c_{\text{inv}}$ , jährliche Fixkosten  $c_{\text{fix}}$ , variable Kosten  $c_{\text{var}}$  und Bereitstellungskosten  $c_{\text{Ber}}$  sowie ein Wirkungsgrad für etwaige Energieverluste bei Lastverschiebungen vorgegeben.

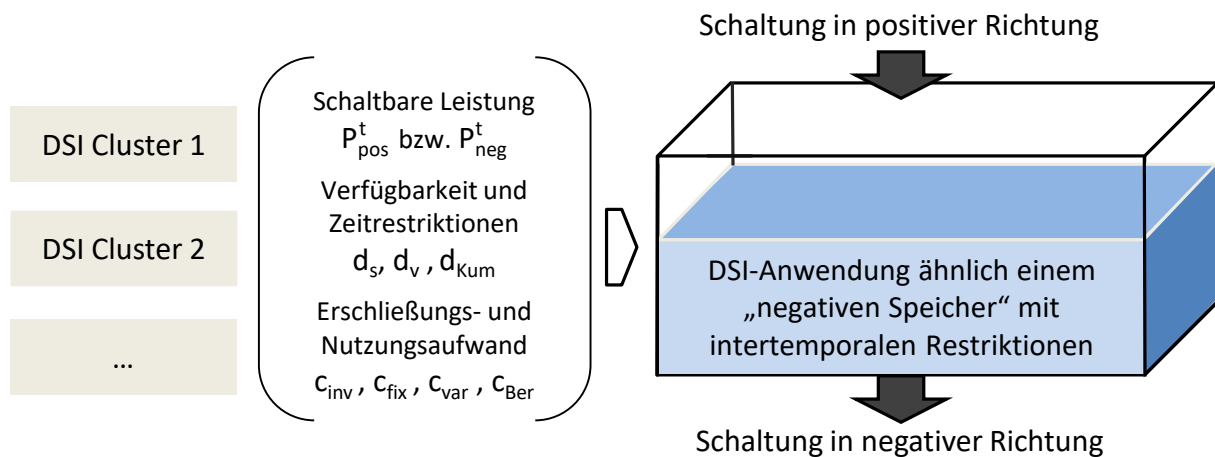


Abb. 4-2: Ansatz zur Abbildung von Lastverschiebung im Strommarktmodell (eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2015a))

Die Verschiebeleistung  $P_v^t$  in positiver bzw. negativer Richtung einer DSI-Option ist für jeden Zeitpunkt als kleiner oder gleich dem Produkt aus schaltbarer Leistung  $P_{\text{max}}$  und zeitabhängiger

<sup>96</sup> Dies entspricht beispielsweise dem in (entso-e 2015) vereinfachend für alle DSI-Potentiale angewendeten Ansatz



Verfügbarkeit  $f_v^t$  in positiver bzw. negativer Richtung definiert (4-2). Diese ist mit stündlicher Auflösung als Inputdaten hinterlegt<sup>97</sup>.  $P_v^t$  entspricht somit in jeder Stunde maximal dem erhobenen soziotechnischen DSI-Potential.

$$P_v^t \leq P_{max} \cdot f_v^t \quad \forall t \quad (4-2)$$

Die schaltbare Leistung setzt sich dabei aus einem Teil  $P_{max,exist}$ , für den keine weiteren Investitionen anfallen und einem zu investierenden Teil  $P_{max,inv}$  zusammen (4-3).  $P_{max,exist}$  umfasst stromintensive Industrieprozesse, die bereits heute an einer DSI-Vermarktung teilnehmen und über entsprechende Steuerungssysteme verfügen oder deren DSI-Erschließungsaufwand aufgrund sehr hoher flexibler Lasten und bestehender Prozessleitsysteme vernachlässigbar ist. Die modellendogene Entscheidung zur Investition von  $P_{max,inv}$  wird auf Basis der hinterlegten Daten zu den über die technische Lebensdauer annuiserten Investitionskosten  $c_{inv}$  und den jährlichen Fixkosten  $c_{fix}$  getroffen.

$$P_{max} = P_{max,exist} + P_{max,inv} \quad (4-3)$$

Für den Einsatz der verschiebbaren Lasten sind drei wesentliche Zeitrestriktionen definiert. Nach (4-4) sind verschobene Lasten in positiver oder negativer Richtung innerhalb der Verschiebedauer  $d_v$  durch Schaltung in die entgegengesetzte Richtung auszugleichen.  $d_v$  wird für jede DSI-Option individuell vorgegeben. Auf der Seite der Lastzuschaltung ist zusätzlich ein Wirkungsgrad  $\eta$  definiert, mit dem mögliche Energieverluste abgebildet werden können, die bei der Lastverschiebung auftreten. Die Zeitrestriktion greift gleitend jeweils zum Startzeitpunkt  $t_A$  einer Schaltung. Ein vereinfachter Ansatz wäre die starre Definition von Zeitpunkten zu denen bestimmte DSI-Optionen ihre Schaltung kompensiert haben müssen. In Sensitivitätsanalysen zeigt sich, dass sich dies zwar positiv auf die Rechendauer auswirkt, jedoch zu einem deutlich abweichenden Einsatz von DSI-Optionen führt. Daher wird hier der flexible Ansatz mit (4-4) gewählt.

$$\sum_{t_A}^{t_B=t_A+d_v} P_{pos}^t = \sum_{t_A}^{t_B=t_A+d_v} P_{neg}^t \cdot \eta \quad \forall t \quad (4-4)$$

<sup>97</sup> Dabei werden bei den meisten DSI-Optionen aus Gründen der Übersichtlichkeit und aufgrund wiederkehrender Zyklen der Nachfragestruktur Verfügbarkeiten für Typzeiträume (bspw. werktags tagsüber) hinterlegt. Bei der Generierung der Inputdateien für das Modell werden diese in einen Zeitvektor mit 8760 Stunden überführt.

Die zweite Zeitrestriktion bezieht sich auf die maximal mögliche Schaltdauer  $d_s$  in positiver oder negativer Richtung. Ihre Einhaltung wird über eine entsprechende Begrenzung der innerhalb eines Schaltzyklus<sup>98</sup> verschiebbaren Energiemenge gewährleistet (4-5). Schließlich wird drittens eine Obergrenze für die über das gesamte Optimierungsjahr verschiebbare Energiemenge vorgegeben (4-6). Die für Lastverschiebung anfallenden variablen Kosten  $c_{var}$  werden auf Zu- und Abschaltung aufgeteilt.

$$\sum_{t_A}^{t_B=t_A+d_v} P_v^t \leq d_s \cdot P_{max} \quad \forall t \quad (4-5)$$

$$\sum_{t_0}^{T=t_0+8760} P_v^t \leq d_{Kum} \cdot P_{max} \quad \forall t \quad (4-6)$$

Ein wesentliches Einsatzfeld für DSI-Optionen ist neben dem Bilanzausgleich durch Lastverschiebung und der Möglichkeit zur Spitzenlastkappung durch Lastabschaltung die Bereitstellung von Reserveleistung. Im Modell abgebildet ist die Vorhaltung von positiver Reserveleistung<sup>99</sup>. Der Bedarf an Reserveleistung wird dabei in Abhängigkeit der Zusammensetzung des Kraftwerksportfolios unter Berücksichtigung von Ausfallwahrscheinlichkeiten und dem stochastischen Einspeiseverhalten erneuerbarer Stromeinspeisung ermittelt. In Anlehnung an die im realen System bestehenden Reservequalitäten<sup>100</sup> wird zwischen drehender und stehender Reserve unterschieden<sup>101</sup>. DSI-Optionen können entsprechend ihrer technischen Eigenschaften Reserveleistung bereitstellen. Dafür fallen Bereitstellungskosten  $c_{Ber}$  an. Wesentlich für die Validität der Modellbewertung ist beim beschriebenen Ansatz eine adäquate Parametrierung der DSI-Eingangsdaten.

### 4.3 Iteratives Verfahren zur Potentialclusterung

Damit das Optimierungsproblem bei umfassender Abbildung alternativer technologischer Optionen und hoher zeitlicher Auflösung im europäischen Kontext bewältigbar bleibt, ist es notwendig, die umfangreichen Eingangsparameter für DSI-Optionen sinnvoll zu vereinfachen. Ziel

<sup>98</sup> Zeitraum von Beginn der Schaltung in eine Richtung zum Zeitpunkt  $t_A$  bis zur vollständigen Kompensation der Schaltung spätestens zum Zeitpunkt  $t_B=t_A+d_v$

<sup>99</sup> Die Vorhaltung negativer Reserveleistung sowie der Abruf von Reserveenergie werden nicht berücksichtigt.

<sup>100</sup> Primärregelleistung (frequenz geregelt) sowie Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung (nicht frequenz geregelt)

<sup>101</sup> Für Details zur Abbildung von Reserveleistung vgl. (Sun 2013)

ist es dabei, die anfänglich 99 parametrisierten DSI-Optionen so zusammen zu fassen, dass möglichst geringe Genauigkeitsverluste in Kauf genommen werden müssen. Abb. 4-3 zeigt die dazu durchgeführten Schritte.

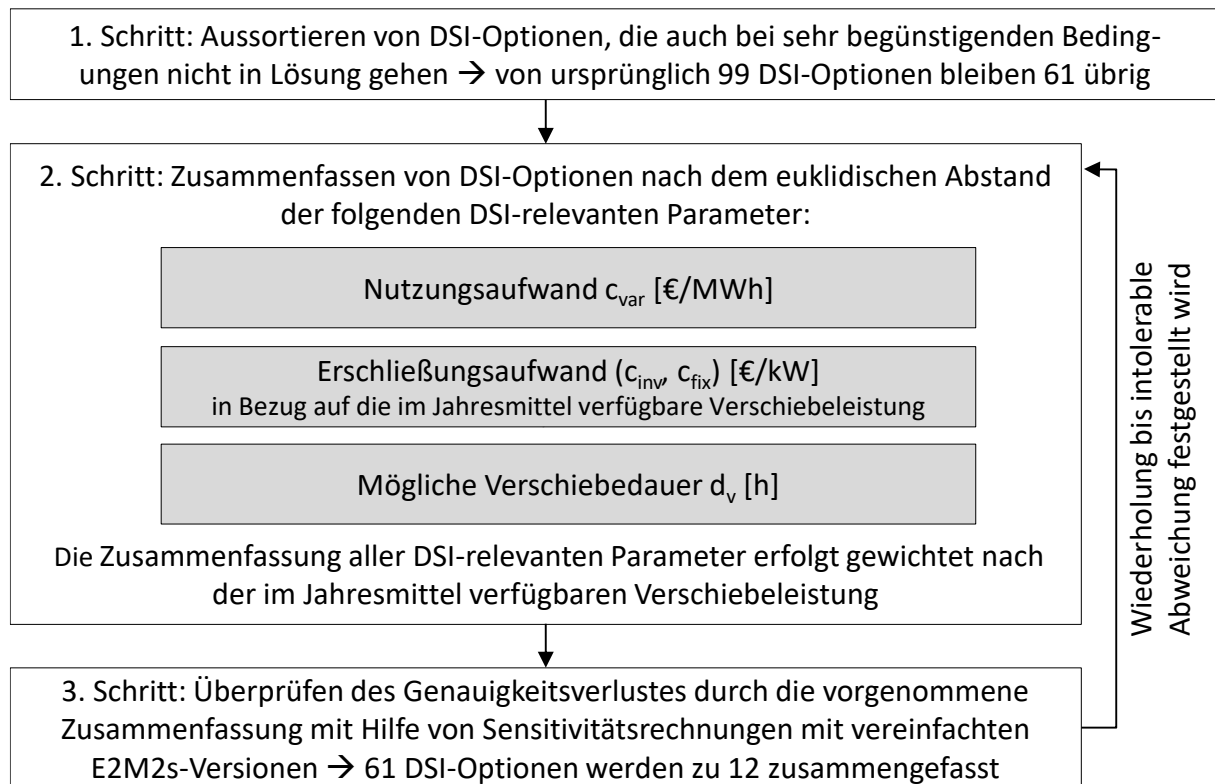


Abb. 4-3: Methodik zur Zusammenfassung von DSI-Optionen (eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2015a))

Im ersten Schritt wird untersucht, welche DSI-Optionen auch bei sehr günstigen Bedingungen (starke Volatilität der Residuallast, Einschränkung alternativer Optionen) nicht Teil des Optimierungsergebnisses sind. Dadurch können bereits 38 DSI-Optionen mit ungünstigen techno-ökonomischen Charakteristika aussortiert werden.

Im nächsten Schritt werden die verbleibenden 61 DSI-Optionen nach und nach systematisch zusammengefasst. Dabei werden zum einen DSI-Optionen mit ähnlichem Nutzungsaufwand  $c_{var}$  und ähnlicher möglicher Verschiebedauer  $d_v$  bei vernachlässigbarem Erschließungsaufwand zu DSI-Clustern aggregiert. Zum anderen erfolgt dies bei DSI-Optionen mit ähnlichem Erschließungsaufwand  $c_{inv} + c_{fix}$  in Bezug auf die im Jahresmittel verfügbare Verschiebeleistung und ähnlicher möglicher Verschiebedauern bei vernachlässigbarem Nutzungsaufwand. Bei der Zusammenfassung der DSI-Optionen werden jeweils alle relevanten Parameter nach im Jahresdurchschnitt verfügbarer Verschiebeleistung gewichtet.

Diese Clusterung wird im dritten Schritt durch umfangreiche Sensitivitätsuntersuchungen mit Hilfe von zwei verschiedenen vereinfachten Versionen des E2M2s-Zielmodells validiert. In die-

sen wird jeweils einer der Aspekte regionale Auflösung und Detaillierung technischer Optionen außer DSI so vereinfacht, dass das Optimierungsproblem auch bei sehr detaillierter Auflösung der DSI-Optionen rechen- und lösbar bleibt und somit Genauigkeitsverluste durch deren Aggregation im Vergleich untersucht werden können. Insgesamt ergibt sich somit eine iterative Vereinfachung mit permanenter Validierung.

Im iterativen Verfahren werden solange DSI-Optionen zusammengefasst, bis in den Sensitivitätsrechnungen mit diesen Optionen intolerable Abweichungen im Vergleich zur ursprünglichen Parametrierung festgestellt werden. Dabei wird jeweils eine Abweichung bei der erschlossenen DSI-Leistung ( $\leq 1\%$ ), bei der durch DSI verschobenen Energiemenge ( $\leq 5\%$ ) sowie bei den Systemkosten zur Strombereitstellung ( $\leq 0,05\%$ ) als Grenze für die Tolerierbarkeit angesetzt.

Den Einfluss der DSI-Potentialclustering auf die verschobene Energiemenge und die Strombereitstellungskosten in einem Testmodell, in dem Deutschland vereinfacht als Kupferplatte und Insel abgebildet ist, zeigt Abb. 4-4. Erkennbar erhöht sich durch die schrittweise Zusammenfassung der DSI-Optionen nach dem beschriebenen Schema die verschobene Energiemenge (blaue Balken bzw. primäre y-Achse im Diagramm) im Modell um weniger als 5%. Die Strombereitstellungskosten als wesentliche Ergebnisgröße (schwarze Linie bzw. sekundäre y-Achse im Diagramm) verringern sich dabei nur sehr geringfügig um weniger als 0,05%. Um hier im Diagramm überhaupt einen Effekt sichtbar zu machen, wurde die sekundäre y-Achse stark gestreckt.

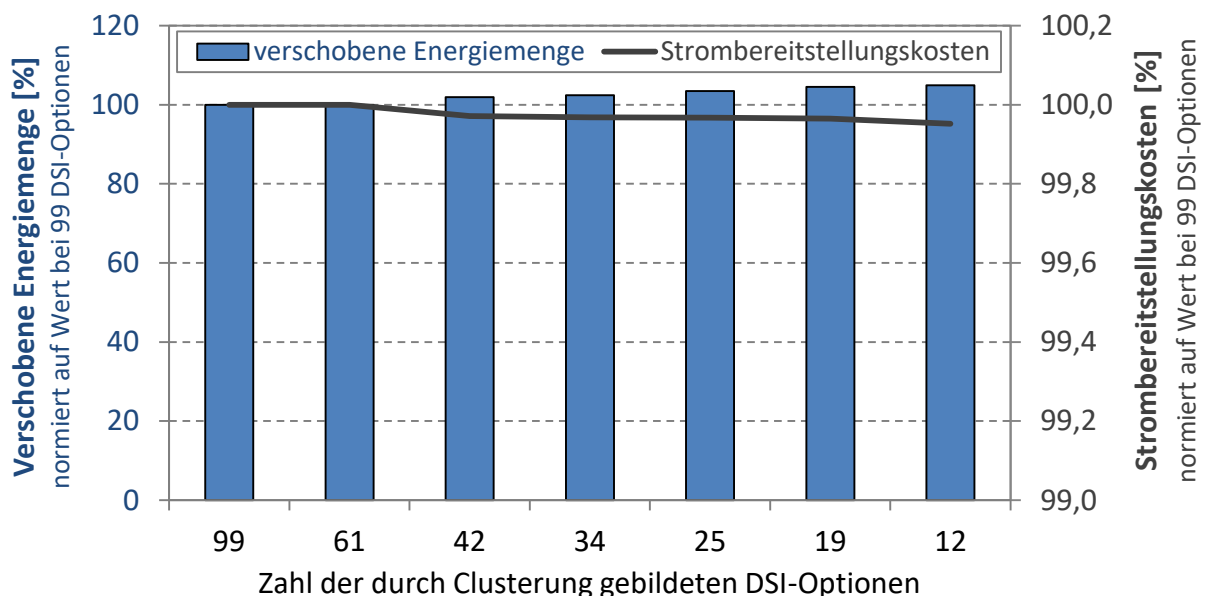


Abb. 4-4: Einfluss der Clusterung von DSI-Optionen auf die verschobene Energiemenge und die Strombereitstellungskosten im Testmodell

Auf diese Weise können die ursprünglich 99 DSI-Optionen bei geringen Genauigkeitsverlusten zu zwölf DSI-Optionen zusammengefasst werden. Dadurch sind komplexere Optimierungsaufgaben oder bei gleicher Optimierungsaufgabe deutlich niedrigere Rechenzeiten möglich. In Abb. 4-5 ist eine Kosten-Potential-Kurve der zusammengefassten DSI-Optionen dargestellt.

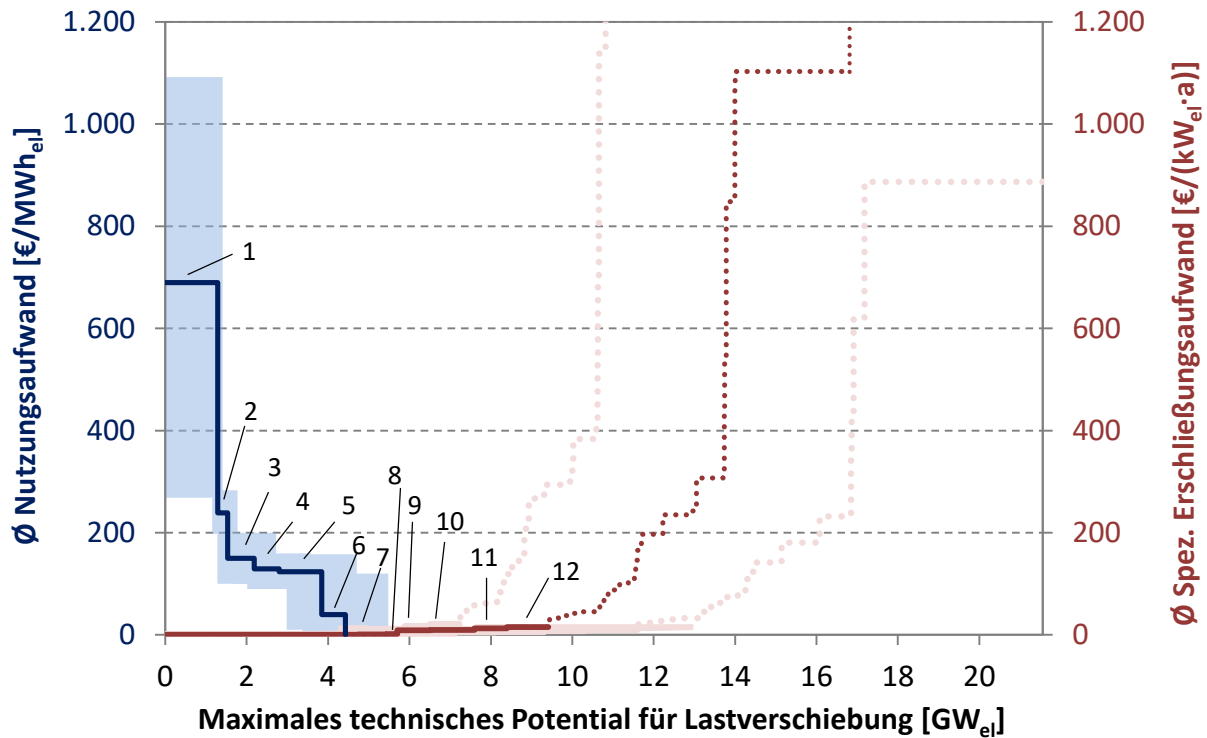


Abb. 4-5: Kosten-Potential-Kurve der zu Clustern zusammengefassten DSI-Optionen (gestrichelte Kurve: nicht zusammengefasster Teil)

Die durchgezogene dunkelblaue und dunkelrote Kurve mit Unsicherheitsbereich in heller Farbe repräsentieren dabei die zwölf nummerierten DSI-Cluster, die kumuliert eine für DSI nutzbare Leistung von 10,7  $\text{GW}_{\text{el}}$  ( $\pm 2,3$ ) ausmachen, wobei die spezifischen Integrationskosten maximal bei 15,50  $\text{€}/(\text{kW}\cdot\text{a})$  ( $\pm 5,30$ ) liegen. Als gestrichelte rote Kurve sind die DSI-Optionen eingetragen, die bei den Sensitivitätstests nicht in Lösung gegangen und daher nicht im Modell abgebildet wurden.

#### 4.4 Systemeffekte durch DSI

Auf Basis der beschriebenen Abbildungsmethodik und Parametrierung werden im Folgenden mögliche Effekte auf die Gesamtkosten der Strombereitstellung durch DSI anhand beispielhafter Szenarien untersucht.

##### 4.4.1 Szenariodefinition

Abgesehen von der hier fokussierten, sehr detaillierten DSI-Abbildung wird der Szenariorahmen analog zum abgeschlossenen Projekt „Systemanalyse Energiespeicher“ im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Fahl et al. 2015) gesetzt, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Insgesamt werden dabei sechs Szenariovarianten definiert und die entsprechenden Optimierungsergebnisse miteinander verglichen. Tab. 4-1 zeigt die betrachteten Szenariovarianten.

Tab. 4-1: Übersicht über die betrachteten Szenariovarianten

Szenariovariante		Installierte Leistung Zielsystem [GW <sub>el</sub> ]			DSI-Potential und -Kosten
		PV	Wind Onshore	Wind Offshore	
PV-70	Kein DSI (Basis)	70	77	30	-
	DSI-Best Guess				Best Guess
	DSI-Optimist				Optimistische Entwicklung
	DSI-Pessimist				Pessimistische Entwicklung
PV-110	Kein DSI	110	80	10	-
	DSI-Best Guess				Best Guess

In den PV-110-Szenariovarianten wird im Vergleich zu den PV-70-Szenariovarianten von einer deutlich höheren installierten Leistung der Photovoltaik bei gleichzeitig geringerem Ausbau von Offshore-Windkraftkapazitäten in Deutschland ausgegangen. Dadurch kann der Einfluss einer deutlich abweichenden Residuallastsituation untersucht werden. Im Hinblick auf die Quantifizierung des Effekts von DSI wird jeweils ein Optimierungslauf ohne DSI-Optionen mit einer Szenariovariante mit DSI verglichen. Dabei wird die als am wahrscheinlichsten betrachtete Parametrierung von DSI-Potential und -Kosten („Best Guess“) verwendet. Für das PV-70-Basisszenario werden zudem eine Szenariovariante mit optimistischer und eine mit pessimistischer Parametrierung von DSI-Potential und -Kosten entsprechend den oben beschriebenen Fehlerspannen betrachtet, um den Einfluss unsicherer Parameter aufzeigen zu können.

Abb. 4-6 zeigt die regionale Auflösung der betrachteten Szenariovarianten. Deutschland ist in eine Süd-, eine Ost- und eine Westregion unterteilt. Alle Nachbarländer und die in Bezug auf den Stromaustausch wichtigen Länder Italien, Schweden und Norwegen werden in vier weitere Regionen (Süd, Ost, Nord, West) zusammengefasst abgebildet. Zwischen den Regionen und Nachbarländern bestehen begrenzte Netzkapazitäten. Betrachtet wird ein Entwicklungspfad vom heutigen System hin zu einer Situation mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland, was nach Zielen der Bundesregierung um das Jahr 2050 erreicht werden soll.

In allen Szenariovarianten sind verbindliche politische Ziele bezüglich des Klimaschutzes und des Ausbaus erneuerbarer Energien vorgegeben. Konkret ist bis zum Jahr 2050 eine EU-weite Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 75 % gegenüber dem Jahr 1990 vorgegeben (vgl. (EK 2011)). Für Deutschland wird kein zusätzliches Klimaziel angenommen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch soll bis 2050 mindestens 70 %

in der EU-28 (ER 2014) und über 60 % in Deutschland betragen (BMU 2010). Beim Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch liegt die Zielquote bei 60 % in der EU-28 (EK 2011) und bei 80 % in Deutschland (BMU 2010).

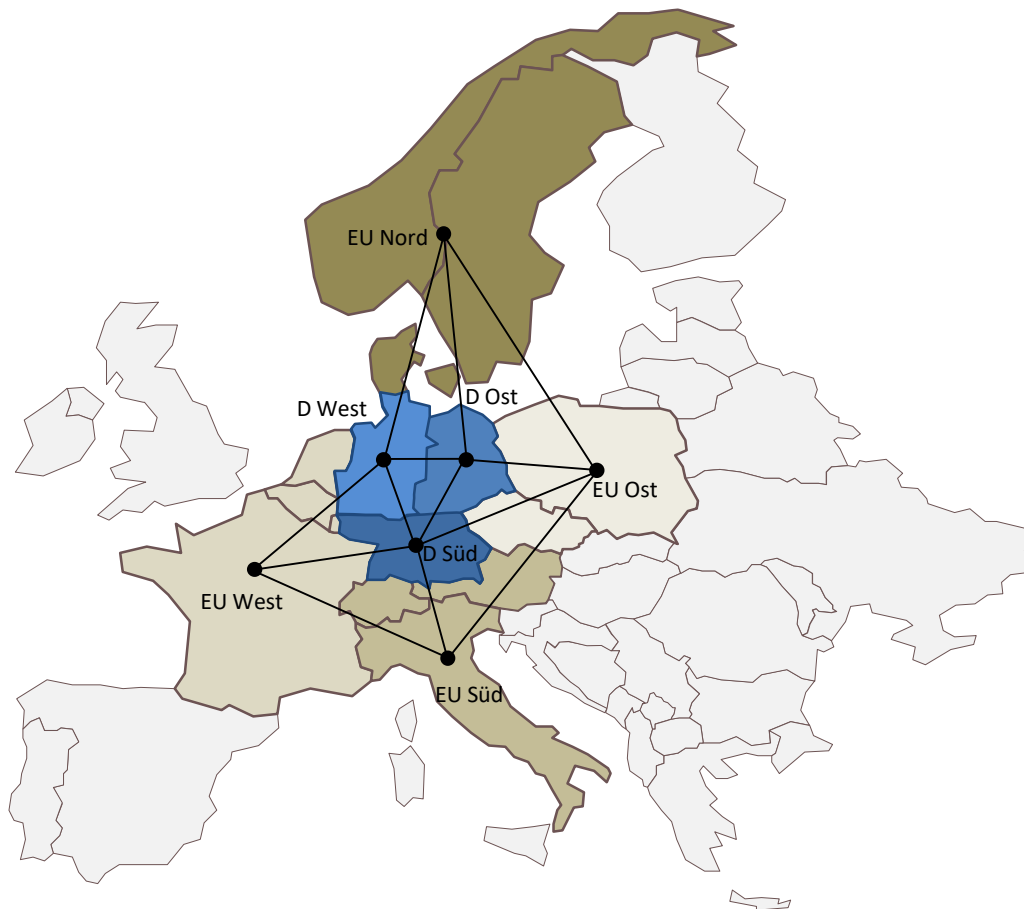


Abb. 4-6: Regionale Auflösung der gewählten Szenariovarianten<sup>102</sup>

In allen Szenariovarianten sind Investitionen in die verschiedenen Speicher- und Power-to-X-Technologien sowie Netzausbau und Curtailment der fluktuierenden erneuerbaren Energien zugelassen. Die genaue Abbildungsmethodik dieser Optionen sowie die detaillierte Datengrundlage der betrachteten Szenariovarianten wird in (Fahl et al. 2015) umfassend beschrieben.

#### 4.4.2 Systemkostenoptimaler Einsatz von DSI

Abb. 4-7 zeigt beispielhaft für eine Oktoberwoche bei 80 % - Anteil erneuerbarer Energien<sup>103</sup> den Beitrag, den Einsatz von DSI-Optionen im Rahmen einer systemkostenoptimalen Lastde-

<sup>102</sup> Darstellung auf Basis von <http://www.freeworldmaps.net/>

<sup>103</sup> Basisszenario PV-70 DSI-Best Guess, Fokussierung auf das Zielsystem mit 80 %-Anteil erneuerbaren Energien

ckung. Zu erkennen ist der DSI-Einsatz als rote Fläche zwischen der schwarz gepunktet eingetragenen Verbraucherlast inklusive Einspeicherung vor DSI-Nutzung und der durch DSI angepassten Last (durchgezogene schwarze Linie). Erkennbar kommt es insbesondere morgens und abends in Zeiten hoher residualer Last zu Lastabsenkungen, um die Effizienz des konventionellen Kraftwerksparks zu verbessern und in der Mittagszeit bei hoher PV-Einspeisung zu Lasterhöhungen, um Curtailment zu vermeiden.

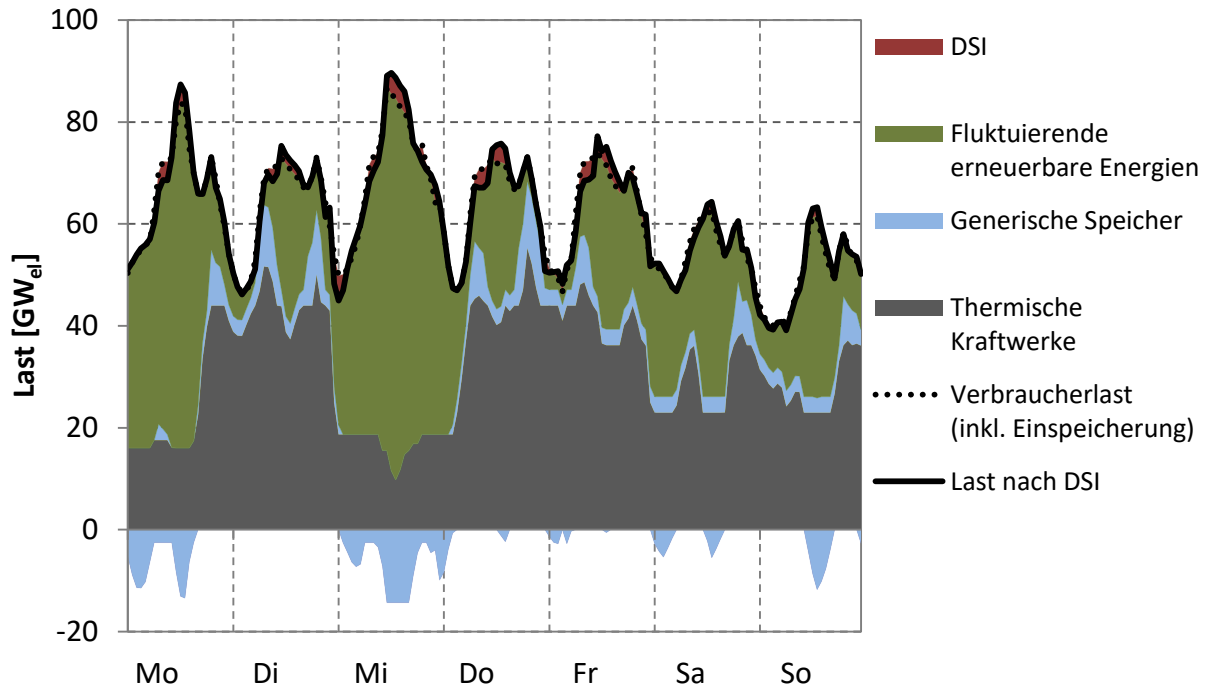


Abb. 4-7: Lastdeckung in einer beispielhaften Oktoberwoche bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien (eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2014b))

Für das analoge Szenario ist in Abb. 4-8 die Jahressumme der verschobenen Energiemenge (orange) sowie der durch DSI-Optionen bereitgestellten Reserveleistung (blau) nach DSI-Clustern dargestellt. Die rot eingetragenen Balken zeigen die Abweichungen zwischen den betrachteten Szenariovarianten<sup>104</sup>, um eine Abschätzung der Unsicherheit zu ermöglichen. Lastabschaltung ohne Kompensation kommt in keinem der betrachteten Szenarien zum Einsatz.

Industrielle Produktionsprozesse leisten insbesondere einen relevanten Beitrag zur Vorhaltung von Reserveleistung. Bei Querschnittstechnologien werden die vergleichsweise kostengünstigen DSI-Potentiale von Lüftungs-, Klima- und Kälteanlagen in großen industriellen und gewerblichen Liegenschaften, Kühlhäusern und Warenhäusern sowie Wärmepumpen und

<sup>104</sup> PV-70 DSI-Optimist, PV-70 DSI-Pessimist und PV-110 DSI-Best Guess



Elektrospeicherheizungen erschlossen und in erheblichem Umfang genutzt. Entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten werden diese Optionen häufiger für Lastverschiebung, aber auch für die Vorhaltung von Reserveleistung eingesetzt.

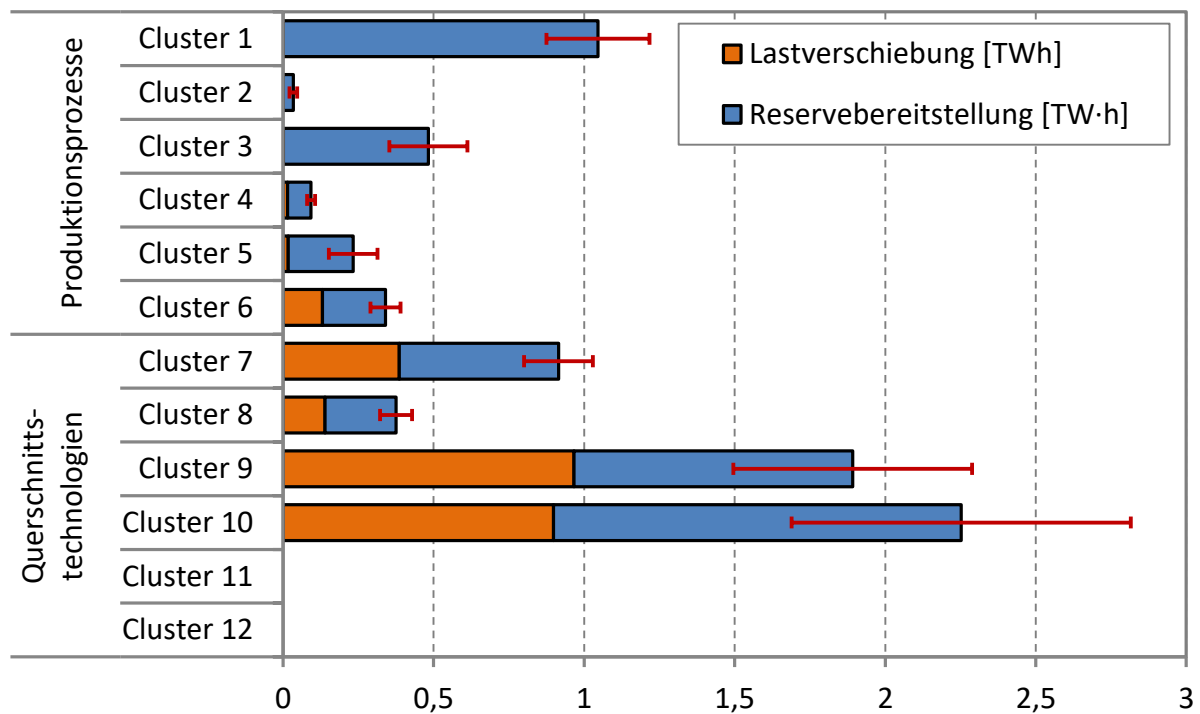


Abb. 4-8: Einsatz von DSI für Lastverschiebung und Reservebereitstellung

#### 4.4.3 Einfluss von DSI auf die Strombereitstellungskosten

Abb. 4-9 zeigt, wie sich der Einsatz der beschriebenen DSI-Ressourcen in den Szenariovarianten auf die Strombereitstellungskosten in Deutschland bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien auswirken kann. Dargestellt ist die Differenz der im Modell berechneten Systemkosten im Fall mit DSI und im Fall ohne DSI, wie sie für das gewählte Stichjahr<sup>105</sup> entstehen. Zu erkennen ist, dass ein Mehraufwand bei Investitions-, Fix- und Betriebskosten bei den DSI-Optionen (graue Säulen) in Höhe von kumuliert ca. 41 Mio. €<sub>2015</sub> einer Kosteneinsparung bei Energieinfrastruktur und Systembetrieb (dunkelblaue Säulen) von ca. 426 Mio. €<sub>2015</sub> gegenüberstehen. Somit ergibt sich eine jährliche Einsparung bei den Strombereitstellungskosten von etwa 385 Mio. €<sub>2015</sub>. Die genannten Werte stellen vor dem Hintergrund der bei der Modellbildung und -parametrierung unvermeidbaren Unsicherheiten, beispielsweise bei der zukünftigen Ent-

<sup>105</sup> Nach Zielen der Bundesregierung wird ein 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland für das Jahr 2050 angestrebt.

wicklung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, jeweils eine Größenordnung der möglichen quantitativen Effekte dar und erlauben dadurch qualitative Rückschlüsse. Die im Diagramm eingezeichneten vertikalen roten Balken markieren die ermittelten Fehlermaße im Szenariovergleich. Zur Erschließung von gut 8 GW<sub>el</sub> (davon 3,9 GW<sub>el</sub> Querschnittstechnologien mit relevanten Erschließungskosten) nutzbarer DSI-Leistung sind für die notwendige IKT-Anbindung jährlich im Mittel etwa 28 Mio. €<sub>2015</sub> aufzuwenden. Die jährlichen variablen Kosten für die Nutzung der DSI-Potentiale, die vor allem beim Abruf industrieller Produktionsprozesse anfallen, liegen etwa halb so hoch. Der dank dieser Ausgaben erzielbare Einspareffekt ist zu einem wesentlichen Teil auf die Reduktion der in den Jahren bis 2050 notwendigen neu installierten Erzeugungsleistung um mehr als 20 % zurückzuführen. Damit werden jährlich rund 330 Mio. €<sub>2015</sub> eingespart. Weitere knapp 100 Mio. €<sub>2015</sub> können durch einen effizienteren Kraftwerkseinsatz und damit vermiedene Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Anfahrkosten eingespart werden.

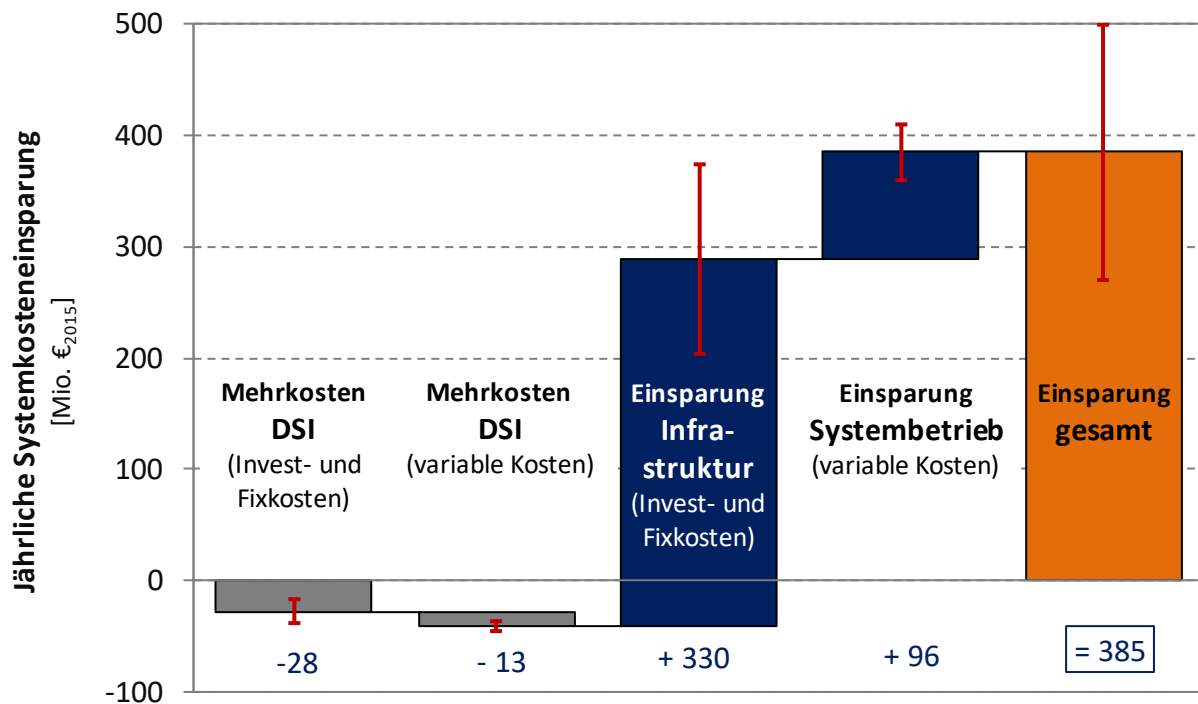


Abb. 4-9: Jährliche Systemkosteneinsparung durch DSI-Optionen bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien

Die Analyse zeigt, dass DSI-Optionen einen Beitrag zur Senkung der Systemkosten in dreistelliger Millionenhöhe im Zuge der Transformation des Energiesystems in Deutschland leisten können. DSI-Optionen gehen in allen betrachteten Szenariovarianten in Lösung und sind daher Teil eines effizienten Mixes technologischer Optionen zur Systemflexibilisierung.

#### 4.4.4 Einordnung der Ergebnisse

Die ermittelten 385 Mio. €<sub>2015</sub> entsprechen ca. 2 % der Strombereitstellungskosten und liegen im Bereich der in der Literatur beschriebenen Werte (vgl. (Brouwer et al. 2016), (Gils 2015))

oder (Boßmann und Wietschel 2015)). Zur Einordnung der Ergebnisse ist zum einen zu bemerken, dass in der genutzten Version des Strommarktmodells der Wärmemarkt nur stark vereinfacht berücksichtigt wird. Dies wirkt sich neben dem Einsatz der KWK-Anlagen auf die Einsatzmöglichkeiten von Power-to-Heat aus, die tendenziell unterschätzt werden. Da der wesentliche durch DSI erzielte Einspareffekt jedoch auf den geringeren Investitionsbedarf bei Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist, ist davon auszugehen, dass ein verstärkter Einsatz von Power-to-Heat-Anwendungen hierauf nur einen geringen Einfluss hätte.

Zum anderen ist anzumerken, dass Netzrestriktionen auf Übertragungsebene stark vereinfacht und auf Verteilungsebene gar nicht abgebildet werden. Insbesondere im Verteilnetz ist durch den Einsatz von DSI ein relevanter Einfluss auf den Ausbaubedarf zu erwarten, der jedoch hier noch nicht erfasst ist. Zur Einordnung dieser Effekte wird im Folgenden auf die Kernergebnisse von drei relevanten Studien<sup>106</sup> dazu eingegangen. (Agricola et al. 2012) kommt anhand exemplarischer Netzberechnungen zu dem Ergebnis, dass sich der Verteilnetzausbaubedarf durch „netzgetriebenes“ DSI marginal verringern, durch „marktgetriebenes“ DSI aber sogar vergrößern könnte (Agricola et al. 2012).

(Büchner et al. 2014) verwendet ein leitungs- und stationsscharfes Netzmodell für die Hochspannungsebene und einen stochastischen Simulationsansatz für die Optimierung der Mittel- und Niederspannungsnetze. Dabei werden je nach Spannungsebene bis zu zehn generische Modellnetzklassen differenziert. Mit dieser Methodik ermittelt die Studie eine mögliche DSI-bedingte Reduktion des jährlichen Verteilnetzausbaubedarfs von unter 1 %, die als nicht signifikant bezeichnet wird. Dabei wird argumentiert, dass der größte Netzausbaubedarf in ländlichen Regionen mit verhältnismäßig niedrigen Lasten und entsprechend geringen Potentialen zur Beeinflussung durch DSI besteht (Büchner et al. 2014).

(Agricola et al. 2014) kommt im Hinblick auf DSI-Effekte im Verteilnetz auf vergleichbare Ergebnisse, ordnet diese jedoch anders ein. Zur Analyse verschiedener Verteilnetzstrukturen werden darin drei Netzgebietsklassen unterschieden. Diese repräsentieren jeweils städtische, halbstädtische und ländliche Gebiete, die durch spezifische Strukturmerkmale voneinander abweichen. Die Studie gibt die durch DSI möglichen Einsparungen bei Investitionen in den Verteilnetzausbau<sup>107</sup> mit kumuliert 8 % bis 2030 an. Da sich diese Einsparung auf den Zeitraum 2016 bis 2030 bezieht, ist sie mit dem in (Büchner et al. 2014) ermittelten Wert vergleichbar, wird von den Autoren jedoch als signifikanter eingeordnet. Bei Nutzung der Abregelung von

---

<sup>106</sup> „dena Verteilnetzstudie“ (Agricola et al. 2012), „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Büchner et al. 2014) im Auftrag des BMWi, „dena Smart-Meter-Studie“ (Agricola et al. 2014)

<sup>107</sup> bei unterstelltem Smart-Meter-Rollout bei Verbrauchern mit mehr als 6 MWh<sub>el</sub> Jahresstromverbrauch

überschüssiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien erhöht sich die Einsparung gleichwohl von 8 % auf 32 % (Agricola et al. 2014).

Demnach können DSI-Optionen durch Steigerung der Markteffizienz und durch Reduktion der notwendigen Spitzenlasterzeugungskapazitäten einen bedeutenderen Systemnutzen stiften als durch vermiedene Investitionen in Netzinfrastruktur. Wenn jedoch zunehmend schaltbare Lasten und dezentrale Eigenerzeugungsanlagen auf zeitvariable Marktsignale reagieren<sup>108</sup>, kann dies ohne Gegensteuern in erheblichem Umfang zu kritischen Engpassituationen im Verteilnetz<sup>109</sup> führen. Dies gilt es durch eine intelligente Koordination von Markt und Netz zu vermeiden.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das in der vorangegangenen Analyse ermittelte jährliche Einsparpotential durch DSI-Nutzung von etwa 385 Mio. €<sub>2015</sub> bei hohem Anteil erneuerbarer Energien als konservativ eingeschätzt werden kann, da Netzeffekte noch nicht erfasst wurden.

---

<sup>108</sup> Bei gleichzeitig zunehmender Sektorkopplung und neuen Stromverbraucher wie elektrische Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen

<sup>109</sup> Das zukünftig mutmaßlich nicht mehr auf die letzte Kilowattstunde ausgebaut werden wird und daher in geeigneter Form bewirtschaftet werden muss.

## 5 Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für DSI

Die beschriebene fundamentale Systemanalyse macht deutlich, dass DSI-Optionen in einem Umfeld steigender Anteile dezentraler und dargebotsabhängiger Erzeugung in zunehmendem Maß zu einer kosteneffizienten Stromversorgung in Deutschland beitragen können. Folglich müsste das erschließbare Marktvolumen für Anbieter von DSI-Potentialen wachsen, sofern keine erheblichen Marktverzerrungen bestehen. Die tatsächliche Realisierung von DSI-Potentialen hängt dabei neben ihren technoökonomischen Charakteristika von einer Reihe von akteursspezifischen und regulatorischen Einflussfaktoren ab. Auf dem Weg zu einer umfassenden Realisierung von aus Systemsicht effizienten DSI-Potentialen sind Umsetzungshemmnisse für die relevanten Akteure zu identifizieren und kontinuierlich abzubauen.

Um bestehende Hemmnisse und Möglichkeiten zu ihrer Überwindung näher zu untersuchen, werden in diesem Abschnitt Nutzungsmöglichkeiten von DSI im heutigen Marktrahmen in Deutschland beschrieben, regulatorische Handlungsfelder identifiziert und auf dieser Basis Vorschläge zur Weiterentwicklung des Systems im Hinblick auf eine verbesserte Nutzung von DSI erarbeitet. Dies orientiert sich an der Idee eines ganzheitlich effizienten, technologie- und akteursoffenen Systems. Grundlage für die Untersuchung ist neben einer Literaturanalyse die durch eine Unternehmens- und Akteursbefragung aufgebaute empirische Datenbasis.

### 5.1 Nutzungsmöglichkeiten im heutigen Marktrahmen

Der heutige Marktrahmen für die Nutzung von DSI in Deutschland wird im Hinblick auf die Nutzungsbereiche Bilanzausgleich, Reservebereitstellung und Netzentlastung untersucht. Es folgt eine kurze Beschreibung und Zuordnung der DSI-Nutzungsformen Netzentgeltreduktion, Eigenverbrauchsoptimierung, AbLaV, Regelleistungsmarkt, Großhandelsmarkt, Bilanzkreismanagement und Netzengpassmanagement sowie eine Einordnung des jeweiligen Nutzungsstatus.

#### **Netzentgeltreduktion**

Nach § 17(2) StromNEV setzt sich das zu entrichtende Netzentgelt von Stromkunden mit RLM-Abrechnung aus einer Arbeitskomponente für die im Abrechnungsjahr entnommene elektrische Arbeit sowie aus einer Leistungskomponente zusammen. Letztere ergibt sich als Produkt

aus dem Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung<sup>110</sup> der Entnahme im Abrechnungsjahr. Durch eine Begrenzung der meist auf viertelstündliche Werte bezogenen betrieblichen Höchstlast können Industrie- und GHD-Betriebe somit wirksam ihre Netznutzungskosten verringern. Entsprechend stark verbreitet sind betriebliche Lastmanagementsysteme, die meist auf Basis vorgegebener Abschaltprioritäten die Einhaltung eines definierten Sollwerts gewährleisten (vgl. (Schreijäg 2013)).

Endverbrauchern mit atypischem Nachfrageverhalten haben Netzbetreiber nach § 19(2) Satz 1 StromNEV darüber hinaus ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Dadurch kann sich die Ausrichtung des Stromverbrauchs auf festgelegte Hochtarif(HT)- und Niedrigtarif(NT)zeitfenster lohnen. Für Betriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 GWh<sub>el</sub> ist eine Vergleichmäßigung der Stromnachfrage finanziell lukrativ, da sich nach § 19(2) Satz 2 StromNEV ab 7.000 VBH die zu entrichtenden Netzentgelte deutlich reduzieren<sup>111</sup>. Die genannten Nutzungsformen flexibler Lasten tragen zu einer Begrenzung der vom Verteilnetzbetreiber (VNB) vorzuhaltenden Netzkapazität bei, allerdings wirken sie rein statisch und nur bei lastseitigem Auslegungsfall.

Standardlastprofil (SLP)-Kunden mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wie Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen können nach § 14a EnWG von reduzierten Netzentgelten profitieren. Trotz des Fehlens einer konkretisierenden Normierung und Festlegung durch die BNetzA wird dabei üblicherweise in den Verteilnetzen ein zweigliedriger Ermäßigungstatbestand mit HT-/NT-Differenzierung angewendet (vgl. (bne 2014), (LRegB 2013)). Daraus ergibt sich ein Anreiz zur Verbrauchsausrichtung nach diesen statischen Zeitfenstern.

### **Eigenverbrauchsoptimierung**

Für Endverbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen bestehen zwei Nutzungsschemata zur Kostenreduktion durch DSI-Einsatz. Zum einen besteht ein Anreiz, den Eigenverbrauch zu maximieren, wenn die Differenz aus den variablen Kosten der Eigenerzeugungsanlage und einer möglichen Einspeisevergütung im Betrag kleiner sind als der Strombezugspreis. Dies gilt bei sinkender Einspeisevergütung nach EEG und gleichzeitig steigenden Abgaben und Umlagen auf den Fremdstrombezug für immer mehr Endverbraucher. Die Eigenverbrauchsmaximierung bewirkt einen Bilanzausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage, jedoch nur auf punktueller Ebene. Auf regionaler oder systemweiter Ebene kann sie einen Bilanzausgleich

---

<sup>110</sup> Nach § 19(1) sind Netzbetreiber verpflichtet, Letztverbrauchern mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, auch eine Abrechnung auf Basis von Monatsleistungspreisen anzubieten.

<sup>111</sup> Entsprechend Regelung zu „Sonderformen der Netznutzung“

sowohl befördern als auch ihm entgegenwirken. Zum anderen setzen viele RLM-Kunden ihre Eigenerzeugungsanlagen so ein, dass sie nach den oben beschriebenen Mechanismen Netzentgelte einsparen können.

### **Verordnung zu abschaltbaren Lasten**

Die AbLaV wurde zunächst auf den Zeitraum 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2015 begrenzt, dann ohne Änderungen bis 30. Juni 2016 verlängert und schließlich mit Anpassung der Ausschreibungsvolumina und maximalen Leistungsvergütung bis 30. Juni 2022 verlängert. Im Rahmen der Verordnung sind die ÜNB dazu verpflichtet, monatlich je 750 MW<sub>el</sub> (ursprünglich 1.500 MW<sub>el</sub>) an sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und schnell abschaltbaren Lasten (SNL) auszuscriben. Diese können sowohl für Netzengpassmanagement als auch für die Reservebereitstellung in Ergänzung des Regelleistungsportfolios eingesetzt werden (Weißbach 2015). Im Rahmen der AbLaV waren im April 2016 für SOL 465 MW<sub>el</sub> und für SNL 979 MW<sub>el</sub> präqualifiziert<sup>112</sup>. In Summe über beide Produkte wurden davon zwischen Mai 2015 und April 2016 im Durchschnitt monatlich 945 MW<sub>el</sub> von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert. Seit dem ersten Abruf von Energiemengen nach AbLaV im Februar 2014 erfolgten bis März 2016 aufgrund von Systembilanzabweichungen 71 Abrufe mit einer durchschnittlichen Dauer von 35 Minuten und einer insgesamt abgeschalteten Energiemenge von 4,1 GWh<sub>el</sub>. Im selben Zeitraum kam es zu 24 Abrufen aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz mit einer durchschnittlichen Dauer von 1,5 Stunden und einer insgesamt abgeschalteten Energiemenge von 2,9 GWh<sub>el</sub>.

### **Regelleistungsmarkt**

Der Einsatz von Regelenergie dient dem Ausgleich von Frequenzabweichungen auf Übertragungsebene. Die Rahmenbedingungen zu Ausschreibungen und Abrufen der verschiedenen Qualitäten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR) sind im TransmissionCode der ÜNB (VDN 2007) beschrieben. An den Regelleistungsmärkten sind schaltbare Lasten in einer Größenordnung von 1.000 MW<sub>el</sub> präqualifiziert (Weißbach 2014). Mit der Trimet Aluminium SE ist ein Industrieunternehmen für PRL präqualifiziert, die weiteren Potentiale verteilen sich auf SRL und MR (ÜNB 2016). Über die tatsächlich im Rahmen der Regelleistung bezuschlagten DSI-Potentiale lässt sich wegen fehlender öffentlich zugänglicher Informationen keine genaue Aussage treffen. Es ist davon auszugehen, dass diese in der Regel deutlich unter der präqualifizierten Leistung liegt. Ein Großteil des am Regelleistungsmarkt präqualifizierten DSI-Potentials ist auch im Rahmen der Ausschreibungen nach AbLaV präqualifiziert (dena 2015), sodass es hier zu Überschneidungen kommt.

---

<sup>112</sup> <https://www.regelleistung.net/>. Die weiteren Zahlenwerte im Absatz stammen ebenfalls aus dieser Quelle.

### **Großhandelsmarkt**

Am Spotmarkt EPEX<sup>113</sup> SPOT in Paris können für den deutsch-österreichischen Markt Day-Ahead- und Intraday-Produkte, an der EEX<sup>114</sup> in Leipzig Terminmarktprodukte gehandelt werden. Daneben besteht die Möglichkeit zu OTC<sup>115</sup>-Geschäften. Die Nutzung von DSI-Potentialen zum Bilanzausgleich am Großhandelsmarkt lässt sich wie beim Regelleistungsmarkt aufgrund fehlender öffentlich zugänglicher Informationen nicht exakt beziffern. Trotz der deutlich weniger restriktiven Produkthanforderungen ist von einer niedrigeren Beteiligung von DSI-Potentialen als bei den beschriebenen Systemdienstleistungen auszugehen, da die erzielbaren spezifischen Erlöse niedriger liegen (vgl. (Hoffmann 2013)). Nach (SEDC 2015) haben Dienstleister, die virtuelle Kraftwerke am Spotmarkt vermarkten, derzeit sehr geringe DSI-Mengen im Portfolio. (Klobasa et al. 2013) schätzt die für optimierte Beschaffung eingesetzte Leistung von industriellen Produktionsprozessen für die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg auf 300 bis 400 MW<sub>el</sub>, was hochgerechnet auf Gesamtdeutschland einer Größenordnung über 1.000 MW<sub>el</sub> entspricht. In der Studie wird eine Onlinebefragung von süddeutschen Industrieunternehmen beschrieben, nach der 16 % von 97 Betrieben Lastmanagementpotentiale zu einem optimierten Stromeinkauf nutzen (Klobasa et al. 2013). Dies kann zu einem systemweiten Bilanzausgleich beitragen.

### **Bilanzkreismanagement**

Ein Bilanzkreis setzt sich aus verschiedenen Einspeise- und Entnahmestellen zusammen, die sich in einer Regelzone befinden. In jedem Bilanzkreis ist ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zu gewährleisten. Diese Rolle können Stromhändler, Vertriebsabteilungen von Energieversorgungsunternehmen oder auch große Industriebetriebe mit eigener Strombeschaffung einnehmen (vgl. (Hoffmann 2013)). DSI-Potentiale können indirekt über den Strommarkt oder über flexible Lasten des BKV am Bilanzkreismanagement teilnehmen. Eine weitere Einsatzmöglichkeit ergibt sich theoretisch daraus, dass Bilanzkreise, die eine Gegenposition (short- bzw. long-Position) zur nicht ausgeglichenen Regelzone (long- bzw. short-Position) einnehmen, einen Teil des Ausgleichsenergiepreises (reBAP<sup>116</sup>) vergütet bekommen. In Kenntnis der aktuellen Position der Regelzone und des eigenen Bilanzkreises könnten auf diese Weise Erlöse durch flexible Anlagen-

---

<sup>113</sup> European Power Exchange

<sup>114</sup> European Energy Exchange

<sup>115</sup> Over-the-Counter

<sup>116</sup> regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis



fahrweise erzielt werden (vgl. (Hoffmann 2013)). Dies steht jedoch der Pflicht des Bilanzkreisverantwortlichen entgegen, einen ausgeglichenen Bilanzkreis zu führen. Insofern wird diese theoretische Einsatzmöglichkeit von DSI hier nicht weiter betrachtet.

### **Netzengpassmanagement**

Für das Netzengpassmanagement bestehen aktuell außer den genannten AbLaV-Produkten keine für DSI-Optionen zugänglichen Produkte (SEDC 2015). Dies schließt auch die Netzreserve und die Kapazitäts- und Klimareserve ein (vgl. (Wustlich 2015)). Auf Verteilnetzebene gibt es keine entsprechenden Produkte.

### **Zusammenfassung**

Zusammenfassend bestehen im aktuellen Marktrahmen verschiedene Möglichkeiten zum Einsatz von DSI-Potentialen für Bilanzausgleich und Reservebereitstellung im Rahmen von Systemdienstleistungen. Für die DSI-Nutzung zur Netzentlastung gibt es dagegen praktisch keine Möglichkeiten. Mit Abstand am meisten genutzt werden DSI-Potentiale derzeit für die betriebliche Optimierung von Netzentgelten und Eigenverbrauch, was aufgrund der geltenden Vergütungsstrukturen im Wesentlichen keinen Beitrag zur Systemflexibilisierung leistet. Auch im Bereich der Reservebereitstellung werden schaltbare Lasten in nennenswertem Umfang eingesetzt. Hier ist jedoch genau wie bei der Nutzung für Bilanzausgleich noch erhebliches Steigerungspotential vorhanden. Auf die wesentlichen Handlungsfelder geht der folgende Abschnitt ein.

## **5.2 Regulatorische Handlungsfelder**

Abb. 5-1 ordnet die oben beschriebenen Nutzungsformen von DSI-Potentialen beim Endverbraucher in einen Systemkontext ein. Dabei wird zwischen einer innerbetrieblichen Optimierung der Nachfragestruktur und einem überbetrieblichen Einsatz von Flexibilitätpotentialen unterschieden. Die Nutzung von DSI-Potentialen in einem überbetrieblichen Kontext wird in der Grafik in Anlehnung an (BMW 2015) als Systemdienlichkeit<sup>117</sup> bezeichnet.

Die Aspekte Begrenzung der betrieblichen Jahres- oder Monatshöchstlast und Nutzung besonderer Netzentgelte nach § 19(2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) oder § 14a EnWG sind in Abb. 5-1 rot hinterlegt, da sie in aller Regel keinen Beitrag zur Systemflexibilisierung leisten. Der Aspekt Eigenverbrauchsoptimierung ist gelb hinterlegt, da hier gegebenenfalls eine Systemdienlichkeit, beispielsweise durch Infrastrukturentlastung bei Reduktion der Einspeisespitze aus PV-Anlagen, gegeben sein kann, jedoch auch systemschädliches Verhalten angereizt werden kann (vgl. (Connect 2014)). Grün hinterlegt sind Vermarktungsoptionen für

---

<sup>117</sup> Vgl. dazu auch (Sterner et al. 2015)

Flexibilität in den Bereichen Bilanzausgleich, Reservebereitstellung und Netzentlastung. Die im vorigen Abschnitt beschriebene hohe Durchdringung in den rot und gelb hinterlegten Feldern bei vergleichsweise niedriger Durchdringung in den grün hinterlegten Feldern zeigt, dass zwar erhebliche Potentiale bestehen, diese aufgrund ungünstiger Anreizstrukturen derzeit aber überwiegend nicht systemdienlich eingesetzt werden.

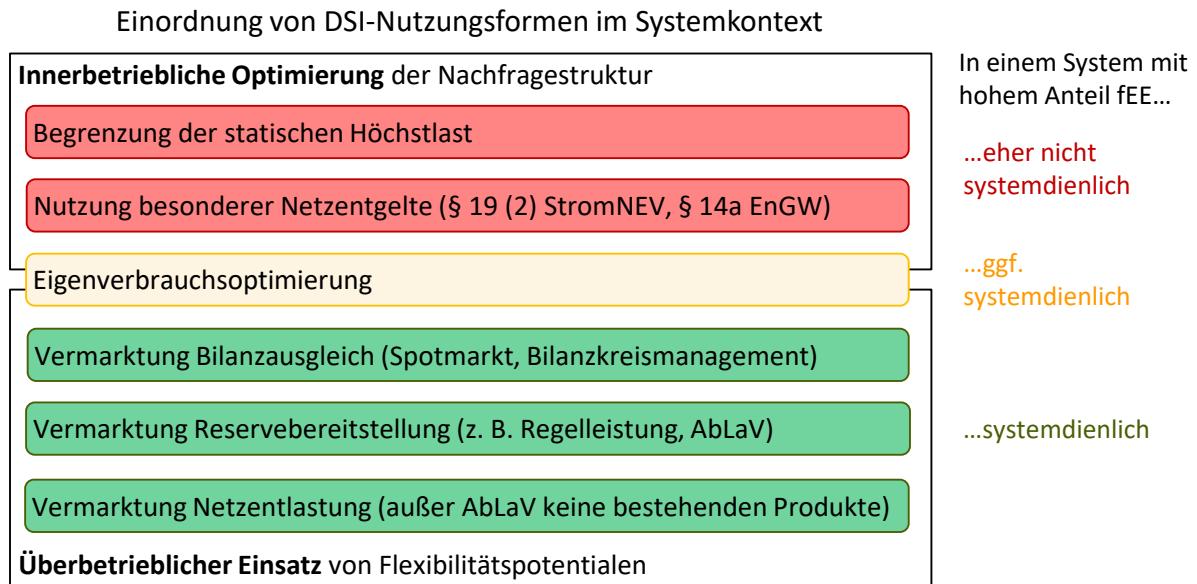


Abb. 5-1: Einordnung von DSI-Nutzungsformen im Systemkontext

In diesem Abschnitt soll daher untersucht werden, wie der regulatorische Rahmen hin zu stärkeren Anreizen für systemdienliches Verhalten weiterentwickelt werden kann. Auf Basis der durchgeführten empirischen Erhebungen sowie bestehender Literaturstellen konnten vier wesentliche Handlungsfelder identifiziert werden, bei denen regulatorische Hemmnisse im Hinblick auf eine systemeffiziente Nutzung von DSI bestehen. Auf diese wird im Folgenden eingegangen.

### **Abbau finanzieller Risiken bei Lastflexibilisierung**

Im Handlungsfeld Abbau finanzieller Risiken bei Lastflexibilisierung stellen die statische Leistungskomponente im Netzentgelt von RLM-Kunden sowie die Regelungen zu besonderen Netzentgelten bei Großverbrauchern Hemmnisse für den überbetrieblichen DSI-Einsatz dar. Der Leistungspreis für RLM-Kunden kann je nach Netzregion stark variieren. Im Gebiet der Netze BW GmbH liegt er beispielsweise für 2016 bei einer Jahresbenutzungsdauer über 2.500 Stunden je nach Spannungsebene zwischen 68,71 und 116,85 €/((kW·a) (Netze BW 2016). Die jährlichen Mehrkosten für die Erhöhung der Jahreshöchstlast um 1 MW<sub>el</sub> liegen somit bei

68.710 bis 116.850 €. Dem stehen Erlöse für die Bereitstellung von negativer Regelleistung in einer Größenordnung von 6.000 bis 24.000 € gegenüber<sup>118</sup>.

Nach § 19 (2) Satz 2 StromNEV können Großverbraucher ihr Netzentgelt bei Erreichen einer Benutzungstundenzahl von über 7.000 h/a auf 20%, bei über 7.500 h/a auf 15 % und bei über 8.000 h/a auf 10 % senken. Die dadurch erzielbare jährliche Einsparung liegt für das Netze-BW-Gebiet 2016 mindestens bei knapp 200.000 €<sup>119</sup> und kann deutlich höhere Werte erreichen. Die Relationen machen deutlich, dass für RLM-Kunden aufgrund der derzeitigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik erhebliche finanzielle Risiken durch Höchstlaststeigerung oder Benutzungstundenreduktion entstehen können, wenn sie sonst wirtschaftliche DSI-Potentiale im Rahmen von Systemdienstleistungen oder zum Bilanzausgleich vermarkten.

### **Design von Systemdienstleistungsprodukten**

Bestehende, für DSI-Optionen zugängliche Systemdienstleistungsprodukte sind die Bereitstellung abschaltbaren Lasten (SOL, SNL) und von Regelleistung (PRL, SRL, MR, jeweils positiv und negativ). Für Spannungshaltung, Blindleistungsbereitstellung, Versorgungswiederaufbau und die Bereitstellung von Kurzschlussleistung im Fehlerfall bestehen für DSI-Optionen keine zugänglichen Produkte, auch da sie dazu in der Regel technisch nicht geeignet sind (vgl. (Weißbach 2015)). Für die Bereitstellung von rotierender Masse und Spontanreserve können frequenzabhängig abschaltbare Lasten, wie sie im Rahmen der AbLaV präqualifiziert sind, genutzt werden. Abschaltbare Lasten nach AbLaV können von den ÜNB ebenfalls für Redispatch<sup>120</sup> eingesetzt werden (vgl. (Weißbach 2015)). Außerhalb der AbLaV bestehen jedoch keine Produkte, die eine Redispatch-Vermarktung für DSI-Optionen erlauben.

Für die Produkte nach AbLaV bestanden seit Beginn der Ausschreibungen 2013 Liquiditätsprobleme, die erst durch die Halbierung der Ausschreibungsleitung ab Juli 2017 abgemildert werden konnten. Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass nur eine sehr geringe

---

<sup>118</sup> Abschätzung auf Basis historischer mittlerer Preise von April 2015 bis März 2016 bei durchgängiger Vermarktung ohne Berücksichtigung von Regelenergieabrufen. Für diesen theoretischen Fall ermittelt ein Erlösrechner der deutschen Energieagentur ([http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/markt-fuer-regelleistung/erloesrechner-regelleistung/?no\\_cache=1](http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/markt-fuer-regelleistung/erloesrechner-regelleistung/?no_cache=1)) Erlöse von 6.319 € für negative SRL im HT-Zeitfenster, 18.079 € für negative SRL im NT-Zeitfenster sowie 15.615 € für negative MR.

<sup>119</sup> Eigene Berechnung für einen Beispielbetrieb mit 10 GWh<sub>el</sub> Jahresstromverbrauch und 7.499 VBH bei Mittelspannungsseitiger Anbindung auf Basis von (Netze BW 2016, S. 14)

<sup>120</sup> Keine eigentliche Systemdienstleistung, sondern Eingriff des ÜNB in die marktbedingte Fahrweise von Anlagen (Weißbach 2015, S. 17)

Zahl von Industrieunternehmen die Präqualifikation bewältigen kann<sup>121</sup>. Wesentliche Hemmnisse sind hierbei insbesondere die Verfügbarkeitsdefinition, die Anschlussebene, und die Mindestlosgröße (vgl. (Bothor et al. 2014)). Im Rahmen der AbLaV schloss bislang nur ein Anbieter einen Vertrag ab, der nicht bereits am Regelleistungsmarkt präqualifiziert war (BuReg 2015a).

Im Regelleistungsmarkt liegt der Anteil der Lastseite an der deutschlandweit präqualifizierten Regelleistung (ohne AbLaV) aktuell nur bei ca. 1 % (Weißbach 2015). Dabei stellen insbesondere die Ausschreibungszeiträume und die Produktdefinitionen ein Hemmnis für die Teilnahme von DSI-Potentialen dar. Das aktuelle Marktdesign orientiert sich noch stark an den traditionellen Anbietergruppen thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke (vgl. (Connect 2014)). Weitere Aspekte sind die anspruchsvollen messtechnischen Anforderungen, die unterschiedlichen Verfahren in den vier Regelzonen sowie die Regelungen zum Pooling<sup>122</sup> (vgl. (SEDC 2015)).

### **Preisreize beim Endkunden**

Hinsichtlich der Preisreize zur Flexibilitätsbereitstellung beim Endkunden bestehen Hemmnisse durch den hohen Anteil regulierter Preisbestandteile und die Tarifstruktur. Im Januar 2016 lag der durchschnittliche Haushaltsstrompreis<sup>123</sup> in Deutschland mit 28,26 ct/kWh<sub>el</sub> um ein Vielfaches über dem Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt<sup>124</sup>. Davon machten Steuern, Abgaben und Umlagen ca. 54 %, Netzentgelte knapp 25 % und Beschaffung und Vertrieb gut 21 % aus. Der nicht wettbewerblich bestimmte Anteil am Strompreis stieg damit im Vergleich zu 2006 um fast 50 % (BDEW 2016). Der durchschnittliche Strompreis für Industriebetriebe<sup>125</sup> lag Anfang 2016 bei 15,44 ct/kWh<sub>el</sub>. Davon entfielen über 55 % auf Steuern, Abgaben und Umlagen<sup>126</sup>. Dieser Anteil erhöhte sich innerhalb von 10 Jahren um 238 %. Da die regulierten Preisbestandteile statischer Natur sind, würden sie bei einer dynamischen Weitergabe von

---

<sup>121</sup> Nach (Zerres 2015, S. 25) wurden bis Dezember 2015 6 Rahmenverträge mit 4 Unternehmen abgeschlossen.

<sup>122</sup> Mit Ausnahme von PRL kein Pooling über Regelzongrenzen, Präqualifikationskriterien beziehen sich teilweise auf Anlagen-Ebene und nicht auf Pool-Ebene

<sup>123</sup> Bei einem Jahresstromverbrauch von 3.500 kWh<sub>el</sub> nach (BDEW 2016)

<sup>124</sup> Monatsdurchschnittspreis 29,04 €/MWh<sub>el</sub> für das Marktgebiet Deutschland/Österreich (Phelix) nach <https://www.epexspot.com/>, wobei für einen genauen Vergleich nach Lastprofil zu gewichten wäre

<sup>125</sup> Bei einem Jahresstromverbrauch von 0,16 bis 20 GWh<sub>el</sub>, mittelspannungsseitiger Versorgung und Abnahme bei 100 kW<sub>el</sub>/1.600h bis 4.000kW<sub>el</sub>/5.000h. Bei industriellen Großabnehmern quantitativ abweichend BDEW 2016.

<sup>126</sup> Anteil für Netzentgelt in der verfügbaren Quelle nicht getrennt ausgewiesen

Marktsignalen an den Endkunden den Flexibilisierungsanreiz erheblich dämpfen (vgl. (Steurer et al. 2016a)).

Bei anderen Energieträgern spielen nichtmarktliche Preisbestandteile eine deutlich geringere Rolle, da hier beispielsweise keine EEG-Umlage anfällt. Zum Vergleich machten bei Erdgas nicht vom Lieferanten beeinflussbare Preisbestandteile am 1. April 2015 beim Abnahmefall 116 GWh/a 25 %<sup>127</sup>, beim Abnahmefall 116 MWh/a 35 % und bei Haushaltskunden<sup>128</sup> ca. 50 % aus (BNetzA und BKartA 2015).

Für alle Stromkunden, die nach Standardlastprofil (SLP) abgerechnet werden, besteht nach § 17 (6) Satz 1 StromNEV ein konstanter Arbeitspreis ohne zeitliche Differenzierung. Eine Ausnahme im bestehenden Entgeltsystem bilden unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Hier bestehen – ebenso wie bei RLM-Kunden nach § 19 (2) Satz 1 StromNEV – üblicherweise statische HT-/NT-Zeitfenster. Abb. 5-2 illustriert am Beispiel des 22. Januar 2012, dass entsprechende Preisanreize beim Endkunden gegenläufig zu Marktsignalen gerichtet sein können.

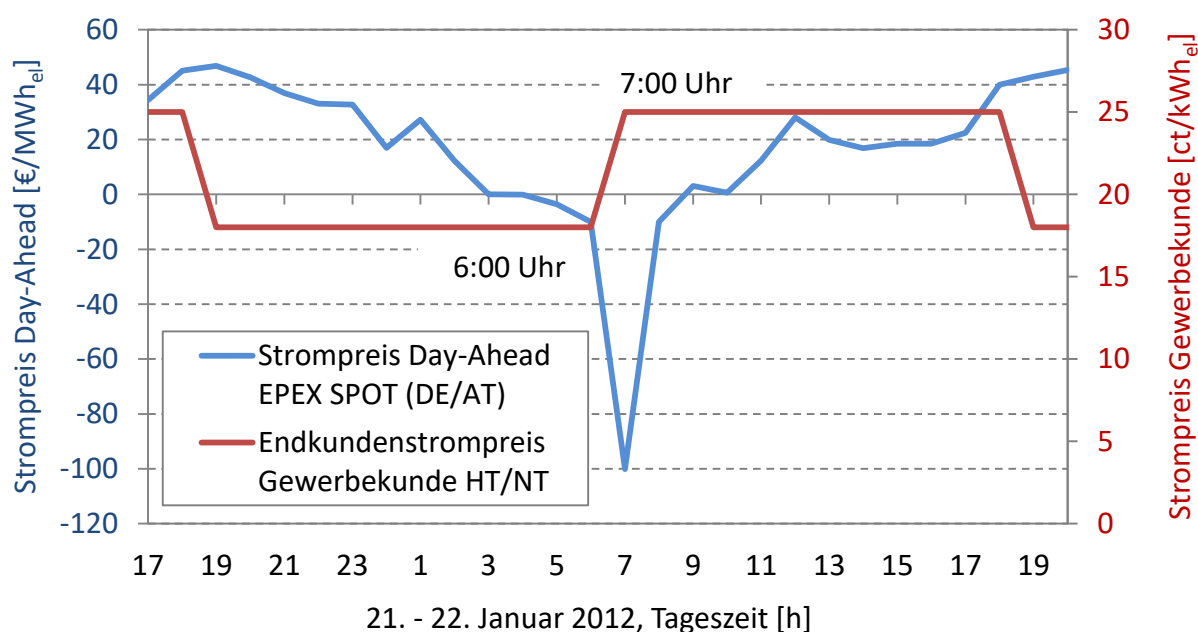


Abb. 5-2: Beispiel für die Abweichung von Preisanreizen an der Strombörse und bei einem beispielhaften Gewerbestromkunden (nach (Connect 2014) auf Basis von Daten der EPEX SPOT SE)

<sup>127</sup> Ohne Umsatzsteuer gerechnet.

<sup>128</sup> Abnahmefall 23.269 kWh/a mit Unterscheidung zwischen Grundversorgungstarif, Sondervertrag beim Grundversorger und Vertrag bei einem Lieferanten, der nicht der örtliche Grundversorger ist.

Die blau eingetragene primäre Ordinate zeigt den Verlauf des Phelix Base an der EPEX SPOT, die rot eingetragene sekundäre Ordinate den Verlauf des Endkundenstrompreises eines beispielhaften Gewerbekunden mit HT-/NT-Tarif. In der dargestellten Situation fällt der Tarifwechsel bei dem Gewerbekunden mit negativen Börsenpreisen in den Morgenstunden zusammen. (Connect 2014) begründet dies durch das Zusammenfallen von Anfahrvorgängen thermischer Kraftwerke in Vorbereitung auf den Lastanstieg in den Folgestunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Dadurch kann es zu Überangeboten und starken Preisreaktionen kommen. Durch den tariflich bedingten Anreiz zur Nachfragereduktion kann das Verbraucherverhalten den Börsenpreis weiter drücken, mit entsprechenden Auswirkungen beispielsweise auf den Marktwert von EEG-Anlagen (Connect 2014).

### **Verknüpfung von Markt und Netz**

Derzeit bestehen keinerlei Produkte für Flexibilitätsanbieter auf Verteilnetzebene. Die entsprechende Verordnungsermächtigung in § 14(2) EnWG wurde bislang nicht konkretisiert. Wird bei steigendem Anteil dezentraler dargebotsabhängiger Erzeugung die Netzinfrastruktur perspektivisch nicht mehr für die Aufnahme der letzten Kilowattstunde ausgebaut, entsteht ein Bedarf für ein langfristiges Netzengpassmanagementsystem. Dieses sollte die marktliche Nutzung lokaler Flexibilitätsoptionen erlauben, wenn die Netzsituation dies zulässt. Im Fall von Netzengpässen sollten die lokalen Flexibilitätsoptionen den Netzbetreibern zur Verfügung stehen (Connect 2014).

In der bestehenden Regulierung nach Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist die Anerkennung der Investitionen für IKT nur in geringem Maß vorgesehen (Apel et al. 2014). VNB bevorzugen administrativ bedingt Investitionsausgaben (CAPEX<sup>129</sup>) gegenüber Betriebsausgaben (OPEX<sup>130</sup>), was deren Anreiz senkt, Flexibilitätsressourcen wie DSI zu kontrahieren, statt Netze auszubauen (SEDC 2015).

### **5.3 Vorschläge zur Weiterentwicklung der Rahmensetzung**

Für die vier identifizierten Handlungsfelder werden nun Vorschläge zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und des Marktdesigns diskutiert und mit aktuell vorliegenden Entwürfen für Neuregelungen des Gesetzgebers abgeglichen. Wo dies sinnvoll erscheint, erfolgt zugleich eine Einordnung, wie bestehende Regelungen historisch entstanden sind.

---

<sup>129</sup> Capital expenditure

<sup>130</sup> Operational expenditure

### 5.3.1 Abbau finanzieller Risiken bei Lastflexibilisierung

Diskutiert werden nun drei Vorschläge zum Abbau finanzieller Risiken, die bei potentiellen DSI-Anbietern aufgrund der aktuellen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik bestehen. Der erste Vorschlag betrifft das Herausrechnen von Lastspitzen bei der Netzentgeltabrechnung von RLM-Kunden sowie bei Großverbrauchern mit besonderen Netzentgelten, wenn diese nachweislich aus zu definierenden systemdienlichen Gründen heraus entstanden sind. Hierbei ist die Divergenz zwischen Markt- und Netzsignalen zu berücksichtigen. Ein Herausrechnen von marktdienlichen Lastspitzen kann Kosten für Netzbetreiber verursachen und wird daher beispielsweise von der BNetzA abgelehnt (vgl. (Zerres 2015)). Ein Herausrechnen von netzdienlichen Lastspitzen, beispielsweise bei Regelenergieabruf, könnte dagegen einen Beitrag zur Senkung der Netzkosten leisten. Einen entsprechenden Ansatz beinhaltet bereits die AbLaV. Nach § 15 (3) AbLaV darf Anbietern abschaltbarer Lasten die Befreiungen von Netzentgelten nach § 19 (2) Satz 2 StromNEV nicht aufgrund von Abschaltungen nach AbLaV versagt werden. Dies könnte auf weitere Systemdienstleistungsprodukte, beispielsweise am Regelleistungsmarkt, übertragen werden.

Ein weitergehender Vorschlag ist es, flexibles Lastverhalten zur Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch bei den Netzentgelten zu machen. Die bestehenden Regelungen nach § 19 (2) StromNEV haben zwar die Absicht, dem Letztverbraucher einen Anreiz zu bieten, einen Beitrag zur Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten zu leisten (§ 19 (2) Satz 4 StromNEV). De facto führen sie jedoch zu einer Zurückhaltung flexibler Lasten im Hochlastzeitfenster (§ 19 (2) Satz 1 StromNEV) beziehungsweise zu einer möglichst gleichmäßigen Verteilung des Strombedarfs (§ 19 (2) Satz 2 StromNEV). Zukünftig könnten nur Letztverbraucher begünstigt werden, die einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben. Eine Mindestvoraussetzung für eine Begünstigung könnte beispielsweise die Präqualifikation am Regelleistungsmarkt sein (vgl. (Zerres 2015)).

Der dritte Vorschlag beinhaltet eine weniger statische Bemessung der Netzentgelte. Die Erhebung eines auf die statische Höchstlast bezogenen Netzentgelts ist historisch gewachsen und liegt darin begründet, dass die vorzuhaltende Netzkapazität und damit die Netzkosten mit steigender Höchstlast eines Verbrauchers tendenziell zunehmen und mit sinkender Höchstlast eines Verbrauchers tendenziell abnehmen. Für die tatsächlich von den VNB vorgehaltene Netzkapazität und die damit verbundenen Kosten spielen neben der ermittelten Jahreshöchstlast Sicherheitsaufschläge, Gleichzeitigungsgrade sowie Investitionszyklen eine wesentliche Rolle (vgl. (Ostertag 2014))<sup>131</sup>. Bei zunehmendem Anteil dezentraler Einspeisung aus fEE wird

---

<sup>131</sup> Sicherheitsaufschläge für mögliche Lastschwankungen zwischen den Jahren. Maßgeblich dafür ist die im Netzanschlussvertrag zugesicherte Leistung der Netzanschlüsse der Verbraucher. Gleichzeitigungsgrade werden nach

in immer mehr Verteilnetzen der Rückspeisefall auslegungsrelevant. Dies ist bereits heute insbesondere in ländlichen Gebieten der Fall (Agricola et al. 2012). Eine Begrenzung der Jahreshöchstlast durch die Leistungskomponente des Netzentgelts ist damit in den betroffenen Verteilnetzen unwirksam für eine Verringerung des Ausbaubedarfs. Eine mögliche Ausgestaltung wäre eine zukünftig individuellere und kurzfristigere Bildung von Hochlastzeitfenstern durch den VNB<sup>132</sup>.

Die Bundesregierung adressiert einige der genannten Aspekte in Maßnahme 8<sup>133</sup> des Weißbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (BMW i 2015). Im Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes in der dem deutschen Bundestag vorgelegten Fassung von Januar 2016 (BuReg 2016) sind entsprechende Änderungsvorschläge für die StromNEV jedoch nicht enthalten.

### 5.3.2 Design von Systemdienstleistungsprodukten

An dieser Stelle werden vorrangig Vorschläge zum Design des Regelleistungsmarkts untersucht, da die Novelle der AbLaV zum 1.7.2016 mit einer Laufzeit von fünf Jahren in Kraft getreten ist und hier daher kurz- bis mittelfristig keine Möglichkeiten zur Anpassung bestehen<sup>134</sup>. Am Regelleistungsmarkt führen derzeit insbesondere die Ausschreibungszeiträume und die Produktdefinitionen zu unnötigen Verzerrungen zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten. Bei der Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktdesigns sind dabei die besonderen Anforderungen an die Angebotsqualität im Hinblick auf die Systemsicherheit zu berücksichtigen (Connect 2014). Im Weißbuch der Bundesregierung (BMW i 2015) wird die Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter mit Maßnahme 6 adressiert. Ein Festlegungsverfahren der BNetzA dazu wurde am 23. November 2015 eröffnet. Der Zugang zu den Regelleistungsmärkten soll dabei für neue Akteure, darunter explizit DSI-Optionen, erleichtert werden. Dies soll beispielsweise durch eine Verkürzung der Produktlaufzeiten<sup>135</sup>, häufigere Ausschreibungen

---

StromNEV Anlage 4 Nr. 3 pauschal in Abhängigkeit der Jahresbenutzungsdauer der Entnahme der Verbraucher bestimmt.

<sup>132</sup> Die VNB legen die Hochlastzeitfenster für die besonderen Netzentgelte mit atypischer Netznutzung derzeit für ein Kalenderjahr im Voraus fest. Zukünftig wäre eine Verkürzung auf wöchentliche und perspektivisch auf vortägige Zeitfenster denkbar (BMW i 2015, S. 71).

<sup>133</sup> „Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilisierung öffnen“

<sup>134</sup> Als Ergänzung zur AbLaV wäre darüber hinaus gehend eine Lastzuschaltverordnung denkbar, wie sie beispielsweise (Antoni et al. 2016) vorschlägt.

<sup>135</sup> beispielsweise bei SRL auf 4-Stunden-Produkte und bei MR auf stündliche Produkte



mit weniger Vorlauf zum Erbringungszeitpunkt, die Einführung eines Sekundärmarktes<sup>136</sup> oder die Einführung eines Regelarbeitsmarktes erreicht werden (Zerres 2015). Die genannten Punkte decken aus Sicht eines verbesserten systemeffizienten Einsatzes von DSI-Potentialen grundsätzlich alle wesentlichen Aspekte ab. Ihre genaue regulatorische Umsetzung ist zu prüfen, sobald konkrete Gesetzgebungsvorschläge vorliegen. Dies ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit jedoch noch nicht der Fall.

### 5.3.3 Preisanreize beim Endkunden

Im Hinblick auf Preisanreize werden nun Möglichkeiten zur Dynamisierung der regulierten Strompreisbestandteile einerseits aus marktseitiger und andererseits aus netzseitiger Perspektive sowie ein Vorschlag zur Einführung zeitvariabler Tarife bei heutigen SLP-Kunden erörtert.

Aus Marktsicht wird die Wirkung des Großhandelspreises für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs durch staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagert (BMWi 2015). Die größten nichtwettbewerblichen Strompreisbestandteile sind die Netzentgelte und die EEG-Umlage<sup>137</sup>. Gegen eine Kopplung von Netzentgelt und Strompreisen spricht die fehlende Korrelation von Marktsignalen und Netzauslastung und die Gefahr einer ungünstigeren Durchmischung im Verteilnetz (Zerres 2015). Für die EEG-Umlage wäre eine Dynamisierung anhand des Strompreises denkbar. Dies könnte beispielsweise über eine multiplikative statt additive Umlage realisiert werden (Zerres 2015). Eine solche dynamische EEG-Umlage wäre allerdings nur auf RLM-Kunden anwendbar. Finanzielle Vorteile flexibler Kunden würden dann von inflexiblen Kunden getragen werden (Zerres 2015). Grundsätzlich wäre zu bedenken, dass eine solche Umlage das Strompreissignal auf der Verbraucherseite verstärken würde, nicht jedoch auf der Erzeugerseite inklusive Pumpspeicherkraftwerken. Vor- und Nachteile eines solchen Instruments sind daher gründlich abzuwägen.

Aus Netzsicht können variable Netzentgelte bei netzdienlicher Ausgestaltung ein Mittel sein, um Netzengpässe zu bewirtschaften, die vor allem infolge des Zubaus dezentraler, dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen bei hoher Dargebotsverfügbarkeit und gleichzeitig niedriger Last vermehrt auftreten werden. Bei der Ausgestaltung variabler Netzentgelte wäre auf die Beibehaltung eines hohen Niveaus an Transparenz und Planbarkeit für Netznutzer zu achten

---

<sup>136</sup> Handelbarkeit der Verpflichtung zur Leistungserbringung

<sup>137</sup> Nach (BDEW 2016, S. 8) machten Netzentgelte inkl. Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb im Januar 2016 im Mittel knapp 25 % und die EEG-Umlage 22 % des Haushaltsstrompreises aus (Jahresverbrauch 3.500 kWh<sub>el</sub>)

(vgl. (BNetzA 2011)). Alternativ könnten gesonderte Netzentgeltregelungen eingeführt werden. Dabei werden die Netzentgelte keinem variablen Regime unterworfen, im Gegenzug räumt der Netzbetreiber für netzfreundliches Verhalten oder die Abschaltbarkeit zu Spitzenlastereignissen geringere Netzentgelte ein (BNetzA 2011).

Maßnahme 7 des Weißbuchs „Ein Strommarkt für die Energiewende“ beinhaltet die Entwicklung eines Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte. Als ein Ziel wird dabei eine Reduktion der Systemkosten durch fairen und möglichst unverzerrten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen beschrieben (BMW 2015). Im Entwurf zum Strommarktgesetz (BuReg 2016) sind jedoch keine entsprechenden Passagen zu finden.

Durch den geplanten Rollout von intelligenten Messsystemen werden zeitvariable Tarife im Segment der bisherigen SLP-Kunden technisch möglich. Die bestehenden Abrechnungsverfahren für RLM-Kunden würden bei Endverbrauchern mit unter 100 MWh<sub>el</sub> Jahresstrombedarf jedoch einen erheblichen Aufwand mit entsprechend hohen Abrechnungsentgelten verursachen (bne 2014). Ein Vorschlag zielt darauf, ein neues Kundensegment für Kleinverbraucher mit intelligentem Messsystem zu schaffen, das z. B. als Zählerstandsgangbilanzierung (ZSG) bezeichnet werden könnte. Die bestehende SLP-Systematik könnte in diesem Segment um einen deutlichen Leistungspreisanteil am Gesamtentgelt erweitert werden, der für Anbieter von Flexibilität ermäßigt wird. Diese Systematik könnte mit entsprechenden Übergangszeiten auch auf unterbrachbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG übertragen werden (bne 2014). Der zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit vorliegende Entwurf für ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (Digitalisierungsgesetz) wird hinsichtlich der Tarifausgestaltung nicht konkret (BuReg 2015b). Der Bericht der BNetzA nach § 35 EnWG sollte diesem Vorschlag entsprechend u. a. um Angaben zum Angebot variabler Tarife<sup>138</sup> ergänzt werden.

### 5.3.4 Verknüpfung von Markt und Netz

Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Handlungsfeldern wird die Abstimmung von Netz und Markt im Weißbuch der Bundesregierung von Juli 2015 nicht als eine der 20 in Kapitel 5 beschriebenen Maßnahmen sondern als letztes von sechs zukünftigen Handlungsfeldern in Kapitel 6 genannt. Die fünf entsprechenden Absätze des Weißbuchs dazu deuten tendenziell auf einen zentralistischen Ansatz hin, bei dem die VNB im Fokus stehen, werden jedoch nicht konkret<sup>139</sup>(BMW 2015). Eine Reihe aktueller Studien schlägt davon abweichende Ansätze vor,

---

<sup>138</sup> Vgl. § 40 (5) EnWG

<sup>139</sup> Beispielsweise heißt es zum Bedarf einer stärkeren Abstimmung von Netz- und Marktinstrumenten: „Auf unteren Spannungsebenen werden die Netzbetreiber voraussichtlich verstärkt Speicher und andere Flexibilitätsoptionen für Systemdienstleistungen einsetzen. Grundsätzlich gilt: Je weniger Instrumente und Produkte dieselben

die in Richtung regionaler Märkte und teilweise neuer Rollenverteilungen gehen, welche die bestehenden Großhandelsmärkte ergänzen und nicht ersetzen sollen. Solche Systemansätze können sehr komplex sein, insbesondere in den Anreizwirkungen (Connect 2014). Ausgewählte Ansätze werden im Folgenden kurz skizziert.

(Apel et al. 2014) schlägt den sogenannten „Regioflex“ vor, der die bestehenden Großhandelsmärkte um einen geeigneten marktwirtschaftlichen Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität auf Verteilnetzebene ergänzen soll. Das Konzept orientiert sich im Design am bestehenden Regelleistungsmarkt mit Ergänzung einer Zuordnung zu lokalen Netzbereichen. Im „RegioFlex“ soll ein technologieneutraler Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen ermöglicht werden. Dazu sind Rechte und Pflichten der einzelnen Marktakteure anzupassen bzw. neu zu beschreiben und Diskriminierung durch Subventionen zu vermeiden (Apel et al. 2014).

Der in (bne 2014) beschriebene „Flexmarkt“-Ansatz adressiert Hemmnisse im aktuellen Regulierungsdesign hinsichtlich Bilanzierung und Netzentgeltstruktur. Er versucht, einen Anwendungsfall für intelligente Messsysteme zu schaffen, der das Kleinkundensegment einer massenmarktauglichen Lösung mit regional differenzierten Anreizen für flexibles Verbraucherverhalten zuführen soll (vgl. (bne 2014)). Dabei wird vorgeschlagen, die Zahl der Signalgeber auf deutschlandweit etwa 25 Netzcluster zu begrenzen<sup>140</sup> (bne 2014)).

(Hillemacher et al. 2013) argumentiert, dass ein intelligenter, dezentraler Ausgleich zwischen Last und Erzeugung nur durch die Einbeziehung aller Marktakteure gelingen kann und bringt hierzu ein Rollenmodell ein, in dem der „Dynamische Bilanzkreisbewirtschafter“ (DBB) im wettbewerblichen Umfeld eine wesentliche Rolle einnimmt. Zur Schaffung von Strukturen, die dezentrale Flexibilitätspotentiale aktivieren können, wird die Kombination eines zentralen und eines dezentralen Mechanismus vorgeschlagen. Auf Gesamtsystemebene soll durch Einbinden der Kunden in Großhandelsmärkte und Systemdienstleistungen die Preiselastizität der Nachfrage erhöht und somit die Funktionsweise des Markts verbessert werden (Hillemacher et al. 2013), (Cramton und Ockenfels 2011). Auf regionaler Ebene können entweder analog zur Gesamtsystemebene wettbewerbliche Märkte ausgeprägt oder vom VNB entsprechende

---

Ziele verfolgen, desto geringer sind tendenziell die Kosten. Daher sollten zukünftig netzdienliche Instrumente und Marktprodukte stärker aufeinander abgestimmt werden. Flexibilitätsdienstleistungen müssen auch transparent definiert und möglichst harmonisiert werden.“ (BMWi 2015, S. 93).

<sup>140</sup> Dies wird durch den organisatorischen Aufwand bei derzeit knapp 900 Strom-Verteilnetzbetreibern in Deutschland sowie die Hebung von Portfolioeffekten begründet (vgl. (bne 2014, S. 8)).

Anreizsignale zur Verfügung gestellt werden, die ein systemstabilisierendes Verhalten belohnen. Erreicht werden könnte dies entweder durch eine Verbindung der Kunden mit diesen Märkten über finanzielle Anreize oder mit Hilfe eines Regelsignals (Hillemacher et al. 2013).

Gemeinsames wesentliches Element der drei beschriebenen Ansätze ist das sogenannte „Netzampel“-Konzept, das erstmals in (Wiechmann und Hufendiek 2013) vorgeschlagen wurde. Ziel ist dabei, die Markt- und Systemstrukturen so anzupassen, dass wettbewerbliche Mechanismen vorhanden sind, die das Entstehen von kritischen Situationen systemimmanent vermeiden (Hillemacher et al. 2013). Abb. 5-3 zeigt dazu ein mögliches Umsetzungskonzept, das in drei Phasen unterteilt ist.

In der „grünen“ Phase bestehen keine netzseitigen Restriktionen, sodass die Marktakteure am Smart Market ohne Einschränkung agieren können. Die „gelbe“ Phase beschreibt Situationen, in denen das Verteilnetz nahe einer Grenzwertverletzung ausgelastet ist. Die bestehenden Engpässe können entweder auf Basis von Preissetzung oder Regelsignalen von Lieferanten an ihre Kunden oder durch eine Engpassauktion zwischen Netzbetreiber und Lieferant bewirtschaftet werden. In der „roten“ Phase mit Grenzwertverletzungen im Netz greifen Notfallmaßnahmen mit klaren Direktiven bzw. direkten Interventionen durch den Netzbetreiber (vgl. (Wiechmann und Hufendiek 2013)). Somit kommt es je nach Netzauslastung zu unterschiedlichen Interaktionen zwischen den Akteuren im Energiesystem. Die Nutzung von Flexibilitäten in Verteilnetzen in einer gelben Ampelphase ist derzeit gesetzlich nicht vorgesehen. Die heute in §14a EnWG und §9 EEG gegebenen Regeln definieren nur Eingriffe in einer roten Ampelphase und wären entsprechend zu ergänzen (Apel et al. 2014).

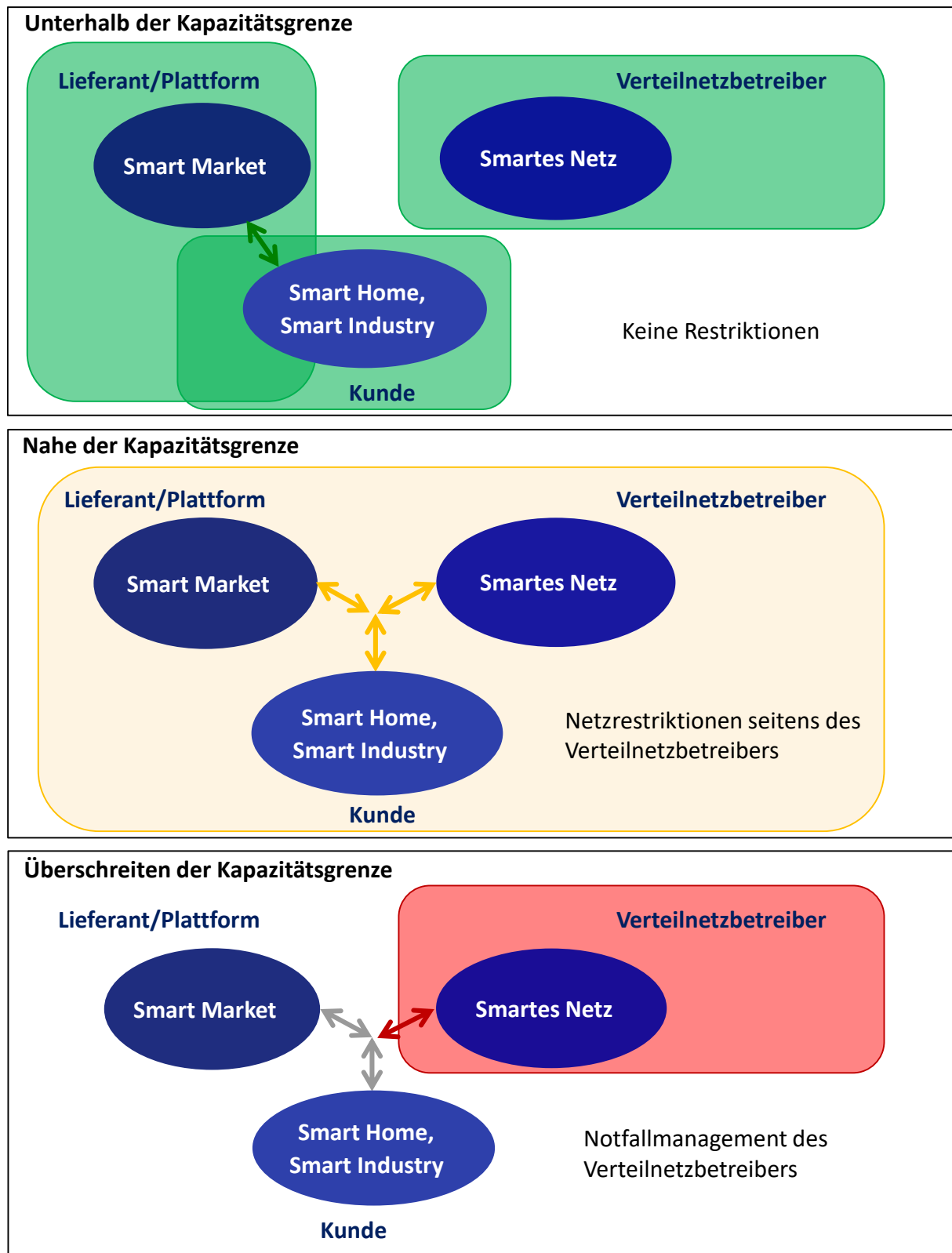


Abb. 5-3: Umsetzungskonzept Netzampel (nach (Hufendiek 2013))

## 6 Schlussbetrachtung

Die Schlussbetrachtung umfasst eine Zusammenfassung der Arbeit, eine Diskussion und kritische Würdigung der Ergebnisse sowie ein Fazit aus den gewonnen Erkenntnissen und einen Ausblick auf bestehenden Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

### 6.1 Zusammenfassung

Bei zunehmender Bedeutung volatiler und verteilter Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien kommt der Bereitstellung von Flexibilität wachsende Bedeutung zu. Die Flexibilisierung der Nachfrageseite (Demand Side Integration, DSI) bietet dazu ein hohes technisches Potential, das an vielen Stellen schnell und vergleichsweise günstig erschlossen werden kann, da häufig nur die Installation geeigneter IKT notwendig ist.

DSI kann aus Systemsicht durch Anpassung der Nachfrage an das Angebot am Strommarkt, die Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder die Entlastung der Netzinfrastruktur einen Nutzen generieren. Werden in diesen drei genannten Bereichen DSI-Potentiale eingesetzt, die die technischen Anforderungen zuverlässig und mit möglichst geringem Kostenaufwand erfüllen, können sie einen Beitrag zur sicheren und kostengünstigen Strombereitstellung leisten. Aus Sicht der Verbraucher ermöglicht DSI eine Reduktion der Energiesystemkosten, die Generierung von Vermarktungserlösen sowie eine aktive Teilnahme an der Transformation des Energiesystems.

Die vorliegende Arbeit ergründet auf Basis quantitativer Untersuchungen den möglichen Beitrag, den DSI im Rahmen der zukünftigen Systementwicklung vor dem Hintergrund einer zunehmend volatilen Residuallast leisten kann. Dazu wurden eine Potentialanalyse, eine systemanalytische Bewertung sowie eine Analyse von Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Rahmenbedingungen für DSI durchgeführt.

#### **Potentialanalyse**

Im Rahmen der Potentialanalyse wurden ca. 100 Typen von Stromanwendungen, die durch Segmentierung nach Technologie, Anwendungsbereich und Standortgröße gebildet wurden, detailliert hinsichtlich ihrer DSI-Charakteristika untersucht. Für eine belastbare Bewertung wurden neben der ab- oder zuschaltbaren Leistung auch die wesentlichen Charakteristika zeitliche Verfügbarkeit, mögliche Schaltdauer sowie Erschließungs- und Nutzungsaufwand erfasst und dabei systematisch auch Unsicherheiten in den Eingangsparametern berücksichtigt. Dazu wurden in die Analyse einerseits industrielle Produktionsprozesse und andererseits Querschnittstechnologien in den Verbrauchssektoren Industrie, GHD und Haushalte einbezogen.

Im Bereich Produktionsprozesse wurden theoretische Erhebungen durch empirische Erkenntnisse aus der mit 284 erfassten Standorten bislang größten durchgeführten Unternehmensbefragung zu DSI in der deutschen Industrie ergänzt. Auf dieser Basis kann für die Branchen Behälterglasherstellung, Gießereien, Zink-, Kupfer- und Siliziummetallerzeugung, Graphitelektrodenherstellung sowie Wasserversorgung erstmals ein detailliertes deutschlandweites Potential dargestellt und für die Papier- und Zementindustrie eine Untersuchung mit hoher empirischer Abdeckung von rund drei Viertel der relevanten Produktionsstandorte durchgeführt werden.

Die Untersuchung ergibt, dass durch Berücksichtigung empirisch ermittelter soziotechnischer Aspekte das im Mittel verfügbare Lastverschiebepotential für die meisten Industriebranchen etwas niedriger liegt als in den meisten Veröffentlichungen Dritter zu diesem Thema. In Summe über die 22 untersuchten Produktionsprozesse besteht dennoch ein signifikantes soziotechnisches DSI-Potential in der Größenordnung von 2,7 GW<sub>el</sub> für Lastabschaltung über eine Stunde, entsprechend ca. einem Drittel der Maximalleistung der relevanten Prozesse. Die höchsten Einzelpotentiale liegen dabei in der Metallerzeugung, der Papierherstellung und der Grundstoffchemie. Aufgrund der typischerweise hohen Prozessauslastungen liegt das mittlere Zuschaltpotential für eine Stunde mit 0,4 GW<sub>el</sub> deutlich niedriger. Hierbei leisten insbesondere die Mühlenanwendungen in der Zement- und Papierindustrie aufgrund ihrer häufig atypischen Fahrweise, die elektrischen Booster in der Glasindustrie, durch die Möglichkeit bei Bedarf Erdgas- oder Ölfeuerung zu substituieren, sowie einige Anwendungen in der Metallerzeugung einen Beitrag.

Hinsichtlich der Schaltdauer eignen sich bestimmte Prozesse wie die nasschemische Elektrolyse bei der Zinkherstellung aus technischer Sicht besonders gut für eine längere Lastunterbrechung, während Prozesse wie die Altpapieraufbereitung stärker limitiert sind. Die Schaltdauer könnte hier durch den rollierenden Einsatz in Anlagenpools verlängert werden. Bei industriellen Produktionsprozessen ist der spezifische Erschließungsaufwand in der Regel sehr klein oder gleich null, wenn sie ihre Flexibilität bereits vermarkten. Aufgrund möglicher Prozessbeeinträchtigungen ist der Nutzungsaufwand dagegen teilweise hoch, wobei die anfallenden Kosten deutlich höher liegen, wenn die entgangene Nachfrage nicht nachgeholt werden kann. Somit eignen sich Produktionsprozesse insbesondere für die Vorhaltung einer verlässlichen Notfallreserve wie positive Regelleistung, was sich auch am aktuellen Marktverhalten zeigt.

Bei der Analyse von Querschnittstechnologien wird neben der in der Literatur üblichen Einteilung nach Technologie und Anwendungsbereich eine Differenzierung nach Größenklassen vorgenommen. Durch Zuordnung typischer Ausstattungsgrade können somit die für die IKT-

Anbindung der zu erschließenden DSI-Potentiale anfallenden Kosten standortspezifisch differenziert werden. Ein besonders niedriger Erschließungsaufwand ergibt sich für Kühlhäuser und große Einzelhandelsfilialen mit hohen Kühllasten sowie für große industrielle oder gewerbliche Liegenschaften mit flexibilisierbaren RLT-Anlagen und bestehender Gebäudeleittechnik. Bei Kleinanwendungen in Haushalten und Gewerbebetrieben ist bei derzeitigen Kosten für die Installation der notwendigen IKT-Komponenten dagegen mit hohen spezifischen Aufwänden zu rechnen. Eine Ausnahme bilden dabei Standorte mit Stromheizungen aufgrund des vergleichsweise hohen Leistungsbedarfs. Kommt es in Zukunft durch Standardisierung zu merklichen Kostendegressionen, könnten auch die kleinteiligen Potentiale im Bereich der Querschnittstechnologien zunehmend interessant werden.

Insgesamt besteht über alle Querschnittstechnologien ein maximales technisches Potential in der Größenordnung von 6 GW<sub>el</sub>, das mit einem relativ günstigen Erschließungsaufwand von unter 12 € je kW<sub>el</sub> und Jahr erschlossen werden könnte. Für eine konkrete Flexibilitätsnutzung steht – abhängig von der nachgefragten Schaltrichtung (Ab- oder Zuschaltung), dem Zeitpunkt und der Zeitdauer – jedoch in der Regel ein wesentlich kleineres Potential zur Verfügung. Für die Modellrechnung wird mittels empirisch ermittelter Verfügbarkeitsfaktoren auf die tatsächlich im Mittel erwartbare Leistung skaliert. Die Verfügbarkeit der Potentiale ist wesentlich von der Witterung oder der Betriebsweise (z. B. Zwei-Schicht-Betrieb) abhängig. Aufgrund der typischerweise geringeren Vollastbenutzungsstunden bestehen dafür in erheblichem Umfang Möglichkeiten zur Lastzuschaltung und zum häufigen Abruf in der Ausübung kostengünstiger schaltbarer Potentiale.

### **Systemanalytische Bewertung**

Zur systemanalytischen Bewertung der ermittelten DSI-Potentiale wurde ein fundamentales lineares Optimierungsmodell für den europäischen Strommarkt (E2M2s) eingesetzt. Das Modell optimiert simultan Einsatz und Investitionen von Kraftwerken, Speichern, Übertragungsnetzen, DSI, Power-to-Heat, Power-to-Gas und Einspeisemanagement.

Bei der Abbildung von DSI-Optionen wird zwischen Lastabschaltung und Lastverschiebung differenziert. Lastabschaltung ohne spätere Kompensation der Nachfrage wird mit entsprechenden variablen Kosten der Ausübung modelliert. Dabei wurden Industriebetriebe betrachtet, deren Lastausfallkosten aus statistischen Daten zu Kosten- und Wertschöpfungsstrukturen auf Viersteller-Ebene<sup>141</sup> abgeschätzt wurden.

---

<sup>141</sup> Detaillierteste Auflösung der Wirtschaftszweige nach Klassifikation der Wirtschaftszweige des statistischen Bundesamts (Destatis 2008)



Lastverschiebungspotentiale werden analog zu „negativen“ Speichern, jedoch mit den notwendigen intertemporalen Restriktionen, abgebildet. Neben den zeitpunktabhängig verfügbaren schaltbaren Leistungen in positiver oder negativer Richtung sind dabei Restriktionen hinsichtlich der maximalen Schaltdauer, der Verschiebedauer bis zum vollständigen Ausgleich der Schaltung sowie der über das Jahr möglichen kumulierten Schaltdauer einzuhalten.

Der Teil der DSI-Optionen, für den zur Erschließung Investitionen notwendig sind, insbesondere im Bereich der Querschnittstechnologien, ist als Investitionsoption mit entsprechenden Investitions- und Fixkosten hinterlegt. Bei Einsatz der Verschiebepotentiale fallen je nach DSI-Anwendung zusätzlich variable Kosten an. Je nach technischer Eignung können DSI-Optionen zur Vorhaltung von Reserveleistung genutzt werden, wofür entsprechend Bereitstellungskosten berücksichtigt werden. Um bei gleichzeitig hoher zeitlicher Auflösung sowie Berücksichtigung von Netzregionen im europäischen Kontext DSI-Optionen adäquat abzubilden, werden die unterschiedlichen DSI-Optionen mit Hilfe eines iterativen Verfahrens so zu zwölf DSI-Clustern zusammengefasst, dass nur geringe Genauigkeitsverluste in Kauf genommen werden müssen. Diese Cluster werden bezüglich ihrer Eigenschaften und Kostenstrukturen beschrieben und im Rahmen der systemanalytischen Betrachtungen eingesetzt.

Die Analyse zeigt, dass nachfrageseitige Flexibilitätsressourcen allein durch Effekte auf der Bereitstellungsseite wie die Einsparung von Speicher- und Kraftwerkskapazität sowie einen effizienteren Kraftwerksbetrieb einen signifikanten Beitrag zu einer kosteneffizienten Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien leisten können. Bei 80 %-Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, entsprechend der energiepolitischen Zielsetzung für das Jahr 2050, liegt die mögliche Systemkosteneinsparung durch den Einsatz von DSI in einer Größenordnung von 385 Mio. €<sub>2015</sub> jährlich, entsprechend etwa 2 % der Strombereitstellungskosten. Dabei sind die hierfür notwendigen Investitionen bereits berücksichtigt.

Industrielle Produktionsprozesse leisten hierbei einen relevanten Beitrag zur Vorhaltung von Reserveleistung. Querschnittstechnologien werden entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten ebenfalls für die Vorhaltung von Reserveleistung, jedoch häufiger für Bilanzausgleich durch Lastverschiebung eingesetzt. Bei den Querschnittstechnologien kommen die DSI-Potentiale von Kälte- und RLT-Anlagen in großen industriellen und gewerblichen Liegenschaften, Kühlhäusern und Warenhäusern sowie Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen in nennenswertem Umfang zum Einsatz.

### **Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen**

Zur Untersuchung sinnvoller Weiterentwicklungen der Rahmenbedingungen für DSI in Deutschland wurden zunächst umfangreiche empirische Daten zu Möglichkeiten und Hemmnissen im aktuellen Marktrahmen ausgewertet. Dabei zeigt sich, dass ein erheblicher Teil der Industrie- und Gewerbebetriebe intern flexible Lasten zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast, zur Nutzung besonderer Netzentgelte nach § 19(2) StromNEV oder zur Optimierung des Eigenverbrauchs einsetzt. Die Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität am Strommarkt oder im Rahmen von System- und Netzdienstleistungen ist dagegen noch sehr gering ausgeprägt. Neben derzeit fehlenden Marktanreizen und standortspezifischen Hemmnissen ist dies auch auf regulatorische Restriktionen und Fehlanreize zurückzuführen. Wesentliche Aspekte sind Fehlsteuerungen durch die Netzentgeltstruktur, restriktive Definitionen von Systemdienstleistungsprodukten, ein sehr hoher Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Endkundenstrompreis, der Marktsignale deutlich abschwächt, sowie das Fehlen von Produkten für Flexibilität auf der Verteilnetzebene.

Vor diesem Hintergrund erscheint kurzfristig insbesondere eine Überarbeitung der Netzentgeltsystematik sowie der bestehenden Systemdienstleistungsprodukte im Hinblick auf einen ungehinderten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen notwendig. Diese Aspekte sind im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung von Juli 2015 bereits deutlich adressiert, wenn auch die vorgeschlagenen Anpassungen im Entwurf des Strommarktgesetzes an Konsequenz vermissen lassen. Die zukünftig wichtige Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz ist dagegen noch deutlich zu konkretisieren. Eine Umsetzung eines Modells vergleichbar des vorgeschlagenen Netzampelkonzepts und eine klare Rollendefinition sind hierbei wesentliche Voraussetzungen für einen effizienten Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen auf allen Systemebenen.

### **6.2 Diskussion und Kritische Würdigung**

Zur Einordnung der wesentlichen Ergebnisse soll hier nochmals auf Unsicherheiten in der Potentialerhebung, auf die genutzte Systematik zur Abgrenzung von Anwendungskategorien und Potentialcharakteristika sowie auf Unsicherheiten in der systemanalytischen Bewertung eingegangen werden.

#### **Unsicherheiten in der Potentialerhebung**

Die Erhebung differenzierter Potentiale als Grundlage für die Bewertung von DSI-Optionen wurde in dieser Arbeit auf Basis einer Vielzahl verfügbarer Top-Down- und Bottom-Up-Daten aus öffentlichen Statistiken, wissenschaftlicher Literatur und empirischen Erhebungen mit größtmöglicher Sorgfalt durchgeführt. Dennoch gibt es bei einer ganzhaften Erhebung, in der

die Einzelpotentiale von über 700 Industriestandorten und Millionen Einzelgeräten bei Querschnittstechnologien zusammengefasst werden, Unsicherheiten und Abschätzungen. Neben nicht gesicherten Daten zum Anlagenbestand und zu den Ausstattungsmerkmalen konkreter Standorte treten naturgemäß auch Unsicherheiten hinsichtlich der realen Nutzbarkeit von Stromanwendungen für konkrete Flexibilisierungsanforderungen auf. Selbst bei empirisch erfassten Standorten, beispielsweise durch detaillierte Telefoninterviews mit den jeweils verantwortlichen Betreibern, bestehen Unsicherheiten, da die Informationen oft subjektiv sind (z. B. Energiemanager der Anlage) bzw. die theoretisch mögliche flexible Fahrweise einer Anlage zunächst simulativ getestet werden müsste. Eine weitere Unsicherheitsquelle bilden die getroffenen Annahmen zu einer möglichen zukünftigen Entwicklung.

Um möglichst robuste Ergebnisse zu erzielen, wurden daher bei der Potentialermittlung Unsicherheiten in den Eingangsdaten systematisch erfasst und nach den Regeln der Fehlerfortpflanzung in allen ermittelten Ergebnisgrößen berücksichtigt. Durch intensive empirische Erhebungen konnten die Unsicherheiten in einigen betrachteten Industriebranchen deutlich reduziert werden. In anderen Anwendungsbereichen, etwa bei der Ermittlung des soziotechnisch realisierbaren Potentialanteils, konnte nicht auf eine entsprechende empirische Datenbasis oder hinreichend belastbare Literaturdaten zurückgegriffen werden. An diesen Stellen waren hinreichend konservativ gewählte Annahmen auf Basis der verfügbaren Informationen zu treffen, die Unsicherheiten dazu sind entsprechend hoch.

Problematisch bei der Auswertung war, dass bestehende Literaturstellen zu DSI-Potentialen in Deutschland äußerst selten und wenn dann nur ungenau auf die Abschätzung von auftretenden Unsicherheiten eingehen. So konnte bei der Analyse zwar auf eine Vielzahl von Literaturwerten zurückgegriffen werden, bei denen jedoch nicht ersichtlich war, wie belastbar diese sind. Die herangezogenen Veröffentlichungen wurden daher einer Defizitanalyse mit methodischer Prüfung sowie, wo möglich, einem Vergleich mit vergleichbaren Literaturstellen unterzogen. Dadurch konnten beispielsweise Publikationen mit Zirkelbezügen oder inhaltlichen Widersprüchen ausgeschlossen und Fehlermaße entsprechend der verfügbaren Datenqualität gewählt werden. Eine Ableitung von Eintrittswahrscheinlichkeiten für die dargestellten Ergebnisse war auf Basis der verfügbaren Daten jedoch nicht möglich.

### **Systematik zur Abgrenzung von Potentialsegmentierung und Parameterdefinition**

Abweichende Eingangsdaten und Annahmen sind ein Grund, weshalb bestehende Studien mit vergleichbarem Untersuchungsgegenstand und vergleichbarer Methodik teilweise zu deutlich abweichenden Ergebnissen kommen. Weitere wesentliche Gründe sind die unterschiedliche Abgrenzung sowohl von Anwendungskategorien als auch von Potentialbegriffen und -charakteristika. Bislang bestehen hier keine klaren und einheitlichen Abgrenzungen. In der vorliegenden Arbeit wird eine Systematik zur Strukturierung dieser beiden Aspekte vorgeschlagen.

Mit der Abgrenzung von Anwendungskategorien bzw. Potentialsegmentierung ist die Bildung von Gruppen von Stromanwendungen auf Basis bestimmter Strukturmerkmale gemeint. Die mögliche Qualität der Analyse von DSI-relevanten Charakteristika dieser Anwendungskategorien wird maßgeblich durch ihre Homogenität bezüglich relevanter Eigenschaften beeinflusst. In der Literatur werden häufig unter gleichen Überbegriffen wie „Papierindustrie“ oder „Lüftungsanlagen im GHD-Segment“ unterschiedliche Aggregate und Standorte mit unterschiedlichen Eigenschaften zusammengefasst. Daher ist eine klare Abgrenzung zur Einordnung der Analyse wichtig. In dieser Arbeit werden in Frage kommende Stromanwendungen nach den Strukturmerkmalen Technologie, Anwendungsbereich und den Standortfaktoren Größe und Ausstattungsgrad so granular differenziert, wie für die angeschlossene systemanalytische Bewertung notwendig. Eine weitere Differenzierung, etwa nach Organisationsform, Gebäudetyp oder sozioökonomischen Merkmalen, könnte die mögliche Qualität der Aussagen weiter verbessern. Dabei wäre jedoch die Verfügbarkeit valider Eingangsdaten kritisch zu prüfen.

In vielen der untersuchten Literaturstellen zu DSI-Potentialen wird nicht genau definiert, was unter Begriffen wie dem „technischen Potential“ zu verstehen ist bzw. welche Daten und Annahmen in die Erhebung einfließen. Die verschiedenen Potentialbegriffe und -charakteristika werden daher in dieser Arbeit so definiert, dass eine systematische Bestimmung auf Basis nachvollziehbarer Datenquellen erfolgen kann. Beispielsweise wird das technische DSI-Potential aus installierter Leistung, Auslastung und Maximal- bzw. Minimallast auf Anlagentypenebene nach einer definierten Berechnungsformel bestimmt. Dafür liegen aus statistischen Quellen und der Literatur Daten vor, die durch empirische Informationen validiert und detailliert werden. Alle verwendeten Eingangsdaten sind dabei in Tabellenform angegeben. Je nach Analyserahmen und Datenverfügbarkeit können auch abweichende Abgrenzungen sinnvoll sein. Wesentlich sind dabei eine klare Definition der beschriebenen Größen und eine hinreichend transparente Darstellung der Erhebung.

### **Unsicherheiten in der systemanalytischen Bewertung**

Bei der systemanalytischen Bewertung werden mit der detaillierten Abbildung von DSI-Optionen, der hohen zeitlichen Auflösung, der Einbettung in den europäischen Kontext, der simultanen Optimierung von Systembetrieb und Investitionen und der umfassenden Abbildung alternativer Optionen zur Flexibilitätsbereitstellung eine Reihe wichtiger Aspekte zur Gewährleistung einer hohen Analysequalität berücksichtigt. In einem Fundamentalmodell mit Analysehorizont 2050 sind naturgemäß jedoch auch Annahmen und Vereinfachungen zu treffen. Die genutzte Version des Strommarktmodells berücksichtigt beispielsweise den Wärmemarkt sowie Netzrestriktionen nur stark vereinfacht. Wie in Abschnitt 4.4.4 vertieft diskutiert wird, würde eine detailliertere Abbildung jedoch vermutlich kaum Auswirkungen auf den ermittelten durch DSI erzielbaren Systemnutzen haben. Eine rollierende Optimierung bei

stochastischem Verhalten erneuerbarer Einspeisecharakteristik könnte die Analysequalität weiter verbessern, ist jedoch hinsichtlich des Implementierungsaufwands bei gleichzeitig detaillierter Abbildung der oben genannten Aspekte kritisch. Zur Einordnung der Ergebnisse ist zudem wichtig, dass akteurspezifische und regulatorische Aspekte in einem Fundamentalmmodell nicht oder nur indirekt berücksichtigt werden. Die entsprechenden Rückkopplungen und die Ableitung von Handlungsoptionen sind Inhalt von Kapitel 5. Wesentliche Unsicherheiten bleiben hinsichtlich der für die zukünftige Entwicklung getroffenen Annahmen. In den umfangreich durchgeführten Sensitivitätsanalysen haben sich die beschriebenen Effekte hinsichtlich des kostenoptimalen Einsatzes von DSI und seiner Auswirkungen auf die Strombereitstellungskosten in qualitativer Hinsicht als sehr robust erwiesen.

### **Zusammenfassung**

Zusammenfassend leistet die vorliegende Arbeit einen Beitrag zur Erfassung von Analyseunsicherheiten und zur systematischen Abgrenzung DSI-relevanter Anwendungskategorien und Analysegrößen. Die festgelegten Abgrenzungen richten sich dabei teilweise auch nach Art und Struktur verfügbarer Daten, sodass gezielte Modifikationen oder Verfeinerungen die Aussagequalität bei zukünftigen Analysen mit neuen Datenquellen weiter verbessern können. Die gezeigten Prinzipien ermöglichen eine Vereinheitlichung der wissenschaftlichen und öffentlichen Diskussion zur Bewertung bestehender DSI-Potentiale. Die systemanalytische Bewertung weist hinsichtlich genauer quantitativer Aussagen naturgemäß Unsicherheiten auf, kann hinsichtlich qualitativer Effekte jedoch belastbare Zusammenhänge darstellen.

### **6.3 Fazit und Ausblick**

Als Fazit der Ergebnisauswertung lassen sich vier wesentliche Aspekte herausheben, die nun erläutert werden, bevor ein Ausblick folgt.

#### **Erhebliche nutzbare Potentiale**

Der erste Aspekt bezieht sich auf Potentiale zur Flexibilisierung der Nachfrage, die in den drei großen Stromverbrauchssektoren Industrie, GHD und Haushalte in Deutschland in erheblicher Größenordnung bestehen. Dabei zeigen die durchgeführten empirischen Untersuchungen, dass ein relevanter Teil der theoretisch bekannten DSI-Potentiale auch von Seiten der Endverbraucher bzw. Anbieter von nachfrageseitiger Flexibilität als sinnvoll und realisierbar eingeschätzt wird. Als weiterer Beleg für die reale Nutzbarkeit der Potentiale kann die heute bei Stromkunden mit RLM-Abrechnung bzw. Eigenerzeugungsanlagen stark verbreitete Nutzung von innerbetrieblichen Lastmanagementsystemen zur Reduktion der Netzentgelte bzw. zur Minimierung des Fremdstrombezugs gewertet werden.

### **Nutzen einer differenzierten Bewertung**

Ferner wird deutlich, dass verbraucherseitige Flexibilitätspotentiale differenziert zu bewerten sind. Dies zeigt die Vielzahl der getroffenen Unterscheidungen, die notwendig waren, um eine adäquate Darstellung bestehender Potentiale und ihrer Charakteristika zu erarbeiten und im Hinblick auf die Erfordernisse verschiedener Nutzungsformen einzuordnen. Die Nachfrageseite ist im Vergleich zur Erzeugungsseite heterogen und kleinteilig. Bei Stromanwendungen steht grundsätzlich nicht der energiewirtschaftliche Einsatz, sondern die Erbringung einer Energiedienstleistung entsprechend den Kundenwünschen im Vordergrund. Sehr wichtig ist es dabei, diejenigen Standorte zu identifizieren, bei denen bestehende Freiheitsgrade im Anlagenbetrieb mit geringem Aufwand genutzt oder diese günstig erschlossen werden können und sie den passenden Nutzungsformen zuzuordnen.

Wie diese Arbeit zeigt, besteht dabei eine Fülle verfügbarer Daten, die hinsichtlich einer zielführenden Potentialsegmentierung ausgewertet werden können. In Bezug auf eine attraktive Nutzbarkeit für die verschiedenen Systemakteure und DSI-Anwender liegt die Herausforderung darin, die Segmentierung so differenziert und damit komplex wie nötig und so einfach, verständlich und standardisierbar wie möglich zu machen.

### **DSI als Bestandteil einer effizienten Energiewende**

Schließlich kann der deutliche Vorteil einer Nutzung geeigneter DSI-Potentiale aus Sicht der Systemkosten in Deutschland klar hervorgehoben werden. In den durchgeführten modellgestützten Analysen gehen DSI-Optionen in allen untersuchten Szenariovarianten in relevantem Umfang in Lösung. Dies ist auch bei ungünstigen Annahmen zur Entwicklung erschließbarer DSI-Potentiale und ihrer Kosten bei gleichzeitiger Konkurrenz zu alternativen Flexibilitätsoptionen wie Einspeisemanagement, Stromspeichern oder Spitzenlastkraftwerken der Fall. Daraus kann abgeleitet werden, dass sich der Blick auf diese Potentiale für Anlagenbetreiber, Dienstleister, Netzbetreiber und Regulator lohnen kann und dies umso mehr, je weiter die Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch fluktuierende erneuerbare Energien und die Verfügbarkeit kostengünstiger IKT-Lösungen zunehmen.

### **Regulierungsbedarf**

Letztendlich verdeutlicht die Arbeit, dass die Nutzung von nachfrageseitigen Ressourcen zur Flexibilisierung des Energiesystems in Deutschland noch am Anfang steht und einige Anstrengungen erforderlich sein werden, vorteilhafte Potentiale auf den verschiedenen Systemebenen umfassend zu erschließen. Dies zeigt die Auswertung der durchgeführten Unternehmensbefragung sowie die Analyse von Marktdaten und Literaturstellen. Eine stärkere Einbindung der Nachfrageseite war in einem durch flexible und zentrale Erzeugung geprägten System bis-

lang nicht notwendig. Bei steigendem Flexibilitätsbedarf wird es mit Blick auf die Systemeffizienz zunehmend wichtiger, historisch gewachsene Marktbarrieren kontinuierlich abzubauen, um einen technologieneutralen und diskriminierungsfreien Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Verknüpfung von Markt- und Netzaspekten zu.

### **Ausblick**

Neben den identifizierten regulatorischen Aspekten besteht auf Seiten der Wissenschaft und der verschiedenen Akteure des Energiesystems ein wesentlicher Bedarf für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Themenfeld DSI. Hervorzuheben sind dabei zwei Bereiche, auf die im Folgenden kurz eingegangen wird.

Ein wesentliches Forschungsfeld stellt die vertiefte Untersuchung des Zusammenspiels von Effizienz und Flexibilität bei Stromverbrauchern dar. Im Rahmen der Literaturanalyse zu dieser Arbeit konnten nur sehr wenige bestehende Studien identifiziert werden, die mögliche Rückwirkungen einer DSI-Nutzung auf den Energiebedarf quantitativ untersuchen. Neben der Betrachtung des Anlagenbestands könnten zukünftige Forschungsarbeiten neue Anwendungskonzepte fokussieren, die unter den Schlagwörtern Internet der Dinge und Industrie 4.0 diskutiert werden. Der Begriff DSI beinhaltet in seiner ursprünglichen Prägung sowohl Flexibilitäts- als auch Effizienz Aspekte. Unter dem Überbegriff der Energiebezugskostenoptimierung könnte wieder verstärkt in diese Richtung gedacht werden.

Weiterer Entwicklungsbedarf ergibt sich insbesondere im Hinblick auf die Komponenten eines Smart-Energy-Systems wie Daten- und Integrationsplattformen sowie dezentrale Energiemanagementsysteme mit entsprechenden Schnittstellen. Im Bereich der Standardisierung wären Entwicklungen wünschenswert, um Erschließungskosten im Bereich der Kleinverbraucher zu senken.

## 7 Literaturverzeichnis

Abaravicius, J.; Pyrko, J. (2006): Load management from an environmental perspective. In: *Energy & Environment* 17 (4), S. 583–601. DOI: 10.1260/095830506778644189.

Agricola, A.-C.; Höflich, B.; Richard, P.; Völker, J.; Rehtanz, C.; Greve, M. et al. (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.

Agricola, A.-C.; Richard, P.; Kobel, H.; Einhellig, L.; Behrens, K.; Preysing, L. von et al. (2014): Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen (kurz: dena-Smart-Meter-Studie). Berlin.

Amann, C. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude. Wien.

American Institute of Chemical Engineers (AIChE) (2006): Pulp and Paper Industry. Energy Bandwidth Study. Greenville, Atlanta.

Antoni, O.; Hilpert, J.; Kahles, M.; Klobasa, M. (2016): Gutachten zu zuschaltbaren Lasten. für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. Würzburg, Karlsruhe.

Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B.; Domels, H.; Funke, S.; Gesing, T. et al. (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main.

Apel, R.; Berg, V.; Fey, B.; Geschermann, K.; Glaunsinger, W.; Scheven, A. von et al. (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte. Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Frankfurt am Main.

Arbeitsgemeinschaft Branchenenergiekonzept Recycling (AG BEKR) (2009): Leitfaden Energieeffizienz für die Recyclingindustrie. Aachen.

Arbeitsgemeinschaft für Elektrizitätsanwendungen in der Landwirtschaft e. V. (AEL) (2003): Elektroenergie im Gartenbau. AEL-Merkblatt 35. Frankfurt am Main.

Arbeitsgemeinschaft für Elektrizitätsanwendungen in der Landwirtschaft e. V. (AEL) (2007): AEL-Heft 17: Berechnungs- und Planungsgrundlagen für das Klima in geschlossenen Ställen. Frankfurt am Main.



- Arbeitsgemeinschaft für Elektrizitätsanwendungen in der Landwirtschaft e. V. (AEL) (2010): Merkblatt 33: Elektroenergiebedarf in der Milchvieh- und Schweinehaltung. Frankfurt am Main.
- Arbeitskreis Maschinen- und Elektrotechnik staatlicher und kommunaler Verwaltungen (AMEV) (2007): Hinweise für Planung und Bau von Elektroanlagen in öffentlichen Gebäuden. Berlin.
- Armel, K.; Gupta, A.; Shrimali, G.; Albert, A. (2013): Is disaggregation the holy grail of energy efficiency? The case of electricity. In: *Energy Policy* 52, S. 213–234.
- Ausschuss für Arbeitsstätten (ASTA) (2010): Technische Regeln für Arbeitsstätten - Raumtemperatur. ASR A3.5. Berlin.
- Baake, E. (2015): Ressourcenschonende effiziente Energienutzung und Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch elektrische Prozesswärme. Graduierten- und Forschungsschule "Effiziente Energienutzung" Stuttgart. Stuttgart, 25.06.2015.
- Baeriswyl, M.; Müller, A.; Rigassi, R.; Rissi, C.; Solenthaler, S.; Staake, T. et al. (2012): Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Bern.
- Bauknecht, D.; Koch, M.; Heinemann, C.; Ritter, D. (2013): Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030. Wien.
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2008): Effiziente Energienutzung in Bürogebäuden. Planungsleitfaden. Augsburg.
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2009): Typen energiesparender Lampen. Augsburg.
- Bechem, H.; Blesl, M.; Brunner, M.; Conrad, J.; et al. (2015): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main.
- Becker, G. (2009): Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz. Wieselburg, Österreich.
- Benke, G.; Leutgöb, K. (2008): Energieeffizienz bei Lüftungsanlagen. Ein Ratgeber für die Praxis. Wien.
- Benz, T.; Dickert, J.; Erbert, M.; Erdmann, N.; Johae, C.; Katzenbach, B. et al. (2015): Der zelluläre Ansatz. Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Frankfurt am Main.

Bettgenhäuser, K.; Boermans, T.; Offermann, M.; Krechting, A.; Becker, D.; Kahles, M. et al. (2011): Klimaschutz durch Reduzierung des Energiebedarfs für Gebäudekühlung. Köln, Würzburg, Dessau-Roßlau.

Bez, M. (2014): Analyse von Lastverschiebungsmöglichkeiten im deutschen Haushaltssektor zur Ableitung aktueller und zukünftiger Potenzialganglinien für Lastmanagement unter Beachtung ökonomischer und regulatorischer Aspekte. Diplomarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Blatter, M.; Borel, M.; Hediger, H.; Simmler, P. (1993): Warmwasserbedarfszahlen und Verbrauchscharakteristik. Materialien zu RAVEL. Hg. v. Bundesamt für Konjunkturfragen (BfK). Bern.

Blumenberg, J.; Spinnler, M. (2014): Energieoptimierung für Gebäude. Vorlesung an der Technischen Universität München, Fakultät für Architektur und Fakultät für Maschinenwesen. München.

Boos, R.; Damberger, B.; Hutter, H.-P.; Kundi, M.; Moshhammer, H.; Tappler, P. et al. (2006): Bewertung der Innenraumluft. Physikalische Faktoren, Kohlenstoffdioxid als Lüftungsparameter. Wien.

Borggreffe, F.; Pregger, T.; Gils, H. C.; Cao K.-K.; Deissenroth, M.; Bothor, S. et al. (2014): Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Stuttgart.

Bortz, J.; Weber, R. (2005): Statistik. Für Human- und Sozialwissenschaftler. 6., vollständig überarbeitete und aktualisierte Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Medizin Verlag Heidelberg (Springer-Lehrbuch).

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. Karlsruhe Institut für Technologie, Karlsruhe.

Boßmann, T.; Wietschel, M. (2015): Lastmanagement als bedeutender Baustein für die Energiewende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (11), S. 62–65.

Bothor, S.; Bubeck, S.; Eberl, T.; Fahl, U.; Gottschling, J.; Heyden, E. et al. (2014): Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Stuttgart, Berlin.

- Bothor, S.; Steurer, M.; Eberl, T.; Brand, H.; Voß, A. (2015): Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Bradley, P.; Leach, M.; Torriti, J. (2013): A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK. In: *Energy Policy* 52, S. 312–327. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.09.039.
- Braithwait, S. (2001): Lessons from California - The Role of Demand Response. Energy Markets in Turmoil, Institute for Regulatory Policy Studies. Madison, WI.
- Brauner, G.; Pöppel, G.; Tiefgraber, D. (2006): Verbraucher als virtuelles Kraftwerk. Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie. Wien.
- Brinkmann, T.; Giner Satonja, G.; Schorcht, F.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2014): Best Available Techniques Reference Document for the Production of Chlor-alkali. Hg. v. Europäische Kommission. Luxembourg.
- Brouwer, A. S.; van den Broek, M.; Zappa, W.; Turkenburg, W. C.; Faaij, A. (2016): Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems. In: *Applied Energy* 161, S. 48–74. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.09.090.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014a): A plant-specific bottom-up approach for assessing the cost-effective energy conservation potential and its ability to compensate rising energy-related costs in the German iron and steel industry. In: *Energy Policy* 67, S. 431–446. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.12.024.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014b): Energy conservation cost curves for industrial energy-efficiency policies and the system boundary – examples from the German container and flat glass industry. Hg. v. Energy Systems Conference 2014. Energy Institute. Elsevier Ltd. London.
- Brunke, J.-C.; Blesl, M. (2014c): Energy conservation measures for the German cement industry and their ability to compensate for rising energy-related production costs. In: *Journal of Cleaner Production* 82, S. 94–111. DOI: 10.1016/j.jclepro.2014.06.074.
- Brunner, C.; Möst, D. (2015): The impact of different flexibility options on future electricity spot prices in Germany. Karlsruhe, Dresden.
- Bruyn, K. de; Kollmann, A.; Moser, S.; Schmidthaler, M.; Amann, C.; Elbe, C. et al. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Überblick und Zusammenfassung. Wien.

Buber, T.; Gruber, A.; Klobasa, M.; Roon, S. von (2013a): Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82, S. 89–106.

Buber, T.; Roon, S. von; Gruber, A.; Conrad, J. (2013b): IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Proceedings : Austria Center Vienna, Vienna, Austria, 10-14 November, 2013. Piscataway, N.J.: IEEE.

Bubkvic-Schäfer, A. S. (2007): Lastmanagement - Nutzung der thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen. Dissertation. Universität Kassel, Kassel.

Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S. et al. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Hg. v. E-Bridge Consulting GmbH. Bonn.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: Januar 2016. Berlin.

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (BNetzA und BKartA) (2014a): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (Hg.) (2011): Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2014b): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: Juni 2014. Bonn.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2015): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 10. November 2015. Bonn.

- Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie (BDG) (2014): Die Gießerei-Industrie. Eine starke Branche in Zahlen. Düsseldorf.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2011): Wasserkraft in Deutschland. Berlin.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Hg.) (2016): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2016. Haushalte und Industrie. Berlin.
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne) (2014): Positionspapier Der Flexmarkt. Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität. Berlin.
- Bundesverband Sekundärrohstoffe (BVSE) (2009): Kunststoffrecycling ist eine Zukunftsaufgabe. Bonn.
- Bush, E. (2003): Elektronische Geräte, Büromaschinen. Hg. v. Schweizer Bundesamt für Energie (BFE). Bern.
- Chuang, A. S.; Gellings, C. W. (2008): Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry. Paris.
- Cochran, W. G. (1977): Sampling Techniques. Third Edition. New York, Chichester, Brisbane, Toronto, Singapore: John Wiley & Sons, Inc.
- Connect Energy Economics GmbH (Connect) (2014): Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Berlin.
- Connolly, D.; Lund, H.; Mathiesen, B. V.; Leahy, M. (2010): A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. In: *Applied Energy* 87 (4), S. 1059–1082. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- Corrand, M.; Duncan, S. J.; Mavris, D. N. (2013): Incorporating Electrical Distribution Network Structure into Energy Portfolio Optimization for an Isolated Grid. In: *Procedia Computer Science* 16, S. 757–766. DOI: 10.1016/j.procs.2013.01.079.
- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. Maryland, Köln.
- Critz, D. K.; Busche, S.; Connors, S. (2013): Power systems balancing with high penetration renewables. The potential of demand response in Hawaii. In: *Energy Conversion and Management* 76, S. 609–619. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.07.056.
- Deutsche Bundesregierung (BuReg) (2015a): Bericht zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Drucksache 18/6096. Berlin.

Deutsche Bundesregierung (BuReg) (2015b): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin.

Deutsche Bundesregierung (BuReg) (2016): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). Berlin.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2015): Marktentwicklung Lastmanagement in Deutschland. dena-Ergebnispapier. Berlin.

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2014a): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5. Stand 30.09.2014. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2014b): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2016): Liste präqualifizierter Anbieter je Regelenergieart. Stand: 18.03.2016. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

Dittmeyer, R.; Keim, W.; Kreysa, G.; Oberholz, A. (Hrsg.) (2006): Winnacker Küchler - Chemische Technik - Prozesse und Produkte: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.

Duretz, B. (2014): Commercial & Industrial Demand Response and Aggregation. Demand Response Training Seminar. RTE International, Energy Pool. Lyon, Chambéry, 2014.

Dymek, T. (2013): Pumpspeicherkraftwerke: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen. 43. Internationales Wasserbau-Symposium Aachen (IWASA). Aachen.

Eberl, T. (2016): Beiträge von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.

Eilers, U. (2012): Anforderungen und Steuerung des Klimas in Rinderställen. Aulendorf.

Elbe, C.; Schmutzner, E. (2013): Appliance-Specific Usage Patterns for Load Disaggregation Methods. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.

Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F.; Richter, J.; Wambach, A. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln.

Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D. U.; Erlach, B.; Lutz, B. (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. München, Halle, Mainz.

Energy Storage Council (ESC) (2015): Global Energy Storage Market Overview & Regional Summary Report 2015. Mawson.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).

- EPEX SPOT SE (EPEX) (2015): Konsultation des Grünbuches "Ein Strommarkt für die Energiewende". Stellungnahme der EPEX SPOT. Paris.
- Ernst & Young (EY) (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Berlin.
- Essers, C. (2015): Industrielle Stromflexibilität - Kann, Soll oder Muss? In: *EW Magazin für die Energiewirtschaft* (12), S. 16–17.
- Eurochlor (2014): Chlorine Industry Review 2013-2014. Brüssel.
- Europäische Kommission (EK) (2015): Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Sevilla, Spanien.
- Europäische Kommission (EK) (2001a): Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques in the Pulp and Paper Industry. Brüssel.
- Europäische Kommission (EK) (2001b): Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries. Brüssel.
- Europäische Kommission (EK) (2011): Energy Roadmap 2050. Brüssel.
- Europäischer Rat (ER) (2014): Schlussfolgerungen zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. Tagung des Europäischen Rates (23./24. Oktober 2014). Brüssel.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (entso-e) (2015): 10-Year Network Development Plan 2014. Brüssel.
- Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Achten, P.; Bruchof, D.; Götz, B. et al. (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Berlin.
- Fahl, U.; Welsch, J.; Eberl, T.; Vu, T.; Steurer, M.; Bothor, S. et al. (2015): Systemanalyse Energiespeicher. Förderkennzeichen: 03ESP214. Stuttgart.
- Faulstich, M.; Foth, H.; Calliess, C.; Hohmeyer, O.; Holm-Müller, K.; Niekisch, M.; Schreurs, M. et al. (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Berlin.
- Fleiter, T.; Fehrenbach, D.; Worrell, E.; Eichhammer, W. (2012): Energy efficiency in the German pulp and paper industry – A model-based assessment of saving potentials. In: *Energy* 40 (1), S. 84–99. DOI: 10.1016/j.energy.2012.02.025.
- Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hrsg.) (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Karlsruhe.

- Flesch, T. (2013): Aluminiumelektrolyse als virtueller Stromspeicher - ein Beitrag zum Gelingen der Energiewende. If.E-Innovationsworkshop. Berlin, 13.11.2013.
- Focken, U.; Bümmerstede, J.; Klobasa, M. (2011): Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Oldenburg [u.a.].
- Franz, O.; Wissner, M.; Büllingen, F.; Gries, C.-I.; Cremer, C.; Klobasa, M. et al. (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef.
- Freeman, D.; Baldwin, P.; Canfield, M.; Carhart, S.; Davidson, J.; Dunkerley, J. et al. (1974): A Time to Choose. America's Energy Future. Cambridge, Mass.
- Frontier Economics und Consentec GmbH (frontier und consentec) (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Ein Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). London.
- Gehring, K. (2002): Can Yesterday's Demand-Side Management Lessons Become Tomorrow's Market Solutions? In: *The Electricity Journal* 15, S. 63–69.
- Geppert, J. (2011): Modelling of domestic refrigerators' energy consumption under real life conditions in Europe. Dissertation. Universität Bonn, Bonn.
- Gerhardt, N.; Sandau, F.; Schloz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C. et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Kassel, Heidelberg, Würzburg.
- Gesellschaft für Konsumforschung (GfK) (2014): Handelspanel für Kühl- und Gefriergeräte für die Jahre 2000-2013.
- Ghaemi, S. (2011): Efficiency potential in private sector in ADRES (Autonomous Decentralized Renewable Energy System). Dissertation. Technische Universität Wien, Wien.
- Ghaemi, S.; Schneider, S. (2013): Potential analysis of Residential Demand Response using GridLAB-D. Piscataway, N.J.: IEEE.
- Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In: *Energy* 67, S. 1–18. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.019.
- Gils, H. C. (2015): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Gils, H. C. (2016): Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. In: *Applied Energy* 162, S. 401–415. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.083.



Gobert, J. (2016): Widerstand gegen Großprojekte. Rahmenbedingungen, Akteure und Konfliktverläufe. Wiesbaden: Springer VS (Essentials).

Göransson, L.; Goop, J.; Unger, T.; Odenberger, M.; Johnsson, F. (2014): Linkages between demand-side management and congestion in the European electricity transmission system. In: *Energy* 69, S. 860–872. DOI: 10.1016/j.energy.2014.03.083.

Graichen, P.; Kleiner, M. M.; Podewils, C. (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Berlin.

Grote, F.; Drees, T.; Budke, J.; Moser, A. (2013): Einfluss des Demand Side Managements auf den Kraftwerkseinsatz in Europa. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (12), S. 32–36.

Gruber, A. (2015): Potenziale und Kosten industriellen Lastmanagements. München, 29.04.2015.

Gruber, A.; Biedermann, F.; Roon, S. von (2015): Industrielles Power-to-Heat Potenzial. FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Wien.

Gruber, A.; Biedermann, F.; Roon, S. von; Carr, L. (2014): Regionale Lastmanagement-Potenziale stromintensiver Prozesse. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. Graz.

Günther, M.; Vossebein, U.; Wildner, R. (2006): Marktforschung mit Panels. Arten, Erhebung, Analyse, Anwendung. 2., vollständig überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler.

Gutschi, C.; Stigler, H. (2008): Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Graz.

Haan, P. de; Bacher, R.; Kissling, I.; Fussen, D.; Wolfensberger, M.; Sommerhalder, M.; Zaugg, F. (2012): Flexibilisierung der Stromnachfrage in Haushalten. Zollikon, Baden.

Hamburg Wasser (HW) (2015): EMAS Umwelterklärung 2014. Hamburg.

Häring, H.-W. (2010): Industrial Gases Processing. München.

Hartkopf, T.; Scheven, A. von; Prella, M. (2012): Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien Forschungsgruppe Regenerative Energien. Darmstadt.

Hartmann, N. (2013): Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

- Hasselbarth, W. (2004): BAM-Leitfaden zur Ermittlung von Messunsicherheiten bei quantitativen Prüfergebnissen. 1. Fassung vom 11. März 2004. Berlin: Bundesanst. für Materialforschung und -prüfung (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, 266).
- Hauff, J.; Heider, C.; Arms, H.; Gerber, J.; Schilling, M. (2011): Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (10), S. 85–87.
- Haverkamp, V. (2009): Prädiktive dynamische Lastkontrolle für ein Elektrostahlwerk. Dissertation. Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr, Hamburg.
- Heffels, T. (2015): Kraftwerks- und Speicherbedarf bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Dissertation. Karlsruhe Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Heidenreich, T. (2009): Belüftungskonzepte für Hochleistungskühe. Dresden.
- Henning, H.-M.; Palzer, A. (2012): 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg.
- Henning, H.-M.; Sauer, D. U. (Hrsg.) (2015): Demand-Side-Management im Wärmemarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Freiburg, Karlsruhe.
- Hennings, D.; Hinz, E.; Steinmüller, B.; Großklos, M. (2000): Leitfaden Elektrische Energie im Hochbau (LEE). Darmstadt.
- Hillemacher, L.; Hufendiek, K.; Bertsch, V.; Wiechmann, H.; Gratenau, J.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013): Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (3), S. 195–210. DOI: 10.1007/s12398-013-0110-z.
- Hinterberger, R.; Polak, S. (2011): Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids. NEW ENERGY Capital Invest GmbH. Wien.
- Hoffmann, R. (2013): Identifikation und Bewertung von Möglichkeiten zur Vermarktung flexibler Erzeugung und steuerbaren Lasten bei ausgewählten Industrieunternehmen. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Hufendiek, K. (2013): Smart Grid, Smart Market, Smart Energy – wie könnte die energiewirtschaftliche Zukunft aussehen? KSRI Speaker Series. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe, 2013.
- Hull, L.; Green, R.; Kärkkäinen, S.; Griffioen, J.; Grinden, B.; Rodriguez, C. et al. (2003): A Practical Guide to Demand-Side Bidding. Chester.

- Hundt, M.; Barth, R.; Sun, N.; Brand, H.; Voß, A. (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Stuttgart.
- Hydro Aluminium Deutschland GmbH (Hydro) (2015): Hydro vereinbart neuen, langfristigen Stromvertrag für die Aluminiumhütte in Neuss - Hydro in Deutschland. Pressemitteilung vom 10.7.2015. Online verfügbar unter <http://www.hydro.com/de/Deutschland/Presse/Nachrichten/2015/Hydro-vereinbart-neuen-langfristigen-Stromvertrag-fur-die-Aluminiumhutte-in-Neuss/>.
- Hydro Aluminium Deutschland GmbH (Hydro) (2016). Hg. v. Hydro Aluminium Deutschland GmbH (Hydro). Online verfügbar unter <http://www.hydro.com/de/Deutschland/Uberuns/Standorte/Neuss-Hydro-Aluminium-Rolled-Products-GmbH/>, zuletzt geprüft am 18.02.2016.
- Imperial College London, NERA Economic Consulting (Imperial College und NERA) (2014): Integration of Renewable Energy in Europe. Final Report. Brüssel.
- Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) (Hg.) (2014): Papiererzeugung in Deutschland. Eine Branchenanalyse. Hannover.
- Institut für Energie- und Umwelttechnik an der Hochschule Mannheim (RRE) (2012): Solarstrahlung. Vorlesungsunterlagen. Mannheim.
- International Energy Agency (IEA) (2014): The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems. Paris.
- Jacobsen, H. K.; Schröder, S. T. (2012): Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives. In: *Energy Policy* (49), S. 663–675.
- Jagnow, K.; Wolff, D.; Horschler, S. (2002): Praktische Gebäudeanalyse im Bestand und Neubau. Köln.
- Janotte, F. (2015): Analyse der Potenziale für Demand Side Integration und ihrer Vermarktungsmöglichkeiten in der Wasserwirtschaft in Deutschland. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Janotte, F.; Gangl, G.; Siegele, S. (2014): Lastverschiebungspotenziale in der Wasserversorgung. In: *3R Fachzeitschrift für sichere und effiziente Rohrleitungssysteme* 53 (10/11), S. 33–37.
- Joung, Manho; Kim, Jinho (2013): Assessing demand response and smart metering impacts on long-term electricity market prices and system reliability. In: *Applied Energy* 101, S. 441–448. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.05.009.

Karg, L.; Kleine-Hegermann, K.; Wedler, M.; Jahn, C. (2014): E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München, Berlin.

Keles, D.; Bublitz, A.; Fichtner, W. (2015): Bewertung unterschiedlicher Designoptionen für den deutschen Elektrizitätsmarkt und deren Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Düsseldorf.

Kemna, R.; van Elburg, M.; Li, W.; van Holsteijn, R. (2006): Eco-design of Energy-using Products. A Methodology Study, Product Case 2 Electric water heaters. Final Report to the European Commission.

Kießling, A. (verantwortlicher Autor) (2013): Anschlussbericht E-Energy Modellstadt Mannheim (moma). Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit. Duisburg-Essen.

Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

Kleinmaier, M.; Schwarz, J. (2009): Elektro-Speicherheizung – neue Anwendung statt Verbot. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59 (5), S. 60–62.

Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Zürich.

Klobasa, M.; Angerer, A.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; Buber, T.; Gruber, A. et al. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Berlin.

Klobasa, M.; Erge, T.; Wille-Haussmann, B. (2009): Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Karlsruhe, Freiburg.

Kohler, S.; Agricola, A.-C.; Seidl, H. et al. (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin.

Kollmann, A.; Schmidthaler, M. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in der Industrie. Wien.

Kollmann, A.; Schmidthaler, M.; Elbe, C.; Schmutzger, E.; Kraussler, A.; Steinmüller, H. et al. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in der Industrie.

- Konferenz Kantonaler Energiefachstellen (EnFK) (2012): Elektrische Energie, SIA 380/4: Teil Lüftung/Klimatisierung. Bern.
- Kreuder, L.; Gruber, A.; Roon, S. von (2013): Quantifying the Costs of Demand Response for Industrial Businesses. Hg. v. Research Association for Energy Economics (FfE GmbH). München.
- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Aachen.
- Kuhn, P. (2012): Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation. TU München, München. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.
- Küster, R. (2009): Klimaschutz, Volkswirtschaft und Beschäftigung: Analysen zur deutschen und europäischen Klimaschutzpolitik mit einem Berechenbaren Allgemeinen Gleichgewichtsmodell. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz in Nordrhein-Westfalen (LANUV) (2009): AIDA Informationsplattform Abfall in NRW.
- Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) (2013): Rundschreiben 2013/05 zu Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1, 3 und 4 ARegV. Stuttgart.
- Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A.; Weinhard, P. et al. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Aachen.
- Lanz, M.; Fricke, B.; Anthrakidis, A.; Genter, M.; Hoffschmidt, B.; Faber, C. et al. (2011): CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Lau, E. T.; Yang, Q.; Stokes, L.; Taylor, G. A.; Forbes, A. B.; Clarkson, P. et al. (2015): Carbon savings in the UK demand side response programmes. In: *Applied Energy* 159, S. 478–489. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.08.123.
- Lund, Peter D.; Lindgren, Juuso; Mikkola, Jani; Salpakari, Jyri (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 785–807. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.
- Märkle-Huß, J.; Feuerriegel, S.; Neumann, D. (2016): Finanzielle Einsparpotenziale durch Lastverschiebung in Deutschland und Österreich. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 66 (1/2).

Marx, P. (2007): Prima Klima - Bewertung und Messung des thermischen Raumklimas in Räumen mit künstlicher Beleuchtung mittels eines elektronischen Raumklima-Analysators. Berlin.

Maurer, C. (2015): Strommarktdesign 2020 – Entwicklungsszenarien und Herausforderungen. VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf.

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (MUKE) (2014): Integriertes Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK). Stuttgart.

Moser, S.; Elbe, C.; Schmutzger, E.; Frank, F.; Muggenhumer, G. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in Haushalten.

Moura, P.; Almeida, A. de (2010): The role of demand-side management in the grid integration of wind power. In: *Applied Energy* 87 (8), S. 2581–2588. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.019.

Müller, T.; Brunner, C. (2015): Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich. Hg. v. 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Karlsruhe, Dresden.

Nabe, C.; Hasche, B.; Offermann, M.; Papaefthymiou, G.; Seefeldt, F.; Thamling, N.; Dziomba, H. (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. BMWi Vorhaben Nr. 50/10. Berlin.

Nathani, C. (2003): Modellierung des Strukturwandels beim Übergang zu einer materialeffizienten Kreislaufwirtschaft. Hg. v. Physica-Verlag. Heidelberg.

Neser, S.; Neiber, J.; Niedermeier, J.; Götz, M.; Kraus, L.; Pettinger, K.-H. (2014): Energieverbrauch im Milchviehbetrieb - Effizienz und Einsparpotential. Freising-Weihenstephan.

Netze BW GmbH (Netze BW) (2016): Preise und Regelungen für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH. Gültig ab 1. Januar 2016. Stuttgart.

Neves, D.; Pina, A.; Silva, C. A. (2015): Demand response modeling. A comparison between tools. In: *Applied Energy* 146, S. 288–297. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.02.057.

Nicolosi, M.; Fürsch, M. (2009): The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* (3), S. 246–254.

Niese, M. (2013): Erfahrungen aus der Praxis mit abschaltbaren Lasten. BMWi Kraftwerksforum Workshop: Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährung der Versorgungssicherheit Deutschlands. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, 29.08.2013.

- Nykvist, B.; Nilsson, M. (2015): Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. In: *Nature Clim. Change* 5 (4), S. 329–332.
- Ostertag, F. (2014): Demand Side Integration in Deutschland Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen und Entwicklung des regulatorischen Rahmens. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Oushoorn, R.; Newberry, D.; Strbac, G.; Pudjianto, D.; Noel, P.; et al. (2013): Benefits of an Integrated European Energy Market. Prepared for: Directorate-General Energy, European Commission. Booz & Company. Amsterdam, Cambridge, London, Singapore.
- Paulus, M.; Borggreffe, F. (2011): The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. In: *Applied Energy* 88 (2), S. 432–441. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.
- Peek, M.; Diels, R. (2016a): Ein Strommarktdesign zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele. Dessau-Roßlau.
- Peek, M.; Diels, R. (2016b): Strommarktdesign der Zukunft. Dessau-Roßlau.
- Pina, A.; Silva, C.; Ferrão, P. (2012): The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity. In: *Energy* 41 (1), S. 128–137. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.013.
- Popp, D.; Klobasa, M. (2013): Analysis of industrial demand response options in the German power market. IEWT 2013. Fraunhofer ISI. Wien, 15.02.2013.
- Poullikkas, A. (2013): A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 27, S. 778–788. DOI: 10.1016/j.rser.2013.07.017.
- Praktijnjo, A. (2013): Sicherheit der Elektrizitätsversorgung. Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Praktijnjo, A.; Hähnel, A.; Erdmann, G. (2011): Assessing energy supply security. Outage costs in private households. In: *Energy Policy* 39 (12), S. 7825–7833. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.09.028.
- Preuß et al. (2011): Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland. Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten. Frankfurt am Main.
- Pudjianto, D.; Aunedi, M.; Djapic, P.; Strbac, G. (2014): Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (2), S. 1098–1109. DOI: 10.1109/TSG.2013.2282039.

- r2b energy consulting GmbH (r2b) (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Köln.
- Réhault, N.; Kalz, D.; Ohr, F.; Zehnle, S.; Haase, B.; Böhme, G. et al. (2013): ALDI 2010 – Hoch-effizienter Supermarkt mit geothermiegestütztem Kälteverbund. Abschlussbericht 2013. Freiburg.
- Reinhofer-Gubisch, M.; Pucker, J.; Frantes, B.; Rezanian, R. (2014): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen. Wien.
- RheinEnergie AG (RWW) (2011): Aktualisierte Umwelterklärung 2011 für die Wasserversorgung. Köln.
- Rivière, P.; Adnot, J.; Greslou, O.; Spadaro, J.; Hitchin, R.; Pout, C. et al. (2012): Sustainable Industrial Policy – Building on the Ecodesign Directive – Energy-Using Product Group Analysis/2 Lot 6: Air-conditioning systems. Final report of Task 2 - Air-conditioning products. Armines, France.
- Rohde et al. (2013): Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Jahr 2012 für das verarbeitende Gewerbe mit Aktualisierungen für die Jahre 2009-2011. Karlsruhe.
- Roon, S. von; Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland. München.
- Roon, S. von; Gobmaier, T.; Huck, M. (2010): Demand Side Management in Haushalten. Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung. München.
- Roon, S. von; Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. München.
- Rüesch, C. (2014): Lebenszykluskosten von GA-Systemen. In: *HK-Gebäudetechnik* (1), S. 87–89.
- Ruff, L. (2002): Economic Principles of Demand Response in Electricity. Washington, USA.
- Rüffler, W. (2000): Integrierte Ressourcenplanung in Baden-Württemberg. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- RWE Effizienz GmbH (RWE) (2013): Stellungnahme zur öffentlichen Anhörung am 17.04.2013. Entwurf des Vierten Gesetzes zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes und zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung. Ausschussdrucksache 17(15) 536-G.
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A. et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück.



- Schlomann, B.; Fleiter, T.; Hirzel, S.; Arens, M.; Rohde, C.; Eichhammer, W. et al. (2011): Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken. Hg. v. Umweltbundesamt. Karlsruhe, Berlin.
- Schlomann, B.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Pich, A.; Gruber, E. et al. (2014): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Karlsruhe, München.
- Schlomann, B.; Steinbach, J.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Pich, A.; Gruber, E. et al. (2013): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Karlsruhe, München.
- Schmid, E.; Knopf, B. (2015): Quantifying the long-term economic benefits of European electricity system integration. In: *Energy Policy* 87, S. 260–269. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.09.026.
- Schreijäg, A. (2013): Spitzenlast-Optimierung, Lastgang-Analyse. Nutzen der Lastoptimierung, Grundlagen, Vorgehen, Technik, Umsetzung. 4. Netzwerktreffen EnBW Netzwerk Energieeffizienz Heuberg-Alb. Straubenhardt, 22.01.2013.
- Schroeder, A. (2011): Modeling storage and demand management in power distribution grids. In: *Applied Energy* 88 (12), S. 4700–4712. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.06.008.
- Schulz, W.; Brandstät, C. (2013): Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Bremen.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The merit-order effect. A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (8), S. 3086–3094. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Shariatzadeh, Farshid; Mandal, Paras; Srivastava, Anurag K. (2015): Demand response for sustainable energy systems. A review, application and implementation strategy. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 343–350. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.062.
- Siano, P. (2014): Demand response and smart grids—A survey. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, S. 461–478. DOI: 10.1016/j.rser.2013.10.022.
- Sioshansi, Fereidoon P. (1995): Demand-side management. In: *Energy Policy* 23 (2), S. 111–114. DOI: 10.1016/0301-4215(95)91414-8.
- Smart Energy Demand Coalition (SEDC) (2015): Mapping Demand Response in Europe Today 2015. Brüssel, Belgien.
- Smith, A. M.; Brown, M. A. (2015): Demand response. A carbon-neutral resource? In: *Energy* 85, S. 10–22. DOI: 10.1016/j.energy.2015.02.067.

- Specht, E. (2005): Der Mensch als wärmetechnisches System. (Mess- und Regelungsmechanismus der Betriebstemperatur, Wärmeabgabe, Energieerhaltung, Gewichtsänderung, Behaglichkeit). Magdeburg.
- Stadler, I. (2005): Demand response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Kassel.
- Stamminger, R. (2008): Synergy Potential of Smart Appliances. Bonn.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 (WZ 2008). Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2009): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige. Jahre 1995 bis 2008, zuletzt geprüft am 15.01.2014.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2013a): Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern Fachserie 15 Heft 1 - 2013.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2013b): Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Tabelle VÖ: Energieverbrauch in GJ (einschl. nichtenergetischen Verbrauch).
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2013c): Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserentsorgung - Fachserie 19 Reihe 2.1.3 - 2010.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2014a): Produktion des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 3.1 - 2013.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2014b): Viehbestand und tierische Erzeugung - Fachserie 3 Reihe 4 - 2013.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015a): Betriebe, Tätige Personen und Umsatz des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden nach Beschäftigtengrößenklassen 2014. Fachserie 4 Reihe 4.1.2.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015b): Fachserie 4 Reihe 4.3 Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 4.3 - 2013.
- Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F. (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung. Regensburg.
- Sterner, M.; Stadler, I. (2014): Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Aufl. 2014. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Steurer, M.; Bothor, S.; Hufendiek, K. (2015a): Nutzung von Demand Side Integration zur optimalen Systemintegration erneuerbarer Energien. VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft. Düsseldorf.
- Steurer, M.; Fahl, U.; Voß, A.; Deane, P. (2014a): Curtailment: an option for cost-efficient integration of variable renewable generation? Studie im Rahmen des Thinktanks Insight\_E im Auftrag der europäischen Kommission. Brüssel, Stuttgart.
- Steurer, M.; Haasz, T.; Fahl, U.; Voß, A. (2014b): Analysing Demand Side Management in Energy System Models. 14th IAEE European Energy Conference. Rom.
- Steurer, M.; Haasz, T.; Klemp, N.; Fahl, U.; Hufendiek, K. (2016a): Beitrag des Gewerbes im Smart Market mit Fokus auf erdgasspezifische Anwendungen. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Stuttgart, Berlin.
- Steurer, M.; Klemp, N.; Hufendiek, K.; Baumgart, B.; Steinhausen, B. (2015b): Identifikation und Realisierung von wirtschaftlichen Potenzialen für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland. Stuttgart, Aachen.
- Steurer, M.; Klemp, N.; Hufendiek, K.; Baumgart, B.; Steinhausen, B. (2016b): Siebzig Prozent der deutschen Industriestandorte verschenken ihr Laststeuerungspotenzial. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 66 (1/2), S. 83–87.
- Steurer, M.; Miller, M.; Fahl, U.; Hufendiek, K. (2015c): Enabling demand side integration – assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system. Smart Energy Research at the crossroads of Engineering, Economics and Computer Science (SmartER Europe) Conference. Essen.
- Stötzer, M.; Hauer, I.; Richter, M.; Styczynski, Z. A. (2015): Potential of demand side integration to maximize use of renewable energy sources in Germany. In: *Applied Energy* 146, S. 344–352. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.02.015.
- Stötzer, Martin (2012): Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen. Potenzialanalyse und Bewertung. Univ, Magdeburg.
- Strbac, G. (2008): Demand side management: Benefits and challenges. In: *Energy Policy* 36 (12), S. 4419–4426. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- Styczynski, Z.; Sauer, D. U. (Hrsg.) (2015): Demand-Side-Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Magdeburg, Aachen.

- Sun, N. (2013): Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Sun, N.; Brand, H.; Remppis, S.; Brunner, M. (2013): Notwendigkeit und Gestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Stuttgart.
- Thomas, S. (2007): Erhebung des Verbraucherverhaltens bei der Lagerung verderblicher Lebensmittel in Europa. Dissertation. Universität Bonn, Bonn.
- TierSchNutzTV: Verordnung zum Schutz landwirtschaftlicher Nutztiere und anderer zur Erzeugung tierischer Produkte gehaltener Tiere bei ihrer Haltung (Tierschutz-Nutztierhaltungsverordnung - TierSchNutzTV).
- Trost, T.; Horn, S.; Jentsch, M.; Sterner, M. (2012): Erneuerbares Methan. Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Z Energiewirtschaft* 36 (3), S. 173–190. DOI: 10.1007/s12398-012-0080-6.
- U. S. Department of Energy (DoE) (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. Washington, USA.
- Verband der deutschen Netzbetreiber (VDN) (Hg.) (2004): Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen – Step – by- step. (Variante für auf 1.000 kWh normierte Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen). Berlin.
- Verband der deutschen Netzbetreiber (VDN) (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.
- Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (VDP) (2015): Papierkompass 2015. Bonn.
- Voß, A.; Hoecker, H. (1994): Integrierte Ressourcenplanung und Least Cost Planning - Neue Anwendungsbereiche für die Optimierung. In: *VDI Berichte* (1140).
- Weißbach, T. (2014): Bedeutung einer Erbringung von Systemdienstleistungen durch Lastmanagement in einem Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. BMWi Fachkonferenz “Beitrag von Lastmanagement für eine effiziente Stromversorgung in Deutschland und Europa“. Berlin, 13.10.2014.
- Weißbach, T. (2015): DSM – Erfahrungen und Perspektiven aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Projektkonferenz Demand Side Management Baden-Württemberg. Stuttgart, 14.12.2015.

- Wenzel, P. (2014): Lastverschiebung bei Kälte- und Lüftungsanlagen in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland - Analyse von Potenzial, zeitlicher Verfügbarkeit und Kosten. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.
- Wiechmann, H. (2008): Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen. Ein Modell für eine markt- und erzeugerorientierte Regelung der Stromnachfrage über ein zentrales Lastmanagement. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Wiechmann, H.; Hufendiek, K. (2013): The Mechanism of the "Grid Signal Light" as a Part of the Smart Market/Grid System. The Cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation. Hg. v. 8th Conference on Energy Economics and Technology "Energy Policies and Market Design in Europe". Dresden.
- Winkler, J.; Sensfuß, F.; Pudlik, M. (2015): Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket 4. Karlsruhe.
- Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVM) (2014): Metallstatistik 2013. Berlin, Brüssel.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) (2013): Gespräch zur Umsetzung der Verordnung über die Vergütung abschaltbarer Lasten für die Stahlindustrie. Unter Mitarbeit von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin.
- Wissel, A. F. von (2008): Der Einfluss von Demand Side Management- Kosten in Haushalten auf den Regelenergiemarkt sowie den Kraftwerkspark. Integration von Demand Side Managementpotentialen und - Kosten in das DIME Modell. Diplomarbeit. Universität zu Köln, Köln.
- Wolisz, H.; Punkenburg, C.; Streblow, R.; Müller, D. (2016): Feasibility and potential of thermal demand side management in residential buildings considering different developments in the German energy market. In: *Energy Conversion and Management* 107, S. 86–95. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.06.059.
- Wörtler, M.; Dahlmann, P.; Schuller, F.; Lungen, H. B.; Voigt, N.; Ghenda, J.-T.; Schmidt, T. (2013): Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050. Technical and Economic Analysis of the Sector's CO<sub>2</sub> Abatement Potential. München, Düsseldorf.
- Wustlich, G. (2015): Kapazitäts- und Klimareserve. Plattform Strommarkt. Berlin.
- Zeilinger, F. X.; Einfalt, A. (2011): Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.
- Zentralverband Gartenbau e. V. (ZVG) (2009): Zahlen und Fakten. Berlin.

Zerrahn, A.; Schill, W.-P. (2015): On the representation of demand-side management in power system models. In: *Energy* 84, S. 840–845. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.037.

Zerres, A. (2015): Vermarktung flexibler Lasten - Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen. Projektkonferenz Demand Side Management Baden-Württemberg. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (MUKE). Stuttgart, 14.12.2015.

Zhou, Y.; Mancarella, P.; Mutale, J. (2015): Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 3, S. 12–23. DOI: 10.1016/j.segan.2015.06.001.

## Anhang

### Anhang A: Ausgewählte Zitate zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität

In Tab. 0-1 sind Zitate von ausgewählten Organisationen und Personen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im internationalen Kontext zusammengestellt. Tab. 0-2 beinhaltet Zitate aus ausgewählten Veröffentlichungen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im nationalen Kontext.

Tab. 0-1: Zitate von ausgewählten Organisationen und Personen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im internationalen Kontext

Internationale Energieagentur (Hull et al. 2003)

“Demand Side Bidding has several important implications in terms of the overall efficiency of electricity supply, both from an economic and an environmental point of view.”

U. S. Department of Energy (DoE 2006)

“The most important benefit of demand response is improved resource-efficiency of electricity production due to closer alignment between customers’ electricity prices and the value they place on electricity. This increased efficiency creates a variety of benefits, which fall into four groups: participant financial benefits [...], market-wide financial benefits [...], reliability benefits [...] and market performance benefits [...]”

Energy Pool (Frankreich) (Duretz 2014)

bezeichnet Demand Response als “flexible, low carbon and cost-effective alternative to traditional and polluting peaking plants” und nennt u. a. niedrige Investitionskosten durch Nutzung bestehender Assets, die Unabhängigkeit von Commoditypreisen, die schnelle Implementierbarkeit, die zu Erzeugungseinheiten gleichwertige Zuverlässigkeit sowie mögliche Wettbewerbsvorteile von industriellen Verbrauchern als Vorteile von Demand Response Optionen.

Smart Energy Demand Coalition (SEDC 2015)

“There is growing consensus, among policy makers and market participants alike, that demand-side flexibility [...] is a critical resource for achieving a low carbon, efficient electricity system at a reasonable cost. Today, this understanding is reflected within the European

Network Codes, the Energy Efficiency Directive and the European Commission's Energy Union Communication. Within these, Demand Response is named as an important enabler of security of supply, renewables integration, improved market competition and consumer empowerment. It is now an integrated part of Europe's efforts to lower energy costs, support clean energy resources, and combat climate change. In other words, it is understood that Demand Response is an important facilitator of these public aims."

Peter Cramton und Axel Ockenfels (Cramton und Ockenfels 2011)

"An electricity market with sufficient demand elasticity always clears. [...] This means that, with sufficient demand elasticity, there is no capacity adequacy problem. [...] A notorious problem of electricity markets is low demand flexibility. As a result, with insufficient demand flexibility, there is a possibility of involuntary load reduction [...] if generation capacity is not adequate."

Ten Year Network Development Plan 2014 (entso-e 2015)

"Demand Side Response (DSR) in itself is one of the thirteen key parameters for the Visions (and four others are closely related [...]). In a survey performed by ENTSO-E21 beginning of 2012, 40% of the responding stakeholders said DSR could represent 5-10% of the total load by 2030 (and less than 10% said DSR could address more than 20% of the load by 2030)."

Tab. 0-2: Zitate aus ausgewählten Veröffentlichungen zu Chancen nachfrageseitiger Flexibilität im nationalen Kontext

Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2014)

„Die Analysen [...] ergeben mittel- bis langfristig ein verfügbares Potential für Lastreduktion in der Industrie von [...] [5 bis 15 GW]. Dieses Potential kann schnell und zu geringen Kosten erschlossen werden.“

Studie „Demand Side Integration“ des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V. (Apel et al. 2012)

Durch Demand Side Integration „können zum einen die Lastspitzen reduziert und des Weiteren die Betriebsmittelauslastung optimiert werden. Zudem wird durch den Verbrauch in Zeiten hoher Einspeisung, die Abschaltung der Erzeugungsanlagen vermieden.“



Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien“ im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (Krzikalla et al. 2013)

„Lastmanagement ist eine Option, mit der durch regelungstechnische Maßnahmen ohne hohe Investitionen Flexibilität bereitgestellt werden kann.“

Studie „Strommarktdesign der Zukunft“ im Auftrag des Umweltbundesamtes (Peek und Diels 2016b)

„Auf Grundlage verschiedener aktueller Untersuchungen zu den Potentialen von Lastmanagement kann davon ausgegangen werden, dass für die Flexibilitätsoption Lastreduktion ausreichend Potentiale in Deutschland verfügbar sind. Insbesondere bei industriellen Verbrauchern, die rund die Hälfte des Stromverbrauchs umfassen, sind die notwendigen Voraussetzungen für die Nutzung von Lastmanagement am Strommarkt (z. B. Leistungsmessung, aktive Überwachung und Steuerungsmöglichkeiten des Verbrauchs) bereits vielfach vorhanden. Dabei sind die Erschließungskosten für diese Potentiale sehr gering und man kann davon ausgehen, dass bei Bedarf ein erheblicher Anteil sehr schnell erschlossen werden könnte, insbesondere da diese Potentiale teilweise bereits für die Nutzung in anderen Anwendungsbereichen (Verringerung von Netzentgeltzahlungen und Erzielung von Erlösen auf den Regelleistungsmärkten) erschlossen sind. Alleine auf Basis von Lastreduktionsmöglichkeiten bei Industrieunternehmen stehen Potentiale in Höhe von über 15 GW zur Verfügung, die bei Knappheitssituationen potenziell zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem ‚day ahead‘-Markt und den intraday-Märkten genutzt werden könnten.“

## **Anhang B: Kurzzusammenfassung ausgewählter Veröffentlichungen**

Im Folgenden werden ausgewählte Veröffentlichungen in Bezug auf die für diese Arbeit relevanten Aspekte kurz zusammengefasst. Dies erfolgt in chronologischer Reihenfolge.

### **Stadler**

Eine der ersten ausführlichen Studien, die sich dem Thema Demand Response im Kontext des volatilen Dargebots erneuerbarer Energiequellen in Deutschland widmet, ist die Habilitationsschrift „Demand response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ von Ingo Stadler (Stadler 2005). Darin werden theoretische DSI-Potentiale für verschiedene Querschnittstechnologien einschließlich elektrischen Wärme- und Kälteanwendungen, Lüftungsanlagen, Druckluftanlagen und KWK-Anlagen beschrieben. Basierend auf Simulationsrechnungen mit angenommenen technischen und statistischen Parametern werden zu- und abschaltbare DSI-Potentiale in Abhängigkeit der Zeitdauer und, je nach Anwendung, der Außentemperatur ermittelt.

### **Klobasa**

Die Dissertation „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten“ von Marian Klobasa (Klobasa 2007) erweitert die betrachteten Technologien um einige stromintensive Industrieprozesse sowie eine Differenzierung bestimmter Querschnittstechnologien nach Branche und Anwendung. In der Arbeit wird eine Methodik zur Ableitung technischer und ökonomischer sowie zukünftig realisierbarer DSI-Potentiale beschrieben und angewendet. Der Begriff der Kosten-Potential-Kurve taucht hier auf. (Klobasa 2007) wendet zur Potentialermittlung einen Top-Down-Ansatz an, bei dem neben statistischen Daten Schätzwerte zu Nutzbarkeit und Ökonomie der Potentiale einfließen. Diese beruhen teilweise auf empirischen Erkenntnissen, die jedoch nicht näher beschrieben werden. Zur Ableitung der Einsatzmöglichkeiten der DSI-Potentiale im Reservemarkt wird ein integriertes Wind- und Lastsimulationsmodell mit vereinfachter Simulation von Kraftwerksbetrieb und Reservebedarf eingesetzt.

### **Roon und Gobmaier**

Im Jahr 2010 veröffentlichen Serafin von Roon und Thomas Gobmaier die Kurzstudie „Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland“ (Roon und Gobmaier 2010). Darin werden die Potentialbegriffe theoretisches, technisches, wirtschaftliches und praktisches Potential gegeneinander abgegrenzt. Darüber hinaus wird einerseits ein technisches Potential der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben, inklusive Querschnittsanwendun-

gen, in Abhängigkeit der Abschaltzeit mit Hilfe annahmenbasierter Hochrechnungen abgeschätzt. Andererseits werden konkrete Vermarktungsmöglichkeiten für DSI-Potentiale beschrieben und erste Kosten-Erlös-Untersuchungen durchgeführt.

### **dena-Netzstudie II**

Ebenfalls in 2010 erscheint die „dena-Netzstudie II“, herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (Kohler et al. 2010). Bei der im Hauptteil der Studie beschriebenen Systemanalyse werden DSI-Potentiale berücksichtigt. Im Anhang der Studie ist der Erhebung von DSI-Potentialen und -Kosten ein zusätzliches eigenes Kapitel gewidmet. Weitere Veröffentlichungen wie (Paulus und Borggreffe 2011) oder (Elberg et al. 2012) basieren auf den dafür durchgeführten Analysen. In den genannten Studien werden DSI-Potentiale und dazugehörige Kosten relativ detailliert sowohl für stromintensive Industrieprozesse als auch für Querschnittstechnologien in Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Haushalten angegeben. Jedoch wird die genaue Erhebungsmethodik nur oberflächlich beschrieben und ist an vielen Stellen nicht nachvollziehbar. Es wird ausgeführt, dass im Rahmen der Studie (Kohler et al. 2010) eine Datenbank mit 29 DSI-Maßnahmen aufgebaut wurde, die teilweise zur genaueren ökonomischen Bewertung nach Größenkategorie differenziert sind und dass teilweise persönliche und schriftliche Interviews mit Industrievertretern einbezogen wurden. Genauere Details werden dazu jedoch nicht beschrieben. Zur Analyse von Systemeffekten durch DSI wird das Strommarktmodell DIME eingesetzt. Darin werden die Gesamtsystemkosten der Stromerzeugung auf Spot- und Regelmärkten minimiert. DSI-Potentiale werden demnach erschlossen und genutzt, wenn hierdurch Kosteneinsparungen erzielt werden können (Kohler et al. 2010).

### **Focken et al.**

In der Studie „Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor“ von Ulrich Focken, Jens Bümmerstedt und Marian Klobasa im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Focken et al. 2011) werden für eine Reihe gewerblicher Anwendungen wie die Wasserversorgung, Kühlhäuser, Gießereien oder Härtereien erstmals DSI-Potentiale abgeschätzt und eine Regionalisierung der Potentiale dargestellt. In die beschriebenen Potentialberechnungen fließen empirisch erhobene Daten ein, jedoch meist mit sehr geringer Stichprobe. Es wird relativ detailliert auf die angewendete Methodik zur Bestimmung von Verschiebepotentialen einschließlich Zeitrestriktionen eingegangen. Mögliche Verschiebepotentiale und Erschließungsaufwände für Steuerungs- und Kommunikationstechnik werden für jeden beschriebenen Anwendungsbereich für ausgewählte Beispielanlagen bestimmt.

### Verteilnetz- und Smart-Meter-Studien

In der „dena Verteilnetzstudie“ (Agricola et al. 2012) und in der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Büchner et al. 2014) für das Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird der mögliche Einfluss von DSI-Optionen auf den Ausbaubedarf im Verteilnetz untersucht. (Agricola et al. 2012) kommt anhand exemplarischer Netzberechnungen zu dem Ergebnis, dass sich der Verteilnetzausbaubedarf durch „netzgetriebenes“ DSI marginal verringern, durch „marktgetriebenes“ DSI aber sogar vergrößern könnte (Agricola et al. 2012). (Büchner et al. 2014) verwendet zwei Jahre später ein leitungs- und stationsscharfes Netzmodell für die Hochspannungsebene und einen stochastischen Simulationsansatz für die Optimierung der Mittel- und Niederspannungsnetze. Dabei werden je nach Spannungsebene bis zu zehn generische Modellnetzklassen differenziert. Mit dieser Methodik ermittelt die Studie eine mögliche DSI-bedingte Reduktion des jährlichen Verteilnetzausbaubedarfs von unter 1 %, die als nicht signifikant bezeichnet wird. Dabei wird argumentiert, dass der größte Netzausbaubedarf in ländlichen Regionen mit verhältnismäßig niedrigen Lasten und entsprechend geringen Potentialen zur Beeinflussung durch DSI besteht (Büchner et al. 2014).

Die Studie „Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.“ (Agricola et al. 2014) kommt im Hinblick auf DSI-Effekte im Verteilnetz auf vergleichbare Ergebnisse, ordnet diese jedoch anders ein. Zur Analyse verschiedener Verteilnetzstrukturen werden darin drei Netzgebietsklassen unterschieden. Diese repräsentieren jeweils städtische, halbstädtische und ländliche Gebiete, die durch spezifische Strukturmerkmale voneinander abweichen. Auf Seiten der DSI-Optionen berücksichtigt die Studie flexible Potentiale von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern in Haushalten auf Basis von standardisierten Lastprofilen sowie aggregierte DSI-Potentiale von Gewerbeeinheiten. (Agricola et al. 2014) gibt die durch DSI möglichen Einsparungen bei Investitionen in den Verteilnetzausbau – bei unterstelltem Smart-Meter-Rollout bei Verbrauchern mit mehr als 6 MWh<sub>el</sub> Jahresstromverbrauch – mit kumuliert 8 % bis 2030 an. Da sich diese Einsparung auf den Zeitraum 2016 bis 2030 bezieht, ist sie mit dem in (Büchner et al. 2014) ermittelten Wert vergleichbar, wird von den Autoren jedoch als signifikanter eingeordnet. Bei Nutzung der Abregelung von überschüssiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien erhöht sich die Einsparung gleichwohl von 8 % auf 32 % (Agricola et al. 2014).

### **VDE-Studie**

2012 veröffentlicht der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE) die Studie „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“ (Apel et al. 2012). Die methodischen Grundlagen und Potentialberechnungen dazu stammen aus (Hartkopf et al. 2012) für Industrieprozesse sowie aus (Stötzer 2012) für Querschnittstechnologien in GHD und Haushalten mit ihrer möglichen zukünftigen Entwicklung. Für die Studie (Hartkopf et al. 2012) werden erstmals umfangreichere empirische Erhebungen zu DSI-Potentialen bei insgesamt 26 befragten Industriestandorten durchgeführt und beschrieben. Dabei ist die Signifikanz der angegebenen Stichproben von Branche zu Branche sehr heterogen. Beispielsweise wird für die Primärerzeugung von Aluminium eine Vollabdeckung der vier deutschen Standorte angegeben, während von den mehr als 100 Papierfabriken nur ein kleiner Teil empirisch erfasst ist. Die Studie beschreibt eine Umfrage- und Hochrechnungsmethodik und verknüpft diese mit Top-Down-Daten. Für die meisten betrachteten Anwendungen werden mögliche Schaltgeschwindigkeiten und teilweise mögliche Schaltdauern und -häufigkeiten angegeben. In (Stötzer 2012) kommt ein generischer Algorithmus zum Einsatz, um Lastblöcke aus dem abgeschätzten Ist-Zustand für eine Modellstadt mit Durchschnittswerten optimiert anzuordnen. Auf dieser Basis werden technische Potentiale für Haushalts- und GHD-Anwendungen für 2010, 2020 und 2030 abgeschätzt.

### **Critz et al.**

2013 erscheint die Arbeit “Power systems balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii” von D. Karl Critz, Sarah Busche und Stephen Conors. Die Autoren untersuchen den möglichen Systemnutzen von DSI-Optionen für eine Insel des US-Bundesstaats Hawaii. Dort ist bis 2030 ein 40 %-Anteil erneuerbarer Energien im Elektrizitätsmix vorgesehen, der im Wesentlichen aus Windenergie gedeckt werden soll. Die Analyse erfolgt durch eine stochastische, fundamentale Optimierung des Inselstromsystems mit Hilfe des WILMAR-Modellinstrumentariums (Wind Power Integration in Liberalized Electricity Markets). DSI-Optionen werden generisch abgebildet, wobei eine Variation der angenommenen Potentiale und Kosten erfolgt. Die Modellergebnisse zeigen eine mögliche Reduktion der Strombereitstellungskosten zwischen 2 und 10 %, wobei beispielsweise Marktdesigneffekte nicht berücksichtigt sind.

### **Agora-Studie**

Von Agora Energiewende wird 2013 die Studie „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ speziell für die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg herausgegeben (Klobasa et al. 2013). Darauf basierend erfolgt in (Buber et al. 2013a) eine bundesweite Hochrechnung der bestimmten Potentiale. (Klobasa et

al. 2013) beschreibt Ergebnisse einer schriftlichen Befragung zu Erfahrungen mit DSI bei über 100 Industriebetrieben aus völlig unterschiedlichen, überwiegend nicht-stromintensiven Branchen. Auf Basis dieser Befragung werden zeitpunktabhängige technische DSI-Potentiale für die industriellen Querschnittsanwendungen Druckluft, Beleuchtung, Kälte, Lüftung und Pumpen hochgerechnet, die u.a. den typischen Schichtbetrieb von Industriebetrieben bestimmter Branchen berücksichtigen. Ebenfalls werden regionalisierte und zeitabhängige technische DSI-Potentiale von elektrischen Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen bei Haushalten erhoben.

### **E-Energy**

Im Rahmen des Technologieförderprogramms „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ erforschten und erprobten Industrie- und Wissenschaftskonsortien in sechs sogenannten Smart-Energy-Regionen den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Energiebereich. Das Hauptaugenmerk lag dabei auf der Einbeziehung erneuerbarer Energien in die „Energienetze der Zukunft“ mit Hilfe neu entwickelter Systeme aus dem IKT-Bereich. 2014 wurde ein Projektabschlussbericht zu Ergebnissen und Erkenntnissen aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte (Karg et al. 2014) veröffentlicht. Darin wird beschrieben, dass insgesamt fast 4.000 Haushaltskunden an Feldtest-Infrastrukturen angeschlossen wurden. Als übergreifendes Ergebnis seien durchschnittlich zwischen 3 und 10 % Verbrauchsverlagerung durch rein manuell umgesetzte Anreize erreichbar, in Sonderfällen auch bis zu 30 % Verbrauchsverlagerung. Mit automatisiertem Energiemanagement konnten im Rahmen der E-Energy-Modellregionen bis zu 10 % des Verbrauchs verlagert werden.

### **Pudjianto et al.**

In ihrem Beitrag „Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems“ (Pudjianto et al. 2014) beschreiben Danny Pudjianto, Marko Aunedi, Predrag Djapic und Goran Strbac einen umfassenden Optimierungsansatz zur Systemanalyse und wenden ihn in einer Fallstudie für das britische Energiesystem an. Der Ansatz umfasst eine simultane Optimierung der Investitionen in Kraftwerke, Netze und Speicher bei gleichzeitiger Minimierung der Systembetriebskosten. Dabei werden DSI-Optionen sowie zentrale und dezentrale Speicheroptionen berücksichtigt. Auf Netzseite werden neben Grenzkuppelstellen und Übertragungsnetzen auch Verteilnetze in vereinfachter Form berücksichtigt.

Dabei wird der notwendige Ausbau im Verteilnetz jedoch als Funktion der Spitzenlast in den generisch abgebildeten Netzsträngen ausgedrückt. Dies wird damit begründet, dass eine zunehmende Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors die lokale Höchstlast in Versorgungsgebieten in UK und anderen europäischen Ländern erhöhen könnte. Dieser Ansatz lässt

sich somit nicht direkt auf eine Analyse des deutschen Energiesystems übertragen, da hierzu lande die Notwendigkeit zum Verteilnetzausbau im Wesentlichen durch die dezentrale Einspeisung aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen getrieben wird<sup>142</sup>.

Der in (Pudjianto et al. 2014) vorgestellte Modellierungsansatz wird für die Studie „Integration of Renewable Energy in Europe“ im Auftrag der EU-Kommission (Imperial College und NERA 2014) für die EU 28, die Schweiz und Norwegen angewendet. Dabei wird ausführlich auf den Systemnutzen von DSI-Ressourcen bei der Integration erneuerbarer Energien und der Reduktion des Bedarfs an zusätzlicher Energieinfrastruktur eingegangen.

### **LoadShift**

Im Rahmen des österreichischen Projektes „Loadshift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur - Potenzialanalyse für Smart Grids“ werden für das Nachbarland DSI-Potentiale erhoben und ihre ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte analysiert. Die DSI-Potentiale werden für die verschiedenen Verbrauchssektoren getrennt erfasst und hinsichtlich des Erschließungs- und Nutzungsaufwands eingeordnet. 2014 erfolgt die Veröffentlichung von insgesamt neun Teilprojektberichten. In (Bruyn et al. 2014) ist ein Überblick und eine Zusammenfassung des Gesamtprojekts gegeben.

Die analysierten DSI-Optionen werden in den LoadShift-Veröffentlichungen ausführlich und granular beschrieben. Zum überwiegenden Teil haben die Untersuchungen Metastudiencharakter. Häufig werden bestehende Abschätzungen zu DSI-Potentialen in Deutschland auf die Situation in Österreich extrapoliert. Vergleichsweise detaillierte Kostenuntersuchungen, auch auf Basis eigener Methodik, stellen einen Neuwert der Projektergebnisse auch in Bezug auf DSI-Potentiale in Deutschland dar.

### **Leitstudie/Grünbuch**

Im Rahmen der BMWi-Leitstudie Strommarkt erscheinen 2014 vier Teilprojektberichte. In den Teilprojektberichten „Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen“ (r2b 2014) und „Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)“ (frontier und consentec 2014) wird auf den Einfluss von DSI-Potentialen im Kontext eines Strommarktdesigns für ein Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien eingegangen. Die Analysen in (r2b 2014) ergeben mittel- bis langfristig ein verfügbares Potential für Lastreduktion in der Industrie von 10 bis 15 GW<sub>el</sub>. In (frontier und consentec 2014) wird für Teilbereiche

---

<sup>142</sup> Vgl. (Büchner et al. 2014, S. 86)

der Industrie mit hohem Stromverbrauch, geringer Wertschöpfung und hoher Flexibilität mittel- bis langfristig ein Potential für Lastreduktion von 5 bis 10 GW<sub>el</sub> erwartet. Diese Werte werden im Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung (BMW<sub>i</sub> 2014) aufgegriffen. Darin heißt es weiter: „Dieses Potential kann schnell und zu geringen Kosten erschlossen werden. Die Erschließbarkeit dieses Lastmanagementpotentials wird derzeit noch kontrovers diskutiert, insbesondere die Höhe der erforderlichen Investitionen.“ (BMW<sub>i</sub> 2014). Die in (r2b 2014) und (frontier und consentec 2014) ermittelten DSI-Potentiale beruhen auf rein theoretischen Ansätzen und werden nicht sehr detailliert beschrieben.

### **Gils**

2015 erscheint die Dissertationsschrift „Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage“ von Hans Christian Gils (Gils 2015). In die Arbeit fließt zum einen eine Ermittlung von theoretischen DSI-Potentialen ein (vgl. dazu auch (Gils 2014)). Die Methodik dazu ist rein theoretischer Natur, umfasst jedoch eine umfassende Zahl an DSI-Optionen und wird für 45 Länder in Europa und Nordafrika angewendet. Die so beschriebenen DSI-Optionen werden gemeinsam mit Fernwärme- und KWK-Potentialen in einem fundamentalen linearen Strommarktmodell abgebildet (vgl. dazu auch (Gils 2016)). Die Arbeit kommt zu dem Ergebnis, dass DSI-Optionen insbesondere durch kurzfristiges Verringern der Residuallast einen Beitrag zur Systemkostenreduktion leisten können.

### **UBA-Studie**

Die im Jahr 2015 vom Umweltbundesamt (UBA) herausgegebene Studie „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien“ (Langrock et al. 2015) führt den Begriff des soziotechnischen DSI-Potentials ein und quantifiziert es auf Basis empirischer Erhebungen für neun ausgewählte energieintensive Industriebranchen. Die empirische Erhebung umfasst 42 Produktionsstandorte von 25 Unternehmen. Ähnlich wie in (Apel et al. 2012) ist die empirische Abdeckung der deutschen Produktionsstandorte in bestimmten Branchen vergleichsweise hoch, in anderen so niedrig, dass aus Datenschutzgründen mehrere Branchen zusammengefasst werden. Bei den erfassten Branchen werden sehr detaillierte Daten zu Zeitrestriktionen, Erschließungs- und Nutzungskosten erhoben. Im Ergebnis werden für die neun Industriebranchen ökonomisch charakterisierte Potentiale für die DSI-Vermarktung im Rahmen konkreter Strommarktprodukte, v. a. am Regelleistungs- und Großhandelsmarkt, angegeben. Das Zustandekommen dieser Werte ist jedoch, teilweise aus Datenschutzgründen, nicht transparent beschrieben. Da jeweils eine Aggregation der Potentiale mindestens auf Branchenebene durchgeführt wurde, können auch keine Rückschlüsse auf einzelne Technologien wie beispielsweise die Faserstoffherzeugung in der Papierindustrie gezogen werden.



### **Energiesysteme der Zukunft**

Im Rahmen des Projekts „Energiesysteme der Zukunft“ der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina, der Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech und der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften entsteht 2015 die Studie „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“ (Elsner et al. 2015). Darin wird eine Vielzahl an Varianten einer möglichen Stromversorgung 2050 miteinander verglichen, um wichtige Einflussgrößen zu identifizieren und Ausgestaltungsoptionen aufzuzeigen. In den durchgeführten Modellrechnungen wird der deutsche Strommarkt isoliert mit einem „grüne Wiese“-Ansatz abgebildet. Wesentlicher Teil der Methodik ist die Kombination aus Modellrechnungen und einem breiten Konsultationsprozess. Neben einer technischen und ökonomischen Parametrierung der betrachteten Technologien, erfolgt auch eine interdisziplinäre Betrachtung, die Aspekte der Ressourcenverfügbarkeit, der gesellschaftlichen Akzeptanz, des technischen Reifegrades und der Rechtslage im Bereich des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bau- und Emissionsschutzrechts bewertet.

Im Rahmen des Projekts erscheinen neben der beschriebenen Studie zehn Technologiesteckbriefe, in denen speziell dazu einberufenen Fachgruppen technologiespezifisch detaillierter auf die Parametrierung eingehen. Im Kontext dieser Arbeit sind dabei insbesondere die Technologiesteckbriefe „Demand-Side-Management im Strommarkt“ (Styczynski und Sauer 2015) sowie „Demand-Side-Management im Wärmemarkt“ (Henning und Sauer 2015) relevant.

### Anhang C: Informationen zur durchgeführten Unternehmensbefragung

In diesem Abschnitt wird auf wesentliche Rahmendaten der durchgeführten Unternehmensbefragung eingegangen sowie beispielhaft eine zusätzliche Auswertung von Stärken und Hemmnissen ausgewählter Industriebranchen hinsichtlich einer DSI-Vermarktung auf Basis der ermittelten empirischen Informationen beschrieben.

Abb. 0-1 zeigt die Verteilung der 284 im Rahmen der Unternehmensbefragung untersuchten Standorte von 190 Industrieunternehmen auf die Wirtschaftszweige. Die Bezeichnungen der Wirtschaftszweige entsprechen dabei den in Tab. 0-3 (Anhang D) definierten Anwendungsbereichen. Mehr als die Hälfte der befragten Standorte ist den Wirtschaftszweigen Papierindustrie, Gießereien und Zementindustrie zuzuordnen. Ein weiteres Viertel ist in den Bereichen Glasindustrie, Nichteisenmetalle und Wasserversorgung angesiedelt. Die verbleibenden Standorte verteilen sich auf weitere 13 Wirtschaftszweige wie Chemie- und Ernährungsindustrie. Eine detaillierte Aufschlüsselung nach Tätigkeit der Unternehmensstandorte ist der zugehörigen Fußnote zu entnehmen.

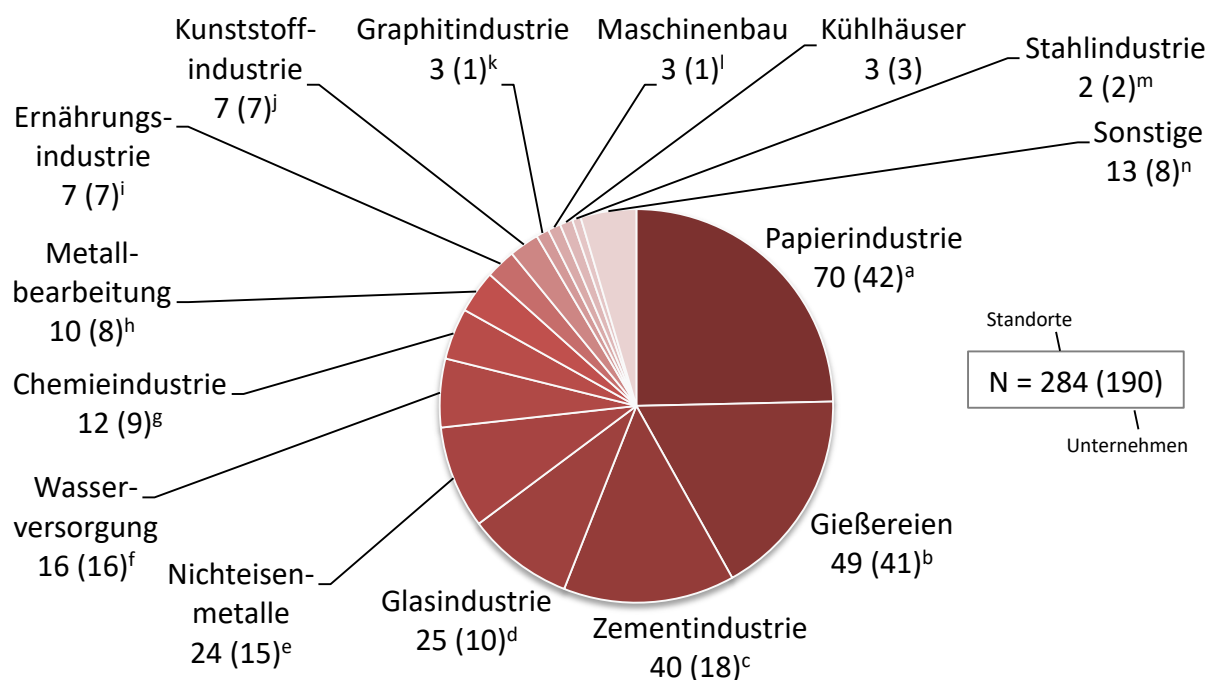


Abb. 0-1: Verteilung der befragten Unternehmensstandorte auf die Wirtschaftszweige<sup>143</sup>

<sup>143</sup> a – davon mit Altpapieraufbereitung 34, mit Holzstoffherzeugung 8, mit Zellstoffherzeugung 5; b – davon mit Induktionsofen 20; c – davon mit integrierter Klinkerproduktion 23; d – davon Behälterglas 25; e – davon Primäraluminium 2, Primärzink 1, Primärkupfer 1, Silizium-Metall 1, Sekundärerzeugung und Verarbeitung von Aluminium und Kupfer 19; f – davon Größtwasserversorger 16; g – davon Luftzerlegung 5, Chlor 3, Calciumcarbid 2, Acetylen 2; h – davon Metallverarbeitung 10; i – davon Molkerei 3, Brauerei 2, Fleischverarbeitung 1, Mineral-

Die regionale Verteilung der befragten Unternehmensstandorte auf die Bundesländer ist in Abb. 0-2 dargestellt. Alle Bundesländer sind vertreten, wobei knapp zwei Drittel der Standorte in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Bayern liegen.

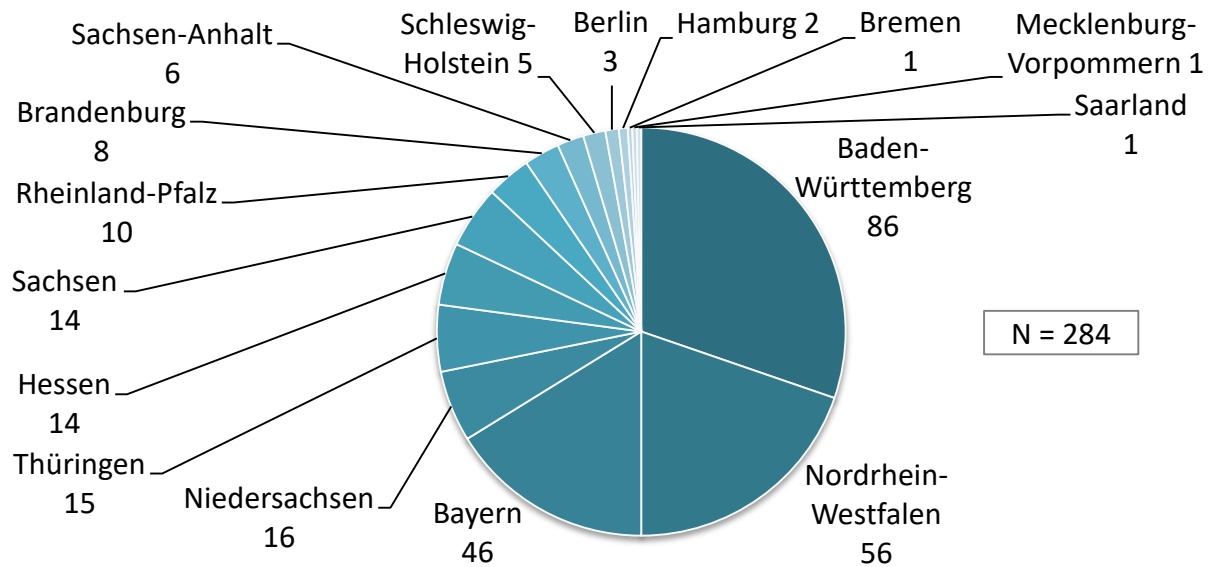


Abb. 0-2: Regionale Verteilung der befragten Unternehmensstandorte

Als beispielhafte zusätzliche Auswertung neben der im Hauptteil der Arbeit beschriebenen Validierung und Detailierung der quantitativen Erhebung gesamthafter DSI-Potentiale und ihrer DSI-Charakteristika wird an dieser Stelle auf Basis der erfassten empirischen Daten auf branchenspezifische Stärken und Hemmnisse ausgewählter Industriebranchen hinsichtlich einer DSI-Vermarktung eingegangen. Exemplarisch wird dabei auf die Wirtschaftszweige Papierindustrie, Gießereien, Zementindustrie, Glasindustrie und Herstellung von Nichteisenmetallen eingegangen, da hier besonders signifikante Stichproben aus der durchgeführten Unternehmensbefragung vorliegen (vgl. Abb. 0-1). Hierbei gibt es spezifische Unterschiede wie auch Gemeinsamkeiten zwischen den betrachteten Branchen. Differenzierte branchenspezifische Stärken und Hemmnisse hinsichtlich der DSI-Nutzung der betrachteten Branchen zeigt Abb. 0-3 im Überblick.

---

brunnen 1; j – davon Kunststoffverarbeitung 7; k – davon Graphitelektroden 3; l – davon Hebetchnik 2, Werkzeugmaschinenbau 1; m – davon Elektrostahl 2; n – davon Natursteingewinnung 6, Ziegelherstellung 3, Holzverarbeitung 3, Abwasserentsorgung 1

<b>Branchenspezifische</b>		
	<b>Stärken</b>	<b>Hemmnisse</b>
<b>Papierindustrie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Bei Standorten mit eigener Faserstoffproduktion ermöglichen häufig nachgeschaltete Speichersilos bzw. Maschinenbütten den flexiblen Betrieb dieser Prozesse (insbesondere Holzschleifer sind gut geeignet)</li> <li>&gt; Über die Hälfte der Standorte verfügt über Eigenerzeugungsanlagen mit teils hoher Leistung (bis zu 135 MW<sub>el</sub>), die häufig flexibel gefahren werden können</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Papiermaschinen als i.d.R. größte Stromverbraucher sind kaum flexibilisierbar</li> <li>&gt; Eingriffe in die Faserstoffproduktion können nur erfolgen, sofern die kontinuierliche Belieferung der Papiermaschine sichergestellt ist</li> <li>&gt; Faserstoffproduktion und Eigenerzeugung sind teilweise nicht SRL-geeignet</li> <li>&gt; Flexibler Betrieb der Eigenerzeugung durch Prozessdampfbedarf eingeschränkt</li> </ul>
<b>Gießereien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Häufig relativ geringe Prozessauslastungen ermöglichen flexiblen Einsatz</li> <li>&gt; Induktionsöfen haben meist eine Leistungsreserve, die ihnen erlaubt, zusammen mit der systembedingten thermischen Trägheit als Regler zu arbeiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Nur ein gutes Drittel der Standorte verfügt über Induktionsöfen</li> <li>&gt; Auch bei Standorten mit Induktionsofen liegt die schaltbare elektrische Leistung teilweise niedrig, sodass die erschließbaren Potenziale je Standort vergleichsweise gering sind</li> </ul>
<b>Zementindustrie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Häufig Speichersilos vorhanden, die den flexiblen Einsatz der Zementmühlen (und teilweise auch der Rohmehlmühlen) ermöglichen (teilweise reicht die Speicherkapazität für mehrere Produktionstage)</li> <li>&gt; Bei Zementmühlen bestehen häufig historisch gewachsene Überkapazitäten, um flexibel nach HT-/NT-Tarifen zu fahren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Zunehmend „Just-in-time“-Produktion bei teilweise nur geringen Kapazitäten der Speichersilos</li> <li>&gt; Rohmehlmühlen häufig aufgrund hoher Auslastung und Abwärme-Kopplung mit Klinkeröfen nicht flexibel</li> <li>&gt; Zementmühlen erfüllen die technischen Kriterien zur Vermarktung von Sekundärregelleistung (SRL) teilweise nicht</li> </ul>
<b>Glasindustrie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Stromeinsatz vorteilhaft für hohe Glasqualität</li> <li>&gt; Sehr kurze Aktivierungsdauer (&lt;30 sec.)</li> <li>&gt; Bivalentes Heizen der Glaswanne durch elektrischen Booster oder brennstoffbasierte Feuerung ermöglicht flexible Anpassung an den Energiemarkt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Es fehlen erste Unternehmen, die bereits eine Flexibilitätsvermarktung realisiert haben („First-Mover“)</li> <li>&gt; Mögliche Beeinträchtigung der Glasqualität aufgrund von Temperaturschwankungen durch den flexiblen Booster-Einsatz in der Glasschmelze näher zu untersuchen</li> </ul>
<b>Nichteisenmetalle</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Aus technischer Sicht häufig sehr schnelle Lastabschaltung für längere Zeiträume möglich (insbesondere bei der nasschemischen Elektrolyse)</li> <li>&gt; Bei Primärerzeugung besonders hohe spezifische Stromverbräuche und dadurch schaltbare Leistungen von bis über 100 MW<sub>el</sub> vorhanden</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Oftmals hohe Prozessauslastungen und fehlende Zwischenproduktspeicher verhindern häufigen flexiblen Einsatz</li> <li>&gt; Bei Standorten ohne Primärerzeugung fehlen teilweise große induktive Verbraucher, insbesondere bei der Sekundärerzeugung von Zink wird ausschließlich Öl-/Gasfeuerung eingesetzt</li> </ul>

Abb. 0-3: Branchenspezifische Stärken und Hemmnisse hinsichtlich der DSI-Nutzung ausgewählter Industriebranchen (Eigene Darstellung in Anlehnung an (Steurer et al. 2015b))

### **Papierindustrie**

Die Papierindustrie weist im Branchenvergleich sehr gute Chancen für die DSI-Realisierung auf. In der erhobenen Stichprobe von 70 Produktionsstandorten wurde bei 89 % eine grundsätzliche technische Eignung für eine DSI-Vermarktung festgestellt. Bei diesen Standorten führt knapp die Hälfte bereits eine Regelleistungsvermarktung durch. Ein wesentlicher Grund dafür ist der hohe Anteil von Standorten mit Eigenerzeugungsanlagen. Letztere erleichtern häufig den Einstieg in die DSI-Vermarktung, wobei Einschränkungen der Flexibilität durch den zu deckenden Prozessdampfbedarf zu berücksichtigen sind. Zudem besteht an einer Reihe von Standorten eine integrierte Faserstoffproduktion, die häufig hohe schaltbare Lasten und Puffermöglichkeiten durch Zwischenproduktspeicher aufweisen. Die kapitalintensiven Papiermaschinen eignen sich trotz des sehr hohen Stromverbrauchs kaum zur Flexibilisierung, da sie in der Regel voll ausgelastet fahren und ein träges Schaltverhalten aufweisen.

### **Gießereien**

Bei Gießereibetrieben verfügt nur gut ein Drittel aller Standorte über einen Induktionsofen. An diesen sind mehrheitlich die technischen Voraussetzungen für eine DSI-Vermarktung gegeben. Vorteilhaft sind dabei die häufig geringen Prozessauslastungen, bestehende Leistungsreserven und die prozessbedingte thermische Trägheit. Teilweise sind jedoch die schaltbaren Lasten relativ klein. Produkt- und standortabhängig lassen Qualitäts- und Lieferanforderungen teilweise nur wenig Spielraum zu.

### **Zementindustrie**

In der Zementindustrie bestehen relevante Flexibilitätspotentiale durch die bei Zementmühlen historisch gewachsenen Überkapazitäten. Zusammen mit den häufig vorhandenen Speichersilos lässt sich ein flexibler Einsatz der Zementmühlen – und teilweise auch der Rohmehlmühlen – absichern. Die Branche gehörte mit zu den ersten, die Lasten am Regelleistungsmarkt vermarktet haben. Die zunehmend angestrebte „Just-In-Time“-Produktion zur Minimierung von Überkapazitäten hingegen senkt die nutzbaren DSI-Vermarktungspotentiale. Es gibt zudem verschiedene technische Einschränkungen wie die Abwärme-Kopplung moderner Rohmehlmühlen mit dem Klinkerofen. Insgesamt lag bei den 40 befragten Standorten der Anteil mit technischer Eignung zur DSI-Vermarktung mit 65 % sowie der bereits am Regelleistungsmarkt aktiven Standorte mit 12 % niedriger als auf Basis der verfügbaren Literatur erwartet.

### **Glasindustrie**

Die in der Literatur im DSI-Kontext noch kaum beachtete Behälterglasindustrie weist eine sehr gute Eignung für DSI auf. Die sehr kurze Aktivierungszeit und der prozesseitig vorteilhafte Wärmeeintrag durch Strom ermöglichen sehr gute Vermarktungschancen. Letzteres wird

durch das bivalente Beheizen der Glaswanne durch brennstoffbasierte Befeuerung oder elektrische Booster schon heute berücksichtigt. Hemmnisse stellen der ungeklärte Einfluss auf die Glasqualität sowie das Fehlen eines ersten Pilotunternehmens in der Vermarktung dar (Steurer et al. 2016b).

### **Nichteisenmetalle**

Bei Standorten mit Primärerzeugung von Aluminium, Kupfer, Zink und Siliziummetall konnte ebenfalls eine sehr gute Eignung für DSI festgestellt werden. Die schaltbaren Leistungen liegen hier häufig im zwei- oder dreistelligen MW-Bereich je Standort. Diese Potentiale werden häufig bereits zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen nach AbLaV oder im Regelleistungsmarkt eingesetzt. Standorte mit Sekundärerzeugung und Bearbeitung dieser Metalle sind wegen teilweise fehlender großer induktiver Verbraucher oder unflexiblen Prozessabläufen deutlich seltener für eine DSI-Vermarktung geeignet.

Gemeinsame Stärken der beschriebenen Branchen sind die im Vergleich zur restlichen Industrie deutlich überdurchschnittlichen Lasten je Standort und die häufige Ausstattung mit leittechnischen Systemen. Beides wirkt sich deutlich senkend auf die notwendigen spezifischen Investitions- und Fixkosten für die Realisierung einer DSI-Vermarktung aus. Als branchenübergreifende Hemmnisse bei der Vermarktung von DSI-Potentialen wurden einerseits organisatorische und technische Aspekte wie Restriktionen durch Lieferverpflichtungen, mögliche Qualitätseinbußen, notwendige Planungs- und Personalaufwände für die Flexibilitätsaktivierung oder Vorbehalte gegenüber einem automatisierten Schalteingriff von außen festgestellt (Steurer et al. 2016b). Andererseits waren regulatorische Aspekte eines der am häufigsten genannten Hemmnisse einer DSI-Realisierung bei den befragten Unternehmen.

### Anhang D: Detaillierte Beschreibung der Potentialsegmentierung

Die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Potentialsegmentierung wird in diesem Abschnitt für die Auswahl konkret definierter DSI-Optionen für die weitere Analyse in dieser Arbeit konkretisiert. In Tab. 0-3 sind die für die nähere Analyse ausgewählten Anwendungsbereiche mit Verbrauchssektor, vorherrschendem Technologietyp (Produktionsprozess oder Querschnittstechnologie), Zuordnung nach WZ 2008 (Destatis 2008) sowie jeweils einer abgekürzten Bezeichnung (Kürzel) dargestellt.

Tab. 0-3: Definition von Anwendungsbereichen für die Analyse

Verbrauchs- sektor	Technologie- typ	Anwendungsbereich			
		Bezeichnung	Branchen nach WZ 2008	Kürzel	
Industrie	Produktions- prozesse	Nichteisenmetalle	24.42-45	NEM	
		Stahl-Industrie	24.10	Stl	
		Gießereien	24.51-53	Guss	
		Graphitindustrie	27.90	Grl	
		Papierindustrie	17.11, 17.12	PI	
		Chemieindustrie	20.11, 20.14	CI	
		Zementindustrie	23.51	ZI	
		Glasindustrie	23.13	Glas	
	GHD	Querschnitts- technologien	Ernährungsindustrie	10, 11, 12	EI
			Kunststoffindustrie	22	KI
			Metallbearbeitung	24.2-3, 25	Meb
			Maschinenbau	28	Mach
			Fahrzeugbau	29, 30	Fzb
			Landwirtschaft	1.41, 1.46	Lw
Gartenbau			81.30.1	Gb	
Büros			53, 58, 60, 61, 64, 65, 66, Viersteller aus 38, 39 bis 96	Büro	
Beherbergung			55	Beh	
Krankenhäuser			86.1	Krh	
Haushalte		Handel	45.1, 45.3-4, 47.1-7	Ha	
		Gastronomie	56	Gast	
		Kühlhäuser	52.10	Kühlh	
		Wasserversorgung	36	Wv	
		Recycling	38.3	Rec	
		Haushalte	-	HH	

Aufgrund ihres im Vergleich zum gesamten Produktionssektor geringen Strombedarfs (vgl. (Schlomann et al. 2011)) bei gleichzeitig sehr geringer Datenverfügbarkeit, bleiben die Anwendungsbereiche Kohlenbergbau (WZ 5), Holzindustrie (WZ 16), Mineralölverarbeitung (WZ 19.2) sowie Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung (WZ 25.61) unberücksichtigt.

Bei der Auswahl betrachteter Technologien wird zwischen Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien differenziert. Bei Produktionsprozessen bestehen häufig keine öffentlich zugänglichen Daten auf der notwendigen Detaillierungsebene und in vielen Fällen wurde das Flexibilisierungspotential noch nicht quantitativ untersucht (vgl. dazu (Styczynski und Sauer 2015)). Die Auswahl der Prozesstechnologien für die DSI-Potentialanalyse erfolgt daher auf Basis vorhandener Literaturhinweise und der umfangreiche Prüfung der Datenverfügbarkeit aus statistischen, literaturanalytischen und empirischen Quellen. Tab. 0-4 zeigt die 22 ausgewählten Produktionsprozesse (schwarze Schrift) mit Kürzel und ordnet sie Anwendungsbereichen und Herstellungsprodukten zu. In grauer Schrift dargestellt sind Prozesstechnologien, zu denen zwar vereinzelt Literaturhinweise bestehen, jedoch nicht genügend Datenmaterial für eine belastbare Analyse vorhanden ist. Auf Basis bestehender Literatur und Statistik (vgl. (Schlomann et al. 2011), (Destatis 2009, 2015b)) ist davon auszugehen, dass die nicht berücksichtigten Branchen Produktionsprozesse mit ihren technischen Charakteristika hinsichtlich Gesamtstromnachfrage und Lastprofil sowie ökonomischen Charakteristika hinsichtlich Wertschöpfungsstruktur keinen maßgeblichen Einfluss auf das insgesamt ermittelte DSI-Potential hätten.

Analog zu Tab. 0-4 werden in Tab. 0-5 den 16 Anwendungsbereichen aus dem Bereich Querschnittstechnologien insgesamt 15 wesentliche Querschnittstechnologien zugeordnet. Daraus resultieren 44 Kombinationen aus Anwendungsbereich und Technologie für die nähere Analyse (schwarze Schrift in Tab. 0-5). In grauer Schrift dargestellt sind Technologien, bei denen auf Basis der Literaturanalyse im jeweiligen Anwendungskontext vergleichsweise geringe Flexibilisierungspotentiale erwartet werden und die daher in der weiteren Analyse keine Berücksichtigung finden.



Tab. 0-4: Differenzierung von Produktionsprozessen für die Analyse

Anwendungsbereich	Herstellungsprodukt	Wesentliche Prozesstechnologie(n)	
		Bezeichnung	Kürzel
NEM	Primäraluminium	Schmelzflusselektrolyse	Al, primär
	Primärzink	Nasschemische Elektrolyse	Zn, primär
	Primärkupfer	Elektrolytische Kupferraffination	Cu, primär
	Silizium-Metall	Lichtbogenofen	Si, primär
	Sekundär-NE-Metalle*	Induktionsofen	-
Grl	Graphitelektroden	Graphitierungsöfen	Graphit
Stl	Elektrostahl	Elektrolichtbogenofen	E-Stahl
	Stahllegierungen*	Pfannenöfen	-
	Halbzeuge*	Walzwerk, Stranggusswerk	-
Guss	Aluminiumguss	Induktionsofen	Al, Guss
	Stahl- und Eisenguss		Fe, Guss
	Sonstiger Guss*	Induktionsofen	-
PI	Holzstoff	Holzschleifer	Holzschliff
		Thermo Mechanical Pulp (TMP)-Refiner	TMP
	Zellstoff	Pulper, Zellstoffkocher	Zellstoff
	Altpapierstoff	Pulper, Refiner	Altpapier
	Papier	Papiermaschine	Papier
Cl	Chlor	Elektrolyse (Membranverfahren)	Cl <sub>2</sub> , M
		Elektrolyse (Amalgamverfahren)	Cl <sub>2</sub> , Hg
		Elektrolyse (Deaconverfahren)	Cl <sub>2</sub> , HCl
		Elektrolyse (Diaphragmaverfahren)	Cl <sub>2</sub> , D
	Sauerstoff	Luftverdichtung, Produktverdichtung	O <sub>2</sub>
	Sonstige Luftgase*	Luftverdichtung, Produktverdichtung	-
	Calciumcarbid	Lichtbogenofen	CaC <sub>2</sub>
Polymere*	Lichtbogen	-	
Zl	Zement	Zementmühle	Zement
	Rohmehl	Rohmehlmühle	Rohmehl
Glas	Behälterglas	Elektrischer Booster	Glas
	Sonstiges Glas*	Elektrischer Booster	-

\* Aufgrund unzureichenden Datenmaterials nicht in der Analyse berücksichtigt

Tab. 0-5: Technologiespezifische Differenzierung bei Querschnittstechnologien

Anwendungsbereich	Wesentliche Querschnittstechnologie(n)	
	Bezeichnung	Kürzel
EI	Kältemaschine (Produktion), Lüftungsanlage, Klimatisierungsanlage (Büros)	EI_KM/LA/KA
KI	Lüftungsanlage, Klimatisierungsanlage (Büros)	KI_LA/KA
Meb		Meb_LA/KA
Mach		Mach_LA/KA
Fzb		Fzb_LA/KA
Alle Industriebranchen	Elektrische Wärmeerzeugung*, Beleuchtung*, Druckluft*, Förderanlage*	-
Lw	Kältemaschine (Produkte), Lüftungsanlage (Ställe); Differenzierung Milchkuh- und Schweinehaltung	Lw_K_KM/LA; Lw_S_KM/LA
Gb	Beleuchtung	Gb
Büro	Kältemaschine/Kühl-/Gefriergerät, Lüftungsanlage, Klimatisierungsanlage	Büro_KM/LA/KA
Beh		Beh_KM/LA/KA
Krh		Krh_KM/LA/KA
Ha		Ha_KM/LA/KA
Gast		Gast_KM/LA/KA
Kühlh	Kältemaschine	Kühlh
Wv	Pumpanlage	Wv
Rec	Zerkleinerer, Schredder*	Rec
Alle GHD-Branchen außer Gartenbau	Elektrische Wärmeerzeugung*, Beleuchtung*	-
HH	Kühlgerät, Gefriergerät, Klimatisierungsanlage, elektrische Wärmepumpe, Elektrospeicherheizung, Umwälzpumpe, Warmwasseraufbereitung, Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler	HH_KG/GG/KA /WP/ESH /UP/WW /WM/WT/GS

\* Aufgrund vergleichsweise geringer Flexibilisierungspotentiale nicht in der Analyse berücksichtigt

Als standortspezifische Differenzierung werden den definierten Anwendungsbereichen jeweils bis zu sechs Größenklassen zugeordnet (Tab. 0-6). Bei Querschnittstechnologien in Industrie und GHD werden insgesamt 67 Kombinationen aus Anwendungsbereich und Größenklasse definiert, für die statistische Daten vorliegen. Jeder dieser 67 Kombinationen wird im Verlauf der Analyse eine durchschnittliche für DSI erschließbare Leistung sowie technische Ausstattungsmerkmale in Bezug auf die Ausrüstung mit IKT zugeordnet. Auf diese Weise können differenzierte Aussagen zum Erschließungsaufwand von DSI-Potentialen getroffen werden.

Tab. 0-6: Standortspezifische Differenzierung nach Größenklassen

Anwendungsbereich	Differenzierung nach Größenklassen						
	Bezugseinheit	I	II	III	IV	V	VI
Produktionsprozesse	Standortscharfe Differenzierung nach Produktionskapazität						
EI	# (Anzahl) Büromitarbeiter	>1.000	500-999	100-499	20-99	-	-
KI							
Meb							
Mach							
Fzb							
Lw_K	# Nutztiere	>200	100-199	50-99	20-49	10-19	1-9
Lw_S		>2.000	1.000-1.999	500-999	250-499	100-249	1-99
Gb	ha Gewächshausfläche	>20	10-20	-	-	-	-
Büro	# Mitarbeiter	>250	50-249	10-49	1-9	-	-
Beh	# Betten	>1.000	500-999	100-499	30-99	10-29	-
Krh		>800	600-799	400-599	200-399	1-199	-
Ha	Ø m <sup>2</sup> Verkaufsfläche	5.000	1.450	250	-	-	-
Gast	# Mitarbeiter	>10	6-9	3-5	1-2	-	-
Kühlh	Tsd. m <sup>3</sup> Kühlvolumen	>125	100-125	75-99	50-74	25-49	<25
Wv	Mio. m <sup>3</sup> /a Wassergewinnung	>10	1-10	<1	-	-	-
Rec	# Mitarbeiter	>100	50-99	1-49	-	-	-
HH	Differenzierung nach Ausstattungsmerkmalen						

Bei industriellen Produktionsprozessen erfolgt auf Basis einer umfassenden standortscharfen Datenbank aller betrachteten Branchen eine standortspezifische Zuordnung von Produktionskapazitäten. Diese wird zur regionalen Verteilung der bestimmten Potentiale herangezogen, da hierzu keine ausreichend hoch aufgelösten Top-Down-Daten wie bei Querschnittstechnologien bestehen. Für die Ermittlung ökonomischer DSI-Charakteristika spielt dies eine untergeordnete Rolle, da bei den betrachteten Produktionsprozessen aufgrund hoher Bezugsleistungen auch bei im Branchenvergleich kleinen Standorten von einem verhältnismäßig geringen Erschließungsaufwand ausgegangen wird. Bei Privathaushalten sind die standortspezifischen Unterschiede in Bezug auf Standortgröße und IKT-Ausstattung nicht so ausgeprägt wie im gewerblichen Bereich. Daher wird hier eine Differenzierung nach dem Ausstattungsmerkmal DSI-fähiger Technologien nach Tab. 0-5 getroffen.

## Anhang E: Detaillierte Datenbasis zur Potentialerhebung und -charakterisierung

Im folgenden Abschnitt werden Berechnungsformeln und Datengrundlage für alle quantitativ ermittelten Charakteristika von DSI-Potentialen beschrieben. Zu allen einbezogenen Primärdaten werden Unsicherheiten erhoben bzw. abgeschätzt. Angegeben werden Erwartungswerte  $X$  mit einer durch das Symbol  $\pm$  gekennzeichneten Fehlerspanne. Durch Subtrahieren bzw. Addieren der Fehlerspanne ergeben sich der Minimalwert  $X_{\min}$  bzw. der Maximalwert  $X_{\max}$  der Primärdaten. Bei resultierenden Größen  $Z$  erfolgt die Berechnung des Fehlermaßes  $|F_Z|$  nach (0-1) und wird ebenfalls durch das Symbol  $\pm$  gekennzeichnet.

$$|F_Z| \leq \frac{X_{\max} - X_{\min}}{X_{\max} + X_{\min}} \quad (0-1)$$

Die Parameterbestimmung ist nach folgendem Schema aufgebaut: Die jeweils beschriebenen Parameter werden kurz erläutert und mit mathematischen Formeln in Abhängigkeit von Eingangsdaten ausgedrückt. Diese Eingangsdaten werden in jeweils nachfolgenden Tabellen im für die Berechnung notwendigen Detailgrad angegeben. Quellenangaben sind dabei jeweils mit hochgestellten Ziffern gekennzeichnet. Hochgestellte Buchstaben indizieren sonstige relevante Erläuterungen. Sofern keine Fußnote angegeben ist, stammt der angegebene Wert aus eigener Berechnung auf Basis der genannten Formeln und Quellen.

### E.1 Theoretisches Potential

Die installierte Leistung  $P_{\text{inst}}$  stellt das theoretisch maximale schaltbare Potential einer DSI-Option dar. Im Gegensatz zu Eigenerzeugungsanlagen sind installierte Leistungen von Stromverbrauchern in der Regel nicht statistisch erfasst und müssen daher auf Basis der vorliegenden Daten abgeschätzt werden. Kann  $P_{\text{inst}}$  bei einer Grundgesamtheit von DSI-Optionen nicht vollständig empirisch erhoben werden, lässt sie sich auf unterschiedliche Arten ermitteln.

#### E.1.1 Bestimmung bei industriellen Produktionsprozessen

Für industrielle Produktionsprozesse ergibt sich  $P_{\text{inst}}$  nach (0-2) aus der Jahresproduktionskapazität  $m_{\text{Kap}}$  des produzierten Guts, dem spezifischen Stromverbrauch  $E_{\text{spez}}$  je produzierter Tonnage sowie einem Nichtverfügbarkeitsfaktor  $v_N$ . Der Nichtverfügbarkeitsfaktor resultiert aus notwendigen Stillstandszeiträumen, die beispielsweise aufgrund von Revisions- und Wartungsarbeiten auftreten. Eine Vielzahl von Industrieprozessen weist eine vergleichsweise hohe installierte Verbrauchsleistung je Standort auf. Diese kann, beispielsweise bei der Herstellung von Primäraluminium oder Elektrostahl, bis über 100 MW<sub>el</sub> je Standort betragen.

$$P_{\text{inst}} = \frac{m_{\text{Kap}} \cdot E_{\text{spez}}}{8760 \cdot (1 - v_N)} \quad (0-2)$$

Für  $E_{spez}$  können der Energieeffizienz-Literatur, beispielsweise Stand-der-Technik-Referenzstudien der EU-Kommission (z. B. (EK 2015)), in der Regel Wertespannen entnommen werden.  $m_{Kap}$  ist für manche Produktionsanwendungen in öffentlichen statistischen Daten, beispielsweise von Branchenverbänden (z. B. (Eurochlor 2014)), erfasst. Ist  $m_{Kap}$  nicht bekannt, kann sie nach (0-3) näherungsweise über die Jahresproduktionsmenge  $m_{Prod}$  und die jährlichen Volllastbenutzungsstunden VBH des Prozesses bestimmt werden.  $m_{Prod}$  ist in der Regel statistisch gut erfasst (z. B. (Destatis 2014a)). Zu den VBH gibt es für relativ viele Produktionsanwendungen Angaben in der Literatur zu DSI-Potentialen (z. B. (Apel et al. 2012)), die auf empirischen Stichproben beruhen. Ist dies nicht der Fall, müssen die VBH abgeschätzt werden.

$$m_{Kap} = \frac{m_{Prod} \cdot 8760}{VBH} \quad (0-3)$$

Die gesamte installierte Leistung  $P_{max, ges}$  eines Industrieprozesses in Summe über alle Produktionsstandorte mit diesem Prozess in Deutschland kann mit Gleichung (0-4) berechnet werden. Diese ergibt sich aus (0-2) unter Verwendung des Summenwerts  $m_{Kap, ges}$  der Jahresproduktionskapazität und der Durchschnittswerte für den spezifischen Stromverbrauch  $E_{spez, \emptyset}$  sowie des Faktors für Nichtverfügbarkeit  $v_{N, \emptyset}$ .

$$P_{inst, ges} = \frac{m_{Kap, ges} \cdot E_{spez, \emptyset}}{8760 \cdot (1 - v_{N, \emptyset})} \quad (0-4)$$

Einen Sonderfall bei der Bestimmung von  $P_{inst}$  stellen sogenannte Batch-Prozesse, hier bei der Herstellung von Elektrostahl, dar. Der Prozess des Beschickens, Einschmelzens und Absteichens des Stahlschrotts im Lichtbogenofen läuft diskontinuierlich ab (Haverkamp 2009). Aus Angaben des Branchenverbands Wirtschaftsvereinigung Stahl (WV Stahl) ergibt sich, dass die maximale Produktionskapazität  $m_{Kap}$  im Durchschnitt über alle deutschen Elektrostahlwerke bei etwa 5.200 Volllastbenutzungsstunden der Elektrolichtbogenöfen erreicht wird. Dies ist bei der Berechnung von  $P_{inst}$  entsprechend zu berücksichtigen und ist ein Grund für die besonders deutliche Diskrepanz einiger Literaturangaben. (Langrock et al. 2015) gibt  $P_{inst}$  für alle Elektrostahlwerke in Deutschland mit 2.126 MW<sub>el</sub> an, wobei der wesentliche Anteil dabei auf Elektrolichtbogenöfen entfällt. (Kohler et al. 2010) gibt  $P_{inst}$  der Elektrolichtbogenöfen dagegen mit 1.107 MW<sub>el</sub> an.

In Tab. 0-7 sind die theoretisch bestimmte installierte Leistung  $P_{inst, theor}$  und alle zu ihrer Berechnung nach Gleichung (0-4) notwendigen Eingangsdaten der 22 betrachteten Produktionsprozesse mit Fehlermaßen angegeben. Theoretisch heißt, dass noch keine eigenen empirischen Daten in die Berechnung einfließen. Das resultierende Fehlermaß in Summe aller betrachteten Prozesse bezogen auf  $P_{inst}$  beträgt 25 %.

Tab. 0-7: Theoretisch bestimmte installierte Leistung und Daten zu ihrer Berechnung bei industriellen Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	$m_{\text{Kap, ges}}$		$E_{\text{spez, } \emptyset}$		$v_{n, \emptyset}$		$P_{\text{inst, theor}}$	
	[kt/a]	±	[kWh <sub>el</sub> /t]	±	[%]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Al, primär	540 (625) <sup>a, 1</sup>	≈0	14.803 <sup>1,2,3</sup>	688	1 <sup>4</sup>	0,7	922 (1.067)*	49 (57)
Zn, primär	150 <sup>1</sup>	10	4.000 <sup>5,6</sup>	600	3 <sup>6</sup>	2	71	17
Cu, primär	450 <sup>1</sup>	20	350 <sup>3,5</sup>	75	5 <sup>7</sup>	1	19	5
Si, primär	33 <sup>2,8</sup>	3	15.000 <sup>2,8</sup>	200	5 <sup>7</sup>	1	59	7
Graphit	67 <sup>9</sup>	7	3.700 <sup>6</sup>	600	5 <sup>7</sup>	1	30	8
E-Stahl	15.700 <sup>10</sup>	600	668 <sup>10,11,12</sup>	143	42 <sup>13</sup>	3	2.064	615
Al, Guss	382 <sup>b, 14</sup>	115	625 <sup>15</sup>	25	5 <sup>7</sup>	1	29	12
Fe, Guss	1.527 <sup>b, 16</sup>	763	585 <sup>15</sup>	65	5 <sup>7</sup>	1	107	92
Holzschliff	1.123 <sup>2,10,17</sup>	247	1.500 <sup>18,19,20</sup>	400	5 <sup>7</sup>	1	202	95
TMP	458 <sup>2,17</sup>	62	2.500 <sup>19,20,21</sup>	700	5 <sup>7</sup>	1	138	56
Zellstoff	1.814 <sup>2,17</sup>	109	430 <sup>18,19,22</sup>	180	5 <sup>7</sup>	1	94	45
Altpapier	19.328 <sup>2,17</sup>	580	260 <sup>18,19,23</sup>	60	5 <sup>7</sup>	1	604	162
Papier	26.203 <sup>2,17</sup>	786	125 <sup>18,19,24</sup>	25	5 <sup>7</sup>	1	1.417	446
Cl <sub>2</sub> , M	3.290 <sup>25</sup>	≈0	2.600 <sup>26</sup>	500	5 <sup>7</sup>	1	1.028	208
Cl <sub>2</sub> , Hg	427 <sup>25</sup>	≈0	3.400 <sup>26</sup>	400	5 <sup>7</sup>	1	174	22
Cl <sub>2</sub> , HCl	290 <sup>25</sup>	≈0	3.580 <sup>27</sup>	465	5 <sup>7</sup>	1	125	17
Cl <sub>2</sub> , D	1.140 <sup>25</sup>	≈0	2.800 <sup>26</sup>	200	5 <sup>7</sup>	1	384	31
O <sub>2</sub>	6.080 <sup>28</sup>	182	250 <sup>29,30</sup>	20	5 <sup>7</sup>	1	183	22
CaC <sub>2</sub>	210 <sup>7</sup>	32	3.100 <sup>31</sup>	403	5 <sup>7</sup>	1	78	22
Zement	41.780 <sup>32</sup>	1.253	47 <sup>10,12,32</sup>	7	22 <sup>2,10</sup>	3	287	62
Rohmehl	37.860 <sup>c, 32</sup>	1.893	39 <sup>32***</sup>	6	10 <sup>2,10</sup>	2	187	42
Glas	4.478 <sup>33</sup>	224	30 <sup>33</sup>	30	5 <sup>7</sup>	1	59	19
<b>Summe</b>	163.415	6.886	∅ 3.287	∅ 301	∅ 7	∅ 1	8.261 (8.406)	2.056 (2.64)

a – In der Aluminiumhütte in Neuss sind im Jahr 2015 nur zwei der drei Produktionslinien in Betrieb, sodass die Jahresproduktionskapazität bei 150 kt statt bei 235 kt liegt (Hydro 2016), (Hydro 2015)

b – Nach (Focken et al. 2011) waren 2011 ca. 150 von insgesamt 416 Gießereistandorten mit einem Induktionsofen ausgestattet - basierend auf dieser Angabe wird ein Faktor 0,25 +/- 0,15 für den Anteil relevanter Kapazität an der gesamten Gießereiproduktionskapazität abgeschätzt, dieser berücksichtigt, dass häufig auch an Standorten mit Induktionsöfen Öl- oder Gasöfen bestehen

c –  $m_{\text{Kap}}$  und  $E_{\text{spez}}$  sind bei Rohmühlen auf Rohmaterial, nicht auf Klinker bezogen (vgl. (Brunke und Blesl 2014c))  
 1 – Basierend auf öffentlichen Unternehmensangaben (Homepages, Umweltberichte, Geschäftsberichte, Pressemitteilungen); 2 – Basierend auf nicht-öffentlichen Unternehmensangaben (i.d.R. persönliche Unternehmensbefragung) sofern Wert nicht aggregiert angegeben, liegt eine ausdrückliche Veröffentlichungserlaubnis des Unternehmens vor; 3 – (EK 2001b); 4 – (Flesch 2013); 5 – (Dittmeyer et al. 2006); 6 – Unternehmensangabe vorlie-

gend, aus Datenschutzgründen nicht exakt, sondern als Korridor angegeben; 7 – Eigene Abschätzung in Anlehnung an (Gils 2014); 8 – Basierend auf (Hoffmann 2013); 9 – (Destatis 2014a); 10 – (Apel et al. 2012); 11 – (Brunke und Blesl 2014a), 12 – (Kohler et al. 2010); 13 – Basierend auf (Haverkamp 2009) und (WV Stahl 2013); 14 – (WVM 2014); 15 – (Baake 2015); 16 – Basierend auf (BDG 2014); 17 – Basierend auf (VDP 2015); 18 – (Fleiter et al. 2012); 19 – (EK 2015); 20 – (Nathani 2003); 21 – (Schlomann et al. 2011); 22 – (AIChE 2006); 23 – (Focken et al. 2011); 24 – (EK 2001a); 25 – (Eurochlor 2014); 26 – (Brinkmann et al. 2014); 27 – Experteneinschätzung; 28 – Basierend auf (Destatis 2014a); 29 – (Fleiter et al. 2013); 30 – (Häring 2010); 31 – (Gutschi und Stigler 2008); 32 – (Brunke und Blesl 2014c); 33 – (Brunke und Blesl 2014b)

### Empirisch gestützte genauere Bestimmung

Liegen zu einem Teil der untersuchten Grundgesamtheit empirische Daten zu Produktionskapazität und installierter Leistung vor, kann die empirisch gestützte installierte Leistung  $P_{inst,ges}$  nach (0-5) berechnet werden.  $v_{emp}$  ist dabei der Anteil der empirisch erfassten Produktionskapazität an der Produktionskapazität der Grundgesamtheit.  $P_{inst,emp}$  ist die Summe der empirisch erfassten installierten Leistungen von Einzelstandorten.

$$P_{inst,ges} = P_{inst,emp} + P_{inst,ber} = P_{inst,emp} + \frac{(1 - v_{emp}) \cdot m_{Kap} \cdot E_{spez}}{8760 \cdot (1 - v_n)} \quad (0-5)$$

Tab. 0-8 zeigt ausgewählte Daten aus der empirischen Untersuchung konkreter Unternehmensstandorte. Nach (0-5) wird aus den gezeigten Eingangsdaten  $P_{inst,ges}$  berechnet. Wo Rückschlüsse auf Einzelstandorte gezogen werden könnten, sind die gezeigten Daten im notwendigen Maß aggregiert dargestellt. Das resultierende Fehlermaß in Summe aller betrachteten Prozesse bezogen auf  $P_{inst}$  beträgt 16 % und konnte somit durch die empirische Erhebung im Vergleich zu  $P_{inst,theor}$  um 10 % verringert werden.

Tab. 0-8: Empirisch gestützte installierte Leistung und Daten zu ihrer Berechnung bei industriellen Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Produktionsstandorte				$m_{Kap, emp}/m_{Kap, ges}$		$P_{inst, ges}$	
	gesamt	relevant	Spezifische Information vorliegend		[%]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
			gesamt	Detail				
Al, primär	4	4	4	2	47	≈0	938 (1.083)	22 (30)
Zn, primär	1	1	1	1	100	0	182	5
Cu, primär	1	1	1	0	0	0		
Si, primär	1	1	1	1	100	0		
Graphit	3	3	3	3	100	0		
E-Stahl	19	19	19	2	100	0	2.120	≈0
Al, Guss	<416 <sup>a</sup>	<150 <sup>b</sup>	27	1	7	2	148	103
Fe, Guss			22	2	6	3		
Holzschliff	8	8	7	4	17	5	336	139
TMP	2	2	1	1	22	5		
Zellstoff	7	7	5	1	11	2	693	201
Altpapier	62	62	34	2	4	≈0		
Papier	116	116	53	3	6	≈0	1.412	424
Cl <sub>2</sub> , M	15	15	3	1	8	≈0	1.709	263
Cl <sub>2</sub> , Hg	3	3	1	0	0	0		
Cl <sub>2</sub> , HCl	2	2	0	0	0	0		
Cl <sub>2</sub> , D	2	2	1	0	0	0		
O <sub>2</sub>	50	50	5	0	0	0	183	22
CaC <sub>2</sub>	10	10	1	0	0	0	78	22
Zement	49	48	40	13	21	1	488	91
Rohmehl	33	33	23	6	15	2		
Glas	31	29	25	5	20	1	63	17
<b>Summe</b>	711 <sup>c</sup>	442 <sup>c</sup>	196	48	∅ 21	∅ 0,5	8.350 (8.495)	1.310 (1.318)

a – Gesamtzahl aller Gießereien nach (Destatis 2014a)

b – Nach (Focken et al. 2011) verfügen ca. 150 Gießereien über elektrische Induktionstiegelöfen

c – Überschneidungen bei Standorten der Papier-, Chlor- und Zementindustrie

### E.1.2 Bestimmung bei Querschnittstechnologien

Bei Querschnittstechnologien kann  $P_{inst}$  nach (0-6) über den Jahresstromverbrauch  $E_i$  der DSI-Option und die Vollastbenutzungsstunden VBH berechnet werden.



$$P_{inst} = \frac{E_i}{VBH} \quad (0-6)$$

Sowohl für  $E_i$  als auch die VBH existieren für bestimmte Anwendungen Angaben aus der Energiebilanz-Literatur, wie beispielsweise (Schlomann et al. 2014). Diese beruht auf Breitenerhebungen kombiniert mit Top-Down-Daten. Kann  $E_i$  nicht mit ausreichender Genauigkeit der Literatur entnommen werden, ist er auf Basis statistischer Daten, wie beispielsweise Flächenbestand oder Heizgradtage, sowie spezifischen Stromverbräuchen der betrachteten Technologien zu ermitteln. Typische VBH sind der Literatur zu DSI-Potentialen (z. B. (Klobasa 2007)) zu entnehmen oder abzuschätzen. Fehlermaße können analog zu Produktionsprozessen nach (0-1) abgeschätzt werden.

### E.1.2.1 Industrie und GHD

#### Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen

Bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD kann der Jahresstromverbrauch nach (0-7) über den spezifischer Stromverbrauch je Querschnittstechnologie und Branche  $E_{spez,i}$ , den mechanisch belüfteten oder klimatisierter Flächenanteil  $b_i$  sowie die Gesamtfläche je Branche  $A_{ges}$  bestimmt werden.

$$E_i = E_{spez,i} \cdot b_i \cdot A_{ges} \quad (0-7)$$

Für die betrachteten industriellen Anwendungsbereiche liegen keine Primärdaten zur Bürofläche vor. Diese können auf Basis der Gesamtzahl der Mitarbeiter je Anwendungsbereich  $N_{MA, ges}$ , dem Anteil der Büroangestellten an der gesamten Belegschaft  $a_{BA, \emptyset}$  und dem spezifischen Flächenbedarf je Büroangestelltem  $A_{spez, BA, \emptyset}$  nach (0-8) ermittelt werden. Die entsprechende Datengrundlage gibt Tab. 0-9.

$$A_{ges} = N_{MA, ges} \cdot a_{BA, \emptyset} \cdot A_{spez, BA, \emptyset} \quad (0-8)$$

Tab. 0-9: Datengrundlage für die Berechnung der Bürofläche in Industriebranchen in Deutschland

Anwendungsbereich	$N_{MA, ges}$		$a_{BA, \emptyset}$		$A_{spez, BA, \emptyset}$	
	[-]	±	[%]	±	[m <sup>2</sup> ]	±
EI	569.974 <sup>1</sup>	≈0	35 <sup>2</sup>	2	47 <sup>3</sup>	2
KI	386.018 <sup>1</sup>	≈0	28 <sup>2</sup>	2		
Meb	698.463 <sup>1</sup>	≈0	27 <sup>2</sup>	2		
Mach	1.019.473 <sup>1</sup>	≈0	43 <sup>2</sup>	2		
Fzb	921.540 <sup>1</sup>	≈0	32 <sup>2</sup>	2		

1 – (Destatis 2015a); 2 – Berechnet als Durchschnitt der Jahre 1995-2004 nach (Destatis 2009), da das Merkmal in späteren Jahren nicht mehr statistisch erfasst wird; 3 – (Rohde et al. 2013)

Der Anwendungsbereich Landwirtschaft stellt bei der Bestimmung des Jahresstromverbrauchs einen Sonderfall dar. Klimatisierungsanwendungen spielen hier keine relevante Rolle. Für Lüftungsanlagen kann  $E_i$  nach (0-9) aus dem Mittelwert des spezifischer Lüftungsverbrauchs je Tierart  $E_{spez,i}$ , dem Anteil der Lüftung am Gesamtstromverbrauch  $s_i$  sowie der Anzahl der Tiere je Tierart (differenziert werden Milchkühe und Schweine) in Deutschland  $T_i$ .

$$E_i = E_{spez,i} \cdot s_i \cdot T_i \quad (0-9)$$

In Tab. 0-10 und Tab. 0-11 sind die notwendigen Daten zur Bestimmung von  $E_i$  bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD nach (0-7) und (0-9) dargestellt. Darauf aufbauend zeigt Tab. 0-12 die nach (0-6) berechnete installierte Leistung von Lüftungsanlagen und Tab. 0-13 die analog bestimmte installierte Leistung von Klimatisierungsanlagen.

Tab. 0-10: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs bei Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen

Anwendungsbereich	$A_{ges}$		$b_{LA, \emptyset}$		$E_{spez, LA, \emptyset}$		$b_{KA, \emptyset}$		$E_{spez, KA, \emptyset}$	
	[Mio. m <sup>2</sup> ]	±	[%]	±	[kWh/m <sup>2</sup> ]	±	[%]	±	[kWh/m <sup>2</sup> ]	±
EI	9,4 <sup>1</sup>	1,0	100 <sup>2</sup>	≈0	15 <sup>3</sup>	1,5	51 <sup>4</sup>	2,6	20 <sup>4</sup>	2
KI	5,1 <sup>1</sup>	0,6								
Meb	8,9 <sup>1</sup>	1,1								
Mach	20,6 <sup>1</sup>	1,9								
Fzb	13,9 <sup>1</sup>	1,5								
Büro	545 <sup>5</sup>	55	6 <sup>2</sup>	0,6	15 <sup>3</sup>	1,5	_b	_b		
Beh_Verkauf	16,8 <sup>a</sup>	1,7	10 <sup>6</sup>	1,0	28,9 <sup>6</sup>	2,9				
Beh_Produktion	47,9 <sup>a</sup>	4,8			2,1 <sup>6</sup>	0,2				
Beh_Kantine	4,2 <sup>a</sup>	0,4			198,9 <sup>6</sup>	20				
Krh	53 <sup>5</sup>	5,3	23 <sup>5</sup>	2,3	41,1 <sup>6</sup>	4,1				
Ha	454 <sup>5</sup>	45	8 <sup>7</sup>	0,8	27,4 <sup>6</sup>	2,1				
Gast_Verkauf	37,8 <sup>a</sup>	3,8	26 <sup>6</sup>	2,6	25,6 <sup>6</sup>	2,6				
Gast_Produktion	9,2 <sup>a</sup>	0,9	2 <sup>6</sup>	0,2	198,9 <sup>6</sup>	20				

1 – Berechnung nach Formel (0-7) mit den Daten aus Tab. 0-10; 2 – eigene Abschätzung auf Basis von (LfU 2008), (Rohde et al. 2013); 3 – (Benke und Leutgöb 2008); 3 – (Bettgenhäuser et al. 2011); 4 – (Schlomann et al. 2013); 5 – (EnFK 2012); 6 – eigene Abschätzung auf Basis von (Rivière et al. 2012); 7 – eigene Abschätzung auf Basis von (Réhault et al. 2013)

a – Für die Anwendungsbereiche Beherbergung bzw. Gastronomie gibt (Schlomann et al. 2013) eine Gesamtfläche von 84 Mio. m<sup>2</sup> bzw. 61 Mio. m<sup>2</sup> an. Es wird angenommen, dass davon jeweils etwa 77 % auf die Bereiche Verkauf und Produktion entfallen, die potentiell für Lastverschiebung bei Lüftungsanlagen relevant sind. Bei Beherbergungsbetrieben wird zudem im Mittel von ca. 5 % für DSI nutzbarer Kantinenfläche ausgegangen.

b – Primärdaten zu  $E_{KA}$  verfügbar.

Tab. 0-11: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs landwirtschaftlicher Lüftungsanlagen

Landwirtschaft	$E_{\text{spez, LA, } \varnothing}$		$S_i, \varnothing$		$T_i$	
	[kWh/m <sup>2</sup> ]	±	[%]	±	[Mio. Tiere]	±
Lw_Schweine <sup>6</sup>	177,5 <sup>1,2</sup>	17,8	65 <sup>3</sup>	6,5	12,4 <sup>4</sup>	1,2
Lw_Kühe	763,8 <sup>1,2</sup>	76,4	3 <sup>3</sup>	0,3	12,7 <sup>4</sup>	1,3

1 – (Neser et al. 2014); 2 – (AEL 2010); 3 – (AEL 2007); 4 – (Destatis 2014b)

a – Bei Schweinehaltung wird ausschließlich Schweinemast berücksichtigt, da hier ein wesentlich höherer Anteil des Stromverbrauchs auf Lüftung entfällt als bei Schweinezucht.

Tab. 0-12: Berechnung der installierten Leistung bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD

Lüftungsanlagen	$E_{\text{LA}}$		$\text{VBH}_{\text{LA, } \varnothing}$		$P_{\text{inst, LA}}$	
	[GWh <sub>el</sub> ]	±	[h]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
EI	141 <sup>1</sup>	27	2.810 <sup>2,3</sup>	60	50	11
KI	76 <sup>1</sup>	16	2.810 <sup>2,3</sup>	60	27	6
Meb	133 <sup>1</sup>	28	2.810 <sup>2,3</sup>	60	47	11
Mach	309 <sup>1</sup>	57	2.810 <sup>2,3</sup>	60	110	22
Fzb	208 <sup>1</sup>	41	2.810 <sup>2,3</sup>	60	74	16
Lw_Schweine	1.431 <sup>4</sup>	388	3.644 <sup>5</sup>	73	393	112
Lw_Kühe	291 <sup>4</sup>	79			80	23
Büro	491 <sup>1</sup>	133	2.810 <sup>2,3</sup>	73	175	50
Beh_Verkauf	49 <sup>1</sup>	13	1.860 <sup>2</sup>	140	26	8
Beh_Produktion	10 <sup>1</sup>	3	2.730 <sup>2</sup>	205	4	1
Beh_Kantine	84 <sup>1</sup>	23	7.300 <sup>2</sup>	548	11	4
Krh	501 <sup>1</sup>	136	6.230 <sup>2,3</sup>	467	80	26
Ha	745 <sup>1</sup>	202	3.760 <sup>2,3</sup>	282	198	64
Gast_Verkauf	252 <sup>1</sup>	68	2.590 <sup>2</sup>	194	97	31
Gast_Produktion	37 <sup>1</sup>	10	2.730 <sup>2</sup>	205	13	4

1 – Berechnung nach Formel (0-7) mit den Daten aus Tab. 0-10; 2 – (EnFK 2012); 3 – (Hennings et al. 2000); 4 – Berechnung nach Formel (0-9) mit den Daten aus Tab. 0-11; 5 – (AEL 2007)

Tab. 0-13: Berechnung der installierten Leistung bei Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD

Klimatisierungs- anlagen	$E_{KA}$		$VBH_{KA, \varnothing}$		$P_{inst, KA}$	
	[GWh <sub>el</sub> ]	±	[h]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
EI	96 <sup>1</sup>	22	562 <sup>2</sup>	30	170	46
KI	52 <sup>1</sup>	13	562 <sup>2</sup>	30	92	26
Meb	90 <sup>1</sup>	22	562 <sup>2</sup>	30	161	46
Mach	210 <sup>1</sup>	47	562 <sup>2</sup>	30	374	99
Fzb	141 <sup>1</sup>	34	562 <sup>2</sup>	30	252	70
Büro	500 <sup>3</sup>	100	562 <sup>2</sup>	30	890	130
Beh	160 <sup>4</sup>	32	634 <sup>5</sup>	63	252	69
Krh	300 <sup>3</sup>	60	1.246 <sup>2</sup>	140	241	39
Ha	500 <sup>3</sup>	100	752 <sup>2</sup>	85	665	108
Gast	73 <sup>4</sup>	15	518 <sup>5</sup>	52	141	38

1 – Berechnung nach Formel (0-7) mit den Daten aus Tab. 0-10; 2 – (Hennings et al. 2000) gibt 20 % der VBH von Lüftungsanlagen als Richtwert für die VBH von Klimaanlage bei mittleren Wärmelasten von 30 W/m<sup>2</sup> an; 3 – (Schloman et al. 2014); 4 – (Schloman et al. 2014), wobei analog zu Tab. 0-12 nur die Bereiche Verkauf und Produktion sowie bei Beherbergungsbetrieben Kantinen berücksichtigt werden; 5 – (Kießling 2013)

### Kältemaschinen

Bei Kältemaschinen zur Prozesskältebereitstellung in den ausgewählten Anwendungsbereichen in Industrie und GHD kann die installierte Leistung  $P_{inst, KM}$  nach (0-6) berechnet werden. Für die Eingangsdaten Jahresstromverbrauch  $E_i$  und durchschnittliche Volllastbenutzungsstunden VBH liegen dabei Primärquellen wie (Preuß et al. 2011) vor. Die Datenermittlung in (Preuß et al. 2011) stützt sich auf Berechnungen des Verbands Deutscher Maschinen und Anlagenbau e. V. (VDMA) und wird auf S. 7 der Studie näher beschrieben. Demnach waren bei der Abschätzung des Energiebedarfs Schätzungen und Plausibilitätsannahmen notwendig, so dass ein entsprechendes Fehlermaß anzusetzen ist. Die Eingangsdaten und die berechneten Werte für  $P_{inst, KM}$  sind in Tab. 0-14 angegeben.

Tab. 0-14: Berechnung der installierten Leistung bei Kältemaschinen in Industrie und GHD

Anwendungsbereich	$E_{KM}$		$VBH_{KM, \phi}$		$P_{inst, KM}$	
	[GWh <sub>el</sub> ]	±	[h]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
El	2.808 <sup>1</sup>	281	5.000 <sup>2</sup>	500	562	102
Lw	200 <sup>3</sup>	20	2.500 <sup>4</sup>	500	80	20
Büro	400 <sup>3</sup>	40	5.000 <sup>2</sup>	500	80	15
Beh	706 <sup>2,5</sup>	35	5.000 <sup>2</sup>	500	141	19
Krh	417 <sup>2</sup>	83	5.000 <sup>2</sup>	500	83	23
Ha	4.965 <sup>2,3</sup>	993	5.750 <sup>2</sup>	575	863	235
Gast	2.351 <sup>2,3</sup>	470	5.000 <sup>2</sup>	500	470	128
Kühlh	1.390 <sup>4</sup>	70	5.000 <sup>2</sup>	500	278	38

1 – (Rohde et al. 2013); 2 – (Klobasa 2007); 3 – (Schloman et al. 2014); 4 – (Neser et al. 2014); 5 – (Preuß et al. 2011)

### Beleuchtung im Gartenbau

Die installierter Leistung DSI-relevanter Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern  $P_{inst, Gb}$  kann nach (0-10) bestimmt werden. Eingangsdaten sind die elektrische Anschlussleistung je beleuchteter Fläche einer Pflanzenart  $P_{spez, s}$  sowie die beleuchtete Fläche  $A_s$  dieser Pflanzenart. Nach (Focken et al. 2011) ist insbesondere das Assimilationslicht bei Zierpflanzen wie Schnittrosen sowie bei Jungpflanzen im Gemüseanbau für eine mögliche DSI-Nutzung relevant. Es wird daher auf diese Anwendungsbereiche fokussiert. Tab. 0-15 zeigt die Berechnung von  $P_{inst, Gb}$  und die notwendigen Eingangsdaten.

$$P_{inst, Gb} = \sum_{s=1}^S P_{spez, s} \cdot A_s \quad (0-10)$$

Tab. 0-15: Berechnung der installierten Leistung für Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern

Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern	$P_{spez, s, \phi}$		$A_s$		$P_{inst, s}$	
	[W/m <sup>2</sup> ]	±	[Tsd. m <sup>2</sup> ]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Schnittrosenzucht	65 <sup>1</sup>	15	250 <sup>2</sup>	50	16	6
Junggemüse zucht	45 <sup>3</sup>	5	75 <sup>3</sup>	25	3,4	1,4

1 – (Focken et al. 2011) auf Basis von (AEL 2003) ; 2 – (Focken et al. 2011) auf Basis von (ZVG 2009) für 2008; 3 – (Focken et al. 2011)

### Pumpen in der Wasserversorgung

Die installierte Pumpleistung  $P_{inst,Wv}$  in Wasserversorgungsunternehmen (WVU) in Deutschland kann nach (0-11) aus dem spezifischen Stromverbrauch  $E_{spez,Wv}$ , der jährlichen Wassergewinnung  $V_{Wv}$  und den mittleren Volllastbenutzungsstunden  $VBH_{Wv}$  ermittelt werden. Dabei werden die Bereiche Wassergewinnung – bestehend aus Wasserförderung und Wasseraufbereitung – und Wasserverteilung zusammengefasst. Tab. 0-16 zeigt die entsprechenden Daten.

$$P_{inst,Wv} = \frac{E_{spez,Wv} \cdot V_{Wv}}{VBH_{Wv,\emptyset}} \quad (0-11)$$

Tab. 0-16: Berechnung der installierten Leistung für Pumpanlagen in der Wasserversorgung

Wasserversorgung	$E_{spez, Wv, \emptyset}$		$V_{Wv}$		$VBH_{Wv, \emptyset}$		$P_{inst, Wv}$	
	[kWh <sub>el</sub> /m <sup>3</sup> ]	±	[Tsd. m <sup>3</sup> ]	±	[h]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Pumpanlagen	0,5 <sup>1</sup>	0,1	5.080.633 <sup>2</sup>	≈0	2.190 <sup>3</sup>	438	1.160	387

1 – (HW 2015), (RWW 2011), (Focken et al. 2011); 2 – (Destatis 2013c); 3 – eigene Abschätzung auf Basis einer empirischen Erhebung mit 11 Wasserversorgungsunternehmen

### Zerkleinerer im Recycling

(Focken et al. 2011) beschreibt auf Basis einer Befragung von elf Recyclingunternehmen, dass in der Recyclingindustrie insbesondere Zerkleinerer in den Bereichen Kunststoff und Siedlungsabfall für DSI-Anwendungen relevant sind. Die installierte Leistung  $P_{inst, Rec}$  kann nach (0-12) analog zu Batch-Prozessen bei industriellen Produktionsprozessen mit der Jahresrecyclingkapazität  $m_{Rec,s}$ , dem spezifischen Stromverbrauch der Zerkleinerer  $E_{spez,s}$  und den Jahresvolllastbenutzungsstunden  $VBH_s$  ermittelt werden. Tab. 0-17 zeigt die Berechnung von  $P_{inst, Rec}$ .

$$P_{inst,Rec} = \sum_{s=1}^S \frac{m_{Rec,s} \cdot E_{spez,s,\emptyset}}{VBH_{s,\emptyset}} \quad (0-12)$$

Tab. 0-17: Berechnung der installierten Leistung für Zerkleinerer im Recycling

Zerkleinerer im Recycling	$E_{spez, s, \emptyset}$		$m_{Rec, s}$		$VBH_{s, \emptyset}$		$P_{inst, s}$	
	[kWh/t]	±	[kt/a]	±	[h/a]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Kunststoffrecycling	33 <sup>1</sup>	7	1.485 <sup>1</sup>	74	5.000 <sup>1</sup>	250	10	3
Siedlungsabfall	14,5 <sup>2</sup>	3	9.372 <sup>2</sup>	469	4.800 <sup>2</sup>	240	28	8

1 – (Focken et al. 2011) auf Basis von (BVSE 2009), (AG BEKR 2009), (LANUV 2009); 2 – (Focken et al. 2011) auf Basis von (AG BEKR 2009), (LANUV 2009)

### E.1.2.2 Haushalte

#### Kühl- und Gefriergeräte

Aus einem Handelspanel für Kühl- und Gefriergeräte für die Jahre 2000-2013 von der Gesellschaft für Konsumforschung (GfK 2014) liegen umfangreiche empirische Daten zum Gerätebestand in Deutschland vor. Auf Basis dieser Stichprobe kann die in (Destatis 2013a) angegebene Gesamtzahl  $N_{ges}$  der Kühl- bzw. Gefriergeräte nach Gerätekategorie und Energieeffizienzklasse differenziert werden (vgl. (Bez 2014)).

Bei Kühlgeräten werden die vier Gerätekategorien Eintürer mit 81 bis 90 cm Höhe, Eintürer größer 90 cm, Kühl- und Gefrierkombinationen (Zweitürer) und Sonstige unterschieden, bei Gefriergeräten die zwei Kategorien Gefrierschrank und Gefriertruhe. Die jeweiligen Kategorien werden weiter differenziert in die sieben Energieeffizienz-Klassen von A+++ bis D nach Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung (EnVKV) (vgl. (Bez 2014)).

Somit kann der Jahresstromverbrauch  $E_i$  aller Kühl- bzw. Gefriergeräte einer Gerätekategorie und Energieeffizienzklasse nach (0-13) berechnet werden. Dabei wird der Jahresstromverbrauch einzelner Kühl- oder Gefriergeräte der jeweiligen Gerätekategorie und Energieeffizienzklasse  $E_{Gerät,s}$  auf Basis einer Literaturrecherche sowie Angaben auf Herstellerseiten und Verbraucherportalen ermittelt. Der Faktor  $k_s$  bezeichnet den Anteil der Gerätekategorie, der Faktor  $e_s$  den Anteil der jeweiligen Energieeffizienzklasse an der Gesamtzahl der Geräte. Die installierte Leistung der Kühl- und Gefriergeräten ergibt sich mit Hilfe von (0-6) (vgl. (Bez 2014)).

$$E_i = \sum_{s=1}^S E_{Gerät,s} \cdot k_s \cdot e_s \cdot N_{ges,i} \quad (0-13)$$

Tab. 0-18 zeigt die zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs  $E_i$  bei Kühl- und Gefriergeräten nach (0-13) notwendigen Daten. Im Hinblick auf Fehlermaße wird bei den Faktoren  $e_s$  und  $k_s$  aufgrund der sehr großen Stichprobe des Handelspanels von einem vernachlässigbaren Fehler ausgegangen, bei  $E_{Gerät,s}$  wird pauschal ein Fehlermaß von 5 % angenommen, bei  $N_{ges,i}$  ein Fehlermaß von 1 % (Hochrechnung und Werte von 2013). In Tab. 0-19 ist die Berechnung von  $P_{inst}$  nach (0-6) dargestellt.

Tab. 0-18: Daten zur Berechnung des Jahresstromverbrauchs bei Kühl-/Gefriergeräten in Haushalten

		Energieeffizienzklasse							
		A+++	A++	A+	A	B	C	D	Sonstige
<b>Kühlgeräte</b>		$e_s^2$ [%]							
$N_{ges,i} = 48.799$ Tausend <sup>1</sup>		1,8	11,3	27,3	39,9	16,5	2,3	0,1	0,9
Kategorie	$k_s^2$ [%]	$E_{Gerät, s, \emptyset^3}$ [kWh/a]							
Eintürer 81-90cm	41,1	88	140	162	191	208	298	383	207
Eintürer > 90 cm	14,3	89	149	186	219	255	394	533	258
Zweitürer	41,2	166	200	300	338	372	464	650	356
Sonstige	3,4	113	157	226	233	278	385	522	274
<b>Gefriergeräte</b>		$e_s^2$ [%]							
$N_{ges,i} = 22.458$ Tausend <sup>1</sup>		1,7	15,0	27,8	35,5	16,6	2,9	0,3	0,3
Kategorie	$k_s^2$ [%]	$E_{Gerät, s, \emptyset^3}$ [kWh/a]							
Gefrierschrank	85,3	136	201	269	340	400	449	520	331
Gefriertruhe	14,7	127	183	232	292	352	412	462	294

1 – Berechnung über Ausstattungsbestand und Zahl der Haushalte nach (Destatis 2013a) für 2013; 2 – Die Koeffizienten  $k_i$  und  $e_i$  stammen aus (GfK 2014) und sind aus Datenschutzgründen aggregiert angegeben; 3 – Werte für  $E_{Gerät,i}$  zusammengestellt von Homepage-Angaben von Geräteherstellern, Stiftung Warentest, Verbraucherinformationssystem (VIS) Bayern, Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., Plattform EcoTopTen von Öko-Institut e.V.

Tab. 0-19: Berechnung der installierten Leistung bei Kühl- und Gefriergeräten in Haushalten

Haushalte	$E_i$		$VBH_{i, \emptyset}$		$P_{inst, i}$	
	[GWh <sub>el</sub> ]	±	[h]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Kühlgeräte	11.531 <sup>1</sup>	686	2.920 <sup>2</sup>	58	3.949	308
Gefriergeräte	6.832 <sup>1</sup>	407	2.920 <sup>2</sup>	58	2.340	182

1 – Berechnung nach (0-6) mit den Daten aus Tab. 0-18; 2 – (Styczynski und Sauer 2015)

### Elektrospeicherheizung

Bei Elektrospeicherheizungen ist der Jahresstromverbrauch aller Anlagen in Deutschland statistisch erfasst. Nach (BNetzA und BKartA 2014a) entfiel im Jahr 2014 eine Elektrizitätsmenge von 13,2 TWh<sub>el</sub> auf die Abgabe an Elektrospeicherheizungen an gut 1,6 Mio. Zählpunkten. Mit 84 % stellten sie demnach den überwiegenden Verbrauchsanteil an der Abgabemenge von Heizstrom (BNetzA und BKartA 2014a). Die genannten Daten beziehen sich nicht nur auf Haushalte, wobei diese den wesentlichen Teil daran ausmachen (vgl. (Bez 2014)).



Zur installierten Leistung von Elektrospeicherheizungen  $P_{\max,ESH}$  liegen keine entsprechend gesicherten Daten vor. Nach (0-14) kann  $P_{inst,ESH}$  aus der in verschiedenen Veröffentlichungen wie (Kleinmaier und Schwarz 2009) abgeschätzten durchschnittlich installierten elektrischen Leistung je Zählpunkt  $P_{el,Zählpunkt,ESH}$  und der Zahl der Zählpunkte  $N_{ESH}$  bestimmt werden. Bei  $N_{ESH}$  wird nach (RWE 2013) von einer Anzahl von rund 1,4 Mio. Elektrospeicherheizungsanschlüssen in deutschen Haushalten ausgegangen. Tab. 0-20 zeigt die Berechnung der installierten Leistung bei Elektrospeicherheizungen in Haushalten mit den dazu erforderlichen Eingangsdaten (vgl. (Bez 2014)).

$$P_{inst,ESH} = P_{el,Zählpunkt,ESH} \cdot N_{ESH} \quad (0-14)$$

Tab. 0-20: Berechnung der installierten Leistung bei Elektrospeicherheizungen in Haushalten

Haushalte	$N_{ESH}$		$P_{el, Zählpunkt, ESH, \varnothing}$		$P_{inst, ESH}$	
	[Tausend]	±	[kW <sub>el</sub> ]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Elektrospeicherheizungen	1.400 <sup>1</sup>	100	12,5 <sup>1,2</sup>	2,5	17.500	4.500

1 – (RWE 2013); 2 – (Kleinmaier und Schwarz 2009)

### Elektrische Wärmepumpe

In (BNetzA und BKartA 2014a) ist für 2014 eine Abgabemenge an Wärmepumpen von knapp 2,5 TWh<sub>el</sub> an rund 360.000 Zählpunkten angegeben, entsprechend 16 % der gesamten Abgabemenge für Heizstrom in Deutschland. Zur Bestimmung der installierten Leistung von elektrischen Wärmepumpen  $P_{inst,WP}$  wird zwischen den drei Wärmepumpen-Typen Luft/Wasser, Sole/Wasser und Wasser/Wasser unterschieden. Für jeden der drei Typen ist in Tab. 0-21 eine durchschnittlich installierte thermische Leistung  $P_{th,Zählpunkt,s}$  sowie eine durchschnittliche Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) und die Zahl der angeschlossenen Geräte  $N_s$  nach (Nabe et al. 2011) und Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe e. V. (BWP) angegeben. Daraus kann  $P_{inst,WP}$  nach (0-15) berechnet werden. Die Berechnung der installierten Leistung bei elektrischen Wärmepumpen in Haushalten ist in Tab. 0-21 dargestellt (vgl. (Bez 2014)).

$$P_{inst,WP} = \sum_{s=1}^S \frac{P_{th,Zählpunkt,s} \cdot N_s}{COP_s} \quad (0-15)$$

Tab. 0-21: Berechnung der installierten Leistung bei elektrischen Wärmepumpen in Haushalten

Haushalte Wärmepumpen	$N_s^{1,2}$		$P_{th, \text{Zählpunkt}, s, \phi}^{1,2}$		$COP_{s, \phi}^{1,2}$		$P_{inst, s}$	
	[-]	±	[kW <sub>th</sub> ]	±	[-]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Luft/Wasser	222.958	15.607	12,2	1,8	2,9	0,1	951	235
Sole/Wasser	233.622	16.354	11,9	1,8	3,3	0,2	837	207
Wasser/Wasser	43.602	3.052	16,6	2,5	3,1	0,2	232	57

1 –(Nabe et al. 2011); 2 – Angaben des Bundesverbands Wärmepumpe e. V. (BWP)

### Klimatisierungsanlage, Umwälzpumpe, Warmwasseraufbereitung

Bei Klimatisierungsanlagen, Umwälzpumpen und elektrischen Systemen zur Warmwasseraufbereitung kann der Jahresstromverbrauch  $E_i$  nach (0-16) aus dem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch je Gerät  $E_{Gerät, i}$ , der durchschnittlichen Gerätezahl  $a_i$  je Haushalt sowie der Gesamtzahl der Haushalte  $N_{ges}$  berechnet werden. Tab. 0-22 zeigt die entsprechende Berechnung.

$$P_{inst, i} = P_{el, Gerät, i} \cdot N_i \quad (0-16)$$

Tab. 0-22: Berechnung der installierten Leistung bei Klimatisierungsanlagen, Umwälzpumpen und elektrischer Warmwasseraufbereitung (Warmwasserspeicher &gt;30 l) in Haushalten in Deutschland

Haushalte	$N_i$		$P_{el, Gerät, i, \phi}$		$P_{inst, i}$	
	[Tausend]	±	[kW <sub>el</sub> ]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Klimatisierungsanlagen	4.000 <sup>1</sup>	400	1,7 <sup>2</sup>	0,34	6.800	1.904
Umwälzpumpen	25.000 <sup>3</sup>	2.500	0,1 <sup>1</sup>	0,01	2.500	475
Warmwasseraufbereitung	4.350 <sup>4</sup>	435	5 <sup>1</sup>	1	21.750	6.090

1 – In Anlehnung an (Styczynski und Sauer 2015); 2 – Wert für dezentrale Splitanlagen aus Markterhebung von 2004 nach (Stamminger 2008); 3 – Angabe auf der Homepage [www.die-stromsparinitiative.de](http://www.die-stromsparinitiative.de) (vgl. (Styczynski und Sauer 2015)); 4 – Nur Geräte mit Warmwasserspeicher größer 30 Liter nach (Kemna et al. 2006), keine Durchlauferhitzer

### Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler

Mit (0-17) kann der Jahresstromverbrauch von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern aus dem durchschnittlichen Stromverbrauch je Nutzung  $E_{Nutzung, i}$ , der durchschnittlichen Nutzungshäufigkeit je Gerät  $n_i$  sowie der Zahl der Geräte in Deutschland  $N_i$  bestimmt werden. Die entsprechende Berechnung ist in Tab. 0-23 dargestellt.

$$P_{inst, i} = P_{el, Gerät, i} \cdot N_{ges, i} \quad (0-17)$$

Tab. 0-23: Berechnung der installierten Leistung bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern in Haushalten in Deutschland

Haushalte	$N_{ges, i}$		$P_{el, Gerät, i, \varnothing}$		$P_{inst, i}$	
	[Tausend]	±	[kW <sub>el</sub> ]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Waschmaschinen	38.911 <sup>1</sup>	389	1,7 <sup>2</sup>	0,34	66.149	13.759
Wäschetrockner	15.773 <sup>1</sup>	158	2,25 <sup>2,3</sup>	0,25	35.488	42.59
Geschirrspüler	27.462 <sup>1</sup>	275	1,9 <sup>2</sup>	0,38	52.178	10.853

1 – Berechnung über Ausstattungsbestand und Zahl der Haushalte nach (Destatis 2013a) für 2013; 2 – (Stamminger 2008); 3 – (Styczynski und Sauer 2015)

## E.2 Technisches DSI-Potential und seine Verfügbarkeit

Beim technischen DSI-Potential ist zwischen Schaltung in positiver Richtung (Reduktion des Leistungsbezugs) und in negativer Richtung (Erhöhung des Leistungsbezugs) zu unterscheiden. Das technische DSI-Potential in positiver Richtung für einen Zeitpunkt ergibt sich als Differenz aus der momentanen Last und der Mindestlast zu diesem Zeitpunkt. Das technische DSI-Potential in negativer Richtung entspricht der Differenz aus Maximallast und momentaner Last.

### E.2.1 Momentane Last

Die momentane Last  $P_{mom}(t)$  ist der zeitpunktabhängige Leistungsbezug einer DSI-Option.  $P_{mom}(t)$  ergibt sich nach (0-18) aus dem zeitabhängigen Auslastungsfaktor  $v_A(t)$  und der installierten Leistung  $P_{inst}$ . Eine exakte Bestimmung von  $P_{mom}(t)$  ist aufgrund von Unregelmäßigkeit wie beispielsweise Witterungseinflüssen, Konjunkturzyklen oder notwendige Revisions- und Wartungsarbeiten nur durch Echtzeitmessung möglich. Bei vielen DSI-Optionen ist jedoch zumindest in Summe über eine größere Zahl technischer Einheiten ein näherungsweise regelmäßiges Nachfrageverhalten zu beobachten. Dabei gibt es beispielsweise DSI-Optionen, die weitgehend konstant ausgelastet sind (z. B. Aluminiumelektrolyse), die bei ähnlichen Witterungseinflüssen wiederkehrende Verbrauchsmuster aufweisen und daher saisonal und tageszeitlich variieren (z. B. elektrische Raumwärmeerzeugung) oder die aufgrund typischer Schichtzeiten unterwöchig und untertäglich beeinflusst werden (z. B. Lüftungsanlage in einem typischen mittelständischen Betrieb).  $v_A(t)$  lässt sich dadurch für bestimmte wiederkehrende Zeitintervalle eingrenzen.

$$P_{mom}(t) = v_A(t) \cdot P_{inst} \quad (0-18)$$

Wird  $P_{\text{mom}}(t)$  über einen bestimmten Zeitraum bilanziert, kann die durchschnittlich nachgefragte oder eingespeiste Leistung  $P_{\text{mom},\emptyset}$  über diesen Zeitraum mit (0-19) aus der durchschnittlichen Auslastung  $v_{A,\emptyset}$  und  $P_{\text{inst}}$  berechnet werden.  $v_{A,\emptyset}$  ergibt sich aus den Volllastbenutzungstunden  $VBH_N$  und den Zeitstunden  $N_h$  in diesem Zeitraum (0-20).  $VBH_N$  kann für Einjahreszeiträume aus der Energiebilanz-Literatur entnommen oder für typische Zeitintervalle (z. B. werktags tagsüber im Sommer) Literaturstellen wie (Gils 2015) entnommen oder abgeschätzt werden.

$$P_{\text{akt},\emptyset} = v_{A,\emptyset} \cdot P_{\text{inst}} \quad (0-19)$$

$$v_{A,\emptyset} = \frac{VBH_N}{N_h} \quad (0-20)$$

Für industrielle Produktionsprozesse gibt es zudem häufig die Möglichkeit,  $v_{A,\emptyset}$  nach (0-21) über das Verhältnis von Jahresproduktionsmenge und Jahresproduktionskapazität zu bestimmen. Dabei kann eine Durchschnittsbildung bei historischen Werten mehrerer Jahre sinnvoll sein, wie sie beispielsweise in (Apel et al. 2012) für Primäraluminium und Elektrostahl angegeben wird.

$$v_{A,\emptyset} = \frac{m_{\text{Prod}}}{m_{\text{Kap}}} \cdot (1 - v_N) \quad (0-21)$$

## E.2.2 Mindestlast und Maximallast

Bei einigen DSI-Optionen ist aus technischen Gründen eine Mindestlast  $P_{\text{min}}$  und/oder eine Maximallast  $P_{\text{max}}$  einzuhalten.  $P_{\text{min}}$  ergibt sich nach (0-22) aus einem Mindestlastfaktor  $v_{\text{min}}$  und der installierten Leistung  $P_{\text{inst}}$ ,  $P_{\text{max}}$  analog nach (0-23). Eine Mindestlast besteht z. B. typischerweise bei der Chloralkalielektrolyse aufgrund der möglichen Anlagenbeschädigung oder bei Luftzerlegungsanlagen aufgrund des sehr zeitaufwendigen Abschaltvorgangs (vgl. z. B. (Langrock et al. 2015)). Eine Maximallast ist beispielsweise bei elektrischen Raumwärmeeinwendungen im Sommer oder bei Klimatisierungsanwendungen im Winter zu berücksichtigen. Die Lastzuschaltpotentiale sind hier als null anzunehmen.  $v_{\text{min}}$  und  $v_{\text{max}}$  sind in der Regel vor allem durch die Technologie und Anwendung der DSI-Option festgelegt. Sofern er nicht aus standortspezifischen Erhebungen bekannt ist, können die Faktoren daher meist mit guter Näherung aus der bestehenden Literatur zu DSI-Potentialen übernommen werden.

$$P_{\text{min}} = v_{\text{min}} \cdot P_{\text{inst}} \quad (0-22)$$

$$P_{\text{max}} = v_{\text{max}} \cdot P_{\text{inst}} \quad (0-23)$$

Bei industriellen Produktionsprozessen entspricht die Maximallast häufig der installierten Leistung, sofern die Anlage nicht aufgrund von Wartungs- oder Instandhaltungsmaßnahmen temporär außer Betrieb ist. Der durchschnittliche Maximallastfaktor  $v_{max,\emptyset}$  ergibt sich dann nach (0-24) aus dem durchschnittlichen Nichtverfügbarkeitsfaktor.

$$v_{max,\emptyset} = 1 - v_{n,\emptyset} \quad (0-24)$$

### E.2.3 Berechnung des technischen Potentials

Das technische DSI-Potential in positiver Richtung  $P_{pos,tech}(t)$  berechnet sich nach (0-25) aus der momentanen Last und der Mindestlast. Das technische DSI-Potential in negativer Richtung  $P_{neg,tech}(t)$  ergibt sich aus der Maximallast und der momentanen Last (0-26).

$$P_{pos,tech}(t) = P_{mom}(t) - P_{min} \quad (0-25)$$

$$P_{neg,tech}(t) = P_{max} - P_{mom}(t) \quad (0-26)$$

Umgeformt auf Durchschnittswerte ergeben sich daraus die Gleichungen (0-27) und (0-28) zur Berechnung der in einem definierten Typzeitraum durchschnittlich zur Verfügung stehenden technisch schaltbaren Leistung in positiver bzw. negativer Richtung  $P_{pos,tech,\emptyset}$  bzw.  $P_{neg,tech,\emptyset}$ .

$$P_{pos,tech,\emptyset} = (v_{A,\emptyset} - v_{min,\emptyset}) \cdot P_{inst} \quad (0-27)$$

$$P_{neg,tech,\emptyset} = (v_{max,\emptyset} - v_{A,\emptyset}) \cdot P_{inst} \quad (0-28)$$

#### E.2.3.1 Bestimmung bei industriellen Produktionsprozessen

Tab. 0-24 zeigt die Berechnung von  $P_{pos,tech,\emptyset}$  und  $P_{neg,tech,\emptyset}$  und die dazu notwendigen Parameter  $v_{min,\emptyset}$ ,  $v_{A,\emptyset}$  und  $v_{max,\emptyset}$  ( $v_{n,\emptyset}$  als Eingangsparameter bereits in Tab. 0-7 dargestellt) für Produktionsprozesse im Jahresdurchschnitt. Eine Unterteilung nach Typzeitraum ist für die meisten abgebildeten Prozesse nicht notwendig, da der Strombezug typischerweise weitgehend gleichmäßig über das Jahr verteilt ist (häufig Dreischichtbetrieb, keine relevanten saisonalen Einflüsse, konjunkturelle Einflüsse in Typzeiträumen nicht abbildbar).

Ausnahmen bilden dabei die Prozesse Holzschliff und Zement, da hier historisch gewachsene Überkapazitäten bei den Mühlen bestehen, die für eine strompreisorientierte Fahrweise genutzt werden können. Dies führte in der Vergangenheit zu einer typischen nach Niedrigtarif (NT)-Zeitfenstern nachts und an Wochenenden bzw. Feiertagen (im Gegensatz zu Hochtarif (HT)-Zeitfenstern werktags tagsüber) ausgelegten Fahrweise. Bei vielen Unternehmen der Papier- und Zementindustrie spielt diese HT-NT-Logik auch bei heutigen Stromlieferverträgen noch eine Rolle, wobei zukünftig von einer weiterhin abnehmenden Bedeutung auszugehen

ist. Bei Roh- und Zementmühlen ist zudem der sogenannte Winterstillstand bei Zementwerken zur Klinkerofenrevision in der baukonjunkturschwachen Zeit typisch (vgl. dazu z. B. (Apel et al. 2012)S. 56)).

Tab. 0-24: Bestimmung des technischen DSI-Potentials von Produktionsprozessen

Prozess	$V_{\min, \emptyset}$		$V_A, \emptyset$		$V_{\max, \emptyset}$		$P_{\text{pos, tech}, \emptyset}$		$P_{\text{neg, tech}, \emptyset}$	
	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±	[MW <sub>el</sub> ]	±
Al, primär	0 <sup>a</sup>	0	95 <sup>1</sup>	3	99	0,7	891	49	40 <sup>2</sup>	10
Zn, primär	0	0	95 <sup>1</sup>	3	98	0	160	11	15	8
Cu, primär	0	0	85 <sup>1</sup>	5	95	1				
Si, primär	0	0	90 <sup>1</sup>	3	95	1				
Graphit	0	0	70 <sup>1</sup>	5	95	1				
E-Stahl	0	0	52 <sup>3</sup>	3	58	3	1.102	64	127	127
Al, Guß	0	0	78 <sup>1</sup>	8	95	1	115	86	25	22
Fe, Guß	0	0	78 <sup>1</sup>	8	95	1				
Holzschliff	0	0	73 <sup>4,5</sup>	4	95	1	245	112	74	43
TMP	0	0	73 <sup>4,5</sup>	4	95	1				
Zellstoff	0	0	83 <sup>4-6</sup>	8	95	1	588	197	71	50
Altpapier	0	0	85 <sup>6,7</sup>	4	95	1				
Papier	0 <sup>b</sup>	0	86 <sup>4,6-8</sup>	3	95	1	1.214	403	127	83
Cl <sub>2</sub> , M	38 <sup>c, 4,5,8</sup>	8	86 <sup>4,5,7-9</sup>	3	95	1	813	336	154	86
Cl <sub>2</sub> , Hg	30 <sup>c, 5,7</sup>	10	86 <sup>2,4,6</sup>	3	95	1				
Cl <sub>2</sub> , HCl	34 <sup>c, 4</sup>	12	86 <sup>4</sup>	3	95	1				
Cl <sub>2</sub> , D	45 <sup>c,d, 8</sup>	15	86 <sup>5,8</sup>	3	95	1				
O <sub>2</sub>	0 <sup>e</sup>	0	80 <sup>1</sup>	8	95	1	146	32	27	18
CaC <sub>2</sub>	0	0	80 <sup>1</sup>	8	95	1	63	24	12	9
Zement	0	0	65 <sup>1</sup>	4	78	3	341 (380) <sup>g</sup>	83 (90)	62 (99) <sup>g</sup>	40
Rohmehl	0 <sup>f</sup>	0	78 <sup>5,6</sup>	4	90	2				
Glas	0	0	40 <sup>10</sup>	5	95	1	25	10	35	13
<b>Summe</b>	$\emptyset$ 7	$\emptyset$ 2	$\emptyset$ 79	$\emptyset$ 5	$\emptyset$ 94	$\emptyset$ 1	5.703 (5.742)	1.407 (1.414)	768 (805)	511

1 – Eigene Abschätzung auf Basis von Unternehmensangaben und einer Auswertung der Produktionsdaten der letzten Jahren; 2 – (Apel et al. 2012) gibt an, dass bei einzelnen Aluminiumhütten die Möglichkeit zur Lastüberhöhung besteht und somit das schaltbare Potential in negativer Richtung bei 30-50 MW<sub>el</sub> liegt. Da dieser Studie eine empirische Erhebung bei allen vier Aluminiumhütten zugrunde liegt, wird diese Wertespanne leicht abweichend zur Berechnung nach (0-28) übernommen; 3 – Aus (Apel et al. 2012), (Kohler et al. 2010) und (Buber et al. 2013a) ergibt sich ein Erwartungswert für die durchschnittliche Auslastung von Elektrostahlwerken von etwa 87 % in Bezug auf die Produktionskapazität. Aufgrund der Batch-Charakteristik der Elektrolichtbogenöfen wird bei Erreichen der maximalen Produktionskapazität im Schnitt über alle Werke von 5200 VBH ausgegangen. Somit ergibt sich der Wert von etwa 52 %; 4 – (Apel et al. 2012); 5 – (Kohler et al. 2010); 6 – (Focken et al. 2011); 7 –

(Klobasa 2007); 8 – (Langrock et al. 2015); 9 – (Buber et al. 2013a); 10 – Eigene Abschätzung auf Basis von Unternehmensangaben, bezieht sich auf die durchschnittliche Auslastung der elektrischen Booster und nicht der Glasmelzwannen insgesamt

a – Nach (Apel et al. 2012) und (Langrock et al. 2015) sind bei der Aluminiumelektrolyse sowohl Komplettabschaltung als auch Lastreduktion auf Teillastbetrieb möglich. Beim Teillastbetrieb sind je nach Standort unterschiedliche Leistungsniveaus je nach technischer Ausstattung möglich (Apel et al. 2012, S. 37). (Klobasa 2007) gibt die Möglichkeit zum Teillastbetrieb bei 75 %, (Kohler et al. 2010) von 40-75 % der Nennleistung an (Apel et al. 2012). Im Teillastbetrieb können deutlich längere Schaltdauern realisiert werden.

b – Papiermaschinen können nach (Langrock et al. 2015) komplett abgeschaltet werden. Wie (Apel et al. 2012) und (Langrock et al. 2015) übereinstimmend angeben, ist der An- und Abfahrprozess der Papiermaschine jedoch aufgrund ihrer Komplexität inklusive nachgelagerter Produktionsschritte zeitaufwändig und mit hohen Materialkosten verbunden. Der praktischen Schaltbarkeit der Maschinen sind daher i. d. R. organisatorisch und ökonomisch bedingt enge Grenzen gesetzt.

c – (Langrock et al. 2015) und (Buber et al. 2013a) beschreiben, dass unter bestimmten Umständen auch eine Komplettabschaltung der Chlorelektrolyse möglich ist. Nach (Langrock et al. 2015) ist dies bei Unternehmen mit nur einem nachgelagerten Produktionsstrang der Fall, während bei Unternehmen mit mehreren parallel arbeitenden nachgelagerten Produktionssträngen eine Komplettabschaltung grundsätzlich als technisch außerordentlich unerwünscht angegeben wird.

d – Für die Chlorelektrolyse nach Diaphragmaverfahren gibt (Klobasa 2007) an, das Verfahren sei aufgrund einer Zerstörung der Membran grundsätzlich nicht für Lastflexibilisierung nutzbar. Dies wird von einer Reihe an Studien wie (Buber et al. 2013a) oder (Apel et al. 2012) aufgegriffen. In (Langrock et al. 2015) wird die empirische Untersuchung auch von Produktionsstandorten mit Diaphragma-Verfahren erwähnt und auf dieser Basis das Verfahren grundsätzlich als teillastfähig eingestuft. Dabei wird nicht im Detail auf Unterschiede zwischen den Technologien eingegangen, wobei erwähnt wird, dass das Membranverfahren eine bessere Teillastfähigkeit als das Diaphragmaverfahren aufweist (Langrock et al. 2015).

e – Luftzerlegungsanlagen können nach (Langrock et al. 2015) komplett abgeschaltet werden. Analog zur Papiermaschine ist eine Lastreduktion auf Teillastbetrieb aufgrund der Komplexität der Anlage jedoch in der Regel mit erheblich geringerem Aufwand verbunden. Nach (Klobasa 2007) ist eine Teilabschaltung auf 70 % der Nennlast realisierbar.

f – Rohmehlmühlen können komplett abgeschaltet werden (Langrock et al. 2015). Nach Unternehmensangaben besteht bei modernen Zementwerken häufig in 90 bis 95 % der Betriebsdauer der Rohmühlen ein Verbundbetrieb mit den Drehrohröfen, bei dem die Abwärme der Öfen für die Mahlgutrocknung während des Mahlprozesses genutzt wird. Dies schränkt die flexible Schaltbarkeit des Prozesses erheblich ein.

g – In Klammern angegeben ist ein Durchschnittswert für die Zeit außerhalb des für Zementwerke typischen Winterstillstands (vgl. z. B. (Apel et al. 2012)), der hier mit durchschnittlich vier Wochen pro Jahr angesetzt ist.

### E.2.3.2 Bestimmung bei Querschnittstechnologien

#### Auslastungsfaktor

Bei den untersuchten Querschnittstechnologien bestehen beim Auslastungsfaktor  $v_A$  im Gegensatz zu Produktionsprozessen häufig untertägige, unterwöchige oder saisonale Unterschiede mit wiederkehrenden Mustern. Bei Lüftungsanlagen, Klimatisierungsanlagen und Kältemaschinen in Industrie und GHD wird zwischen den in Tab. 0-25 definierten Typzeiträumen differenziert.

Tab. 0-25: Definition von Typzeiträumen

Typzeitraum	Kürzel	Jeweils saisonal differenziert nach Sommer, Übergangszeit und Winter
werktags tagsüber	WTT	
samstags tagsüber	SaT	
sonn- und feiertags sowie nachts	SFN	

Tab. 0-26 bis Tab. 0-28 zeigen die mittlere Auslastung nach Typzeiträumen in den betrachteten Anwendungsbereichen in Industrie und GHD für Lüftungsanlagen, Klimatisierungsanlagen sowie Kältemaschinen. Bei den in Tab. 0-28 gezeigten Auslastungsfaktoren für Kältemaschinen wird pauschaliert von einem Fehlermaß von 10 % ausgegangen.

Tab. 0-26: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD

Lüftungs-anlagen	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen											
	WTT				SaT				SFN			
	[%]			±	[%]			±	[%]			±
EI, KI, Meb, Mach, Fzb <sup>1</sup>	50			10	24			5	24			5
Lw <sup>a, 2</sup>	100	87	2	10	100	87	2	10	89	14	2	10
Büro <sup>1</sup>	50			10	24			5	24			5
Beh <sup>3</sup>	46			10	46			10	58			10
Krh <sup>3</sup>	71			10	71			10	71			10
Ha <sup>4</sup>	70			10	70			10	24			5
Gast <sup>3</sup>	32			10	32			10	28			10

a – Saisonale Differenzierung nach Sommer | Übergangszeit | Winter (bei allen anderen Anwendungsbereichen keine saisonale Differenzierung)

1 – (LfU 2008), (Gils 2014); 2 – (Heidenreich 2009), (Eilers 2012); 3 – (Rivière et al. 2012); 4 – (Réhault et al. 2013)



Tab. 0-27: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Klimatisierungsanlagen in Industrie und GHD

Klimatisierungsanlagen	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen													
	Sommer						Übergangszeit						Winter	
	WTT		SaT		SFN		WTT		SaT		SFN			
	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±
EI, KI, Meb, Mach, Fzb <sup>1</sup>	47	10	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0
Büro <sup>1</sup>	47	10	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0	0
Beh <sup>1</sup>	37	10	37	10	5	5	8	5	8	5	1	5	0	0
Krh <sup>1</sup>	72	10	72	10	9	5	16	5	16	5	2	5	0	0
Ha <sup>1</sup>	51	10	51	10	0	0	11	5	11	5	0	0	0	0
Gast <sup>1</sup>	30	10	30	10	4	5	7	5	7	5	1	5	0	0

1 – (Kießling 2013)

Tab. 0-28: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Kältemaschinen in Industrie und GHD

Kälte-maschinen	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen [%]								
	Sommer			Übergangszeit			Winter		
	WTT	SaT	SFN	WTT	SaT	SFN	WTT	SaT	SFN
EI <sup>1</sup>	58	58	77	48	48	64	58	38	50
Lw <sup>2</sup>	38	38	38	29	29	29	19	19	19
Büro <sup>3,4</sup>	66	53	53	66	53	53	66	53	53
Beh <sup>4</sup>	65	65	52	65	65	52	65	65	52
Krh <sup>1</sup>	58	58	77	48	48	64	38	38	50
Ha <sup>1,5,6</sup>	99	99	64	82	82	53	99	66	43
Gast <sup>4</sup>	65	65	52	65	65	52	65	65	52
Kühlh <sup>1,7</sup>	58	58	77	48	48	64	38	38	50

1 – (Kießling 2013); 2 – (Neser et al. 2014); 3 – (Haan et al. 2012); 4 – (Gils 2014); 5 – (Baeriswyl et al. 2012); 6 – (Becker 2009); 7 – (Bauknecht et al. 2013)

Tab. 0-29 bzw. Tab. 0-30 zeigen angenommene mittlere Auslastungen bei Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern im Gartenbau bzw. Zerkleinerungsanlagen im Recycling. Für die Angaben in Tab. 0-29 wird pauschal ein Fehlermaß von 10 % abgeschätzt. Bei Pumpenanlagen zur Wasserversorgung wird vereinfachend von einer gleichmäßigen Auslastung über das Jahr ausgegangen. Mehrere befragte Wasserversorgungsunternehmen geben an, dass zwar tendenziell im Sommer ein höherer Leistungsbezug der Pumpen bestehe. Verbrauchsspitzen würden jedoch ebenfalls regelmäßig in den Wintermonaten verzeichnet. Ein typisches untertägiges oder unterwöchiges Verbrauchsschema bestehe aufgrund der Freiheitsgrade durch Hochbehälter häufig nicht.

Tab. 0-29: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Beleuchtungsanlagen in Gewächshäusern

Gewächshäuser	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen [%]								
	Sommer			Übergangszeit			Winter		
	WTT	SaT	SFN	WTT	SaT	SFN	WTT	SaT	SFN
Beleuchtung <sup>1</sup>	0	0	0	16	16	9	82	82	43

1 – Eigene Abschätzung auf Basis der in (Focken et al. 2011) nach (AEL 2003) angegebenen typischen Bestrahlungsdauer im Winter nach Pflanzenart

Tab. 0-30: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei Zerkleinerungsanlagen im Recycling

Recycling	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen					
	WTT		SaT		SFN	
	[%]	±	[%]	±	[%]	±
Zerkleinerungsanlagen <sup>1</sup>	85	5	64	5	38	5

1 – Eigene Abschätzung auf Basis der in (Klobasa et al. 2013) beschriebenen Verteilung von Betriebszuständen im Schichtbetrieb

Abb. 0-4 und Abb. 0-5 zeigen Kurvenscharen von Standardlastprofilen von Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen, deren Eingangsdaten auf den Internetseiten von VNB wie der Netze BW GmbH oder der LEW Verteilnetz GmbH öffentlich zugänglich sind.

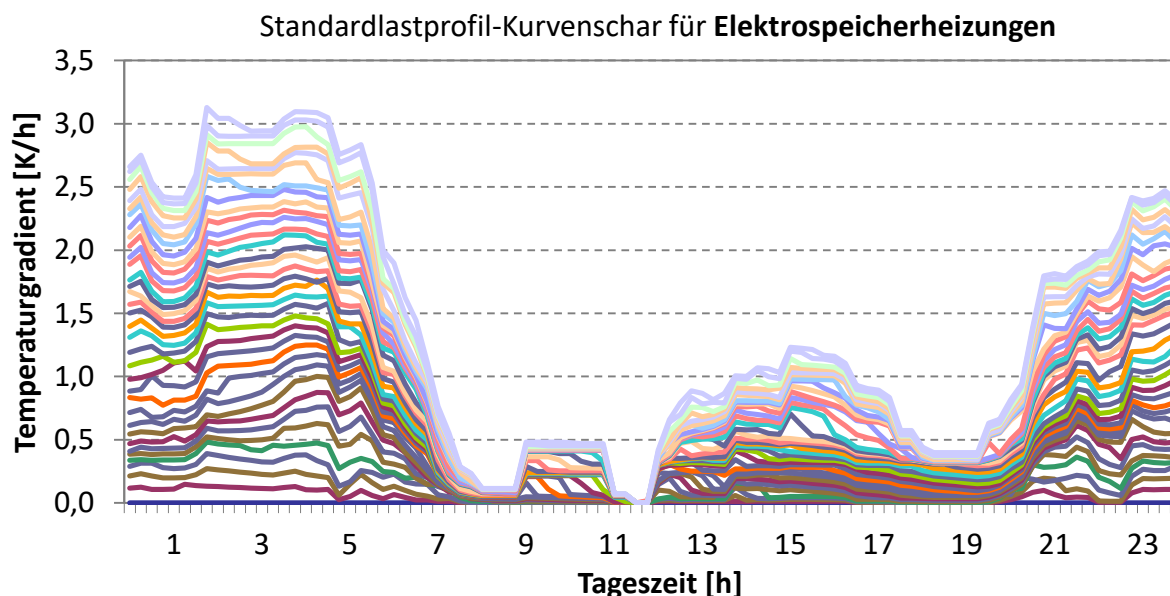


Abb. 0-4: Kurvenschar von Standardlastprofilen für Elektrospeicherheizungen (Darstellung nach (Bez 2014) auf Basis von Daten der Netze BW GmbH<sup>144</sup>)

<sup>144</sup> Download unter (<https://www.netze-bw.de/kunden/lieferanten/synthetische-standardlastprofile/index.html>) zuletzt geprüft am 26.2.2016

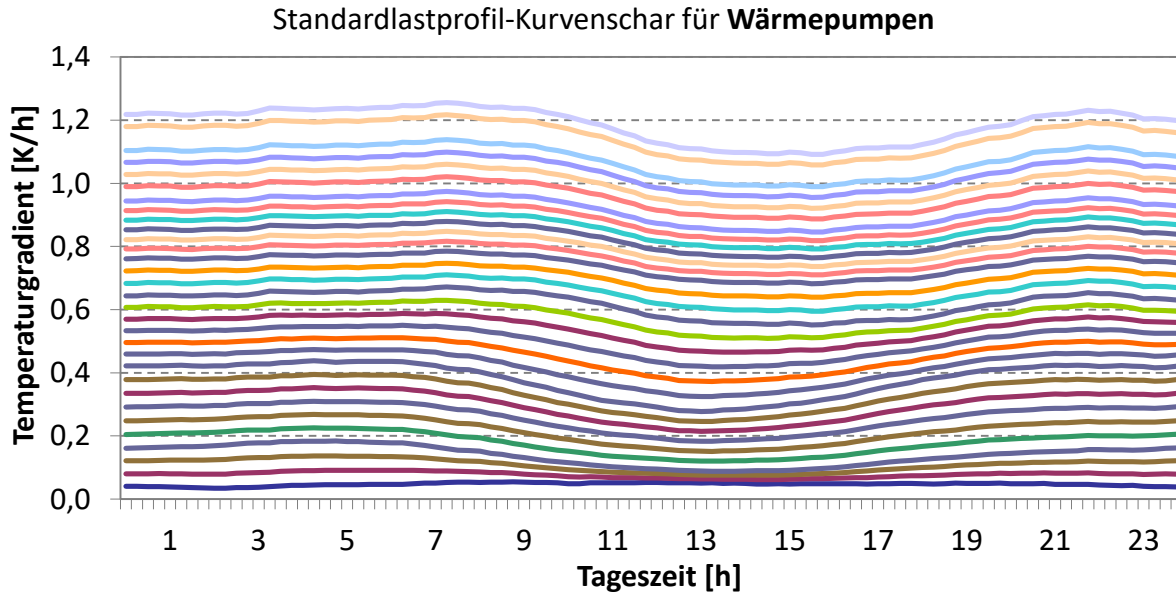


Abb. 0-5: Kurvenschar von Standardlastprofilen für elektrische Wärmepumpen (Darstellung nach (Bez 2014) auf Basis von Daten der LEW Verteilnetz GmbH)

Mit Eingangsdaten des „Weather Request and Distribution System“ (WebWerdis) des Deutschen Wetterdienstes (DWD)<sup>145</sup> kann nach (0-29) die äquivalente Tagesmitteltemperatur  $T_{m,\ddot{a}}$  und daraus die Temperaturmaßzahl (TMZ) für den jeweils betrachteten Tag berechnet werden. Letztere ergibt sich nach (0-30) als Differenz zwischen der Bezugstemperatur  $T_{\text{Bezug}}$ , die je nach VNB unterschiedlich ist, normalerweise jedoch  $17^\circ\text{C}$  oder  $18^\circ\text{C}$  beträgt, und der Tagesmitteltemperatur. Für den Fall, dass die Differenz aus Tagesmitteltemperatur und Bezugstemperatur null ergibt, ist auch die TMZ gleich null (vgl. (Bez 2014)).

$$T_{m,\ddot{a}} = 0,5 \cdot T_m(d) + 0,3 \cdot T_m(d-1) + 0,15 \cdot T_m(d-2) + 0,05 \cdot T_m(d-3) \quad (0-29)$$

$$TMZ = (0; T_{\text{Bezug}} - T_{m,\ddot{a}}) \quad (0-30)$$

Temperaturen unter der Bezugstemperatur induzieren einen Energiebedarf für die unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen Elektrospeicherheizung und Wärmepumpe. Der durchschnittliche Energiebedarf je Kelvin wird durch den absoluten gewichteten Mittelwert der TMZ und den bundesweiten Jahresdurchschnittsverbrauch der Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen bestimmt (vgl. (BNetzA und BKartA 2014b)).

<sup>145</sup> Für diese Arbeit wurden Zeitreihen für die 16 Bundesländer auf Basis von Temperaturmessungen der offiziellen Wetterstationen der jeweils größten VNB im Bundesland erstellt. Für Bundesländer mit mehreren VNB oder starken Unterschieden bei den Temperaturdaten (z. B. Bayern und Nordrhein-Westfalen) wurden mehrere Temperaturzeitreihen genutzt.

Abb. 0-6 zeigt die auf diese Weise bestimmte Jahreslastganglinie von Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen auf Basis des Wetterjahres 2012 (durchschnittliches Wetterjahr mit einem überdurchschnittlich kaltem Zeitraum im Februar) in Deutschland. Tab. 0-31 zeigt den typischen Tagesverlauf der Auslastung bei Elektrospeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen in Deutschland bei verschiedenen äquivalenten Tagesmitteltemperaturen. Die Bestimmungsmethodik kann anhand von (VDN 2004) detailliert nachvollzogen werden (vgl. (Bez 2014)).

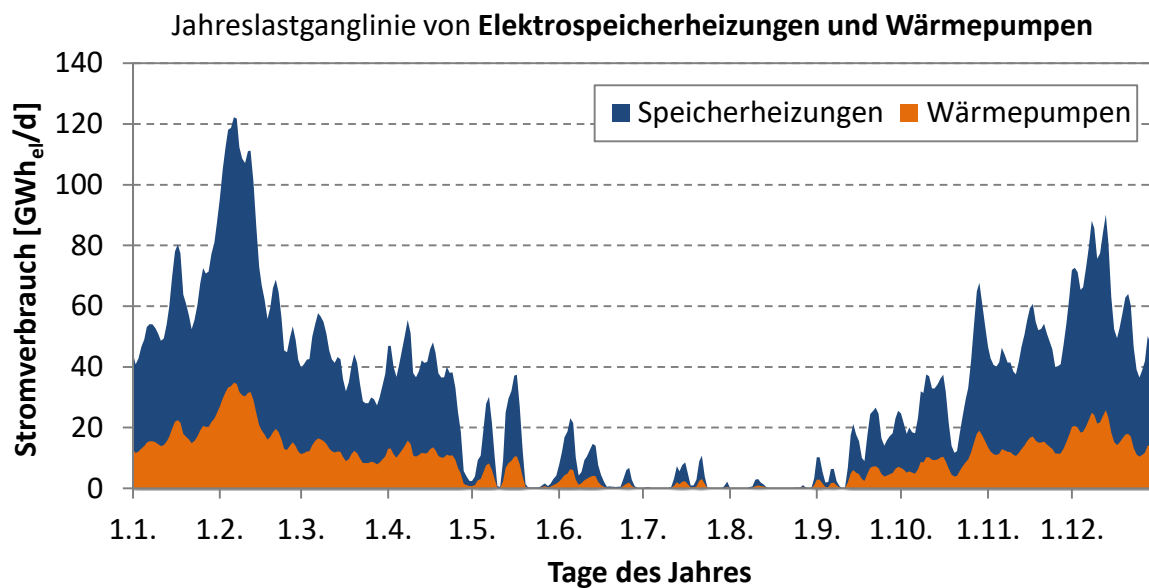


Abb. 0-6: Jahreslastganglinie von Elektrospeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen auf Basis des durchschnittlichen Wetterjahres 2012 in Deutschland (Darstellung nach (Bez 2014))

Tab. 0-31: Typischer Tagesverlauf der Auslastung bei Elektrospeicherheizungen und elektrischen Wärmepumpen in Deutschland bei verschiedenen äquivalenten Tagesmitteltemperaturen

Tageszeit [h]	Tagesverlauf von $v_{A, \varnothing}$ in Abhängigkeit der äquivalenten Tagesmitteltemperatur [%]					
	Elektrospeicherheizung <sup>1</sup>			Wärmepumpe <sup>2</sup>		
	10 °C	0 °C	-10 °C	10 °C	0 °C	-10 °C
0 – 1	24	48	73	23	45	78
1 – 2	23	49	75	23	45	78
2 – 3	20	53	80	23	45	78
3 – 4	20	51	77	23	45	78
4 – 5	15	47	72	23	45	78
5 – 6	9	37	56	23	45	78
6 – 7	1	21	32	23	45	78
7 – 8	0	7	10	23	45	78
8 – 9	0	1	1	23	45	78
9 – 10	0	5	7	23	45	78
10 – 11	0	5	7	23	45	78
11 – 12	3	1	1	22	43	74
12 – 13	1	6	9	20	39	68
13 – 14	3	10	16	20	39	66
14 – 15	3	15	23	19	38	65
15 – 16	3	17	25	19	38	65
16 – 17	1	12	19	20	39	66
17 – 18	1	11	17	21	42	71
18 – 19	1	5	7	23	45	78
19 – 20	1	5	7	23	45	78
20 – 21	4	11	17	23	45	78
21 – 22	10	21	32	23	45	78
22 – 23	13	29	44	23	45	78
23 – 0	20	41	62	23	45	78

1 – Eigene Berechnung basierend auf der Standardlastprofil-Kurvenschar der Netze BW GmbH; 2 – Eigene Berechnung basierend auf der Standardlastprofil-Kurvenschar der LEW Verteilnetz GmbH

Bei Kühlgeräten wird nach (Stamminger 2008) davon ausgegangen, dass 25 % des gesamten Energiebedarfs durch Türöffnungsvorgänge und die damit verbundenen Belade- und Entnahmeprozesse induziert wird. Der Effekt der Türöffnungsvorgänge selbst ist dabei aufgrund der niedrigen Wärmeleitfähigkeit von Luft vernachlässigbar. Der damit verbundene Eintrag bzw. die Entnahme von Kühlgut hat jedoch einen relevanten Einfluss auf den Stromverbrauch (Geppert 2011). (Thomas 2007) ist der typische Verlauf von Türöffnungsvorgängen an einem

durchschnittlichen Werktag zu entnehmen. Die Daten basieren auf einer schriftlichen Befragung von 1.000 Haushalten und Tests mit 40 Testkühlschränken. Abb. 0-7 zeigt die auf dieser Basis ermittelte Lastganglinie von Kühl- und Gefriergeräten an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland. Bei Gefriergeräten wird dabei von einem gleichmäßigen Leistungsbezug ausgegangen. Bei Kühlgeräten sind neben der Türöffnungsfrequenz grundsätzlich weitere Einflussfaktoren wie die Raumtemperatur oder der Befüllungsgrad des Kühlgeräts für den Stromverbrauch relevant (vgl. (Geppert 2011)). Deren Einfluss wird vereinfachend als gleichmäßig angenommen (vgl. (Bez 2014)).

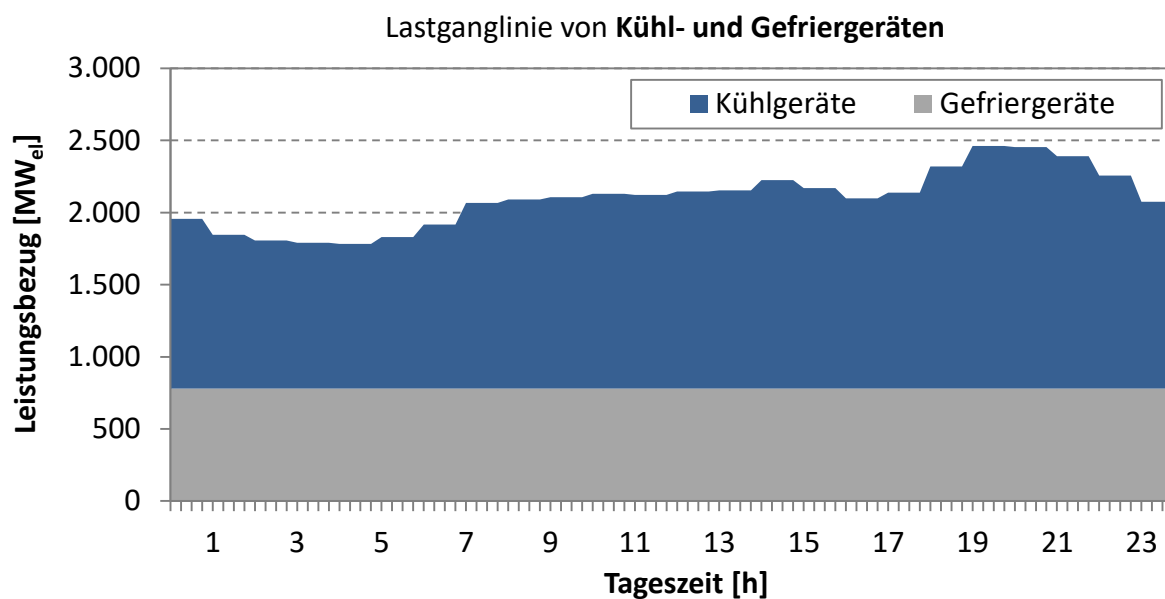


Abb. 0-7: Lastganglinie von Kühl- und Gefriergeräten an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland (Eigene Darstellung auf Basis von (Stamminger 2008), (Thomas 2007))

In den Abb. 0-8 bis Abb. 0-10 sind die Lastganglinien von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland dargestellt.

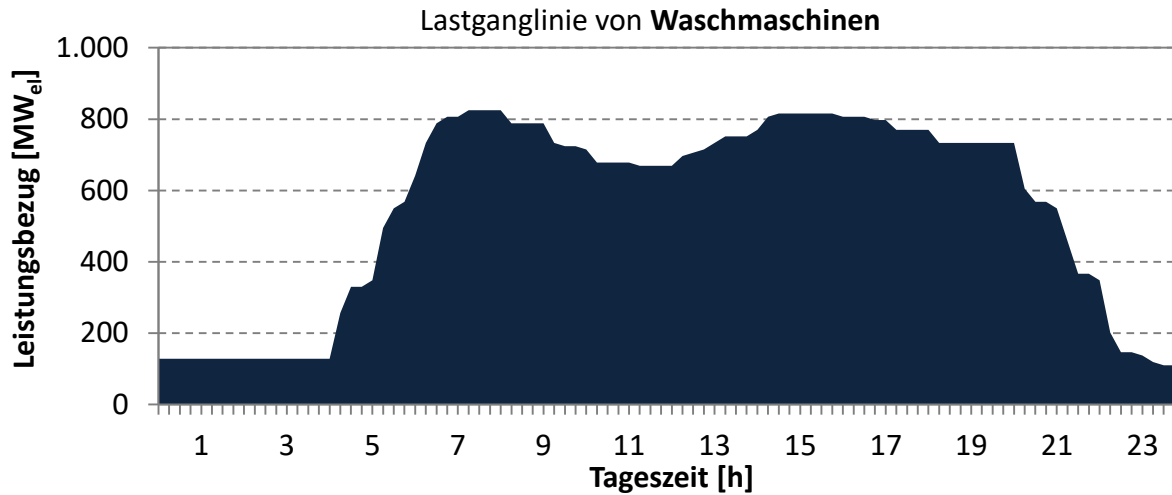


Abb. 0-8: Lastganglinie von Waschmaschinen an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland (Eigene Darstellung auf Basis von (Stamminger 2008))

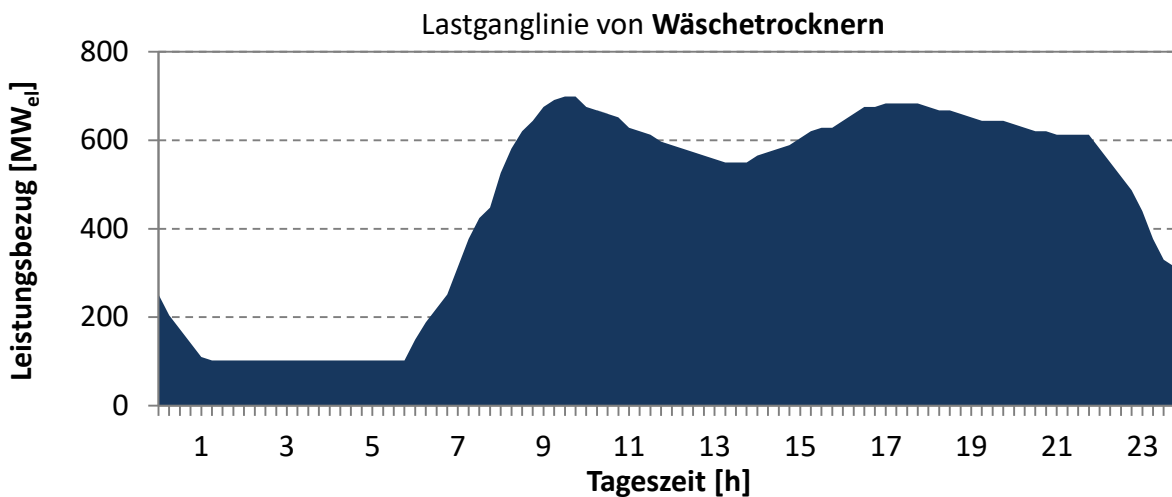


Abb. 0-9: Lastganglinie von Wäschetrocknern an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland (Eigene Darstellung auf Basis von (Stamminger 2008))

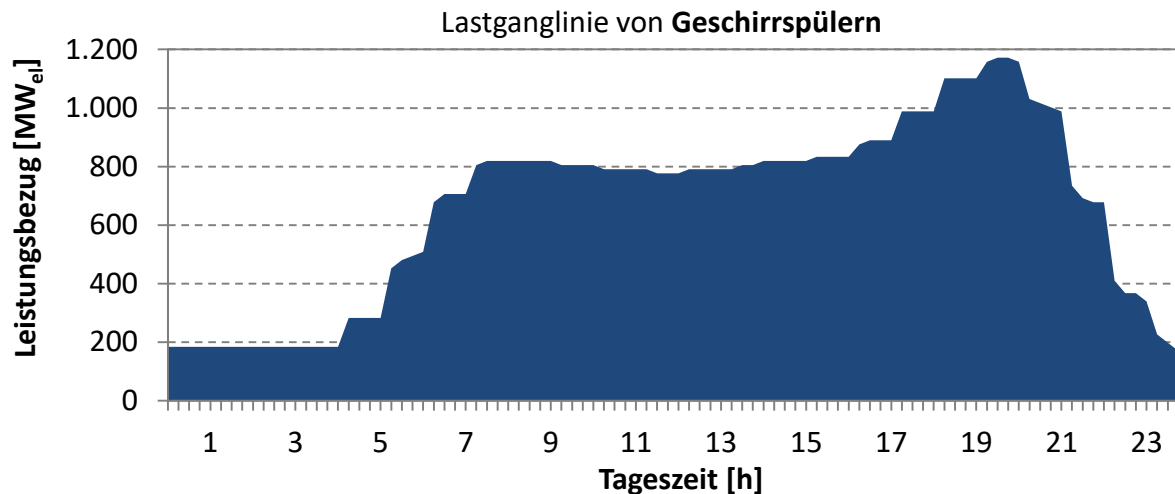


Abb. 0-10: Lastganglinie von Geschirrspülern an einem durchschnittlichen Wochentag in Deutschland (Eigene Darstellung auf Basis von (Stamminger 2008))

Tab. 0-32 zeigt die durchschnittlichen Tagesverläufe der Auslastung bei Kühlgeräten, Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, Umwälzpumpen und Klimaanlage in Haushalten in Deutschland. Die Daten für Umwälzpumpen und Klimaanlage beziehen sich nur auf den jeweiligen Nutzungszeitraum. Bei Umwälzpumpen ist dies die Heizperiode in den Winter- und Übergangsmonaten, bei Klimaanlage die Kühlperiode im Sommer. Die mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei elektrischen Warmwasseraufbereitungsanlagen in Haushalten zeigt Tab. 0-33.



Tab. 0-32: Durchschnittlicher Tagesverlauf der Auslastung bei Kühlgeräten, Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, Umwälzpumpen und Klimaanlage in Haushalten in Deutschland während des Nutzungszeitraums

Tageszeit [h]	Durchschnittlicher Tagesverlauf von $v_{A, \emptyset}$ im Nutzungszeitraum [%]					
	KG <sup>1</sup>	WM <sup>2</sup>	WT <sup>2</sup>	GS <sup>2</sup>	UP <sup>3</sup>	KA <sup>4</sup>
0 – 1	29,8	0,2	0,5	0,4	30,4	8,8
1 – 2	27,0	0,2	0,3	0,4	30,4	7,0
2 – 3	26,0	0,2	0,3	0,4	30,4	4,7
3 – 4	25,6	0,2	0,3	0,4	30,4	3,5
4 – 5	25,4	0,4	0,3	0,5	38,6	2,3
5 – 6	26,6	0,7	0,3	0,8	54,8	2,3
6 – 7	28,8	1,1	0,6	1,2	90,3	3,5
7 – 8	32,6	1,2	1,1	1,5	91,3	4,7
8 – 9	33,2	1,2	1,7	1,6	91,3	5,9
9 – 10	33,6	1,1	1,9	1,5	91,3	7,6
10 – 11	34,2	1,0	1,9	1,5	91,3	12,3
11 – 12	34,0	1,0	1,7	1,5	91,3	17,0
12 – 13	34,6	1,1	1,6	1,5	91,3	23,4
13 – 14	34,8	1,1	1,6	1,5	91,3	32,2
14 – 15	36,6	1,2	1,6	1,6	91,3	43,3
15 – 16	35,2	1,2	1,7	1,6	91,3	52,7
16 – 17	33,4	1,2	1,9	1,7	91,3	57,4
17 – 18	34,4	1,2	1,9	1,8	91,3	58,5
18 – 19	39,0	1,1	1,9	2,1	91,3	53,3
19 – 20	42,5	1,1	1,8	2,2	91,3	41,0
20 – 21	42,3	0,9	1,8	2,0	91,3	30,4
21 – 22	40,7	0,7	1,7	1,5	91,3	22,8
22 – 23	37,4	0,3	1,5	0,9	89,3	21,7
23 – 0	32,8	0,2	1,0	0,4	54,8	11,7

1 – Eigene Berechnung basierend auf einem typischen Tagesverlauf der Türöffnungsvorgänge nach (Thomas 2007) sowie der Annahme, dass diese 25 % des Energiebedarfs der Kühlgeräte beeinflussen (Stamminger 2008) (bei Gefriergeräten wird von einem konstanten Lastverlauf ausgegangen; 2 – nach (Stamminger 2008) mit der Annahme von 73 VBH bei Waschmaschinen, 113 VBH bei Wäschetrocknern und 111 VBH bei Geschirrspülern; 3 – Nur für den Nutzungszeitraum während der Heizsaison im Winter und in der Übergangszeit, nach (Stamminger 2008) mit der Annahme eines Volllastnutzungsfaktors im Nutzungszeitraum von 76 %; 4 – Nur für den Nutzungszeitraum während der Kühleiszeit im Sommer, nach (Stamminger 2008) mit der Annahme eines Volllastnutzungsfaktors im Nutzungszeitraum von 22 %

Tab. 0-33: Mittlere Auslastung nach Typzeiträumen bei elektrischen Warmwasseraufbereitungsanlagen in Haushalten

Warmwasseraufbereitung in Haushalten	$v_{A, \emptyset}$ nach Typzeiträumen							
	Winter und Übergangszeit				Sommer			
	6-22 Uhr		22-6 Uhr		6-22 Uhr		22-6 Uhr	
	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±
Warmwasserspeicher >30 l <sup>1</sup>	0,6	≈0	24	2	0,6	≈0	20	2

1 – Saisonale Differenzierung basierend auf (Blatter et al. 1993), tageszeitliche Differenzierung basierend auf (Stamminger 2008) – demnach heizen mehr als 95 % der relevanten Anlagen nur nachts – und VBH nach (Styczynski und Sauer 2015)

### Minimal- und Maximallastfaktor

In Tab. 0-34 sind die ermittelten durchschnittlichen Minimal- und Maximallastfaktoren  $v_{\min, \emptyset}$  und  $v_{\max, \emptyset}$  der betrachteten Querschnittstechnologien angegeben.

Tab. 0-34: Minimal- und Maximallastfaktor bei den betrachteten Querschnittstechnologien

DSI-Option	V <sub>min, Ø</sub>		V <sub>max, Ø</sub>		DSI-Option	V <sub>min, Ø</sub>		V <sub>max, Ø</sub>	
	[%]	±	[%]	±		[%]	±	[%]	±
EI_LA	15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	Krh_KA	0	≈0	33 <sup>6</sup>	3
EI_KA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	Krh_KM			100 <sup>4</sup>	≈0
EI_KM			100	≈0	Ha_LA	14	2	71	7
KI_LA	15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	Ha_KA	0 <sup>5</sup>	≈0	29	3
KI_KA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	Ha_KM			100 <sup>4</sup>	≈0
Meb_LA	15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	Gast_LA			33	3
Meb_KA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	Gast_KA			100 <sup>4</sup>	≈0
Mach_LA	15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	Gast_KM			50	5
Mach_KA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	Kühlh_KM			100 <sup>7</sup>	≈0
Fzb_LA	15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	Wv				
Fzb_KA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	Rec			100 <sup>7</sup>	≈0
Lw_LA	14	2	100 <sup>4</sup>	≈0	KG				
Lw_K_KM	0	≈0			41 <sup>5</sup>			4	GG
Gb			15 <sup>1</sup>	2	51 <sup>2</sup>	5	WP	17	2
Büro_LA	0	≈0	24 <sup>3</sup>	2	ESH	0,8 <sup>7</sup>	≈0	1,4 <sup>9</sup>	2
Büro_KA			100 <sup>4</sup>	≈0	KA	1,5 <sup>7</sup>	≈0	2,3 <sup>9</sup>	2
Büro_KM			33 <sup>6</sup>	3	UP				
Beh_LA			100 <sup>4</sup>	≈0	WW	1,3 <sup>7</sup>	≈0	2,2 <sup>9</sup>	2
Beh_KA			33 <sup>6</sup>	3	WM				
Beh_KM			100 <sup>4</sup>	≈0	WT				
Krh_LA			100 <sup>4</sup>	≈0	GS				

1 –WTT volle Abschaltung möglich, N, SaT, SF: v<sub>min</sub> = v<sub>A</sub>; 2 – Nur Verschiebepotentiale WTT; 3 –WTT volle Zuschaltung möglich, N, SaT, SF: v<sub>max</sub> = v<sub>A</sub>; 4 – Dauerhaft volle Zuschaltung möglich; 5 – nach (Focken et al. 2011) kein Potential im Sommer und deutlich reduzierte Schaltmöglichkeiten im Winter angenommen; 6 – Potential nur tagsüber in Sommer und Übergangszeit angenommen; 7 –Dauerhafte Zu- und Abschaltung möglich, Annahmen auf Basis von (Styczynski und Sauer 2015) für den jeweiligen Nutzungszeitraum; 8 – Annahmen auf Basis von (Styczynski und Sauer 2015), (Apel et al. 2012); 9 – Zuschaltung tagsüber, nachts nicht möglich, auf Basis von (Styczynski und Sauer 2015); 10 – Eigene Berechnung in Anlehnung an (Bez 2014)

Die berechneten Werte der durchschnittlich technisch in positiver bzw. negativer Richtung schaltbaren Potentiale P<sub>pos, tech, Ø</sub> bzw. P<sub>neg, tech, Ø</sub> für die betrachteten Querschnittstechnologien werden an dieser Stelle auf Grund des Umfangs durch die zeitliche Differenzierung nicht dargestellt. Alle relevanten zur Berechnung verwendeten Daten sind angegeben.

### E.3 Soziotechnisches DSI-Potential

Tab. 0-35 zeigt die in der vorliegenden Analyse angenommenen Realisierbarkeitsfaktoren aller betrachteten DSI-Optionen.

Tab. 0-35: Realisierbarkeitsfaktor von DSI-Optionen

DSI-Option	v <sub>R</sub>		DSI-Option	v <sub>R</sub>	
	[%]	±		[%]	±
Primäraluminium	100 <sup>1</sup>	≈0	Metallbearbeitung	50 <sup>5,6</sup>	4
Primärzink	66 <sup>2</sup>	≈0	Maschinenbau		
Primärkupfer	50 <sup>2</sup>	≈0	Fahrzeugbau		
Silizium-Metall	55 <sup>2</sup>	≈0	Landwirtschaft Milchkühe		
Graphitelektroden	73 <sup>2</sup>	4	Landwirtschaft Schweine		
Elektrostahl	31 <sup>2,3</sup>	3	Gartenbau	50 <sup>4</sup>	4
Aluminiumguss	68 <sup>2</sup>	7	Büros	50 <sup>5,6</sup>	4
Stahl- und Eisenguss	68 <sup>2</sup>	7	Beherbergung		
Holzschleifer	100 <sup>2</sup>	≈0	Krankenhäuser		
TMP-Refiner	89 <sup>2,3</sup>	4	Handel Lüftung/Klimakälte	50 <sup>5</sup>	4
Zellstoff	70 <sup>2</sup>	4	Handel Prozesskälte	63 <sup>6</sup>	5
Altpapierstoff	70 <sup>2,3</sup>	4	Gastronomie	50 <sup>5,6</sup>	4
Papiermaschinen	15 <sup>2,3</sup>	2	Kühlhäuser	75 <sup>5,6</sup>	6
Chlor (Membran)	85 <sup>2,3</sup>	4	Wasserversorgung	57 <sup>2</sup>	≈0
Chlor (Amalgam)	85 <sup>4</sup>	4	Recycling	50 <sup>3</sup>	4
Chlor (Deacon)	85 <sup>4</sup>	4	Kühlgeräte	40 <sup>5</sup>	3
Chlor (Diaphragma)	40 <sup>3</sup>	4	Gefriergeräte		
Sauerstoff	50 <sup>2</sup>	5	Klimatisierungsanlagen		
Calciumcarbid	40 <sup>4</sup>	4	Wärmepumpen		
Zementmühlen	61 <sup>2</sup>	3	Elektrospeicherheizungen		
Rohmehlmühlen	41 <sup>2</sup>	2	Umwälzpumpen		
Behälterglas	57 <sup>2</sup>	3	Warmwasseraufbereitung	12 <sup>5</sup>	1
Ernährung Lüftung/Klimakälte	50 <sup>5</sup>	4	Waschmaschinen	40 <sup>5</sup>	3
Ernährung Prozesskälte	63 <sup>6</sup>	5	Wäschetrockner		
Kunststoffindustrie	50 <sup>5,6</sup>	4	Geschirrspüler		

1 – Eigene Abschätzung auf Basis von Marktdaten der Plattform <https://www.regelleistung.net/>; 2 – Eigene Abschätzung auf Basis empirischer Daten; 3 – Eigene Abschätzung auf Basis von (Langrock et al. 2015); 4 – Eigene Abschätzung auf Basis vorliegender Daten ähnlicher DSI-Optionen; 5 – Eigene Abschätzung auf Basis von (Styczynski und Sauer 2015); 6 – (Klobasa 2007)

## **E.4 Zeitrestriktionen**

Im Folgenden wird die Erhebung der Zeitrestriktionen Aktivierungsdauer, Schaltdauer, Verschiebedauer und kumulierte Schaltdauer beschrieben. Eine relevante Zeitrestriktion ist auch der Mindestabstand, der zwischen zwei Schaltungen liegen muss. Beispielsweise sind für die verschiedenen Produkte nach § 5 AbLaV Mindestabstände definiert. Eine Erhebung auf Basis einer Literaturanalyse ist jedoch aufgrund der zu geringen Datenverfügbarkeit nicht möglich. (Langrock et al. 2015) beschreibt, dass der Mindestabstand in den Fragebögen für Industrieunternehmen zwar abgefragt wurde, bei der Auswertung der Befragung jedoch das Auftreten von relativ vielen Inkonsistenzen bei den Angaben zum Mindestabstand problematisch gewesen sei (Langrock et al. 2015). Es liegen somit auch aus dieser Studie keine durchgängigen Informationen zu Mindestabständen vor. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt daher keine quantitative Erhebung des Mindestabstands.

### **E.4.1 Aktivierungsdauer**

Die Aktivierungsdauer  $d_A$  wird definiert als Zeitdauer bis zur vollständigen Aktivierung der abgerufenen Leistungsänderung (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)). In Tab. 0-36 bzw. Tab. 0-37 sind Anteile schaltbarer Leistungen in positiver bzw. negativer Richtung in Abhängigkeit der Aktivierungsdauer  $d_{A, pos}$  bzw.  $d_{A, neg}$  für Produktionsprozesse dargestellt. Eine wesentliche Datenquelle sind dabei die in (Langrock et al. 2015) auf Basis detaillierter Unternehmensbefragungen erhobenen und entsprechend granular dargestellten Werte.

Tab. 0-36: Zuordnung technisch schaltbarer Leistungen in positiver Richtung zu Aktivierungsdauern bei Produktionsprozessen

Prozess	Anteil der innerhalb von $d_{A, pos}$ aktivierbaren Leistung an $P_{pos, tech}$													
	< 1 s		1-30 s		0,5-5 min		5-15min		15-30min		0,5-1h		>1h	
	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±
Al, primär <sup>1-3</sup>	59	0	41	25	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0
Zn, primär <sup>a</sup>	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cu, primär <sup>a</sup>	0	0	100	30	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0
Si, primär <sup>a</sup>	0	0	0	0	60	10	40	10	0	0	0	0	0	0
E-Stahl <sup>2</sup>	0	10	15	10	48	10	0	10	0	0	0	0	37	10
Al, Guß <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Fe, Guß <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Graphit <sup>a</sup>	0	10	100	50	0	50	0	10	0	0	0	0	0	0
Holzschliff <sup>2</sup>	0	0	0	0	10	10	20	10	70	10	0	10	0	0
TMP <sup>2</sup>	0	0	0	0	10	10	20	10	70	10	0	10	0	0
Zellstoff <sup>a</sup>	0	0	0	0	10	10	20	10	70	10	0	10	0	0
Altpapier <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	10	85	10	15	10	0	10	0	0
Papier <sup>2,3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	30	10	60	10
Cl <sub>2</sub> , M <sup>2, b</sup>	25	0	13	0	0	0	26	0	15	0	21	0	0	0
Cl <sub>2</sub> , Hg <sup>a</sup>	25	20	13	13	0	10	26	20	15	15	21	20	0	0
Cl <sub>2</sub> , HCl <sup>3</sup>	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cl <sub>2</sub> , D <sup>2, b</sup>	25	0	13	0	0	0	26	0	15	0	21	0	0	0
O <sub>2</sub> <sup>2</sup>	0	0	10	10	40	10	0	10	40	10	10	5	0	0
CaC <sub>2</sub> <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Zement <sup>2,3</sup>	0	0	0	0	0	10	100	10	0	10	0	0	0	0
Rohmehl <sup>2,3</sup>	0	0	0	0	0	10	100	10	0	10	0	0	0	0
Glas <sup>2, a</sup>	10	10	30	10	60	10	0	10	0	0	0	0	0	0

1 – Anteil angebotener Leistung mit Zuschlag im Produkt sofort abschaltbare Lasten (SOL) im Januar 2016 – Zugriff über die Ausschreibungsplattform <https://www.regelleistung.net> der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; 2 – (Langrock et al. 2015) – wo keine exakten technologiespezifischen Angaben eigene Abschätzung basierend auf den vorliegenden Informationen; 3 – (Apel et al. 2012)

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbar Informationen

b – Nach (Langrock et al. 2015) geben mehrere befragte Unternehmen eine Verbindung zwischen der möglichen Aktivierungsdauer und der erforderlichen Produktqualität an

Tab. 0-37: Zuordnung technisch schaltbarer Leistungen in positiver Richtung zu Aktivierungsdauern bei Produktionsprozessen

Prozess	Anteil der innerhalb von $d_{A, neg}$ aktivierbaren Leistung an $P_{neg, tech}$													
	< 1 s		1-30 s		0,5-5 min		5-15min		15-30min		0,5-1h		>1h	
	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±	[%]	±
Al, primär <sup>1,2</sup>	0	0	38	15	0	0	0	0	62	15	0	0	0	0
Zn, primär <sup>a</sup>	0	0	0	20	50	20	50	20	0	20	0	0	0	0
Cu, primär <sup>a</sup>	0	0	0	20	50	20	50	20	0	20	0	0	0	0
Si, primär <sup>a</sup>	0	0	0	20	50	20	50	20	0	20	0	0	0	0
E-Stahl <sup>2</sup>	100	15	0	10	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
Al, Guß <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Fe, Guß <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Graphit <sup>a</sup>	0	0	0	20	50	20	50	20	0	20	0	0	0	0
Holzschliff <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	10	67	10	0	10	0	10	33	10
TMP <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	10	67	10	0	10	0	10	33	10
Zellstoff <sup>a</sup>	0	0	0	0	0	10	67	10	0	10	0	10	33	10
Altpapier <sup>2</sup>	0	0	0	0	0	10	67	10	0	10	0	10	33	10
Papier <sup>1,2</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	10	70	10
Cl <sub>2</sub> , M <sup>2</sup>	38	0	0	0	6	0	56	0	0	0	0	0	0	20
Cl <sub>2</sub> , Hg <sup>a</sup>	38	20	0	20	6	20	56	20	0	0	0	0	0	20
Cl <sub>2</sub> , HCl <sup>1</sup>	0	0	100	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
Cl <sub>2</sub> , D <sup>2</sup>	38	0	0	0	6	0	56	0	0	0	0	0	0	20
O <sub>2</sub> <sup>2</sup>	0	0	10	10	40	10	0	10	40	10	10	5	0	0
CaC <sub>2</sub> <sup>a</sup>	0	0	0	10	0	25	100	50	0	25	0	0	0	0
Zement <sup>1,2</sup>	0	0	0	0	0	0	50	15	50	15	0	0	0	0
Rohmehl <sup>1,2</sup>	0	0	0	0	0	0	50	15	50	15	0	0	0	0
Glas <sup>2</sup>	10	10	30	10	60	10	0	10	0	0	0	0	0	0

1 – (Apel et al. 2012); 2 – (Langrock et al. 2015) – wo keine exakten technologiespezifischen Angaben eigene Abschätzung basierend auf den vorliegenden Informationen

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbarer Informationen

Bei Querschnittstechnologien bestehen im Vergleich zu Produktionsprozessen wenige Literaturstellen mit quantitativen Angaben zur Aktivierungsdauer. Für Brauchwasserwärmepumpen gibt (Henning und Sauer 2015) eine Aktivierungsdauer von unter 60 Sekunden an, sieht jedoch keine Fähigkeit zur Bereitstellung drehender Reserve (spinning reserve, bspw. Primärregelleistung). Für Elektrospeicherheizungen geht (Moser et al. 2014) von einem aktivierbaren Potential von 50 % im Zeitraum bis 15 Minuten und von 10 % im Zeitraum bis 60 Minuten aus.

Nach (Elbe und Schmautzer 2013) beträgt die typische Einschaltzeitdauer von Kühl- und Gefriergeräten zwischen 10 und 30 Minuten. Bei ca. 5 % der Geräte liegt die Einschaltzeitdauer unter 10 Minuten. Einschaltzeitdauern von mehr als 60 Minuten treten bei unter 5 % der Kühl- und Gefriergeräte auf. (Moser et al. 2014) nimmt auf dieser Basis an, dass in den ersten 5 Minuten rund 95 %, zwischen 6 und 15 Minuten rund 60 % und zwischen 15 und 60 Minuten rund 10 % der sich außer Betrieb befindlichen Kühlgeräte für eine Lasterhöhung verwenden lassen.

Im Gartenbau wird nach (Focken et al. 2011) bei der Zuschaltung von Natriumdampf-Hochdrucklampen, wie sie in Gewächshäusern eingesetzt werden, die volle Nennleistung nach ca. sechs Minuten erreicht. In (Focken et al. 2011) wird ebenfalls eine Mindeststillstandszeit und eine maximale Schalthäufigkeit von Beleuchtungsanlagen im Gartenbau beschrieben, aber nicht quantifiziert.

Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit wird für diese Arbeit vereinfachend die Annahme getroffen, dass alle betrachteten Querschnittstechnologien innerhalb von 30 Minuten ihre schaltbare Leistung in positiver und negativer Richtung aktivieren können. Ein Einsatz für Regelleistungsprodukte bei aktuellen Produkthanforderungen wird als nicht möglich angenommen.

#### **E.4.2 Schaltdauer und Verschiebedauer**

Die Schaltdauer  $d_s$  ist definiert als Zeitdauer zwischen vollständiger Aktivierung und Beginn der Rückaktivierung eines Abrufs (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)). Die Verschiebedauer  $d_v$  gibt bei verschiebbaren Lasten die Zeitdauer an, innerhalb derer die entgangene oder überhöhte Nachfrage kompensiert werden muss. Die maximal mögliche Verschiebedauer  $d_{v, \max}$  muss nicht notwendigerweise von der maximalen Schaltdauer  $d_{s, \max}$  in positiver oder negativer Richtung abhängen, wenn beispielsweise ein Nachholen des entgangenen Leistungsbezugs nicht unmittelbar nach der entgangenen Lastreduktion durchgeführt werden muss.

Die maximal mögliche Verschiebedauer bei sofortiger Kompensation  $d_{v, sk, \max}$  ergibt sich je nach Fall aus den Gleichungen (0-31) bis (0-33). Dabei wird unterschieden, ob die maximal verschiebbare Energiemenge  $E_{\max}$  durch die Zeitrestriktionen für Schaltung in negativer Richtung (0-31), in beide Richtungen gleichermaßen (0-32) oder in positiver Richtung (0-33) limitiert wird. Die maximal schaltbare Energiemenge in positiver bzw. negativer Richtung ergibt sich dabei nach (0-34) bzw. (0-35). Für die maximal mögliche Verschiebedauer ohne sofortige Kompensation wird von einem Wert ausgegangen, der mindestens der Summe aus  $d_{s, pos, \max}$  und  $d_{s, neg, \max}$  entspricht.



$$d_{v,sK,max} = \left(1 + \frac{P_{neg,max}}{P_{pos,max}}\right) \cdot d_{s,neg,max} \quad \text{für} \quad E_{pos,max} > E_{neg,max} \quad (0-31)$$

$$d_{v,sK,max} = d_{s,neg,max} + d_{s,pos,max} \quad \text{für} \quad E_{pos,max} = E_{neg,max} \quad (0-32)$$

$$d_{v,sK,max} = \left(1 + \frac{P_{pos,max}}{P_{neg,max}}\right) \cdot d_{s,pos,max} \quad \text{für} \quad E_{pos,max} < E_{neg,max} \quad (0-33)$$

mit

$$E_{pos,max} = P_{pos,max} \cdot d_{s,pos,max} \quad (0-34)$$

$$E_{neg,max} = P_{neg,max} \cdot d_{s,neg,max} \quad (0-35)$$

Möglichkeiten zur Bestimmung von  $d_s$  und  $d_v$  sind empirische Erhebungen, theoretische Berechnungen (vgl. z. B. (Gils 2015)) oder Simulation in Bottom-Up-Modellen (vgl. z. B. (Stadler 2005), (Stötzer 2012)). Für die vorliegende quantitative Bestimmung werden Literaturanalyse, theoretische Berechnung und empirische Erhebung kombiniert.

#### **E.4.2.1 Bestimmung bei industriellen Produktionsprozessen**

Tab. 0-38 zeigt maximal mögliche Schaltdauern und Verschiebedauern bei Produktionsprozessen. Wesentliche Datenquellen sind detailliert dargestellte Angaben in (Langrock et al. 2015) sowie eigene empirische Erhebungen.

Tab. 0-38: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Produktionsprozessen

Prozess	$d_{s, pos, max, \emptyset}$		$d_{s, neg, max, \emptyset}$		$d_{v, sK, max, \emptyset}$		$d_{v, max, \emptyset}$
	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]
Al, primär	2,1 <sup>1</sup>	0,2	4 <sup>1</sup>	0,4	4,2	0,5	≥ 6,1
Zn, primär	6 <sup>a</sup>	1,2	4 <sup>a</sup>	0,8	4,1	0,9	≥ 10
Cu, primär	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	4,5	1,2	≥ 6
Si, primär	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	4,2	1,0	≥ 6
Graphit	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	5,4	1,4	≥ 6
E-Stahl	3,7 <sup>1</sup>	0,4	1 <sup>1</sup>	0,1	1,1	0,2	≥ 4,7
Al, Guß	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	4,9	1,6	≥ 6
Fe, Guß	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	4,9	1,6	≥ 6
Holzschliff	4,8 <sup>1</sup>	0,5	6 <sup>1</sup>	0,6	7,8	2,0	≥ 10,8
TMP	4,8 <sup>1</sup>	0,5	6 <sup>1</sup>	0,6	7,8	1,9	≥ 10,8
Zellstoff	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	1	4,6	1,3	≥ 6
Altpapier	0,6 <sup>1</sup>	0,1	2 <sup>a</sup>	1	2,2	0,6	≥ 2,6
Papier	5,2 <sup>1</sup>	0,5	6 <sup>a</sup>	1,2	6,6	1,7	≥ 11,2
Cl <sub>2</sub> , M	8 <sup>1</sup>	0,8	3,9 <sup>1</sup>	0,4	4,6	0,9	≥ 11,9
Cl <sub>2</sub> , Hg	6 <sup>a</sup>	1,2	3 <sup>a</sup>	0,6	3,4	0,9	≥ 8,9
Cl <sub>2</sub> , HCl	6 <sup>a</sup>	1,2	3 <sup>a</sup>	0,6	3,4	1,0	≥ 8,9
Cl <sub>2</sub> , D	8 <sup>1</sup>	0,8	3,9 <sup>1</sup>	0,4	4,8	1,0	≥ 11,9
O <sub>2</sub>	2,8 <sup>a</sup>	0,3	3 <sup>1</sup>	0,3	3,6	0,7	≥ 5,8
CaC <sub>2</sub>	2 <sup>a</sup>	0,4	4 <sup>a</sup>	0,8	4,8	1,4	≥ 6
Zement	14,9 <sup>1</sup>	1,5	17,2 <sup>1</sup>	1,7	20,6	4,3	≥ 32,1
Rohmehl	5 <sup>a</sup>	1	6 <sup>a</sup>	1,1	6,6	1,8	≥ 10,7
Glas	6 <sup>a</sup>	1,2	5 <sup>a</sup>	1	10,4	4,0	≥ 11

1 – Gewichtete Mittelwertbildung der in (Langrock et al. 2015) angegebenen, nach Schaltgeschwindigkeit differenzierten Werte unter Einbeziehung von in den einzelnen Abschnitten (Langrock et al. 2015) beschriebenen Informationen zur technologischen Differenzierung; Aufgrund der hohen empirischen Abdeckung und der differenzierten Parameter-Darstellung werden letztlich nur Daten aus (Langrock et al. 2015) einbezogen, wobei Angaben in (Apel et al. 2012) oder (Buber et al. 2013a) teilweise abweichen.

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbar Informationen

#### E.4.2.2 Bestimmung bei Querschnittstechnologien

Auf die Ermittlung der möglichen Schaltdauer bei Lüftungs-, Klimatisierungs- und Kälteanlagen in Industrie und GHD wird im Folgenden detaillierter eingegangen. Für Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen erfolgt eine theoretische Berechnung der möglichen Schaltdauer auf Branchenebene. Mit zunehmender Betriebsgröße steigen die Personen- bzw. Nutztieranzahl und

die Höhe der Wärmelasten entsprechend des Raumvolumens an, weshalb die Verschiebedauer aller betrachteten Größenklassen als vergleichbar angenommen wird. Die mögliche Schaltdauer bei Kälteanlagen resultiert aus der Art des angenommenen eingesetzten Anlagentyps in den Größenklassen, wie steckfertige Kühlmöbel oder Verbundanlagen. Dadurch unterscheidet sich die Verschiebedauer innerhalb einer Branche je nach Größen- und Ausstattungsmerkmalen und wird dementsprechend differenziert dargestellt (vgl. (Wenzel 2014)).

Die mögliche Schaltdauer von Lüftungsanwendungen in Anwendungsbereichen in Industrie und GHD wird über die benötigte Zeit bis zum Erreichen eines definierten CO<sub>2</sub>-Grenzwertes nach Abschalten der Lüftungsanlage berechnet. Eingangsdaten sind der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Mitarbeiter und Kunden, die CO<sub>2</sub>-Konzentration der Außenluft und das Volumen der jeweiligen Betriebsräume. Für den personenbezogenen Kohlenstoffdioxidausstoß wird der Mittelwert aus einer größeren Zahl bestehender Literaturwerte gebildet sowie nach Tätigkeitsart differenziert. Werte für die CO<sub>2</sub>-Konzentration der Außenluft sind (Boos et al. 2006) entnommen. Für Raumvolumina dienen Referenzgebäude als Datengrundlage, welche den typischen Gebäudemaßen der jeweiligen Branchen entsprechen (Schloman et al. 2014), (Rivière et al. 2012). Als maximal zulässige CO<sub>2</sub>-Konzentration wird die sogenannte Pettenkofer-Zahl definiert, welche eine einschränkungsfreie Ausübung der Arbeit garantiert (Boos et al. 2006). Je nach Datenverfügbarkeit werden in den Branchen unterschiedliche Belegungsraten sowie von der Betriebsgröße abhängige Referenzgebäude berücksichtigt. Daraus resultiert eine minimale und maximale Dauer der Lastverschiebung (vgl. (Wenzel 2014)).

Für die Berechnung der möglichen Schaltdauer in der Landwirtschaft wird die typische Stallgröße aus gesetzlichen Mindestanforderungen an die Bodenfläche je Tier abgeleitet. Zudem kann für Tiere eine deutlich höhere maximale CO<sub>2</sub>-Konzentration zu Grunde gelegt werden (TierSchNutzTV). Daten zum CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Nutztiere können (AEL 2007) entnommen werden. Angaben zur durchschnittlichen Anzahl der Tiere je Betrieb sind (Schloman et al. 2014) zu entnehmen. Da im Industrie-Segment nur büroähnliche Bereiche betrachtet werden, wird die mögliche Schaltdauer hier analog zum GHD-Anwendungsbereich büroähnliche Betriebe berechnet (vgl. (Wenzel 2014)).

Die Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Lüftungsanlagen der verschiedenen Anwendungsbereiche  $d_{s, LA, i}$  erfolgt nach (0-36) aus der Gesamtfläche des Referenzgebäudes  $A_i$ , der Deckenhöhe innerhalb des Referenzgebäudes  $h_i$ , der zulässigen CO<sub>2</sub>-Konzentrationserhöhung  $G_{CO_2}$ , der Anzahl der Mitarbeiter bzw. Nutztiere im Fall der Landwirtschaft im Referenzgebäude  $n_{MA/T, i}$  sowie dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß je Mitarbeiter bzw. Nutztier  $V_{CO_2, MA/T}$ . Tab. 0-39 zeigt die entsprechende Berechnung mit Datengrundlage (vgl. (Wenzel 2014)).

$$d_{s,LA,i} = \frac{A_i \cdot h_i \cdot G_{CO_2}}{n_{MA/T,i} \cdot \dot{V}_{CO_2,MA/T}} \quad (0-36)$$

Tab. 0-39: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Lüftungsanlagen in Industrie und GHD in Deutschland mit Datengrundlage

Lüftungs-anlagen	$A_i^{1-3}$	$h_i^{1-3}$		$G_{CO_2}^4$	$V_{CO_2, MA/T}^{5,6}$	$n_{MA/T, i}^1$		$d_{s, LA, i}^a$	
	[m <sup>2</sup> ]	[m]	±	[ppm]	[m <sup>3</sup> /h]	[-]	±	[h]	±
EI, KI, Meb, Mach, Fzb	1.008	2,7	≈0	625	0,02	76	24	1,1	0,3
Lw_Kühe	678	2,9	0,4	2.650	0,15	113	0	0,3	0,04
Lw_Schweine	369	2,9	0,4	2.650	0,028	369	0	0,3	0,04
Büro	1.008	2,7	≈0	625	0,02	76	24	1,1	0,3
Beh	3.668	2,7	≈0	625	0,02	399	197	0,8	0,3
Krh	14.428	3	≈0	625	0,03	291	0	3,1	≈0
Ha_klein	372	3	≈0	625	0,03	23	4	1,0	0,1
Ha_mittel	1.340	3	≈0	625	0,03	62	11	1,4	0,2
Ha_groß	7.749	7	≈0	625	0,03	426	83	2,7	0,4
Gast	181	2,7	≈0	625	0,02	33	14	0,5	0,1

1 – (Schloman et al. 2014); 2 – (Rivière et al. 2012); 3 – Bundesverband des Deutschen Lebensmittelhandels (BVLH): Daten und Fakten ([http://www.bvlh.net/infothek/infothek\\_daten-fakten.html](http://www.bvlh.net/infothek/infothek_daten-fakten.html)), zuletzt geprüft am 26.2.2016; 4 – Berechnung aus CO<sub>2</sub>-Konzentration der Außenluft sowie der zulässigen CO<sub>2</sub>-Erhöhung nach (Boos et al. 2006) für Personen und nach (TierSchNutzTV) für Nutztiere; 5 – (Boos et al. 2006); 6 – (AEL 2007)

a – Schaltdauern symmetrisch angenommen

Zur Ermittlung der möglichen Schaltdauer bei Klimatisierungsanwendungen wird die Aufheizdauer der Gebäude durch interne und externe Lasten bei abgeschalteten Klimaanlage berechnet. Die maximal zulässige Temperaturerhöhung wird aus (Kießling 2013) sowie nach einem persönlichen Gespräch mit der Haustechnik der Firma Fichtner GmbH & Co. KG gewählt. Der nach (ASTA 2010) erlaubte Temperaturanstieg auf +26 °C erweist sich dabei als unrealistisch, da schon kleine Abweichungen in der Praxis zu Beschwerden der Mitarbeiter führen können. Deshalb wird eine Temperaturerhöhung von 1-2 °C als realisierbar definiert. Zu den internen Lasten zählen die Wärmeabgabe der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), der Beleuchtung und der sich im Gebäude befindenden Personen. Als externe Last wird die Solarstrahlung berücksichtigt (vgl. (Wenzel 2014)).

Die Wärmeleistung der IKT und der Beleuchtung kann dem nach (Schloman et al. 2014) bekanntem Stromverbrauch berechnet werden. Für Erstere wird der Stromverbrauch durch typische Nutzungsstunden dividiert, untergliedert in die Betriebsmodi Standby und Betrieb

(Bush 2003). Die Wärmeleistung der Beleuchtung wird mit Hilfe des durchschnittlichen Wärmeverlusts je Lampenart, eines Gleichzeitigkeitsfaktors sowie der durchschnittlichen Volllastbenutzungsstunden berechnet (LfU 2009), (AMEV 2007), (Hennings et al. 2000). Für die Wärmeabgabe der Personen werden Werte aus (Marx 2007), (Specht 2005) und (Blumenberg und Spinnler 2014) gemittelt. Zur Berechnung der externen Last ist die Kenntnis des Fensteranteils an der Gebäudehülle und die Strahlungsdurchdringung der Verglasung, der sogenannte g-Wert, erforderlich (Jagnow et al. 2002). Es werden die Mittelwerte der Solarstrahlung der Monate Mai bis September des Jahres 2012 der Städte Freiburg und Kassel verwendet (RRE 2012). Dadurch werden die unterschiedlichen Strahlungshöhen innerhalb Deutschlands berücksichtigt (vgl. (Wenzel 2014)).

Die mögliche Schaltdauer von Klimatisierungsanlagen  $d_{s,KA,i}$  kann nach (0-37) berechnet werden aus der Gesamtfläche des Anwendungsbereichs  $A_{ges,i}$ , der durchschnittlichen Deckenhöhe  $h_{\phi,i}$ , der Luftdichte  $\rho_{L,20}$  bei 20 °C, der isobaren Wärmekapazität  $c_{p,L,20}$  der Luft bei 20 °C, der zulässigen Temperaturerhöhung  $\Delta T_{zul}$ , der IKT-Wärmeleistung  $Q_{IKT,i}$ , der Wärmeleistung der Beleuchtung  $Q_{Bel,i}$ , der Wärmeleistung der Mitarbeiter und Kunden  $Q_{Pers,i}$  sowie der solaren Strahlungsleistung durch Fenster  $Q_{Solar,i}$  (vgl. (Wenzel 2014)).

$$d_{s,KA,i} = \frac{A_{ges,i} \cdot h_{\phi,i} \cdot \rho_{L,20} \cdot c_{p,L,20} \cdot \Delta T_{zul}}{Q_{IKT,i} + Q_{Bel,i} + Q_{Pers,i} + Q_{Solar,i}} \quad (0-37)$$

Die IKT-Wärmeleistung  $Q_{IKT,i}$  berechnet sich dabei nach (0-38) aus dem Jahresstromverbrauch der IKT  $E_{IKT,i}$  und den Volllastbenutzungsstunden gewichtet nach Standby- und Betriebszeiten  $VBH_{IKT,\phi,i}$ . Die Wärmeleistung der Beleuchtung  $Q_{Bel,i}$  kann aus dem Jahresstromverbrauch der Beleuchtung  $E_{Bel,i}$ , dem gewichteten durchschnittlichen Wärmeverlust  $u_{Bel,\phi,i}$ , dem Gleichzeitigkeitsfaktor  $f_{Gleichz,Bel}$  und den  $VBH_{Bel,\phi,i}$  ermittelt werden (0-39). Tab. 0-40 zeigt die entsprechende Berechnung mit Datengrundlage (vgl. (Wenzel 2014)).

$$Q_{IKT,i} = \frac{E_{IKT,i}}{VBH_{IKT,\phi,i}} \quad (0-38)$$

$$Q_{Bel,i} = \frac{E_{Bel,i} \cdot u_{Bel,\phi,i} \cdot f_{Gleichz,Bel}}{VBH_{Bel,\phi,i}} \quad (0-39)$$

Tab. 0-40: Berechnung der Wärmelasten für IKT und Beleuchtung mit Datengrundlage

Wärmeleistungen	IKT <sup>1</sup>			Beleuchtung <sup>2-4</sup>				
	$E_{IKT,i}$	$VBH_{IKT,\emptyset,i}$	$Q_{IKT,i}^a$	$E_{Bel,i}$	$u_{Bel,i}$	$f_{g,Bel}$	$VBH_{Bel,\emptyset,i}$	$Q_{Bel,i}$
	[GWh <sub>el</sub> ]	[h]	[GW <sub>th</sub> ]	[GWh <sub>el</sub> ]	[%]	[%]	[h]	[GW <sub>th</sub> ]
Büro	10.863	3.657	2,97	12.155	70,8	75	2.750	2,35
Beh	436	3.964	0,11	1.770	69,7		2.038	0,45
Krh	702	5.132	0,14	1.891	70,3		4.825	0,21
Ha	2.726	3.614	0,75	11.860	66,0		3.600	1,63
Gast	83	1.679	0,05	2.573	54,0		3.600	0,29

1 – (Bush 2003); 2 – (LfU 2009); 3 – (AMEV 2007); 4 – (Hennings et al. 2000)

a – Bei IKT-Wärmelasten wird von einer vollständigen Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie ausgegangen.

Mit (0-40) kann die Wärmeleistung der Mitarbeiter und Kunden  $Q_{Pers,i}$  aus der Zahl der Mitarbeiter und Kunden  $N_{Pers,i}$ , der durchschnittlichen Belegungsrate  $r_{B,\emptyset,i}$  und der durchschnittlichen Wärmestrahlung je Person  $Q_{spez,\emptyset,i}$  berechnet werden. Die solare Strahlungsleistung durch Fenster  $Q_{Solar}$  ergibt sich aus der Gesamtfläche des Anwendungsbereichs  $A_{ges,i}$ , der durchschnittlichen Deckenhöhe  $h_{\emptyset,i}$ , dem Fensteranteil  $a_{F,i}$  sowie der durchschnittlichen Solarstrahlung  $I_{Solar,\emptyset}$  (0-44). Die Berechnung von  $Q_{Pers,i}$  und  $Q_{Solar,i}$  ist in Tab. 0-41 dargestellt (vgl. (Wenzel 2014)).

$$Q_{Pers,i} = N_{Pers,i} \cdot r_{B,\emptyset,i} \cdot Q_{spez,\emptyset,i} \quad (0-40)$$

$$Q_{Solar,i} = \sqrt{A_{ges,i} \cdot h_{\emptyset,i} \cdot a_{F,i} \cdot I_{Solar,\emptyset}} \quad (0-41)$$

Tab. 0-41: Berechnung der Wärmelasten von Mitarbeitern und Kunden sowie für Solarstrahlung

Wärmeleistungen	Personen <sup>1-3</sup>				Strahlung <sup>4,5</sup>				
	$N_{Pers,i}$	$r_{B,\emptyset,i}$	$Q_{spez,\emptyset,i}$	$Q_{Pers,i}$	$A_{ges,i}^6$	$h_{\emptyset,i}$	$a_{F,i}$	$I_{Solar,\emptyset}$	$Q_{Solar,i}$
	[Tsd.]	[%]	[W]	[GW <sub>th</sub> ]	[Mio. m <sup>2</sup> ]	[m]	[%]	[W/m <sup>2</sup> ]	[GW <sub>th</sub> ]
Büro	13.294	53	120	0,85	545	2,7	30	87 <sup>a</sup>	1,65
Beh	4.152	34		0,17	84	2,7	10		0,22
Krh	1.267	99		0,15	53	3	12,5		0,24
Ha	60.269	67		4,85	454	5	10		0,93
Gast	17.550	42		0,88	61	2,7	10		0,18

1 – (Marx 2007); 2 – (Specht 2005); 3 – (Blumenberg und Spinnler 2014); 4 – (Jagnow et al. 2002); 5 – (RRE 2012); 6 – (Schloman et al. 2014) vgl. Tab. 0-10

a – Mittelwert der durchschnittlichen Globalstrahlungswerte für Kassel bzw. Freiburg von  $130,2 \text{ W/m}^2$  bzw.  $146 \text{ W/m}^2$ , multipliziert mit dem Faktor 63 % für die durchschnittliche Strahlungsleistung durch Fenster

Tab. 0-42 zeigt die Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Klimatisierungsanlagen in verschiedenen Anwendungsbereichen im GHD-Segment nach (0-37). Dabei wird die Luftdichte bei  $20 \text{ }^\circ\text{C}$   $\rho_{L, 20}$  mit  $1,205 \text{ kg/m}^3$  und die isobare Wärmekapazität der Luft bei  $20 \text{ }^\circ\text{C}$   $c_{p, L, 20}$  mit  $1,0068 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$  angenommen. Für die zulässige Temperaturdifferenz  $\Delta T_{zul}$  wird von 1-2 K ausgegangen. Die Summe der in Tab. 0-40 und Tab. 0-41 berechneten Wärmeleistungen  $\sum Q_i$  wird als Obergrenze des Nenners von (0-37) angenommen. Für die Untergrenze wird die Wärmeleistung der Beleuchtung  $Q_{Bel, i}$  vernachlässigt, während bei der IKT-Wärmeleistung  $Q_{IKT, i}$  und der Wärmeleistung der Mitarbeiter und Kunden  $Q_{Pers, i}$  der Faktor 50 % aufgeschlagen wird. Es wird die Annahme getroffen, dass für klimatisierte Büroflächen in Industriebetrieben vergleichbare Schaltdauern wie in büroähnlichen Betrieben im GHD-Segment realisiert werden können (vgl. (Wenzel 2014)).

Tab. 0-42: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Klimatisierungsanlagen im GHD-Segment in Deutschland mit Datengrundlage (Schaltdauern symmetrisch angenommen)

Klimaanlagen	$A_{ges, i}^a$	$h_{\phi, i}^a$	$\Delta T_{zul}$		$\sum Q_i$		$d_{s, KA, i}^b$	
	[Mio. $\text{m}^2$ ]	[m]	[K]	$\pm$	[ $\text{GW}_{th}$ ]	$\pm$	[h]	$\pm$
Büro	545	2,7	1,5 <sup>1</sup>	0,5	5,68	2,13	0,17	0,11
Beh	84	2,7			0,65	0,30	0,26	0,18
Krh	53	3			0,56	0,18	0,18	0,10
Ha	454	5			5,94	2,22	0,25	0,16
Gast	61	2,7			1,03	0,38	0,11	0,07

1 – (Kießling 2013) sowie persönliches Gespräch mit der Haustechnik der Firma Fichtner GmbH & Co. KG

a – vgl. Tab. 0-41; b – Schaltdauern symmetrisch angenommen

Für die Analyse der möglichen Schaltdauer bei Kältemaschinen in den betrachteten Anwendungsbereichen in Industrie und GHD liegen hinreichend empirische Daten aus der Literatur vor, sodass keine theoretische Berechnung erforderlich und eine granularere Differenzierung möglich ist. Bei Kühlhäusern können der Homepage der RUNGIS express AG Temperaturverläufe realer Kühlhäuser in fünfminütiger zeitlicher Auflösung entnommen werden<sup>146</sup>. Die auf der Homepage einsehbaren Kühlhäuser verteilen sich über verschiedene Regionen Deutschlands und decken eine weite Produktbandbreite im Tiefkühl- (TK) und im Normkühlbereich (NK) ab. Tab. 0-43 zeigt die Kehrwerte der durchschnittlichen Erwärmungsgeschwindigkeiten für verschiedene Produkte im TK- und NK-Bereich, die aus dem zeitlichen Verlauf der Temperatur der verschiedenen Kühlhäuser ermittelt wurden (vgl. (Wenzel 2014)).

<sup>146</sup> Vgl. <http://www.rungisexpress.com/78/Service/Temperaturen.htm>, zuletzt geprüft am 26.2.2016

Tab. 0-43: Kehrwert der durchschnittlichen Erwärmungsgeschwindigkeit von Tiefkühl- (TK) und Normkühl- (NK) Lagern bei Kühlhäusern der RUNGIS express AG

Kühlhäuser	Kehrwert der durchschnittlichen Erwärmungsgeschwindigkeit <sup>1</sup>				
	TK-Lager	Fisch + Fleisch	Molke-Produkte	Obst + Gemüse	Ø-NK-Lager
[h/K]	0,97	0,53	0,58	0,63	0,58

1 – Eigene Berechnung auf Basis der beschriebenen Homepage-Daten der RUNGIS express AG

Die mögliche Schaltdauer wird durch Multiplikation des gezeigten Kehrwerts der Erwärmungsgeschwindigkeit mit der maximal zulässigen Temperaturerhöhung bestimmt. Für letztere bestehen vergleichsweise heterogene Angaben in der Literatur. Ein anonymisiertes Interview mit dem Ansprechpartner eines großen Kühlhausbetreibers ergibt, dass dort Temperaturschwankungen von maximal 2 Kelvin toleriert werden, da sonst die geforderte Produktqualität gefährdet werden könnte. Diese Aussage deckt sich mit Angaben aus den Studien (Kießling 2013) und (Klobasa et al. 2013), in denen ebenfalls Unternehmensbefragungen zu diesem Thema dokumentiert sind, und wird daher für die Berechnung verwendet (vgl. (Wenzel 2014)).

Auf Basis von Daten der thermischen Speicherkapazität von Kühltruhen in Abhängigkeit des Kühlvolumens nach (Kießling 2013) wird die mögliche Schaltdauer nach Kühlhaus-Größenklasse differenziert. Dazu wird die relative Zunahme der Schaltdauer bei einer Erhöhung des Kühlraumvolumens bestimmt und auf die definierten Kühlhaus-Größenklassen umgerechnet. In Tab. 0-44 sind die entsprechenden Skalierungsfaktoren dargestellt.

Tab. 0-44: Skalierungsfaktor für die mögliche Schaltdauer bei Kühlhäusern in Abhängigkeit des Kühlraumvolumens

Kühlhäuser	Kühlraumvolumen [1.000 m <sup>3</sup> ]					
	<25	25-50	50-75	75-100	100-125	>125
Skalierungsfaktor [-] <sup>1</sup>	1,00	1,42	1,57	2,16	2,70	2,98

1 – Eigene Berechnung nach (Kießling 2013)

Es wird die Annahme getroffen, dass die so ermittelten möglichen Schaltdauerdauern für die kleinste Kühlhaus-Größenklasse mit Kühlraumvolumen kleiner 25 Tausend m<sup>3</sup> auf TK- und NK-Räume der weiteren betrachteten Branchen übertragen werden können. Mögliche Schaltdauern von gewerblichen Kühl- und Gefriergeräten anderer Branchen können (Kießling 2013) unterteilt nach Anwendungsbereich entnommen werden. Durch Zuordnung bestimmter Anlagentypen wie Kühlschränke, Gefriertruhen oder Kühl-/Gefrierräume zu definierten Anwendungsbereichen und Größenklassen von Betrieben, können die angegebenen Schaltdauern weiter differenziert werden. In Tab. 0-45 sind alle ermittelten Schaltdauern von gewerblichen Kältemaschinen, differenziert nach Anwendungsbereich und Größenklasse aufgeführt. Die Einteilung der Größenklassen kann Tab. 0-6 entnommen werden (vgl. (Wenzel 2014)).



Tab. 0-45: Berechnung der möglichen Schaltdauer bei Kältemaschinen in Industrie und GHD in Deutschland nach Größenklasse (Schaltdauern symmetrisch angenommen)

Kältemaschinen	Schaltdauer $d_{s, KM, i}$ differenziert nach Größenklasse <sup>1, a</sup>											
	I		II		III		IV		V		VI	
	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]	±
EI	5,25	0,55	3,15	0,35	2,20	0,30	1,35	0,15	-			
Lw_K	3,0	≈0	2,7	≈0	3,35	0,85	2,45	0,65	2,20	0,60	1,55	0,35
Büro	1,45	0,45	1,0	≈0	1,0	≈0	1,0	≈0	-			
Beh	1,45	0,45	1,45	0,45	1,1	0,1	1,1	0,1	1,0	≈0	-	
Krh	1,45	0,45	1,45	0,45	1,45	0,45	1,10	0,10	1,10	0,10	-	
Ha	1,20	0,70	1,20	0,70	0,75	0,25	-					
Gast	1,45	0,45	1,10	0,10	1,0	≈0	1,0	≈0	-			
Kühlh	4,65	1,15	4,15	1,05	1,45	0,45	1,1	0,1	1,1	0,1	1,0	≈0

1 – Eigene Berechnung basierend auf (Kießling 2013) sowie den Angaben in Tab. 0-43 und Tab. 0-44

a – Schaltdauern symmetrisch angenommen

Tab. 0-46 zeigt die möglichen Schalt- und Verschiebedauern aus Literaturdaten bei Beleuchtungsanlagen im Gartenbau, Pumpanlagen in der Wasserversorgung sowie Zerkleinerern im Recycling. In Tab. 0-47 sind die analogen Daten für Haushaltsanwendungen dargestellt. Die möglichen maximalen Verschiebedauern von Lüftungsanlagen, Klimaanlage und Kältemaschinen in Industrie und GHD werden aufgrund der vielen Unterdifferenzierungen an dieser Stelle nicht dargestellt. Alle dazu notwendigen Berechnungsformeln und Eingangsdaten sind angegeben.

Tab. 0-46: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Beleuchtungsanlagen im Gartenbau, Pumpanlagen in der Wasserversorgung sowie Zerkleinerern im Recycling in Deutschland

Prozess	$d_{s, pos, max, \emptyset}$		$d_{s, neg, max, \emptyset}$		$d_{v, sK, max, \emptyset}$		$d_{v, max, \emptyset}$
	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]
Gb	2 <sup>1</sup>	0,4	2 <sup>1</sup>	0,4	2,6	0,8	24 <sup>1</sup>
Wv	5 <sup>2</sup>	0,5	5 <sup>2</sup>	0,5	10,0	1,0	24 <sup>2</sup>
Rec	4 <sup>1</sup>	0,8	4 <sup>1</sup>	0,8	7,2	2,6	24 <sup>1</sup>

1 – Eigene Abschätzung in Anlehnung an (Focken et al. 2011); 2 – (Janotte et al. 2014)

Tab. 0-47: Mögliche Schaltdauer und Verschiebedauer bei Haushaltsanwendungen

Prozess	$d_{s, pos, max, \emptyset}$		$d_{s, neg, max, \emptyset}$		$d_{v, sK, max, \emptyset}$		$d_{v, max, \emptyset}$	
	[h]	±	[h]	±	[h]	±	[h]	±
KG	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,4	0,1	4,5 <sup>2,3</sup>	1,5
GG	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,4	0,1	4,5 <sup>2,3</sup>	1,5
ESH	4,5 <sup>a</sup>	0,9	9 <sup>a</sup>	1,8	7,4	2,8	24 <sup>4,5</sup>	≈0
WP	1,5 <sup>4,5, b</sup>	0,5	1,5 <sup>4,5, b</sup>	0,5	2,5	1,1	3 <sup>a</sup>	0,6
KA	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,25 <sup>1</sup>	0,05	-		0,5	0,1
UP	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,25 <sup>1</sup>	0,05	0,3	0,1	0,5	0,1
WW	4 <sup>a</sup>	0,8	8 <sup>a</sup>	1,6	7,5	3,1	≥ 24 <sup>1,4</sup>	
WM	1,75 <sup>a</sup>	0,6	1,75 <sup>a</sup>	1,25	-		3,5 <sup>4</sup>	1,2
WT	1,75 <sup>a</sup>	0,6	1,75 <sup>a</sup>	1,25	-		3,5 <sup>4</sup>	1,2
GS	2,25 <sup>a</sup>	0,75	2,25 <sup>a</sup>	0,75	-		18	6

1 – (Styczynski und Sauer 2015); 2 – (Brauner et al. 2006); 3 – (Franz et al. 2006); 4 – (Apel et al. 2012); 5 – (Buber et al. 2013b)

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbar Informationen

b – nach (Henning und Sauer 2015) bei Brauchwasserwärmepumpen mit Wärmespeicher an Tagen mit niedriger Außentemperatur (Auslegungswert) bis zu 12 Stunden möglich

### E.4.3 Kumulierte Schaltdauer

Eine weitere, ebenfalls nur für verschiebbare Lasten relevante, wesentliche Zeitrestriktion ist die maximale kumulierte Schaltdauer  $d_{kum, max}$ , über die die verschiebbare Last innerhalb eines definierten Zeitraums, der über die Dauer einer Schaltung hinausgeht, geschaltet werden kann.  $d_{kum}$  ergibt sich nach (0-42) bzw. (0-43) aus der Schaltdauer  $d_s$  und der Schalthäufigkeit  $f_s$  in positiver bzw. negativer Richtung.

$$d_{kum, pos} = d_{s, pos} \cdot f_{s, pos} \quad (0-42)$$

$$d_{kum, neg} = d_{s, neg} \cdot f_{s, neg} \quad (0-43)$$

$d_{kum, max}$  kann je nach Fall nach (0-44) bzw. (0-45) bestimmt werden. Dabei wird unterschieden, ob die maximal verschiebbare kumulierte Energiemenge  $E_{Kum, max}$  in negativer bzw. positiver Richtung limitiert wird. Die Berechnung von  $E_{Kum, max}$  in positiver bzw. negativer Richtung kann dabei nach (0-46) bzw. (0-47) erfolgen.

$$d_{kum, max} = d_{s, neg, max} \cdot f_{s, neg, max} \quad \text{für} \quad E_{Kum, pos, max} \geq E_{neg, max} \quad (0-44)$$

$$d_{kum, max} = d_{s, pos, max} \cdot f_{s, pos, max} \quad \text{für} \quad E_{Kum, pos, max} \leq E_{neg, max} \quad (0-45)$$

mit

$$E_{Kum,pos,max} = d_{s,pos,max} \cdot f_{s,pos,max} \cdot P_{pos,\emptyset} \quad (0-46)$$

$$E_{Kum,neg,max} = d_{s,neg,max} \cdot f_{s,neg,max} \cdot P_{neg,\emptyset} \quad (0-47)$$

Tab. 0-48 zeigt die maximale Schalthäufigkeit und die maximale kumulierte Schaltdauer bei Produktionsprozessen in Deutschland.

Tab. 0-48: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Produktionsprozessen

Prozess	$f_{s, pos, max, \emptyset}$		$f_{s, neg, max, \emptyset}$		$d_{kum, max, \emptyset}$	
	[1/a]	±	[1/a]	±	[h]	±
Al, primär, KA	100 <sup>1,2</sup>	20	-		210	59
Al, primär, RT	350 <sup>1,2</sup>	15	730 <sup>1,2</sup>	50	2920	472
Zn, primär	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Cu, primär	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Si, primär	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Graphit	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
E-Stahl	50 <sup>2,3</sup>	30	4.000 <sup>2</sup>	200	185	118
Al, Guß	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Fe, Guß	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Holzschliff	1.000 <sup>2</sup>	500	700 <sup>2</sup>	50	4200	690
TMP	1.000 <sup>2</sup>	500	700 <sup>2</sup>	50	4200	690
Zellstoff	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Altpapier	5.000 <sup>2</sup>	1.000	50 <sup>a</sup>	30	100	68
Papier	500 <sup>2</sup>	300	50 <sup>a</sup>	30	300	204
Cl <sub>2</sub> , M	60 <sup>2</sup>	10	200 <sup>2</sup>	100	780	429
Cl <sub>2</sub> , Hg	35 <sup>3</sup>	15	35 <sup>3</sup>	15	102	56
Cl <sub>2</sub> , HCl	35 <sup>a</sup>	15	35 <sup>a</sup>	15	102	56
Cl <sub>2</sub> , D	60 <sup>2</sup>	10	200 <sup>2</sup>	100	780	429
O <sub>2</sub> , KA	35 <sup>a</sup>	15	-		98	48
O <sub>2</sub> , RT	315 <sup>2</sup>	50	315 <sup>2</sup>	50	945	230
CaC <sub>2</sub>	50 <sup>a</sup>	30	50 <sup>a</sup>	30	200	136
Zement	100 <sup>2</sup>	50	100 <sup>2</sup>	50	1720	946
Rohmehl	100 <sup>2</sup>	50	100 <sup>2</sup>	50	573	344
Glas	600 <sup>2</sup>	150	600 <sup>2</sup>	150	3600	1440

1 – (Apel et al. 2012); 2 – (Langrock et al. 2015); 3 – (Buber et al. 2013a)

a – Eigene Abschätzung, da keine Literaturangaben verfügbar

KA – Komplettabstaltung; RT – Lastreduktion auf Teillast

Tab. 0-49: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Lüftungsanlagen

Lüftungsanlagen	$f_{s, \max, \emptyset}$		$d_{\text{kum}, \max, \emptyset}$	
	[1/a]	±	[h]	±
EI	365 <sup>1</sup>	73	408	160
KI				
Meb				
Mach				
Fzb			100	31
Lw			408	160
Büro			283	131
Beh			1.131	226
Krh			810 <sup>a</sup>	266
Ha			169	74

1 – (Klobasa 2007)

a – Nach  $P_{\text{inst}, s}$  gewichtete Mittelwertbildung der nach Größenklasse differenzierten Werte

Tab. 0-50: Mögliche Schalthäufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Klimatisierungsanlagen

Klimatisierungsanlagen	$f_{s, \max, \emptyset}$		$d_{\text{kum}, \max, \emptyset}$	
	[1/a]	±	[h]	±
EI	365 <sup>1</sup>	73	63	44
KI				
Meb				
Mach				
Fzb				
Büro	365 <sup>a</sup>	73	93	70
Beh			65	43
Krh			92	65
Ha			38	27
Gast				

1 – (Klobasa 2007)

a – eigene Abschätzung

Tab. 0-51: Mögliche Schaltheufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Kältemaschinen

Kältemaschinen	$f_{s, \max, \emptyset}$		$d_{\text{kum, max, } \emptyset^a}$	
	[1/a]	±	[h]	±
EI	365 <sup>1</sup>	73	825	245
Lw_K			824	165
Büro			434	142
Beh			441	126
Krh			615	235
Ha			426	280
Gast			480	188
Kühlh			1170	471

1 – (Klobasa 2007)

a – Nach  $P_{\text{inst, s}}$  gewichtete Mittelwertbildung der nach Größenklasse differenzierten Werte

Tab. 0-52: Mögliche Schaltheufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Beleuchtungsanlagen im Gartenbau, Pumpenanlagen in der Wasserversorgung und Zerkleinerern im Recycling

Sonstige GHD	$f_{s, \max, \emptyset}$		$d_{\text{kum, max, } \emptyset}$	
	[1/a]	±	[h]	±
Gartenbau	243 <sup>1</sup>	24	486	136
Wasserversorgung	365 <sup>2</sup>	37	1.825	347
Recycling	365 <sup>1</sup>	37	1.460	409

1 – Eigene Abschätzung in Anlehnung an (Focken et al. 2011); 2 – (Janotte et al. 2014)

Tab. 0-53: Mögliche Schaltheufigkeit und kumulierte Schaltdauer bei Haushaltsgeräten

Haushalte	$f_{s, \max, \emptyset}$		$d_{\text{kum, max, } \emptyset}$	
	[1/a]	±	[h]	±
Kühlgeräte	6.570 <sup>1</sup>	2.190	1643	767
Gefriergeräte	6.570 <sup>1</sup>	2.190	1643	767
Elektrospeicherheizungen	160 <sup>2</sup>	16	719	201
Wärmepumpen	639 <sup>2</sup>	64	959	383
Klimatisierungsanlagen	365 <sup>1</sup>	37	91	26
Umwälzpumpen	365 <sup>1</sup>	37	91	26
Warmwasseraufbereitung	365 <sup>1,3</sup>	37	1460	409
Waschmaschinen	220 <sup>4</sup>	22	385	154
Wäschetrockner	160 <sup>4</sup>	16	280	112
Geschirrspüler	280 <sup>4</sup>	28	630	252

1 – (Styczynski und Sauer 2015); 2 – Eigene Abschätzung in Anlehnung an (Apel et al. 2012); 3 – (Klobasa 2007);

4 – (Agricola et al. 2014)

## E.5 Erschließungsaufwand

### E.5.1 Bestimmung bei industriellen Produktionsprozessen

Bei industriellen Produktionsprozessen werden die für die DSI-Erschließung notwendigen Investitions- und Fixkosten auf Basis von Literaturangaben und empirischen Erhebungen ermittelt. In Tab. 0-54 sind die durchschnittlichen spezifischen Investitionskosten  $c_{inv, spez, \emptyset}$  und die durchschnittlichen jährlichen Fixkosten  $c_{fix, \emptyset}$  der 22 betrachteten Produktionsprozesse dargestellt.

Tab. 0-54: Investitions- und Fixkosten für die Erschließung von DSI-Potentialen bei Produktionsprozessen

Prozess	$c_{inv, spez, \emptyset}$		$c_{fix, \emptyset}$	
	[€/kW <sub>el</sub> ]	±	[€/(kW <sub>el</sub> ·a)]	±
Al, primär	0 <sup>1</sup>	0	2 <sup>3</sup>	2
Zn, primär	0 <sup>1</sup>	0	2 <sup>2</sup>	2
Cu, primär	0 <sup>2</sup>	0	2 <sup>2</sup>	2
Si, primär	0 <sup>2</sup>	0	2 <sup>2</sup>	2
Graphit	0 <sup>2</sup>	0	2 <sup>2</sup>	2
E-Stahl	0,6 <sup>3</sup>	0,5	2,8 <sup>3</sup>	1,7
Al, Guss	8 <sup>2</sup>	5	20 <sup>2</sup>	10
Fe, Guss	8 <sup>2</sup>	5	20 <sup>2</sup>	10
Holzschliff	2,3 <sup>2,3</sup>	1,5	2 <sup>2,3</sup>	2
TMP	2,3 <sup>2,3</sup>	1,5	2 <sup>2,3</sup>	2
Zellstoff	2,3 <sup>4</sup>	1,5	2 <sup>4</sup>	2
Altpapier	2,3 <sup>2,3</sup>	1,5	2 <sup>2,3</sup>	2
Papier	2,3 <sup>2,3</sup>	1,5	2 <sup>2,3</sup>	2
Cl <sub>2</sub> , M	0,2 <sup>2,3</sup>	0,2	0,1 <sup>2,3</sup>	0,2
Cl <sub>2</sub> , Hg	0,2 <sup>4</sup>	0,2	0,1 <sup>4</sup>	0,2
Cl <sub>2</sub> , HCl	0,2 <sup>4</sup>	0,2	0,1 <sup>4</sup>	0,2
Cl <sub>2</sub> , D	0,2 <sup>3</sup>	0,2	0,1 <sup>3</sup>	0,2
O <sub>2</sub>	7,7 <sup>3</sup>	3	2 <sup>3</sup>	2
CaC <sub>2</sub>	8 <sup>4</sup>	5	20 <sup>4</sup>	10
Zement	1,5 <sup>2,3</sup>	1	19,1 <sup>2,3</sup>	3
Rohmehl	1,5 <sup>2,3</sup>	1	19,1 <sup>2,3</sup>	3
Glas	1,5 <sup>2,3</sup>	1	19,1 <sup>2,3</sup>	3

1 – nach Informationen der Plattform <https://www.regelleistung.net/> bereits weitgehend vollständig in der Vermarktung am Regelleistungsmarkt oder über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), sodass keine Investitionen mehr notwendig sind; /; 2 – Eigene Abschätzung auf Basis empirischer Daten; 3 – Eigene Abschätzung auf Basis von (Langrock et al. 2015); 4 – Eigene Abschätzung auf Basis vorliegender Daten ähnlicher DSI-Optionen

### E.5.2 Bestimmung bei Querschnittstechnologien in Industrie und GHD

Für die Bestimmung des Erschließungsaufwands zur DSI-Nutzung von Querschnittstechnologien in Industrie und GHD werden die betrachteten DSI-Optionen insgesamt 67 Clustern zugeordnet, die sich aus Kombinationen von Anwendungsbereichen und Größenklassen ergeben (vgl. Tab. 0-6). Der Erschließungsaufwand setzt sich aus den notwendigen Investitions- und Fixkosten für die kommunikationstechnische Anbindung der betrachteten DSI-Potentiale zusammen. Die Investitionskosten  $c_{inv, \emptyset, i}$  einer DSI-Option setzen sich dabei nach (0-48) aus den Kosten  $c_{IKT, \emptyset, i}$  der für die kommunikationstechnische Anbindung notwendigen Hardwarekomponenten wie Aktoren, Sensoren oder Automatisierungsstationen und den Implementierungskosten  $c_{Imp, \emptyset, i}$  für Montage, Inbetriebnahme und Programmierung zusammen. Bezogen auf das technische DSI-Potential der DSI-Option ergeben sich daraus die spezifischen Investitionskosten  $c_{inv, spez, \emptyset, i}$  (0-49).

$$c_{inv, \emptyset, i} = c_{IKT, \emptyset, i} + c_{Imp, \emptyset, i} \quad (0-48)$$

$$c_{inv, spez, \emptyset, i} = \frac{c_{inv, \emptyset, i}}{P_{tech, \emptyset, i}} \quad (0-49)$$

Auf Basis der Annuitätenmethode kann nach (0-50) die Annuität der Investition  $c_{inv, ann, \emptyset, i}$  mit Hilfe der technischen Lebensdauer  $n$  der Investitions und des kalkulatorischen Zinssatzes  $z$  bestimmt werden.

$$c_{inv, ann, \emptyset, i} = c_{inv, \emptyset, i} \cdot \frac{z \cdot (1 + z)^n}{(1 + z)^n - 1} \quad (0-50)$$

Die anfallenden jährlichen Fixkosten setzen sich nach (0-51) aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten  $c_{Wul, \emptyset, i}$  und den Kosten  $c_{Comm, \emptyset, i}$  der notwendigen Commodities Strom (IKT-Eigenverbrauch) und WAN-Anbindung (sofern noch nicht vorhanden) zusammen.

$$c_{fix, \emptyset, i} = c_{Wul, \emptyset, i} + c_{Comm, \emptyset, i} \quad (0-51)$$

Tab. 0-55 zeigt die Investitionskosten und den Eigenstromverbrauch aller berücksichtigten IKT-Komponenten sowie die anfallenden Implementierungs- und Fixkosten. Als zugehörige technische Lebensdauern werden für alle Sensoren 11 Jahre, für die Software 10 Jahre, für den Gateway-PC und die Automationsstation 15 Jahre und für sonstige Hardwarekomponenten 17,5 Jahre angenommen (vgl. (Wenzel 2014)).

Tab. 0-55: Investitionskosten und Eigenverbrauch der berücksichtigten IKT-Komponenten, Implementierungs- und fixe Betriebskosten

IKT-Komponente	Investitionskosten <sup>1</sup>		Eigenverbrauch <sup>1,2</sup> [W <sub>el</sub> /Stück]
	[€/Stück]	±	
Gateway-PC	248	≈0	190
Automationsstation/Zentraleinheit <sup>a</sup>	800,99	136,75	24,5
Funk-Modul für Automationsstation/Zentraleinheit	213,07	21,31	24,5
Analogausgangsklemme <sup>b</sup>	195,53	18,76	0,5
2-Kanal-Stromzählerklemme <sup>c</sup>	83,11	8,76	0,5
Leitsoftware <sup>d</sup>	606,27	101,83	-
Funk-LAN-Access-Point <sup>e</sup>	271,32	15,33	6
USB-Funk-Gateway <sup>f</sup>	56,22	3,76	0,5
SPS-LAN-Gateway <sup>g</sup>	587,5	53,41	6
SPS-WLAN-Gateway <sup>h</sup>	757,5	52,60	6
SPS-Protokollbaustein <sup>i</sup>	108,75	65,25	0,9
DSL-WLAN-Router <sup>j</sup>	94,13	23,09	12,5
WLAN-Repeater <sup>k</sup>	66,25	18,07	2,9
Funk-Repeater <sup>l</sup>	92,36	12,02	0,6
Funk-Temperatur-Feuchte-CO <sub>2</sub> -Sensor <sup>m</sup>	259,95	39,51	0,9
Funk-CO <sub>2</sub> -Sensor	177,07	17,71	0,9
Funk- Kabeltemperaturfühler <sup>n</sup>	143,16	10,50	0,5
Funk-Aktor Klima-/Kälteanlagen <sup>o</sup>	80,43	11,38	0,6
Funk-Aktor Lüftungsanlagen <sup>p</sup>	84,4	8,24	0,9
Adapter für Wärmepumpen	90	9	6
Funk-Wechselstromzähler <sup>q</sup>	81,32	11,19	0,5
Feldbus-Wechselstromzähler <sup>r</sup>	52,24	12,82	0,9
Funk-Gateway für vorhandenen Stromzähler <sup>s</sup>	85,29	11,11	6
DDC-LAN-Gateway	587,5	58,75	6
Inbetriebnahme des LMS	1150	230	-
Umprogrammieren vorhandener SPS	1525	352	-

Fixkosten <sup>1</sup>	
WAN-Anbindung [€/a-Anschluss]	279,96 ± 14,72
Wartungskosten als Prozentanteil der Investitionskosten	0,20 %
Instandhaltungskosten als Prozentanteil der Investitionskosten	0,02 %

1 – Eigene Abschätzung auf Basis von Homepage-Angaben von Geräteanbietern (Voltus GmbH <http://www.voltus.de/>, eibmarkt.com GmbH <http://www.eibmarkt.com/cgi-bin/eibmarkt.storefront>, Akktor GmbH <http://shop.akkor.de/>, InSystems Automation GmbH <http://www.insystems-shop.de/>, TP Automation



e.K. <http://www.tpautomation.de/shop/>, ZIEHL industrie-elektronik GmbH + Co KG <http://ziehl.de/>, RS Components Ltd. <http://uk.rs-online.com/web/c/automation-control-gear/plcs-hmi-data-acquisition/>) sowie von Vergleichsportalen (CHIP Digital GmbH <http://www.chip.de/>, Computer Bild Digital GmbH <http://www.computerbild.de/>, IDG Tech Media GmbH/PC-WELT <http://www.pcwelt.de/>, FOCUS Magazin Verlag GmbH [http://www.focus.de/digital/tarife/dsl-und-kabel-komplettpakete-im-tarifvergleich-die-internet-flatrate-schnaepchen\\_id\\_2028106.html](http://www.focus.de/digital/tarife/dsl-und-kabel-komplettpakete-im-tarifvergleich-die-internet-flatrate-schnaepchen_id_2028106.html)), (Stamminger 2008), (Armel et al. 2013), (Focken et al. 2011), (Rüesch 2014) sowie persönlichen Gesprächen mit Geräteanbietern (Christian Müller, Honeywell Building Solutions GmbH, Thomas Kucharczyk, Siemens AG, Gunther Braus, Geschäftsführer dibalog Betriebs- und Energiemanagement Systeme GmbH); 2 – auf Basis des Eigenverbrauchs werden jährliche Strombezugskosten ermittelt. Die zu Grunde gelegten Strompreise von 15,02 ct/kWh<sub>el</sub> für Industriebetriebe, 25,71 ct/kWh<sub>el</sub> für GHD-Betriebe ohne Zweitarif und 24,81 ct/kWh<sub>el</sub> für GHDBetriebe mit Zweitarif im Tagesmittel basieren auf (BDEW 2016) sowie auf Homepageangaben von Stromlieferanten (Stadtwerke Aschaffenburg, Stadtwerke Amberg, Stadtwerke Mühlhausen und Stadtwerke Radolfzell)

a – mit Ethernet-Schnittstelle, Produktbeispiele: Wago 750-881 ETHERNET TCP/IP Feldbus Controller, Honeywell Excel Web II, Siemens PXC12/22-E.D; b – z. B. Wago 4-Kanal-Analogausgangsklemme; c – z. B. Wago 2-Kanal Vor-/Rückwärtszähler 500 Hz; d – mit Visualisierung, z. B. Wago-I/O-Pro CAA, Eltako GFVS 3.0; e – z. B. Eltako BSC-BAP; f – z. B. EnOcean USB-Stick USB 300; g – z. B. Tixi Data Gateway LAN SD; h – z. B. Tixi Data Gateway WLAN SD; i – z. B. Tixi; j – z. B. AVM FRITZ!Box WLAN 3370; k – z. B. Netgear WN1000RP; l – z. B. Eltako Funkrepeater FRP61-230V; m – z. B. Eltako Funk-Innen-CO<sub>2</sub>+Temperatur+Feuchte-Sensor; n – z. B. Thermokon SR65 TF Funk-Kabeltemperaturfühler; o – z. B. Eltako Funkaktor Heiz-Kühl-Relais FHK61-230 V; p – z. B. Eltako F2L61NP-230V Funkaktor Lüftungsrelais; q – z. B. Eltako Funk-Wechselstromzähler-Sendemodul FWZ61; r – z. B. Eltako WZR12-32A Wechselstromzähler mit Reset; s – z. B. Eltako Funk-Stromzähler-Sendemodul FSS12

Maßgeblich für die notwendigen Investitionen zur DSI-Aktivierung ist die bereits vorhandene IKT-Ausstattung an einem Standort. Die in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsbereiche werden in Bezug auf die bestehende IKT-Ausstattung drei IKT-Clustern zugeteilt. Das erste IKT-Cluster umfasst alle Anwendungsbereiche, in denen weder eine zentrale Steuermöglichkeit, noch eine sonstige Automatisierung der technischen Anlagen bestehen. Bei IKT-Cluster zwei hat zumindest eine der für DSI nutzbaren technischen Anlagen am Standort eine automatische Steuerung, beispielsweise durch eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS). Bei Standorten des dritten IKT-Clusters ist eine SPS bzw. DDC-Regelung vorhanden und diese ist in eine Gebäudeleittechnik integriert (vgl. (Wenzel 2014)).

Tab. 0-56 ordnet alle betrachteten Anwendungsbereich-Größenklassen-Kombinationen den drei IKT-Clustern zu. Zu IKT-Cluster 1 zählen insbesondere Betriebe der kleinsten Größenklasse sowie die komplette Landwirtschaft aufgrund typischerweise geringer IKT-Ausstattung. IKT-Cluster 2 umfasst überwiegend mittelgroße Unternehmen aus GHD und Industrie. Für die Industrie werden in der Größenklasse 100-499 Büromitarbeiter zwei Anbindungsvarianten berücksichtigt, von denen eine der IKT-Cluster 2 und die andere IKT-Cluster 3 zugeordnet wird. Zur letztgenannten Kategorie zählen ein Großteil der Industriestandorte und die großen GHD-

Betriebe (vgl. (Wenzel 2014)). Die im Detail hinterlegten Annahmen zu den drei IKT-Clustern sind in (Wenzel 2014) umfangreich beschrieben und anhand von Beispielen anschaulich illustriert.

Tab. 0-56: Zuordnung von Anwendungsbereich-Größenklassen-Kombinationen zu IKT-Clustern

Anwendungsbereich	Zuordnung von Größenklassen <sup>a</sup> zu IKT-Clustern		
	IKT-Cluster 1	IKT-Cluster 2	IKT-Cluster 3
EI	-	III (Betriebe ohne GLT), IV	I, II, III (Betriebe mit GLT)
KI			
Meb			
Mach			
Fzb			
Lw_K	I - VI	-	-
Lw_S			
Gb	I, II	-	-
Büro	IV	II, III	I
Beh	V	III, IV	I - II
Krh	-	IV, V	I - III
Ha	III	II	I
Gast	II, III, IV	I	-
Kühlh	-	VI	I - V
Wv	-	I - III	-
Rec	III	I - II	-

a – Größenklassendefinition vgl. Tab. 0-6

### E.5.3 Bestimmung bei Querschnittstechnologien in Haushalten

Tab. 0-57 zeigt die Investitions- und Fixkosten für die Erschließung von DSI-Potentialen bei Querschnittstechnologien in Haushalten.

Tab. 0-57: Investitions- und Fixkosten für die Erschließung von DSI-Potentialen bei Querschnittstechnologien in Haushalten

DSI-Option	$c_{inv, spez, \emptyset}$		$c_{fix, \emptyset}$	
	[€/kW <sub>el</sub> ]	±	[€/(kW <sub>el</sub> ·a)]	±
KG	63,2 <sup>1</sup>	6,3	1190 <sup>1</sup>	119
GG				
WP	$\Sigma 89,4^2 \text{ €}/(\text{kW}_{el} \cdot \text{a}) \pm 44,7$			
ESH	25,4 <sup>1</sup>	2,5	38 <sup>1</sup>	3,8
KA	143 <sup>3</sup>	14,3	9,8 <sup>3</sup>	6,3
UP				
WW				
WM	90,9 <sup>1</sup>	9,1	740 <sup>1</sup>	7,4
WT				
GS				

1 – (Kohler et al. 2010); 2 – Eigene Abschätzung basierend auf Angaben von (Henning und Sauer 2015) für das Jahr 2023; 3 – Eigene Abschätzung basierend auf Angaben von (Styczynski und Sauer 2015) für das Jahr 2023

## E.6 Nutzungsaufwand

Tab. 0-58 zeigt die ermittelten variable Kosten für Lastverschiebung  $c_{var, LV, \emptyset}$ , Lastausfall  $c_{var, LA, \emptyset}$  sowie positive und negative Reservebereitstellung  $c_{Ber, RL, pos, \emptyset}$  und  $c_{Ber, RL, neg, \emptyset}$  bei Produktionsprozessen. Bei den betrachteten Querschnittstechnologien wird aufgrund der getroffenen Annahmen bei der Potentialerhebung von einem vernachlässigbaren Nutzungsaufwand ausgegangen.

Tab. 0-58: Variable Kosten für Lastverschiebung, Lastausfall sowie positive und negative Reservebereitstellung bei Produktionsprozessen

Prozess	C <sub>var, LV, ∅</sub>		C <sub>var, LA, ∅<sup>1</sup></sub>		C <sub>Ber, RL, pos, ∅</sub>		C <sub>Ber, RL, neg, ∅</sub>	
	[€/MWh]	±	[€/MWh]	±	[€/(MW·d)]	±	[€/(MW·d)]	±
Al, primär	115 <sup>2,3</sup>	35	471	114	0 <sup>2</sup>	0	0 <sup>2</sup>	0
Zn, primär	175 <sup>a</sup>	75	664	155	0 <sup>a</sup>	30	100 <sup>a</sup>	50
Cu, primär	175 <sup>a</sup>	75	1.043	163	0 <sup>a</sup>	30	100 <sup>a</sup>	50
Si, primär	175 <sup>a</sup>	75	1.571	393	0 <sup>a</sup>	30	30 <sup>a</sup>	30
Graphit	175 <sup>a</sup>	75	4.586	1.811	0 <sup>a</sup>	30	0 <sup>a</sup>	30
E-Stahl	270 <sup>2,5, b</sup>	90	564	39	33 <sup>5</sup>	≈0	100 <sup>a</sup>	50
Al, Guss	270 <sup>a</sup>	150	1.919	149	30 <sup>a</sup>	30	100 <sup>a</sup>	50
Fe, Guss	270 <sup>a</sup>	150	1.068 <sup>4</sup>	96	30 <sup>a</sup>	30	100 <sup>a</sup>	50
Holzschliff	200 <sup>2,6</sup>	50	461	71	0 <sup>a</sup>	30	44 <sup>2</sup>	20
TMP	200 <sup>2,6</sup>	50	461	71	0 <sup>a</sup>	30	44 <sup>2</sup>	20
Zellstoff	250 <sup>a</sup>	150	461	71	0 <sup>a</sup>	30	44 <sup>2</sup>	20
Altpapier	100 <sup>2</sup>	100	390	25	0 <sup>a</sup>	30	44 <sup>2</sup>	20
Papier	200 <sup>2,6</sup>	50	390	25	0 <sup>a</sup>	30	44 <sup>2</sup>	20
Cl <sub>2</sub> , M	150 <sup>2,6, a</sup>	50	256	32	25 <sup>2</sup>	10	477 <sup>2</sup>	200
Cl <sub>2</sub> , Hg	150 <sup>2,6, a</sup>	50	256	32	25 <sup>2</sup>	10	477 <sup>2</sup>	200
Cl <sub>2</sub> , HCl	150 <sup>2,6, a</sup>	50	256	32	25 <sup>2</sup>	10	477 <sup>2</sup>	200
Cl <sub>2</sub> , D	150 <sup>2,6, a</sup>	50	256	32	25 <sup>2</sup>	10	477 <sup>2</sup>	200
O <sub>2</sub>	220 <sup>2,5</sup>	40	256	32	0 <sup>2</sup>	0	0 <sup>2</sup>	0
CaC <sub>2</sub>	476 <sup>a</sup>	211	1.117	94	30 <sup>a</sup>	30	100 <sup>a</sup>	50
Zement	200 <sup>7</sup>	100	487	16	45 <sup>2</sup>	16	93 <sup>2</sup>	33
Rohmehl	200 <sup>7</sup>	100	487	16	45 <sup>2</sup>	16	93 <sup>2</sup>	33
Glas	120 <sup>a</sup>	50	820	42	45 <sup>2</sup>	16	93 <sup>2</sup>	33

1 – eigene Berechnung nach (3-18) auf Basis von Daten aus (Destatis 2013b), (Destatis 2015b) und den analogen Veröffentlichungen für den Zeitraum 2008 bis 2012; 2 – (Langrock et al. 2015); 3 – (Flesch 2013); 4 – gewichtetes Mittel aus Daten für Eisen- und Stahlguss; 5 – Wirtschaftsvereinigung Stahl, persönliche Kommunikation; 6 – (Kollmann et al. 2014); 7– Eigene Abschätzung basierend auf (Gruber 2015), (Popp und Klobasa 2013), (Paulus und Borggreffe 2011)

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbarer Informationen; b – Unteres Ende der Angabe von 270 bis 1.200 €/MWh<sub>el</sub> der Wirtschaftsvereinigung Stahl

## E.7 Regionalisierung

In Tab. 0-59 bzw. Tab. 0-60 sind die ermittelten regionalen Verteilungen der installierten Leistungen der betrachteten DSI-Optionen auf die Bundesländer für Industrieprozesse bzw. Querschnittstechnologien dargestellt.

Tab. 0-59: Regionale Verteilung bei Industrieprozessen

Prozess	Anteil der Bundesländer an der installierten Leistung <sup>1</sup> [%]															
	BW	BY	BE	BB	HB	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	TH
Primär-aluminium	0	0	0	0	0	24	0	0	0	76	0	0	0	0	0	0
Elektrostahl	6	6	0	15	0	8	4	0	21	19	0	6	0	10	0	5
Sonst. Metall-erzeugung	0	38	0	0	0	8	9	0	44	1	0	0	0	0	0	0
Gießereien	25	10	3	3	1	1	1	3	1	40	1	1	3	3	1	3
Holzstoff	37	36	0	0	0	0	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0
Zell-/AP-Stoff	12	8	0	5	0	0	10	0	7	25	4	0	7	7	3	12
Papier-maschinen	12	17	0	4	0	0	7	0	12	28	6	0	7	1	5	0
Chlor	0	6	0	0	0	0	5	0	12	53	12	0	0	8	4	0
Sauerstoff	24	17	2	2	5	0	5	0	0	37	2	2	0	0	0	2
Calciumcarbid	0	43	0	0	0	29	0	0	0	14	0	0	0	0	0	14
Zement	23	10	0	4	1	0	0	0	3	31	10	0	0	8	6	5
Glas	8	32	0	1	0	0	0	0	16	10	5	0	4	3	1	21

1 – Eigene Abschätzung auf Basis standortscharfer Produktionsdaten (standortspezifische Recherche auf Basis von öffentlichen Unternehmensangaben, Angaben von Branchenverbänden, Unternehmensbefragungen, sofern keine standortspezifischen Daten vorliegen Rückrechnung über Top-Down-Daten);

BW – Baden-Württemberg; BY – Bayern; RP – Rheinland-Pfalz; SL – Saarland; HE – Hessen; NW – Nordrhein-Westfalen; TH – Thüringen; SN – Sachsen; BB – Brandenburg; BE – Berlin; MV – Mecklenburg-Vorpommern; SH – Schleswig-Holstein; BR – Bremen; HH – Hamburg; NI – Niedersachsen; ST – Sachsen-Anhalt

Tab. 0-60: Regionale Verteilung bei Querschnittstechnologien

DSI- Option	Anteil der Bundesländer an der installierten Leistung [%]															
	BW	BY	BE	BB	HB	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	TH
EI <sup>1</sup>	11	17	2	3	2	3	5	3	14	19	4	1	5	3	5	3
KI <sup>1</sup>	17	17	1	2	1	1	8	1	8	26	5	1	4	2	2	4
Meb <sup>1</sup>	20	15	1	2	1	1	6	1	8	26	4	1	5	2	2	3
Mach <sup>1</sup>	21	15	1	1	1	1	7	1	8	26	4	1	5	2	3	2
Fzb <sup>1</sup>	17	17	2	2	2	2	5	2	11	20	4	1	5	3	4	3
Lw <sup>2</sup>	15	33	0	2	1	0	6	2	14	12	7	0	2	1	5	1
Gb <sup>1</sup>	13	13	5	5	1	3	8	3	10	21	3	1	6	3	4	2
Büro <sup>1</sup>	13	18	4	2	1	5	10	1	8	22	4	1	3	2	3	2
Beh <sup>3</sup>	13	24	2	3	0	1	7	6	11	10	6	1	4	2	8	2
Krh <sup>4</sup>	14	18	4	3	1	3	8	2	10	18	5	1	4	2	5	2
Ha <sup>1</sup>	14	18	3	2	1	3	8	1	10	23	5	1	4	2	4	2
Gast <sup>1</sup>	14	21	5	2	1	3	8	3	9	17	4	1	5	2	3	2
Kühlh <sup>1</sup>	11	15	2	3	3	7	8	2	10	23	5	1	4	2	3	2
Wv <sup>5</sup>	13	16	4	3	1	2	8	2	9	22	5	1	5	3	3	3
Rec <sup>1</sup>	11	15	2	4	1	2	5	2	10	22	4	2	7	5	3	4
WP <sup>6</sup>	16	25	0	5	0	0	6	2	8	19	8	0	6	3	0	2
ESH <sup>6</sup>	19	15	2	2	0	3	8	1	6	28	6	1	4	2	2	2
HH <sup>7, a</sup>	13	15	5	3	1	2	7	2	10	21	5	1	5	3	4	3

1 – Eigene Abschätzung auf Basis einer Recherche zur Standortzahl nach Bundesland über die Hoppenstedt Firmendatenbank für Hochschulen (<http://www.hoppenstedt-hochschuldatenbank.de/>); 2 – Eigene Abschätzung auf Basis der Zahl der Standorte nach Daten der statistischen Ämter des Bundes und der Länder (Landwirtschaftliche Betriebe und deren landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) nach Kulturarten); 3 – Statistische Ämter des Bundes und der Länder (Tourismus: Beherbergungsbetriebe, Gästebetten, -übernachtungen, -ankünfte); 4 – Statistisches Bundesamt (<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Gesundheit/Krankenhaeuser/Tabellen/KrankenhaeuserBL.html>); 5 – (Destatis 2013c); 6 – Statistisches Bundesamt Mirkozenus Zusatzerhebung 2012; 7 – Statistisches Bundesamt (<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1240/umfrage/anzahl-der-privathaushalte-deutschland-nach-bundeslaendern/>)

a – HH – alle weiteren betrachteten Haushaltsgeräte

## E.8 Zukünftige Entwicklung

Die angenommene zukünftige Entwicklung von DSI-Potentialen bei Produktionsprozessen bzw. Querschnittstechnologien in Fünfjahresschritten bis 2050 zeigen Tab. 0-61 bzw. Tab. 0-62.

Tab. 0-61: Angenommene zukünftige Entwicklung von DSI-Potentialen bei Produktionsprozessen

Prozess	Angenommene zukünftige Entwicklung von P <sub>inst</sub> bezogen auf 2015 [%]							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Al, primär <sup>1,2</sup>	100	95	90	86	82	78	74	70
Zn, primär <sup>1,2</sup>		100	100	99	98	96	95	94
Cu, primär <sup>1,2</sup>		100	100	99	98	96	95	94
Si, primär <sup>a</sup>		100	100	99	98	96	95	94
Graphit <sup>a</sup>		100	100	99	98	96	95	94
E-Stahl <sup>2-4</sup>		100	100	111	120	129	140	151
Al, Guss <sup>a</sup>		100	100	100	100	100	100	100
Fe, Guss <sup>a</sup>		100	100	100	100	100	100	100
Holzschliff <sup>1,2,5</sup>		99	97	96	95	93	92	91
TMP <sup>1,2,5</sup>		99	97	96	95	93	92	91
Zellstoff <sup>2,5</sup>		99	97	96	95	93	92	91
Altpapier <sup>2,5</sup>		110	121	125	130	135	140	145
Papier <sup>2,5</sup>		104	108	117	126	135	146	157
Cl <sub>2</sub> , M <sup>2,6</sup>		102	99	95	91	87	83	80
Cl <sub>2</sub> , Hg <sup>2,6</sup>		70	68	65	62	59	57	55
Cl <sub>2</sub> , HCl <sup>2,6</sup>		98	95	91	87	83	80	76
Cl <sub>2</sub> , D <sup>2,6</sup>		98	95	91	87	83	80	76
O <sub>2</sub> <sup>2</sup>		101	102	103	104	105	106	107
CaC <sub>2</sub> <sup>2</sup>		94	88	82	77	73	68	64
Zement <sup>1,2</sup>		98	95	93	90	88	86	84
Rohmehl <sup>1,2</sup>	98	95	93	90	88	86	84	
Glas <sup>a</sup>	100	100	100	100	100	100	100	

1 – auf Basis von (Borggreffe et al. 2014); 2 – (Gils 2015); 3 – Wirtschaftsvereinigung Stahl, persönliche Kommunikation; 4 – (Wörtler et al. 2013); 5 – (IG BCE 2014); 6 – Standortsspezifische Recherche bezüglich geplanter Prozessumstellungen in den kommenden Jahren;

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbarer Informationen

Tab. 0-62: Angenommene zukünftige Entwicklung von DSI-Potentialen bei Querschnittstechnologien

DSI-Option	Angenommene zukünftige Entwicklung von $P_{inst}$ bezogen auf 2015 [%]							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EI <sup>1</sup>	100	99	98	97	96	95	95	94
KI <sup>1</sup>		102	104	107	109	112	114	117
Meb <sup>1</sup>		101	102	103	105	106	107	109
Mach <sup>1</sup>		106	111	118	124	131	139	147
Fzb <sup>1</sup>		102	104	106	109	111	114	116
Lw <sup>1</sup>		97	95	92	89	87	84	82
Gb <sup>a</sup>		100	100	100	100	100	100	100
Büro <sup>1</sup>		113	127	143	161	181	204	230
Beh <sup>1</sup>		114	131	152	176	206	241	284
Krh <sup>1</sup>		103	108	116	127	141	160	184
Ha <sup>1</sup>		100	100	100	100	100	101	101
Gast <sup>1</sup>		115	132	153	178	208	245	290
Kühlh		105	110	116	122	128	135	142
Wv <sup>a</sup>		100	100	100	100	100	100	100
Rec <sup>a</sup>		100	100	100	100	100	100	100
KG <sup>2-4</sup>		82	71	61	58	55	53	51
GG <sup>2-4</sup>		89	87	83	77	70	65	59
WP <sup>2-4</sup>		143	151	161	172	187	207	232
ESH <sup>3,4</sup>		81	67	54	32	19	11	6
KA <sup>2,3</sup>		144	214	328	387	456	539	609
UP <sup>3</sup>		85	73	62	62	62	63	63
WW <sup>3</sup>		101	103	104	90	77	67	58
WM <sup>2</sup>		87	75	65	62	58	55	51
WT <sup>2,3</sup>		87	76	67	62	58	54	49
GS <sup>2</sup>		89	82	74	71	67	64	59

1 – Eigene Abschätzung auf Basis von (Wenzel 2014); 2 – (Gils 2015); 3 – (Styczynski und Sauer 2015); 4 – (Bez 2014);

a – Eigene Abschätzung auf Basis verfügbarer Informationen



---

**Anhang F: Detaillierter Literaturabgleich der ermittelten DSI-Potentiale**

Für industrielle Produktionsprozesse erfolgt an dieser Stelle ein detaillierter Literaturabgleich der ermittelten installierten Leistungen sowie der technischen und soziotechnischen DSI-Potentiale in positiver und negativer Richtung (Tab. 0-63 bis Tab. 0-67). Um eine tatsächliche Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird der Abgleich jeweils auf der tiefsten auf Grund bestehender Literaturstellen möglichen Detailebene durchgeführt. Bei Prozessen wie der Behälterglasherstellung, für die erstmals ein detailliertes deutschlandweites DSI-Potential erhoben wird, kann kein Abgleich stattfinden.

In den Tabellen wird jeweils die Wertespanne aus der eigenen Erhebung den entsprechenden Literaturdaten gegenübergestellt. Die dabei angegebene Wertespanne resultiert aus dem Minimal- und Maximalwert aller verfügbaren Literaturwerte. Zusätzlich werden ein Mittelwert sowie die Anzahl der erfassten Studien mit quantitativer Aussage zur dargestellten Größe dargestellt. Bei bestehenden Abweichungen werden diese in den entsprechenden Fußnoten (hochgestellter Buchstabe) plausibilisiert.

Tab. 0-63: Literaturabgleich zur installierten Leistung bei Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Eigene Erhebung	Literatur		
		Wertespanne	Mittelwert	Anzahl
Al, primär <sup>a</sup>	916 – 961 (1.053 – 1.113)	1.000 <sup>1</sup> – 1.108 <sup>2</sup>	1.054	2 <sup>1,2</sup>
Zn, primär <sup>b</sup>	54 – 87	95 <sup>3</sup>	95	1 <sup>3</sup>
Cu, prim. (+ sek.) <sup>c</sup>	14 – 24	22-30 <sup>3</sup>	26	1 <sup>3</sup>
E-Stahl	2.120	1.566 <sup>1</sup> – 2.126 <sup>4</sup>	1.846	2 <sup>1,4</sup>
Holzschliff <sup>d</sup>	114 – 291	268 <sup>1</sup> – 300 <sup>5</sup>	284	2 <sup>1,5</sup>
Papier <sup>e</sup>	988 – 1.836	2.000 <sup>1</sup>	2.000	1 <sup>1</sup>
Zement	257 – 362	347 <sup>1</sup>	347	1 <sup>1</sup>
Holzschliff + TMP	196 – 475	311 <sup>2</sup>	311	1 <sup>2</sup>
Papierind. gesamt <sup>f</sup>	1.677 – 3.205	3.105 <sup>4</sup>	3.105	1 <sup>4</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg <sup>g</sup>	987 – 1.415	910 <sup>5</sup>	910	1 <sup>5</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + HCl <sup>h</sup>	942 – 1.361	888 <sup>1</sup>	888	1 <sup>1</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + D	1.187 – 1.633	1.369 <sup>4</sup>	1.369	1 <sup>4</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg + D <sup>i</sup>	1.339 – 1.830	>1.700 <sup>3</sup> – 1.853 <sup>2</sup>	>1.777	2 <sup>2,3</sup>
Zement + Rohmehl <sup>j</sup>	397 – 580	314 <sup>2</sup> -400 <sup>6</sup>	357	2 <sup>2,5</sup>
CaC <sub>2</sub>	56 – 101	1.000 <sup>1</sup> – 1.108 <sup>2</sup>	-	-
O <sub>2</sub>	161 – 205	95 <sup>3</sup>	-	-

1 – (Apel et al. 2012); 2 – (Kohler et al. 2010); 3 – (Klobasa 2007); 4 – (Langrock et al. 2015); 5 – (Buber et al. 2013a)

a – Berücksichtigung aktuell nicht in Betrieb befindlicher Produktionslinie in Neuss; b – Im Bezugsjahr 2005 von (Klobasa 2007) lag die Produktionskapazität deutlich höher; c – (Klobasa 2007) fasst Primär- und Sekundärerzeugung zusammen; d – (Buber et al. 2013a) legt gesamte Holzstoffproduktion inklusive TMP zugrunde; e – (Apel et al. 2012) geht von einem vergleichsweise sehr hohen spezifischen Stromverbrauch aus; f – In (Langrock et al. 2015) zusätzlich Streichmaschinen und Kalanders erfasst; g – (Buber et al. 2013a) geht von einem vergleichsweise niedrigen spezifischen Stromverbrauch aus; h – Im Bezugsjahr 2010 von (Apel et al. 2012) lag die Produktionskapazität deutlich niedriger; i – (Kohler et al. 2010) geht von vergleichsweise hohen spezifischen Stromverbräuchen aus; j – (Kohler et al. 2010) geht von vergleichsweise geringer Produktionskapazität aus

Tab. 0-64: Literaturabgleich zum technischen DSI-Potential in positiver Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Eigene Erhebung	Literatur		
		Wertespanne	Mittelwert	Anzahl
Al, primär <sup>a</sup>	842 – 940	275 <sup>1</sup> -859 <sup>2</sup>	331	7 <sup>1-7</sup>
Zn, primär <sup>b</sup>	66 – 70	12 <sup>5</sup> -31 <sup>3</sup>	23	3 <sup>1,3,5</sup>
Cu, prim. (+ sek.)	11 – 21	5 <sup>1,5</sup> -31 <sup>3</sup>	15	3 <sup>1,3,5</sup>
E-Stahl <sup>c</sup>	1.038 – 1.166	397 <sup>2</sup> -931 <sup>5</sup>	612	9 <sup>1-9</sup>
Holzschliff	77 – 219	208 <sup>6</sup> -300 <sup>9</sup>	252	3 <sup>5,6,9</sup>
Papier	811 – 1.617	80 <sup>1</sup> -1.700 <sup>6</sup>	565	5 <sup>1,5,6,8,10</sup>
Zement <sup>d</sup>	155 – 247	313 <sup>6</sup>	313	1 <sup>6</sup>
Holzschliff + TMP	133 – 357	222 <sup>7</sup> -310 <sup>4</sup>	266	2 <sup>4,7</sup>
Papierind. gesamt	1.334 – 2.759	2.407 <sup>2</sup> -2.618 <sup>11</sup>	2513	2 <sup>2,11</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg	360 – 821	453 <sup>7</sup> -730 <sup>1</sup>	592	2 <sup>1,7</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + HCl <sup>e</sup>	334 – 781	275 <sup>7</sup> -330 <sup>1</sup>	303	2 <sup>1,7</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + D <sup>f</sup>	374 – 926	330 <sup>1</sup> -431 <sup>7</sup>	381	2 <sup>1,7</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg + D	438 – 1.058	64 <sup>10</sup> -914 <sup>3</sup>	516	8 <sup>2-6,9-11</sup>
Zement + Rohmehl	257 – 424	90 <sup>1</sup> -769 <sup>2</sup>	291	9 <sup>1-5,7-10</sup>
CaC <sub>2</sub>	39 – 87	12	12	1 <sup>5</sup>
O <sub>2</sub>	114 – 178	51 <sup>5</sup> -170 <sup>1</sup>	111	2 <sup>1,5</sup>

1 – (Klobasa 2007); 2 – (Gruber et al. 2014); 3 – (Popp und Klobasa 2013); 4 – (Gruber et al. 2014); 5 – (Gils 2014); 6 – (Apel et al. 2012); 7 – (Kohler et al. 2010); 8 – (Focken et al. 2011); 9 – (Buber et al. 2013a); 10 – (Grote et al. 2013); 11 – (Langrock et al. 2015)

a – In vielen Studien wird nur Teillastbetrieb betrachtet, die Aluminiumhütten sind jedoch mit nahezu ihrer gesamten Leistung beispielsweise im Rahmen der AbLaV präqualifiziert; b – bislang keine empirische Betrachtung des einzigen Produktionsstandorts in Deutschland; c – auf Basis von Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl wird, bei ähnlichen Annahmen zur Durchschnittsauslastung, von einer deutlich höheren installierten Leistung als in den meisten Studien ausgegangen; d – im Literaturvergleich geringe installierte Leistung ermittelt; e – 3 Standorte mit Umrüstung von Hg zu M in den letzten Jahren; f – Teilweise Abschaltung möglich; 5 – (Gils 2014) geht von vergleichsweise sehr niedriger Produktionskapazität aus

Tab. 0-65: Literaturabgleich zum technischen DSI-Potential in negativer Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Eigene Erhebung	Literatur		
		Wertespanne	Mittelwert	Anzahl
Al, primär	30-50	30 <sup>1</sup> -50 <sup>1</sup>	40	1 <sup>1</sup>
Zn, primär	0-4	-	-	-
Cu, prim. (+ sek.)	1-3	-	-	-
E-Stahl	0-254	-	-	-
Holzschliff	18-72	-	-	-
Papier <sup>a</sup>	44-210	283 <sup>2</sup>	283	1 <sup>2</sup>
Zement <sup>b</sup>	14-66	313 <sup>1</sup>	313	1 <sup>1</sup>
Holzschliff + TMP	31-117	-	-	-
Papierind. gesamt	95-449	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + Hg	46-170	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + HCl	43-163	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + D	55-199	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + Hg + D	63-223	-	-	-
Zement + Rohmehl	21-101	313 <sup>2</sup>	313	1 <sup>2</sup>
CaC <sub>2</sub>	3-21	-	-	-
O <sub>2</sub>	9-45	-	-	-

1 – (Apel et al. 2012); 2 – (Grote et al. 2013)

a – Restriktivere Annahme zu Schaltbarkeit; b – (Apel et al. 2012) gibt Zuschaltpotential nur für HT-Zeitfenster, nicht als ganzjährigen Durchschnitt an; c – (Grote et al. 2013) geht von symmetrischem Zu- und Abschaltpotential aus

Tab. 0-66: Literaturabgleich zum soziotechnischen DSI-Potential in positiver Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Eigene Erhebung	Literatur		
		Wertespanne	Mittelwert	Anzahl
Al, primär	842-940	227 <sup>1</sup> -277 <sup>2</sup>	252	2 <sup>1,2</sup>
Zn, primär	44-46	-	-	-
Cu, prim. (+ sek.)	5-11	-	-	-
E-Stahl <sup>b</sup>	290-394	815 <sup>1</sup> -1097 <sup>2</sup>	956	2 <sup>1,2</sup>
Holzschliff	77-219	-	-	-
Papier	109-255	-	-	-
Zement <sup>c</sup>	90-156	314 <sup>2</sup>	314	1 <sup>2</sup>
Holzschliff + TMP	124-344	217 <sup>1</sup> -250 <sup>2</sup>	234	2 <sup>1,2</sup>
Papierind. gesamt	493-1163	1067 <sup>3</sup>	1067	1 <sup>3</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg	291-713	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + HCl	270-678	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + D	267-696	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + Hg + D	319-811	469 <sup>3</sup> -660 <sup>2</sup>	562	3 <sup>1,2,3</sup>
Zement + Rohmehl <sup>c</sup>	129-229	269 <sup>1</sup>	269	1 <sup>1</sup>
CaC <sub>2</sub>	14-36	-	-	-
O <sub>2</sub>	51-95	-	-	-

1 – (Kohler et al. 2010); 2 – (Paulus und Borggreffe 2011); 3 – (Langrock et al. 2015)

a – In vielen Studien nur Teillast betrachtet, s. o.; b – auf Basis von Verbandsangaben restriktiver als Literatur angenommen; c – empirisch ermittelter Realisierbarkeitsfaktor

Tab. 0-67: Literaturabgleich zum soziotechnischen DSI-Potential in negativer Richtung bei Produktionsprozessen in Deutschland

Prozess	Eigene Erhebung	Literatur		
		Wertespanne	Mittelwert	Anzahl
Al, primär	30-50	0 <sup>1</sup>	0	1 <sup>1</sup>
Zn, primär	0-2	-	-	-
Cu, prim. (+ sek.)	0-2	-	-	-
E-Stahl	0-78	0 <sup>1</sup>	0	1 <sup>1</sup>
Holzschliff	18-72	-	-	-
Papier	6-32	-	-	-
Zement	9-41	-	-	-
Holzschliff + TMP	29-113	62 <sup>2</sup> -94 <sup>1</sup>	78	2 <sup>1,2</sup>
Papierind. gesamt	48-231	153 <sup>3</sup>	153	1 <sup>3</sup>
Cl <sub>2</sub> , M + Hg	37-147	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + HCl	35-141	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + D	37-147	-	-	-
Cl <sub>2</sub> , M + Hg + D	43-168	81 <sup>3</sup> -346 <sup>1</sup>	214	2 <sup>1,3</sup>
Zement + Rohmehl	11-55	45 <sup>1</sup>	45	1 <sup>1</sup>
CaC <sub>2</sub>	1-9	-	-	-
O <sub>2</sub>	4-24	-	-	-

1 – (Kohler et al. 2010); 2 – (Paulus und Borggreffe 2011); 3 – (Langrock et al. 2015)

a – in Anlehnung an (Apel et al. 2012) wird von realisierbarem Potential in negativer Richtung ausgegangen

## **Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung**

- Band 130 M. Steurer  
**Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung**  
April 2017, 230 Seiten
- Band 129 S. Bubeck  
**Potenziale elektrischer Energieanwendungstechniken zur rationellen Energieanwendung**  
Januar 2017, 255 Seiten
- Band 128 R. Beestermöller  
**Die Energienachfrage privater Haushalte und ihre Bedeutung für den Klimaschutz – Volkswirtschaftliche Analysen zur deutschen und europäischen Klimapolitik mit einem technologiefundierten Allgemeinen Gleichgewichtsmodell**  
Januar 2017, 211 Seiten
- Band 127 M. Ohl  
**Analyse der Einsatzpotenziale von Wärmeerzeugungstechniken in industriellen Anwendungen**  
August 2016, 202 Seiten
- Band 126 W. Genius  
**Grüne Bilanzierung - Internalisierung von Umwelt- und Gesundheitsschäden im Rahmen der Input-Output-Rechnung**  
April 2015, 243 Seiten
- Band 125 E. Heyden  
**Kostenoptimale Abwärmerückgewinnung durch integriert-iteratives Systemdesign (KOARiiS) - Ein Verfahren zur energetisch-ökonomischen Bewertung industrieller Abwärmepotenziale**  
2016, 121 Seiten
- Band 124 K. Ohlau  
**Strategien zur wirksamen Minderung von Fluglärm in Deutschland - Minderungsmaßnahmen und langfristige Perspektiven**  
2015, 192 Seiten
- Band 123 T. Telsnig  
**Standortabhängige Analyse und Bewertung solarthermischer Kraftwerke am Beispiel Südafrikas**  
September 2015, 285 Seiten

- Band 122 M. Henßler  
**Ganzheitliche Analyse thermochemischer Verfahren bei der Nutzung fester Biomasse zur Kraftstoffproduktion in Deutschland**  
April 2015, 243 Seiten
- Band 121 B. Fais  
**Modelling policy instruments in energy system models - the example of renewable electricity generation in Germany**  
Januar 2015, 194 Seiten
- Band 120 M. Blesl  
**Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas – eine Energiesystem- und Technikanalyse**  
August 2014, 204 Seiten
- Band 119 S. Kempe  
**Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell**  
Juli 2014, 204 Seiten
- Band 118 B. Thiruchittampalam  
**Entwicklung und Anwendung von Methoden und Modellen zur Berechnung von räumlich und zeitlich hochaufgelösten Emissionen in Europa**  
April 2014, 238 Seiten
- Band 117 T. Kober  
**Energiewirtschaftliche Anforderungen an neue fossil befeuerte Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung im liberalisierten europäischen Elektrizitätsmarkt**  
März 2014, 158 Seiten
- Band 116 S. Wissel  
**Ganzheitlich-integrierte Betrachtung der Kernenergie im Hinblick auf eine nachhaltige Energieversorgung**  
Februar 2014, 230 Seiten
- Band 115 R. Kuder  
**Energieeffizienz in der Industrie – Modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor**  
Februar 2014, 286 Seiten
- Band 114 J. Tomaschek  
**Long-term optimization of the transport sector to address greenhouse gas reduction targets under rapid growth – Application of an energy system model for Gauteng province, South Africa**  
Dezember 2013, 263 Seiten
- Band 114 B. Rühle  
**Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik - Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene**  
November 2013, 196 Seiten



- Band 112 N. Sun  
**Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes - Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen**  
August 2013, 173 Seiten
- Band 111 J. Lambauer  
**Auswirkungen von Basisinnovationen auf die Energiewirtschaft und die Energienachfrage in Deutschland - Am Beispiel der Nano und Biotechnologie**  
März 2013, 303 Seiten
- Band 110 R. Barth  
**Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen - eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes**  
März 2013, 234 Seiten
- Band 109 D. Bruchof  
**Energiewirtschaftliche Verkehrsstrategie - Möglichkeiten und Grenzen alternativer Kraftstoffe und Antriebe in Deutschland und der EU-27**  
März 2012, 226 Seiten
- Band 108 E. D. Özdemir  
**The Future Role of Alternative Powertrains and Fuels in the German Transport Sector - A model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport**  
Januar 2012, 194 Seiten
- Band 107 U. Kugler  
**Straßenverkehrsemissionen in Europa - Emissionsberechnung und Bewertung von Minderungsmaßnahmen**  
Januar 2012, 236 Seiten
- Band 106 M. Blesl, D. Bruchof, U. Fahl, T. Kober, R. Kuder, B. Götz, A. Voß  
**Integrierte Szenarioanalysen zu Energie- und Klimaschutzstrategien in Deutschland in einem Post-Kyoto-Regime**  
Februar 2011, 200 Seiten
- Band 105 O. Mayer-Spohn  
**Parametrised Life Cycle Assessment of Electricity Generation in Hard-Coal-Fuelled Power Plants with Carbon Capture and Storage**  
Dezember 2009, 210 Seiten
- Band 104 A. König  
**Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis zum Jahr 2030**  
Juli 2009, 194 Seiten

- Band 103 C. Kruck  
**Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken**  
Mai 2008, 162 Seiten
- Band 102 U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl, I. Ellersdorfer, L. Eltrop, D.-C. Harlinghausen, R. Küster, T. Rehr, U. Remme, A. Voß  
**Energieprognose Bayern 2030**  
Oktober 2007, 296 Seiten
- Band 101 U. Remme, M. Blesl, U. Fahl  
**Global resources and energy trade: An overview for coal, natural gas, oil and uranium**  
Juli 2007, 108 Seiten
- Band 100 S. Eckardt  
**Energie- und Umweltmanagement in Hotels und Gaststätten: Entwicklung eines Softwaretools zur systematischen Prozessanalyse und Management-unterstützung**  
Mai 2007, 152 Seiten
- Band 99 U. Remme  
**Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell**  
August 2006, 336 Seiten
- Band 98 L. Eltrop, J. Moerschner, M. Härdtlein, A. König  
**Bilanz und Perspektiven der Holzenergienutzung in Baden-Württemberg**  
Mai 2006, 102 Seiten
- Band 97 B. Frey  
**Modellierung systemübergreifender Energie- und Kohlenstoffbilanzen in Entwicklungsländern**  
Mai 2006, 148 Seiten
- Band 96 K. Sander  
**Potenziale und Perspektiven stationärer Brennstoffzellen**  
Juni 2004, 256 Seiten
- Band 95 M. A. dos Santos Bernardes  
**Technische, ökonomische und ökologische Analyse von Aufwindkraftwerken**  
März 2004, 228 Seiten
- Band 94 J. Bagemihl  
**Optimierung eines Portfolios mit hydro-thermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt**  
Februar 2003, 138 Seiten

- Band 93 A. Stuible  
**Ein Verfahren zur graphentheoretischen Dekomposition und algebraischen Reduktion von komplexen Energiesystemmodellen**  
November 2002, 156 Seiten
- Band 92 M. Blesl  
**Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs**  
August 2002, 282 Seiten
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß  
**Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg**  
August 2002, 138 Seiten
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer  
**Energy Supply for Three Cities in Southern Africa**  
Juli 2002, 96 Seiten
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach  
**Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin**  
Juli 2002, 212 Seiten
- Band 88 M. Sawillion  
**Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken**  
Juli 2002, 136 Seiten
- Band 87 T. Marheineke  
**Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken**  
Juli 2002, 222 Seiten
- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß  
**Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage**  
Juni 2002, 224 Seiten
- Band 85 E. Laege  
**Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse**  
Januar 2002, 254 Seiten
- Band 84 S. Molt  
**Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystemanalytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung**  
Oktober 2001, 166 Seiten

- Band 83 D. Hartmann  
**Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien**  
September 2001, 228 Seiten
- Band 82 G. Kühner  
**Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben**  
September 2001, 210 Seiten
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß  
**Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft**  
August 2001, 172 Seiten
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber  
**Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen**  
Mai 2001, 166 Seiten
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann  
**Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg**  
April 2001, 142 Seiten
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)  
**Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe**  
Februar 2001, 248 Seiten
- Band 77 W. Rüdfler  
**Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg**  
Januar 2001, 284 Seiten
- Band 76 S. Rivas  
**Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholzversorgungssystems in Entwicklungsländern**  
Januar 2001, 200 Seiten
- Band 75 M. Härdtlein  
**Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (*×Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzen**  
September 2000, 168 Seiten
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß  
**Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken**  
August 2000, 118 Seiten

- Band 73 J. Sontow  
**Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung**  
Juli 2000, 242 Seiten
- Band 72 H. Hermes  
**Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors**  
Juli 2000, 188 Seiten
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard  
**Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)**  
Juni 2000, 146 Seiten
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß  
**Energieverbrauchsprognose für Bayern**  
Mai 2000, 240 Seiten
- Band 69 J. Baur  
**Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern**  
Mai 2000, 154 Seiten
- Band 68 G. Weinrebe  
**Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken**  
April 2000, 212 Seiten
- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)  
**Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies**  
April 2000, 282 Seiten
- Band 66 A. Schuler  
**Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg**  
März 2000, 236 Seiten
- Band 65 A. Schäfer  
**Reduction of CO<sub>2</sub>-Emissions in the Global Transportation Sector**  
März 2000, 290 Seiten
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)  
**Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation**  
März 2000, 148 Seiten

- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska  
**Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten**  
Dezember 1999, 308 Seiten
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß  
**Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs**  
November 1999, 146 Seiten
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich  
**Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme**  
September 1999, 138 Seiten
- Band 60 R. Lux  
**Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme**  
September 1999, 162 Seiten
- Band 59 M. Kayser  
**Energetische Nutzung hydrothermalen Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -**  
Juli 1999, 184 Seiten
- Band 58 C. John  
**Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissionsszenarien am Beispiel Baden-Württembergs**  
Juni 1999, 214 Seiten
- Band 57 T. Stelzer  
**Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweganalysen von Umweltwirkungen**  
Mai 1999, 212 Seiten
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß  
**Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark**  
Mai 1999, 322 Seiten
- Band 55 B. Biffar  
**Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse**  
Mai 1999, 236 Seiten
- Band 54 E. Fleißner  
**Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor**  
Januar 1999, 306 Seiten

- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)  
**Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture**  
Januar 1999, 252 Seiten
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret,  
A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody  
**Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for  
the Promotion of Condensing Boilers**  
Oktober 1998, 156 Seiten
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig  
**Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor**  
September 1998, 112 Seiten
- Band 50 S. Becher  
**Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und  
Emissionsbilanzen**  
Juli 1998, 200 Seiten
- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt,  
C. Schlenzig, A. Stuble, A. Voß  
**Einbindung des ECOLOG-Modells 'E<sup>3</sup>Net' und Integration neuer methodischer  
Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)**  
Juli 1998, 110 Seiten
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret  
**ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung**  
März 1998, 184 Seiten
- Band 47 C. Schlenzig  
**PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umwelt-  
planung**  
Januar 1998, 230 Seiten
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)  
**External Costs of Transport**  
April 1998, 144 Seiten
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Despretz, G. Weimann, G. Kamelander,  
C. Ureta  
**Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small  
and Medium Enterprises**  
Januar 1998, 352 Seiten
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß  
**Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren**  
Dezember 1997, 186 Seiten

- Band 43 J. Albiger  
**Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung**  
November 1997, 168 Seiten
- Band 42 P. Berner  
**Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs**  
November 1997, 238 Seiten
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle  
**Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency**  
August 1997, 122 Seiten
- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, A. Voß  
**Kostenvergleich verschiedener CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland**  
August 1997, 156 Seiten
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne  
**MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie**  
Juli 1997, 172 Seiten
- Band 38 M. Kaltschmitt  
**Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland**  
April 1997, 108 Seiten
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß  
**Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern**  
März 1997, 82 Seiten
- Band 36 P. Schaumann  
**Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -**  
Januar 1997, 282 Seiten
- Band 35 R. Kühner  
**Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme**  
Dezember 1996, 262 Seiten
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann  
**Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen**  
November 1996, 124 Seiten



- Band 33 W. Krewitt  
**Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme**  
November 1996, 196 Seiten
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan  
**Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions**  
September 1996, 118 Seiten
- Band 31 W. Rüffler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß  
**Szenariorechnungen für das Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg**  
Juli 1996, 140 Seiten
- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß  
**Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective**  
September 1996, 264 Seiten
- Band 29 M. Hanselmann  
**Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen**  
August 1996, 138 Seiten
- Band 28 G. Schmid  
**Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen**  
August 1996, 184 Seiten
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich  
**TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT**  
August 1996, 172 Seiten
- Band 26 T. Hellwig  
**OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben**  
Mai 1998, 118 Seiten
- Band 25 R. Laing  
**CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias**  
Februar 1996, 221 Seiten
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich  
**Externe Kosten der Energieversorgung**  
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten

- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß  
**Entwicklung eines Energieinformationssystems**  
März 1996, 76 Seiten
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß  
**Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund**  
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Rüffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß  
**Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg**  
September 1995, 454 Seiten
- Band 20 M. Fishedick  
**Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen**  
Dezember 1995, 196 Seiten
- Band 19 A. Obermeier  
**Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg**  
Mai 1995, 208 Seiten
- Band 18 N. Kalume  
**Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern**  
Dezember 1994, 113 Seiten
- Band 17 Th. Müller  
**Ermittlung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung**  
November 1994, 142 Seiten
- Band 16 A. Wiese  
**Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland**  
Juni 1994, 223 Seiten
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne  
**Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt**  
Januar 1994, 154 Seiten
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich  
**Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models**  
November 1993, 105 Seiten

- Band 13 R. Friedrich  
**Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen**  
Juli 1992, 292 Seiten
- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß  
**Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten**  
August 1992, 471 Seiten
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese  
**Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg**  
April 1992, 320 Seiten
- Band 10 A. Reuter  
**Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern**  
November 1991, 170 Seiten
- Band 9 T. Kohler  
**Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland**  
Juli 1991, 162 Seiten
- Band 8 M. Mattis  
**Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg**  
Juni 1991, 188 Seiten
- Band 7 M. Kaltschmitt  
**Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs**  
Dezember 1990, 178 Seiten
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski  
**Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany**  
Juli 1990, 92 Seiten
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt  
**Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb**  
Juli 1990, 484 Seiten
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt  
**Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee**  
Juni 1990, 498 Seiten

- Band 3 D. Kluck  
**Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung**  
Mai 1990, 155 Seiten
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter,  
A. Voß, H.-G. Wystrcil  
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**  
Mai 1990, 316 Seiten
- Band 1 U. Fahl  
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft und Energiepolitik**  
März 1990, 265 Seiten