

UFZ Discussion Papers

Department of Economics

25/2014

Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt – eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen

Martin Veit, Erik Gawel

Dezember 2014

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	4
Tabellenverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Ökonomische Bedeutung von Demand Side Management auf Strommärkten	6
1.1 Problemstellung	6
1.2 Gang der Untersuchung.....	7
2 Definition und Wirkung des Demand Side Management	8
2.1 Begriffsbestimmung	8
2.2 Demand Side Management im Kontext des Energiesystems und der „Energiewende“	8
2.2.1 Netztechnischer Einsatz von Demand Side Management	8
2.2.2 Effekte auf dem Großhandelsstrommarkt.....	10
2.2.3 Nutzungsvarianten des Demand Side Management	13
2.3 Systematisierung der Verbrauchslasten nach Einsatzpotenzial.....	16
3 Gestaltungsformen des Marktdesigns zur Einführung von Demand Side Management	18
3.1 Finanzierungsmöglichkeiten von Demand Side Management.....	18
3.1.1 Erzielung von Erlösen an bestehenden Energiemärkten	18
3.1.2 Direktes und indirektes Demand Side Management durch Lastprogramme	22
3.2 Lastprogramme im US-amerikanischen Energiemarkt PJM	24
3.3 Erfahrungen aus Pilotprojekten in Dänemark.....	26
3.4 Zusammenfassung der Voraussetzungen für Demand Side Management	29
4 Demand Side Management im deutschen Energiemarkt	31

4.1	Programme zur Steuerung der Nachfrage	31
4.2	Erlösmöglichkeiten in deutschen Energiemärkten	33
4.3	Bewertung des deutschen Energiemarktdesigns	37
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	39
	Literaturverzeichnis	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stilisierte Merit Order und Preiseffekt der Windenergieproduktion ..	11
Abbildung 2: Wohlfahrtsverlust durch starre Nachfrage	12
Abbildung 3: Einsatzmöglichkeiten DSM	13
Abbildung 4: Valley-Filling und Peak-Shaving	14
Abbildung 5: Übersicht der Märkte für DSM	19
Abbildung 6: Zeitliche Einsatzvarianten DSM.....	23

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausschreibungszeiträume der Regelenergiearten	35
--	----

Abkürzungsverzeichnis

DOE Department of Energy

DR Demand Resource

DSM Demand Side Management

MRL Minutenreserveleistung

PJM *Pennsylvania-New Jersey-Maryland* Interconnection

PRL Primärregelleistung

RE Regelenergie

SRL Sekundärregelleistung

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

1 Ökonomische Bedeutung von Demand Side Management auf Strommärkten

1.1 Problemstellung

Zur Erreichung der Klimaziele wird aktuell in Deutschland ein konsequenter Wechsel von einer durch konventionelle Brennstoffe geprägten Energieversorgung hin zu einem System vollzogen, in dem erneuerbare Energien eine tragende Rolle spielen. Vor allem die Energiequellen Wind und Sonnenenergie stehen dabei im Fokus des Ausbaus. Diese weisen jedoch den Nachteil auf, fluktuierend und damit nicht immer dann Strom zu produzieren, wenn ein Bedarf nach elektrischer Energie besteht. Deshalb wird es nötig, Methoden zu entwickeln, um Angebot und Nachfrage auch unter diesen Bedingungen in Einklang zu bringen.¹ Aktuell werden hierfür zahlreiche Konzepte diskutiert. Eines dieser Modelle, das Demand Side Management, basiert dabei auf der Annahme, die bisher als unelastisch erscheinende Nachfrage im Sinne einer verstärkten Preisreagibilität zu flexibilisieren und damit die Verbraucher in das Energiesystem und dessen Steuerung einzubinden.² Um dies zu erreichen, müssen jedoch zunächst die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass für Nachfrager ein Anreiz geschaffen wird, ihre Stromabnahme der jeweiligen Produktionslage sowie Stromnetzbedürfnissen anzupassen.³

Der Fokus liegt hierbei auf einer vergleichenden Untersuchung der marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die eine Integration von Demand Side Management ins Energiesystem ermöglichen. Es soll anhand des Marktes PJM in den USA⁴ und von Projekten zur Marktgestaltung in Dänemark analysiert werden, welche Eigenschaften Nachfrager aufweisen und unter welchen Bedingungen sie in der Lage sind, an etablierten Märkten zu agieren. Weiterhin sollen Programme vorgestellt werden, die eine vereinfachte Marktintegration ermöglichen. Die Erkenntnisse werden anschließend auf den deutschen Markt übertragen. Dabei bleibt die Frage ausgeklammert, welchen tatsächlichen monetären Nutzen eine Nachfragesteuerung für den deutschen Markt haben kann sowie welche Kosten hierdurch entstehen. Ob ein Demand Side Management für die im deutschen System aufkommenden Flexibilitätsprobleme eine effiziente Lösung bieten kann oder andere Optionen vorzuziehen sind (z. B. Speicher, intelligente Kraft-

¹ Vgl. Klobasa et al. (2013a), S. 12.

² Vgl. Wiechmann (2008), S. 2.

³ Vgl. Klobasa (2007), S. 89.

⁴ PJM Interconnection ist ein regionaler Übertragungsnetzbetreiber im Osten der USA, dessen Versorgungsgebiet zugleich den größten wettbewerblichen Strom-Großhandelsmarkt der Welt umfasst. Der Verbund heißt seit 1956 *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM).

werksführung), wird derzeit energiepolitisch intensiv diskutiert.⁵ Auch dieser Aspekt soll deshalb hier nicht näher betrachtet werden.

1.2 Gang der Untersuchung

Zunächst nachfolgend der Begriff des Demand Side Management spezifiziert sowie dessen Wirkung in Bezug auf das Stromnetz und die relevanten Märkte vorgestellt (Abschnitt 2). Ferner sollen die verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten präsentiert werden, unter denen Demand Side Management zu verwirklichen ist.

Anschließend wird der Fokus auf Dänemark und die USA gerichtet (Abschnitt 3), in denen Demand Side Management unter Marktaspekten bereits intensiv untersucht oder implementiert worden ist. Ferner wird analysiert, welche institutionellen und regulatorischen Bedingungen hier den Einsatz der unterschiedlichen DSM-Maßnahmen ermöglichen bzw. sogar begünstigen. Eine Zusammenfassung dieser internationalen Erfahrungen gibt einen Überblick über die ökonomischen Voraussetzungen für DSM.

Schlussendlich wird die Situation in Deutschland im Vergleich zu obigen Beispielen bzw. vorgestellten Faktoren untersucht (Abschnitt 4). Welche Rahmenbedingungen, insbesondere Marktparameter zur tatsächlichen Umsetzung in Deutschland noch verändert werden müssten, soll abschließend zusammengestellt werden.

⁵ Siehe hierzu bspw. *Krzikalla et al.* (2013); Dena (2010) u.v.m.

2 Definition und Wirkung des Demand Side Management

2.1 Begriffsbestimmung

Nachfolgend wird zunächst dargelegt, worum es sich bei Demand Side Management (DSM) aus ökonomischer Sicht genau handelt und welchen Effekt es auf die Situation des Marktes oder des Stromnetzes im Energiesystem haben kann. DSM, das auch unter dem Begriff *Lastmanagement* in der Literatur zu finden ist, wird teilweise in verschiedenen Zusammenhängen verwendet, weshalb zunächst festgestellt werden soll, welches Verständnis diesem Beitrag zu Grunde liegt.

Vorliegend findet die Definition des U.S. Department of Energy (2006) Anwendung, welche DSM wie folgt definiert:

„Demand Side Management beschreibt die **freiwillige Anpassung der Stromnachfrage** einzelner Endkunden von ihrem gewöhnlichen Verbrauchsmuster in Folge von veränderten **Strompreisen** im Tagesverlauf oder in Folge von **Bonuszahlungen**, die darauf ausgerichtet sind, den Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugung sicherzustellen.“⁶

Ausgangspunkt ist dabei die Stromnachfrage des *status quo*, d. h. eine Nachfrage ohne Eingriff durch externe Signale und Parteien, welche durch gezielte Markt- oder Anreizsysteme entsprechend den Bedingungen des Energiemarkts in eine gewünschte Richtung gesteuert wird. Aspekte der Energieeffizienz im Sinne einer Einsparung von Strom sollen dabei jedoch nicht weiter betrachtet werden.

2.2 Demand Side Management im Kontext des Energiesystems und der „Energiewende“

2.2.1 Netztechnischer Einsatz von Demand Side Management

Bei der Stromversorgung wird der auch in anderen Märkten angestrebte Ausgleich von Angebot und Nachfrage durch physikalische Notwendigkeiten ergänzt: Zur Aufrechterhaltung der Sollfrequenz des Stromnetzes und damit zur Sicherstellung seiner Funktionsweise ist es nötig, dass sich Stromeinspeisung und Stromabnahme zu jedem Zeitpunkt ausgleichen.⁷ Dabei wird die Nachfrage nach elektrischer Energie bislang im Allgemeinen als eine feststehende Größe angenommen, die es durch die Anpassung der Erzeugungsleistung zu decken gilt. In der Regel wer-

⁶ Vgl. Klobasa (2009), S. 23; U.S. Department of Energy (2006), S. 6.

⁷ Vgl. Amprion (2014a).

den die vorhandenen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten folglich so koordiniert, dass sie in Summe der prognostizierten Nachfrage nach Strom entsprechen.⁸

Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Kapazitäten am Erzeugungsportfolio im Zuge der sogenannten „Energiewende“, d. h. des Übergangs eines auf konventionellen (fossil bzw. nuklear) hin zu eines auf regenerativen Energieträgern basierenden Energieversorgungssystems, ergeben sich hierbei verstärkt neue Herausforderungen. Die im Jahre 2013 mit einem Anteil von 14,4 % an der Nettostromerzeugung in Deutschland beteiligten erneuerbaren Energieträger Wind und Solar⁹ beispielsweise zeichnen sich durch eine stark fluktuierende Energieproduktion in Abhängigkeit der Wetterbedingungen aus. Sie erzeugen somit nicht zwangsläufig dann Strom, wenn auch eine Nachfrage nach diesem besteht. Damit ergibt sich eine neue zu untersuchende Größe, die durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss: die Residuallast, die die Nachfrage abzüglich der Produktion aus erneuerbaren Quellen darstellt.¹⁰ Diese kann nicht nur absolut stark variieren (Situation mit Windflaute und geringer Sonneneinstrahlung vs. Sonnentag in Süd- sowie Sturmtief in Norddeutschland) sondern weist teilweise auch sehr steile Gradienten auf.¹¹ Die Gradienten geben dabei an, wie stark eine Veränderung in der Menge der produzierten Energie zwischen zwei Zeitpunkten ausfällt. Sehr schnelle Zu- oder Abnahmen der durch die konventionellen Energieproduzenten bereitzustellenden Mengen stellen hohe Anforderungen an die beteiligten Akteure, da in kurzer Zeit ein Ausgleich geschaffen werden muss.¹²

Um Situationen mit einem unausgeglichenem Verhältnis aus Angebot und Nachfrage zu adressieren, existieren verschiedene Konzepte: Zum einen können durch den Einsatz flexibler konventioneller Kraftwerke wie beispielsweise Gaskraftwerke schnell Produktionsmengen angepasst werden. Weiterhin ist die Speicherung von Energie eine Möglichkeit, Angebot und Nachfrage zeitlich zu trennen, um den Strom dann einzusetzen, wenn er tatsächlich benötigt wird. Allerdings sind Speicher aktuell nur in sehr geringem Umfang verfügbar und auf kurzfristige Überbrückungen ausgerichtet (z. B. Pumpspeicherkraftwerke). Darüber hinaus ist durch den Ausbau des Stromnetzes eine Steigerung der Systemflexibilität möglich, indem ein verstärkter Transport des vor allem im Norden Deutschlands aus Windenergieanlagen erzeugten Stroms in den Süden hin zu Großverbrauchern begünstigt wird. Auch durch einen zunehmenden Stromaustausch mit dem Ausland im Zuge einer Konvergenz des europäischen Binnenmarktes kann ein Ausgleich

⁸ Vgl. Kirby (2003), S. 3; U.S. Department of Energy (2006), S. x.

⁹ Vgl. Burger (2013), S. 5.

¹⁰ Vgl. Krzikalla et al. (2013), S. 15.

¹¹ Vgl. Krzikalla et al. (2013), S. 18, S. 21.

¹² Vgl. Krzikalla et al. (2013), S. 13.

zwischen Angebot und Nachfrage erleichtert werden.¹³ Ein weiterer Ansatz stellt die Einbindung der Nachfrageseite in die Steuerung des Energiesystems, das DSM dar.¹⁴

Bei Anwendung von DSM wird die bislang bestehende Regel, dass die Erzeugung dem Verbrauch folgen muss, teilweise umgekehrt: Ist es bspw. aufgrund eines Kraftwerksausfalls nur unter Einsatz kostenintensiver Technologien möglich, die Nachfrage zu bedienen, so können über den Strompreis als Signal die nachgefragten Mengen reduziert werden. Ist dagegen, bspw. aufgrund eines durchziehenden Sturmtiefs und einhergehender hoher Windenergieproduktion, sehr viel Strom auf dem Markt, soll mit Hilfe des DSM die Nachfrage erhöht und der Strom sinnvoll eingesetzt werden.¹⁵

2.2.2 Effekte auf dem Großhandelsstrommarkt

Neben der technischen Notwendigkeit, Angebot und Nachfrage jederzeit auszugleichen, müssen auch die Besonderheiten des Handelsgutes Strom unter marktseitigen Aspekten sowie die Wirkung einer Nachfrageflexibilisierung im Rahmen eines Demand Side Managements auf die Strompreisbildung beachtet werden.

Der Strompreis auf dem Spot-Großhandelsmarkt ergibt sich aus den sogenannten Systemgrenzkosten im Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve. Zur Bestimmung der Angebotskurve werden die vorhandenen Erzeugungskapazitäten entsprechend ihrer Grenzkosten in einer „Merit Order“ (Gunstordnung) sortiert. Dabei befinden sich Wind- und Solaranlagen mit Grenzkosten von 0 Euro/MWh im vorderen Bereich der Merit Order, gefolgt von Kernenergie-, Braun- und Steinkohlekraftwerken. Am Ende der Kurve befinden sich die GuD- sowie Gaskraftwerke.¹⁶ Dies wird in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

¹³ Vgl. *Seidl* (2013), S. 3.

¹⁴ Vgl. *Seidl* (2013), S. 3.

¹⁵ Vgl. *Wiechmann* (2008), S. 2.

¹⁶ Vgl. *Nicolosi et al.* (2010), S. 10.

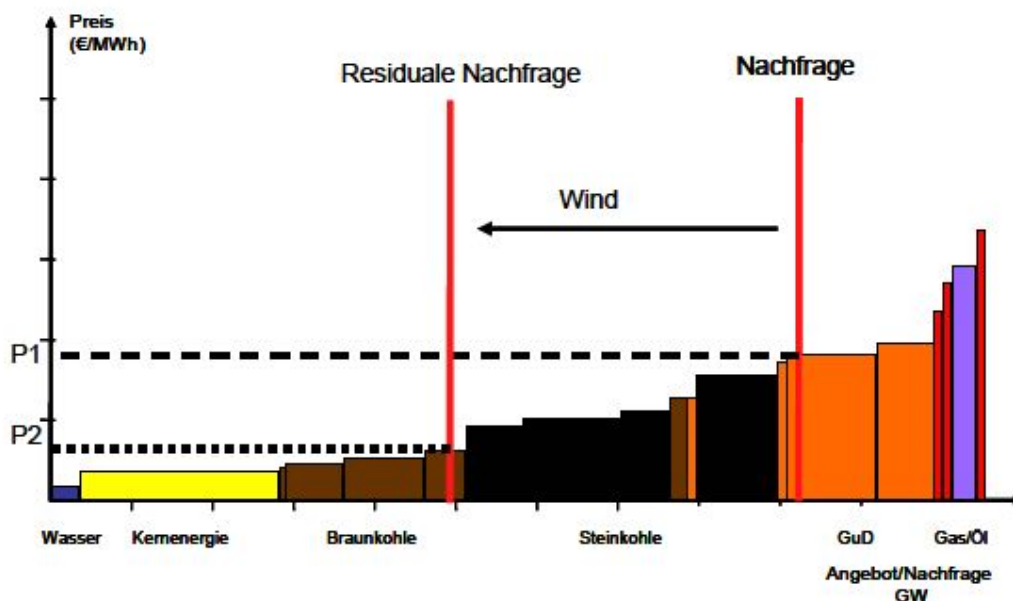


Abbildung 1: Stilisierte Merit Order und Preiseffekt der Windenergieproduktion¹⁷

Da sich die dargebotsabhängigen Wind- und Solaranlagen aufgrund ihrer geringen variablen Kosten am unteren Ende der Angebotskurve befinden,¹⁸ werden sie, wenn sie Energiemengen auf den Markt bringen, mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzt und verdrängen in diesen Stunden je nach produzierter Menge eine Anzahl konventioneller Kraftwerke aus dem Markt.¹⁹ Sie haben damit insgesamt einen preissenkenden Effekt auf den Großhandelspreis, sind aber aufgrund ihrer fluktuierenden Produktion auch für große Preisschwankungen verantwortlich.

Ebenfalls in Abbildung 1 abgetragen ist die Stromnachfragekurve, welche hier zur Vereinfachung eine Preiselastizität von 0 aufweist. In der Realität bewegt sich die kurzfristige Elastizität der Nachfrage nahe der Null.²⁰ Die Nachfrage hängt somit nur in geringem Maße vom Großhandelspreis für Strom ab. Dies lässt sich zum Teil aus der Tatsache erklären, dass Verbraucher häufig unabhängig davon, wann sie Strom beziehen, einen Durchschnittspreis bezahlen und folglich keine Informationen über die aktuelle Marktsituation erhalten.²¹ Da außerdem weniger das Produkt Strom selbst als vielmehr die damit zu verrichtende „Dienstleistung“ für den Stromabneh-

¹⁷ Aus: Nicolosi et al. (2010), S. 10.

¹⁸ In Abbildung 1 sind Wind- und Solarproduzenten nicht direkt eingezeichnet, sondern werden – wie an der Verschiebung der Nachfragefunktion sichtbar wird – bei der Bestimmung der residualen Nachfrage berücksichtigt.

¹⁹ Vgl. Nitsch et al. (2010), S. 139.

²⁰ Vgl. Hamenstädt (2008), S. 15, S. 30. Zitiert werden verschiedene Studien, die für die kurzfristige Preiselastizität Werte zw. -0,11 und -0,4 ermittelten. Hamenstädt selbst ermittelte für die Jahre 1998 bis 2006 Werte zw. -0,03 und -0,65.

²¹ Vgl. Haney et al. (2010), S. 10.

mer relevant ist, deren Ausfall unter Umständen wesentlich kostenintensiver als ein Anstieg des Strompreises in betreffender Stunde ist, besteht in vielen Bereichen selbst unter Kenntnis der Preisschwankungen ein vergleichsweise geringer Anreiz, die Nachfrage der Angebotsituation anzupassen.²² Die Annahme einer unelastischen Nachfragekurve führt insgesamt zu Wohlfahrtsverlusten, wie anhand der Abbildung 2 nachvollzogen werden kann.²³

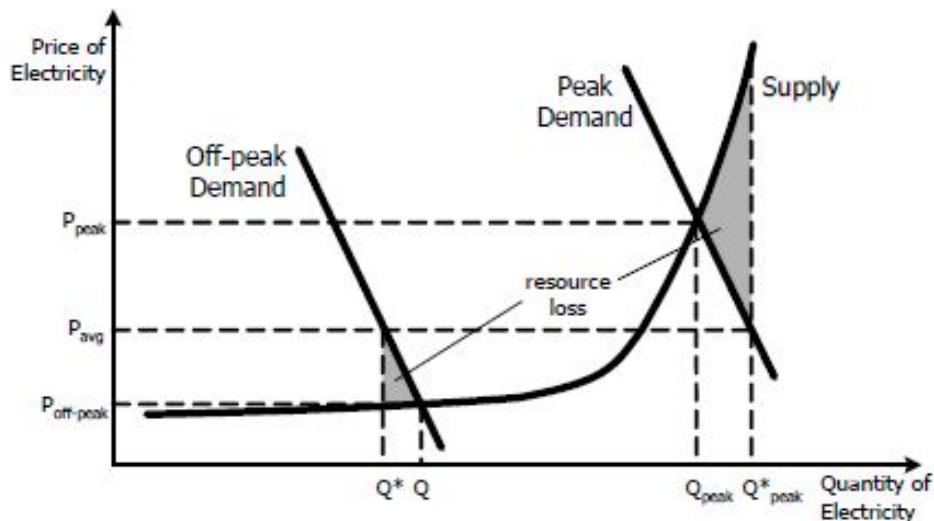


Abbildung 2: Wohlfahrtsverlust durch starre Nachfrage²⁴

Dargestellt sind zwei verschiedene Nachfragesituationen, die innerhalb eines Tages auftreten können: Die Peak-Nachfrage bildet eine höhere Stromnachfrage ab, wie sie tagsüber vorzufinden ist. Off-Peak beschreibt die Nachfrage der Nachtstunden.²⁵ Die Nachfragefunktion weist in Abbildung 2 eine Elastizität ungleich Null auf und stellt damit eine Abschätzung der tatsächlichen Preiselastizität dar. P_{avg} zeigt den Preis, den die Verbraucher für jede kWh tageszeitenunabhängig bezahlen müssen. Im Schnittpunkt von Preis P_{avg} und Nachfragefunktion kann die Menge Q^* bzw. Q_{Peak}^* , die im betreffenden Zeitpunkt abgenommen wird, abgelesen werden. Würden die Verbraucher jedoch den tatsächlichen Preis P_{Peak} bzw. $P_{Off-Peak}$ im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve zahlen, wäre die nachgefragte Menge Q bzw. Q_{Peak} . Somit wird in Off-Peak-Zeiten weniger als das soziale Optimum, in Peak-Zeiten jedoch zu viel Strom nachgefragt. Die grau eingefärbten Bereiche visualisieren den resultierenden Wohlfahrtsverlust.²⁶

²² Vgl. Auer et al. (2005), S. 82; Haney et al. (2010), S. 3.

²³ Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. 69f.

²⁴ Aus: U.S. Department of Energy (2006), S. 70.

²⁵ Typischerweise werden als Peak-Stunden die Stunden von 9 bis 20 Uhr, als Off-Peak die Stunden von 21 bis 8 Uhr bezeichnet. Vgl. EPEX Spot.

²⁶ Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. 70.

Mit Hilfe von DSM soll es möglich werden, eine Flexibilisierung der Nachfragekurve in obigem Sinne zu erwirken, d. h. die durch den Markt gegebenen Preissignale dem Verbraucher zugänglich zu machen, um somit die vorhandene Preiselastizität von oben beschriebenen $-0,11$ bis etwa $-0,4$ zu realisieren.

2.2.3 Nutzungsvarianten des Demand Side Management

Wie bereits angedeutet, kann DSM unter zwei Aspekten betrachtet werden: Einerseits können durch die gezielte Steuerung der Nachfrageseite Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Entnahme und damit netzkritische Zustände adressiert werden. In diesem Fall hat DSM einen netzregulierenden, technischen Fokus. Andererseits spiegelt sich ein Über- oder Unterangebot von Strom auch auf dem Großhandelsmarkt wider und erzeugt die beschriebenen nicht-optimalen Wohlfahrtssituationen, wenn die Nachfrage als gegeben angenommen wird. Hier findet sich ein zweiter Ansatzpunkt für den Einsatz von DSM-Maßnahmen. In Abbildung 3 sind die verschiedenen konkreten Möglichkeiten, DSM einzusetzen, getrennt nach beiden Aspekten aufgelistet.

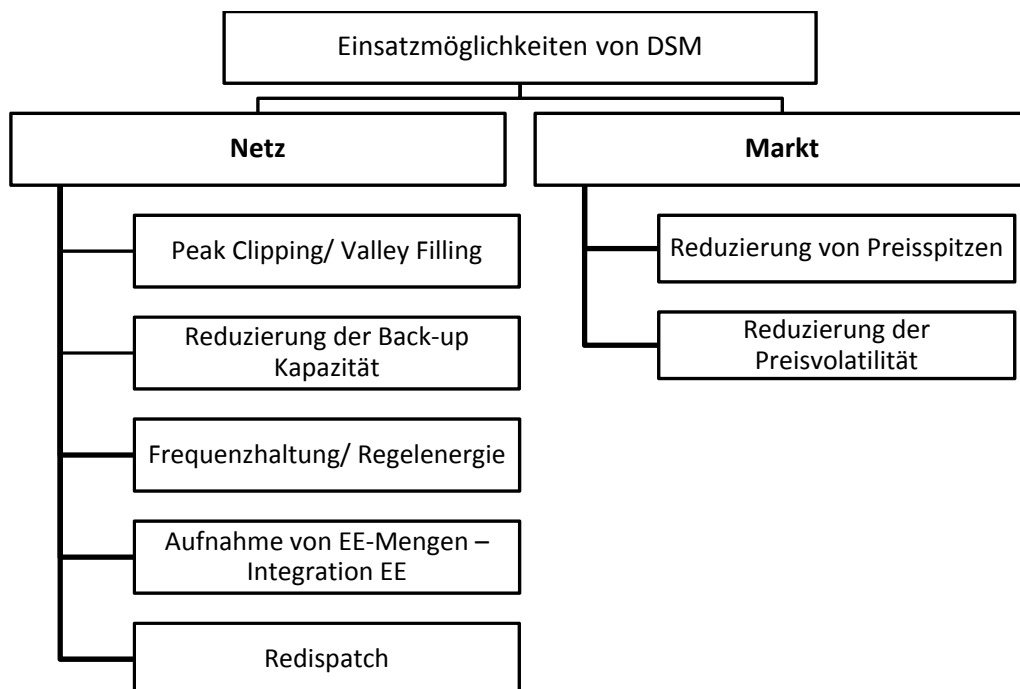


Abbildung 3: Einsatzmöglichkeiten DSM²⁷

Unter *Peak Clipping / Valley Filling* bzw. allgemeiner unter *Load Shifting* wird dabei verstanden, dass die Stromnachfrage aus Hochlastzeiten verlagert wird in Stunden vor bzw. nach der

²⁷ Eigene Darstellung nach Ehlers (2013), S. 13; Lindenberger (2013), S. 2; Jahn et al. (2013), S. 5; Wiechmann (2008), S. 23, S. 35; Seidl (2013), S. 4; Klobasa (2007), S. 95f.

Lastspitze (Abb. 4). Im Ergebnis kann eine gleichmäßigere Netzauslastung erreicht werden. So können gesamtwirtschaftlich Kosten eingespart werden, da das Stromnetz für die angenommene Spitzenlast in einem bestimmten Zeitpunkt dimensioniert sein muss, welche jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres auftritt.²⁸ Da das Stromnetz sehr kapitalintensiv ist und für einen sehr langen Nutzungszeitraum konzipiert werden muss,²⁹ können insgesamt Kosten gespart werden, wenn sichergestellt werden kann, dass eine bestimmte Höchstlast im Investitionszeitraum nicht überschritten wird.

Ähnlich verhält es sich bei der Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten, d. h. Kraftwerke, die die Nachfrage in den Höchstlaststunden decken sollen. Diese befinden sich nur wenige Stunden des Jahres am Netz, weshalb sie ihre Kosten nur am Markt decken können, wenn die Preise in Spitzenlaststunden ausreichend hoch sind.³⁰ Dies birgt die Gefahr eines Ausscheidens der Spitzenlastkraftwerke aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit und damit eine Gefährdung der Versorgungssicherheit. Durch die Verschiebung der Last und damit Reduzierung der gleichzeitig auftretenden Höchstlast eines Jahres kann diesem Problem begegnet werden.³¹

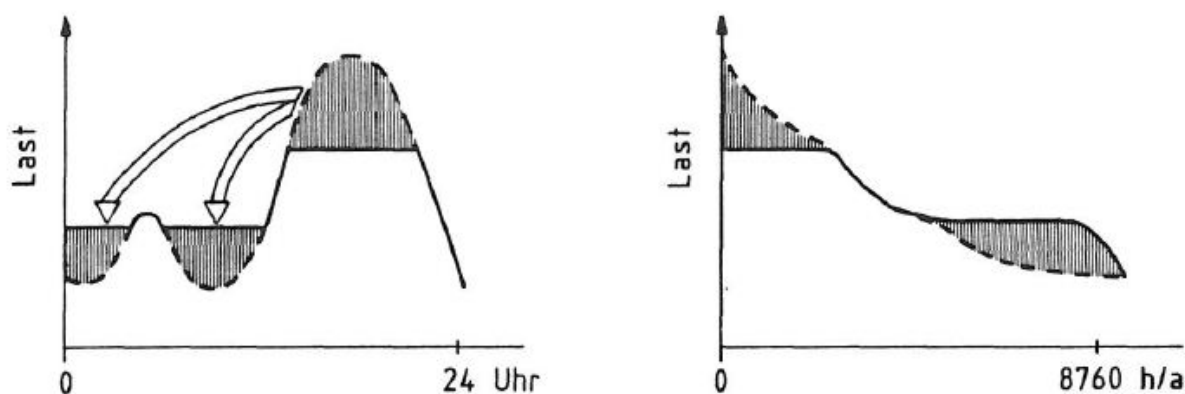


Abbildung 4: Valley-Filling und Peak-Shaving³²

Zur Sicherstellung einer stabilen Netzfrequenz werden von den Netzbetreibern Kapazitäten ausgeschrieben, die im Ausschreibungszeitraum mit Sicherheit zur Verfügung stehen müssen. Diese sollen wenn sich eine Abweichung von der Netzsollfrequenz ergibt entweder zu- oder abschalten und damit das Gleichgewicht aus Netzeinspeisung und -entnahme wiederherstellen. Hauptsäch-

²⁸ Vgl. Dena (2010), S. 406; U.S. Department of Energy (2006), S. 8.

²⁹ Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. X.

³⁰ Vgl. Rautkivi/ Kruisdijk (2013), S. 2; zum „missing money“-Problem bspw. Elberg et al. (2012), S. 8 f.

³¹ Vgl. Elberg et al. (2012), S. 33.

³² Aus: Von Roon/ Gobmaier (2010), S. 8.

lich wird diese sogenannte Regelleistung bzw. Regelenergie (RE) von der Angebotsseite, d. h. den steuerbaren Kraftwerken, erbracht. Jedoch können auch Nachfrager im Rahmen eines DSM durch den Netzbetreiber entsprechend gesteuert werden.³³ Dies ist eine weitere Einsatzvariante von DSM.

Zur Integration erneuerbarer Energien kann DSM zudem beitragen, indem der Stromverbrauch stärker an der Produktion der fluktuierenden Erzeuger ausgerichtet wird. Durch eine Nutzung des Stroms zum Zeitpunkt der Produktion müssen Erzeugungsanlagen dann seltener abgeregelt und es muss weniger Energie zwischengespeichert werden. So kann durch DSM erreicht werden, dass die Nachfrage mit der wetterabhängigen Erzeugung übereinkommt.³⁴

Zudem kann DSM auch für ein Redispatch genutzt werden. Redispatch wird dabei dann nötig, wenn es in einer Netzstruktur einen Engpass gibt und Strom nicht mehr unbeschränkt zwischen den Netzgebieten fließen kann. Dann muss auf einer Seite des Engpasses die Produktion gesenkt sowie auf der anderen Seite erhöht werden, um die Nachfrage in beiden Bereichen abdecken zu können.³⁵ Dies führt jedoch meist zu Effizienzverlusten, bspw. wenn Windstrom aus Norddeutschland nicht zu den Großverbrauchern in Süddeutschland geleitet werden kann: der Windstrom kann u. U. dann nicht genutzt werden und geht verloren, andererseits muss ein Kraftwerk seine Produktion erhöhen, das höhere Grenzkosten als das Windrad aufweist. Statt die Produktionsmengen vor und hinter dem Engpass zu steuern, können ebenso Nachfrager in diesen Fällen eingesetzt werden.³⁶

Auf den Strommarkt kann DSM zudem ähnlich wie ein Stromspeicher ausgleichend wirken: Wenn sich die Nachfrage an die Großhandelspreise anpasst und in den Stunden, in denen Strom günstig ist, eine Nachfragesteigerung erreicht wird, so erhöht sich folglich auch der Preis. In Stunden mit hohen Strompreisen sinken bei einer Reduktion der Nachfrage die Preise. Dadurch wird zum einen eine Vergleichmäßigung der Preise erreicht.³⁷ Zum anderen wird auf diese Weise Preisspitzen entgegengewirkt, welche für die Akteure am Markt mit hohen Risiken verbunden sind.³⁸

³³ Vgl. *Wiechmann* (2008), S. 36.

³⁴ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 3.

³⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2014).

³⁶ Vgl. *Seidl* (2013), S. 4.

³⁷ Vgl. *Götz/Henkel/Huschke* (2013), S. 56.

³⁸ Vgl. *Klobasa* (2007), S. 13.

2.3 Systematisierung der Verbrauchslasten nach Einsatzpotenzial

Die Steuerung der Nachfrage hat per se einen Nachteil gegenüber der Steuerung des Angebots: die reine Stromabnahme stellt für die Verbraucher keinen Selbstzweck dar, wie es bei der Stromproduktion für Kraftwerke der Fall ist. Vielmehr wird der Strom eingesetzt, um damit eine bestimmte Aktion durchzuführen.³⁹ Auf diese sogenannte Energiedienstleistung ist der Nachfrager in der Regel angewiesen und kann sie nur in begrenztem Maße variieren. Damit sind sie gewissen nutzertechnischen Restriktionen unterworfen, welche zudem durch technische Beschränkungen einer Regelung ergänzt werden. Eine der Hauptvoraussetzungen, DSM umzusetzen zu können, ist deshalb, dass die Energiedienstleistung nicht oder nur in geringem Umfang beeinträchtigt bzw. eine Beeinträchtigung finanziell ausgeglichen wird.⁴⁰ Es soll kurz dargestellt werden, welche Gruppen von Nachfragern existieren und welche Unterteilungskriterien es hinsichtlich eines Einsatzes im DSM gibt.

Prinzipiell unterscheidet *Auer* (2005) zwischen Verbrauchseinrichtungen mit Speichercharakteristik, zeitlich verschiebbare und abschaltbare Anwendungen.⁴¹ Unter Anwendungen mit Speichercharakteristik werden häufig thermische Verbraucher subsumiert, die aufgrund der Trägheit von Wärme oder Kälte nicht auf den permanenten Strombezug angewiesen sind. So kann eine Heizung oder ein Kühlschrank zwischenzeitlich den Strombezug einstellen, ohne dass die thermische Energie sofort verloren geht.⁴² Aber auch organisatorische Speicher fallen in diese Kategorie.⁴³ Verschiebbare Lasten stellen Prozesse dar, deren Ausführungszeitpunkt in gewissen Grenzen variabel ist, bspw. die Haushaltsanwendungen Waschen und Trocknen. Unter unterbrechbaren Lasten werden jene Verbraucher verstanden, die problemlos Last „abwerfen“ können, ohne diese Nachholen zu müssen. Als Beispiel können das Ausschalten oder Dimmen der Beleuchtung genannt werden.⁴⁴

³⁹ Vgl. Kirby (2003), S. 16.

⁴⁰ Vgl. Klobasa (2007), S. 25.

⁴¹ Vgl. Auer (2005), S. 81 f.

⁴² Vgl. Consentec/ r2b (2010), S. 129.; Dena (2010), S. 414 f.; Zur thermischen Kapazität von Gebäuden siehe auch Bukvic-Schäfer (2007).

⁴³ Vgl. Sonnenschein et al. (2010), S. 10.

⁴⁴ Vgl. Auer (2005), S. 82.

Verschiedene Verbrauchslasten weisen sehr unterschiedliche Charakteristika auf, in deren Rahmen ein DSM (nutzer-)technisch möglich ist. Wichtige Parameter, die von Verbraucher zu Verbraucher variieren können, sind:⁴⁵

- der **zeitliche Vorlauf**, den eine Anwendung für die Planung einer Lastveränderung benötigt,
- die **Länge des Zeitraums**, über die der Verbrauch verschoben oder reduziert werden kann und in Abhängigkeit hierzu auch die **Höhe der möglichen Lastanpassung**
- der **Zeitraum** nach einer Steuerung, bis **zur Wiederherstellung** und zum Einsatz für einen erneuten Einsatz,
- die **Zuverlässigkeit** einer Reaktion auf die Steuerung,⁴⁶
- die **Geschwindigkeit einer Reaktion** innerhalb eines Zeitraums, in dem eine Steuerung prinzipiell möglich ist, sowie
- die **Kosten**, die für eine Laststeuerung entstehen.

Da die einzelnen Nachfrager teilweise sehr unterschiedliche Ausprägungen der obigen Parameter aufweisen, sind ihre Einsatzmöglichkeiten verschieden.⁴⁷ Hinzu kommt, dass Anwendungen nicht konstant die gleichen Parameterausprägungen aufweisen. So gibt es häufig saisonale oder auch tageszeitbedingte Schwankungen bspw. in der Höhe der steuerbaren Last.⁴⁸ Beispielsweise sind Klimaanlage in den Sommer-, Elektroheizungen in den Wintermonaten wesentlich häufiger in Benutzung als das restliche Jahr und können in diesen Zeiten in hohem Ausmaß zur Lastreduktion genutzt werden. Andererseits sind die Einschränkungen, in der Dauer des Steuerns in den Hauptnutzungszeiten wesentlich größer, da die Energiedienstleistung, z. B. die Kälte der Klimaanlage, wesentlich schneller verloren geht, wenn die Außentemperaturen entsprechend hoch bzw. tief sind. Insgesamt ist für die meisten Nachfrager die Dauer des möglichen Abrufes folglich begrenzt. Kosten für einen Abruf steigen in den meisten Fällen mit Abruflänge, da es zunehmend schwieriger wird, die Energiedienstleistung aufrecht zu erhalten.⁴⁹

⁴⁵ Vgl. Kirby (2003), S. 13-15.

⁴⁶ Vgl. Jahn et al. (2013), S. 10.

⁴⁷ Vgl. Auer et al. (2005), S. 82 f. Dies wird an der Unterteilung der Lasten in Gruppen deutlich.

⁴⁸ Vgl. Klobasa (2007), S. 24.

⁴⁹ Vgl. Auer et al. (2005), S. 102; Bang et al. (2011), S. 9. Gemeint ist der monetarisierte Qualitätsverlust der Energiedienstleistung.

3 Gestaltungsformen des Marktdesigns zur Einführung von Demand Side Management

Von den eben beschriebenen Vorteilen des DSM können die Energiemärkte dabei nur profitieren, wenn sich am Markt zugleich Finanzierungsmechanismen für DSM finden, da sich ansonsten eine Umsetzung der Laststeuerung für den Endkunden oder den Energieversorger nicht wirtschaftlich darstellen lässt.⁵⁰ Die Beteiligung an DSM-Maßnahmen erfordert von den Teilnehmern nicht nur eine Reihe von Anfangsinvestitionen. Darüber hinaus fallen Kosten im Falle der Nutzung des DSM-Produkts sowie weitere laufende Kosten an.⁵¹ Hinzu kommen Risiken, die bei einem Eingriff in den üblichen Energieverwendungsprozess entstehen.⁵² Diese müssen finanziell abgesichert werden.

3.1 Finanzierungsmöglichkeiten von Demand Side Management

Um die oben beschriebenen Möglichkeiten zur Nutzung von DSM zu erschließen, muss für die Nachfrager ein (finanzieller) Anreiz bestehen, auf Signale des Marktes oder des Netzes zu reagieren. Auch müssen die Rahmenbedingungen eines Einsatzes den Fähigkeiten der Nachfrager entsprechen.⁵³

Es bestehen zwei Möglichkeiten, DSM für die Nachfrager zu finanzieren bzw. profitabel zu machen: Einerseits können sie durch Teilnahme mit ihrer Flexibilität an den etablierten Energiemärkten unter bestimmten Marktbedingungen Erlöse generieren (3.1.1). Sind die Marktbedingungen im bestehenden System für eine Nachfragebeteiligung nicht oder nur wenig geeignet, kann DSM auch durch speziell gestaltete Programme mit zusätzlicher Förderung in das System integriert werden (3.1.2).⁵⁴

3.1.1 Erzielung von Erlösen an bestehenden Energiemärkten

DSM-Assets könnten theoretisch für alle oben skizzierten netztechnischen Einsatzvarianten durch den Netzbetreiber vergütet werden, jedoch existiert nicht für jede ein Vergütungsmecha-

⁵⁰ Vgl. *Klobasa* (2007), S. 25.

⁵¹ Vgl. *Kintner* (2003), S. 39; *Dena* (2010), S. 425-427.

⁵² Vgl. *Kintner* (2003), S. 42.

⁵³ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 2.

⁵⁴ Beides wird im Folgenden ausführlich diskutiert.

nismus.⁵⁵ Aus diesem Grund soll sich hier auf jene konzentriert werden, für die ein Markt besteht. Zudem implizieren die am Stromgroßhandelsmarkt eintretenden Effekte eine Finanzierungsmöglichkeit, da von Preisunterschieden Gebrauch gemacht wird.⁵⁶

Verschiedene Länder weisen teilweise sehr unterschiedliche Gestaltungsformen der Energiemärkte auf. Insgesamt können zunächst allgemein drei etablierte Märkte unterschieden werden, an welchen DSM teilnehmen könnte:⁵⁷ der Spotmarkt, der Regenergiemarkt und der Kapazitätsmarkt.⁵⁸ Abbildung 5 stellt dies noch einmal grafisch dar und fasst den jeweiligen Vergütungsmechanismus zusammen.

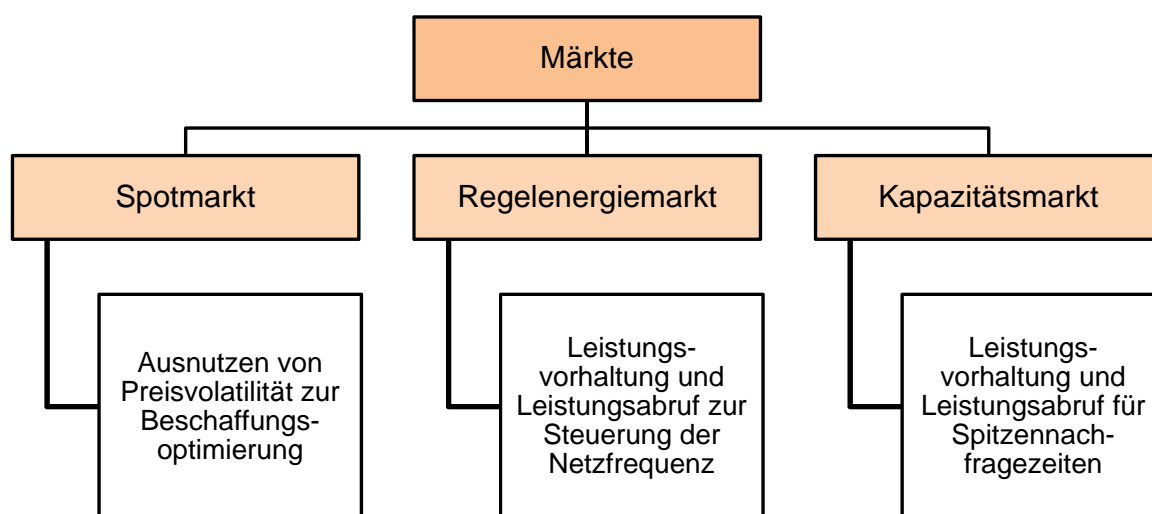


Abbildung 5: Übersicht der Märkte für DSM⁵⁹

Am **Spotmarkt** können zum einen Kosten der Strombeschaffung reduziert, zum anderen gegebenenfalls auch Einkünfte generiert werden, wird die Nachfrage an die Preisentwicklung angepasst.⁶⁰ Wird im Vergleich zu einem ausschließlich in den Peakstunden⁶¹ erfolgenden Strombezug der Verbrauch so angepasst, dass von den niedrigsten Preisen eines Zeitraums oder einem kurzfristig auftretenden Preistal profitiert werden kann, kann der benötigte Strom zu einem ge-

⁵⁵ Vgl. Jahn et al. (2013), S. 2.

⁵⁶ Siehe Erläuterungen weiter unten im Text.

⁵⁷ Vgl. Dena (2010), S. 406; Hurley et al. (2013), S. 8 f.

⁵⁸ Kapazitätsmärkte sind nur in einigen Ländern implementiert. Deutschland bspw. verfügt nicht über einen solchen Markt.

⁵⁹ Eigene Darstellung.

⁶⁰ Vgl. Wiechmann (2008), S. 37.

⁶¹ Die an der Strombörse EPEX Spot Paris gehandelten Blockkontrakte Peak umfassen die Stunden von 9 bis 20h. Dieser Zeitraum ist die Hauptbezugszeit von Strom, weshalb die Preise hier höher sind als in der Nebenzeit von 21 bis 8. Vgl. EPEX Spot (2014).

ringeren Durchschnittspreis erworben werden.⁶² Besteht die Möglichkeit, seinen Stromverbrauch kurzfristig sinnvoll zu erhöhen, können zudem beim Auftreten negativer Preise auch Erlöse generiert werden.⁶³ Dabei ist eine Teilnahme am Spotmarkt umso lohnenswerter, je volatiler der Spotpreis ist, da dann die Risiken, hohe Bezugskosten zu zahlen, sowie die Chance, von geringen oder negativen Preisen zu profitieren, größer sind. Zurzeit werden Klein- und Kleinstverbraucher meist zu einem einheitlichen Preis je verbrauchter kWh abgerechnet und haben folglich keinen Grund, ihre Flexibilität auf dem Spotmarkt anzubieten.⁶⁴ Zwar haben größere Verbraucher aus Industrie und Gewerbe teilweise Stromtarife, die eine Zeitkomponente enthalten,⁶⁵ jedoch ist eine Anpassung ihres Verbrauchs aufgrund anderer Beschränkungen (Arbeitsrecht, technische Abläufe, etc.) u. U. kostspieliger als eine ausschließliche Stromabnahme in Spitzenstunden.⁶⁶ Zudem unterliegt eine Teilnahme am Spotmarkt gewissen Vorschriften und ist an bestimmte Prozesse gebunden. Für den Handel an der Börse muss eine Zulassung beantragt werden, die an Bedingungen wie bspw. ausreichende Liquidität und eine Handelsausbildung gebunden ist.⁶⁷ Erfolgt eine Teilnahme über Dritte, d.h. Dienstleister, können diese Beschränkungen zwar reduziert werden. Es muss jedoch trotzdem mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf⁶⁸ festgelegt werden, welche Mengen am Markt zu- oder verkauft werden können, was den Prozess vor allem für kleine Nachfrager erschwert. Ein hoher Planungs- und Kommunikationsaufwand steht hier häufig einer Beteiligung entgegen, da das finanzielle Ergebnis diese nicht rechtfertigen kann.⁶⁹

Weiterhin kann DSM im **Regelenergiemarkt** eingesetzt werden. Auf diesem Markt schreiben die Übertragungsnetzbetreiber (Kraftwerks-) Leistung aus, die auf ihre Anweisung die Produktion bzw. Nachfrage erhöhen oder senken muss. So gleichen sie Schwankungen aus Einspeisung und Entnahme im Stromnetz aus und halten die Netzfrequenz stabil.⁷⁰ Je nach Gestaltung dieses Marktes können einerseits Einnahmen aus der Leistungsvorhaltung, andererseits beim tatsächlichen Abruf der Leistung erzielt werden. Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt sind die Zugangsvoraussetzungen jedoch in der Regel vergleichsweise hoch. So müssen die Teilnehmer

⁶² Vgl. *Wiechmann* (2008), S. 37 f.

⁶³ Bei negativen Preisen wird dem Stromabnehmer für die Abnahme zusätzlich Geld gezahlt.

⁶⁴ Vgl. *Dena* (2010), S. 405.

⁶⁵ Bspw. Versorgung in Tranchenverträgen oder direkter Einkauf der Strommengen an der Börse.

⁶⁶ Vgl. *Kirby* (2003), S. 16; *Klobasa et al.* (2013), S. 31.

⁶⁷ Vgl. EEX (2014), § 14 Börsenordnung.

⁶⁸ Handel Day-Ahead bis 12 Uhr für Lieferungen am Folgetag, Intraday bis zu 45 Minuten vor Lieferbeginn.

⁶⁹ Vgl. *Krzikalla et al.* (2013), S. 91.

⁷⁰ Vgl. *Swider* (2006), S. 6.

nachweisen, dass sie technisch in der Lage sind, schnell, d. h. innerhalb von wenigen Sekunden bis hin zu 15 Minuten, ihre Leistung anzupassen.⁷¹ Auch der Prozess der regelmäßigen Angabe, wie viel Leistung in welchem Zeitraum zur Verfügung steht, kann für Nachfrager ein Teilnahmehemmnis darstellen, da es für sie schwieriger als für Kraftwerke ist, sichere Leistungszusagen über einen langen Zeitraum zu machen. Im Gegenzug sind die Erlösmöglichkeiten vergleichsweise hoch und eine Reaktion muss bei entsprechender Gebotshöhe nur in Ausnahmefällen erfolgen.⁷²

Kapazitätsmärkte stellen eine weitere Möglichkeit für DSM dar, sich durch eine Marktteilnahme zu finanzieren. Sie stellen eine Ergänzung zum sogenannten Energy-only-Markt dar und sind nicht in allen Energiesystemen implementiert.⁷³ Kapazitätsmärkte dienen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit, indem Leistungsvorhaltung für Systemspitzenzeiten vergütet wird. Je nach Ausgestaltung des Marktes müssen sich die Teilnehmer über einen Zeitraum von einem bis mehreren Jahren für einen Einsatz bereithalten und die Leistung erbringen, wenn die Nachfrage nicht aus den vorhandenen Kraftwerkskapazitäten gedeckt bzw. reduziert werden kann.⁷⁴ Die Möglichkeiten, für DSM an diesen Märkten teilzunehmen, können sehr unterschiedlich sein. Die technischen Voraussetzungen sind tendenziell niedriger als im Regelenenergiemarkt, jedoch können lange Planungszeiträume die Teilnahme erschweren.⁷⁵

Neben den Zugangsbeschränkungen zu den verschiedenen Märkten spielt auch die Höhe der dort zu erreichenden Vergütung eine wichtige Rolle für einen Einsatz von DSM. Administrativ umfangreiche Prozesse können so durch eine ausreichend hohe Vergütung kompensiert werden. Andersherum ist die leichte Zugänglichkeit zu einem Markt, der wenig finanzielle Anreize bietet, nicht DSM-fördernd.

⁷¹ Dies hängt von der Marktgestaltung ab. Im dt. Markt muss Minutenreserveleistung spätestens nach 15 Minuten in voller Höhe erbracht werden, Vgl. *Wiechmann* (2008), S. 10.

⁷² Hier wird auf den deutschen Markt Bezug genommen, auf welchem ein Regelenenergieabruf nach gebotem Arbeitspreis erfolgt. Das Gebot mit dem geringsten Preis wird zuerst genutzt. Bietet man einen sehr hohen Preis, ist ein Abruf folglich nur in Extremsituationen nötig. Vgl. *Pilgram* (2013), S. 9.

⁷³ Bspw. finden sich Kapazitätsmärkte teilweise in den USA. In Deutschland und im nordischen Markt gibt es sie nicht.

⁷⁴ Vgl. *Hurley et al.* (2013), S. 26.

⁷⁵ Vgl. *Hurley et al.* (2013), S. 31.

3.1.2 Direktes und indirektes Demand Side Management durch Lastprogramme

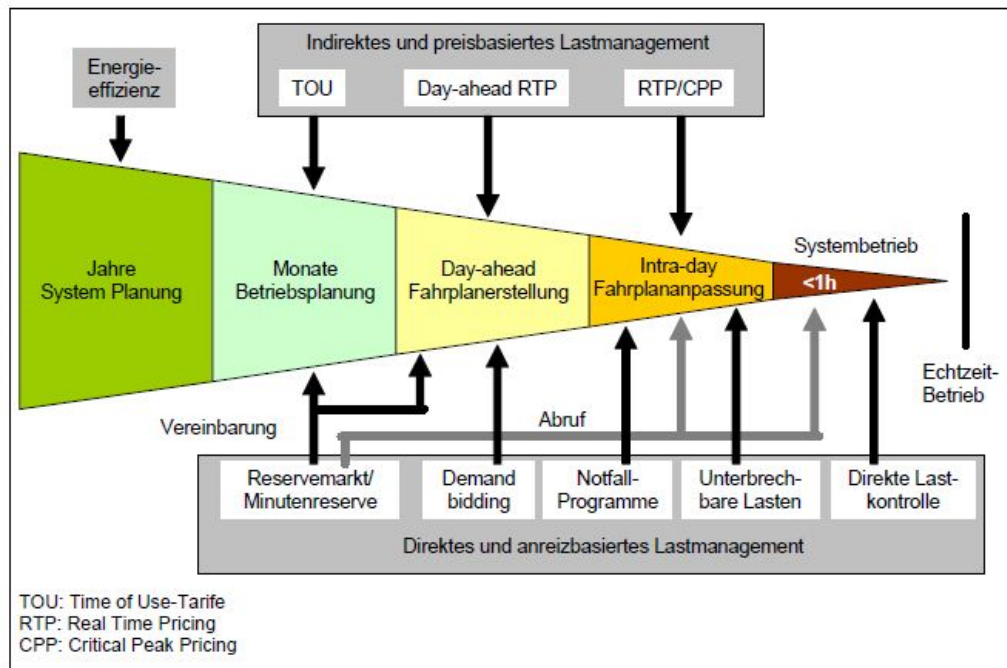
Besteht für DSM nicht direkt die Möglichkeit, an den zuvor benannten Energiemärkten wie die Kraftwerke teilzunehmen, so kann eine Implementierung durch spezielle Lastprogramme unterstützt werden. In der Folge soll diskutiert werden, wie Nachfrager durch Programme so eingebunden werden können, dass ein Einsatz für die skizzierten Situationen möglich wird. *Klobasa* (2009) unterscheidet dabei zwischen indirektem und direktem DSM.⁷⁶

Das indirekte DSM wird über variable Stromtarife realisiert, die der Situation des Marktes oder des Stromnetzes entsprechend Anreize setzen, auf die die Nachfrager reagieren können. Damit ist eine Reaktion jedoch nicht sichergestellt, und für eine Planung muss auf statistische Werte und Prognosen zurückgegriffen werden.⁷⁷ Es wird unterschieden nach Real-Time-Pricing-Ansätzen, die einen flexiblen Anreiz durch tägliche, stündliche oder vergleichbare Aktualisierung setzen, sowie nach einfachen zeitvariablen Tarifen, wie beispielsweise Zweitarifmodelle für Tag- und für Nachtstrom. Beide weisen verschiedene Fristigkeiten auf: Einfache zeitvariable Tarife gelten häufig für den kompletten Vertragszeitraum und bieten dem Nachfrager eine hohe Planungssicherheit, da er bereits lange im Voraus weiß, wie er sich verhalten kann, um von den Vorteilen des Tarifes zu profitieren. Real-Time-Pricing-Ansätze dagegen können eingesetzt werden, um kurzfristige Anpassungen zu realisieren, in dem sich die Strompreise an den tatsächlichen Produktionskosten oder dem Netzzustand orientieren.⁷⁸ Das bedeutet jedoch auch, dass Nachfrager teilweise sehr kurzfristig Informationen erhalten und ihren Stromverbrauch nicht längerfristig planen können. Zudem müssen die Nutzenwendungen in diesem Fall sehr flexibel sein. Der obere Bereich der Abbildung 6 verdeutlicht nochmals die relevanten Fristen.

⁷⁶ Vgl. *Klobasa* (2009), S. 98-104.

⁷⁷ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 6.

⁷⁸ Vgl. *Klobasa* (2007), S. 99.



Quelle: (Department of Energy 2006)

Abbildung 6: Zeitliche Einsatzvarianten DSM⁷⁹

Im Rahmen des direkten Lastmanagements werden die Nachfrager mit einer Steuerung ausgestattet, die es dem Verwalter der Flexibilität erlaubt, sie gemäß den Vertragsbedingungen einzusetzen, ohne dass der Nachfrager selbst reagieren muss. Dies erlaubt eine Teilnahme an weiteren Programmen vor allem im Bereich der Netzregulierung, da hier im Bedarfsfall eine vergleichsweise kurzfristige Reaktion sowie eine hohe Zuverlässigkeit gewährleistet sind. Die in Abbildung 6 im unteren Bereich dargestellten Programme zielen alle auf den physischen Ausgleich von Einspeisung und Entnahme. Teilnehmer werden für den Service, den sie dem Netz zur Verfügung stellen, in der Regel mit Bonuszahlungen oder vergünstigten Strombezugsmöglichkeiten vergütet.⁸⁰

In Abbildung 6 wird auch deutlich, dass die Planungsfristen der unterschiedlichen Konzepte für direktes und indirektes DSM sehr unterschiedlich sein können und damit bei Existenz eines abgestimmten Bündels an Programmen eine Teilnahme verschiedenartiger Lasten erlaubt.

⁷⁹ Aus: Klobasa (2009), S. 98.

⁸⁰ Vgl. Klobasa (2007), S. 102.

3.2 Lastprogramme im US-amerikanischen Energiemarkt PJM

Die Ausführungen des Kapitels 3.1 sollen im Folgenden mit Hilfe des Beispiels des US-amerikanischen Energiemarkts PJM nachvollzogen werden. In den USA existiert eine Reihe von verschiedenen Programmen zur Einbindung von DSM. Diese werden hauptsächlich durch die überregionalen Netzbetreiber angeboten, welche auf diese Weise ein „level playing field“ schaffen.⁸¹ Ein Zugang besteht hier vor allem für kleinere Lasten über Versorger, die in diesem Bereich anbieten sowie über DSM-Aggregatoren als Dienstleister, die die einzelnen Anbieter bündeln und so von Portfolioeffekten bei der Teilnahme profitieren können.⁸²

In PJM besteht die Möglichkeit für DSM, sowohl am Großhandels- als auch am Regelenenergie- und Kapazitätsmarkt teilzunehmen. Hierfür sind auf politische Initiative hin speziell auf die Nachfrager abgestimmte Programme entwickelt wurden, die erfüllbare Teilnahmebedingungen schaffen.⁸³

Auf dem **Kapazitätsmarkt** stehen drei „Emergency capacity programs“ zur Verfügung, an denen eine steuerbare Nachfrageeinheit partizipieren kann: „Limited Summer Demand Resource“, „Extended Summer Demand Resource“ und „Annual Demand Resource“. Die „Limited summer DR“ ist ein Programm, in dessen Rahmen ein Teilnehmer in den Spitzenlastzeiten im Sommer für eine limitierte Anzahl Stunden in einem vorgegebenen Zeitbereich für eine Abschaltung zur Verfügung stehen muss. Analog gilt dies für die „Extended summer DR“, welche jedoch weiter gefasste Bedingungen stellt. Die „Annual DR“ erlaubt es dem Netzbetreiber, für eine limitierte Anzahl Stunden aber zu beliebigen Zeitpunkten die Nachfrageeinheit abzuschalten.⁸⁴ Damit berücksichtigt das Programmdesign einerseits die Fähigkeiten der Teilnehmer, welche je nach Art des Nachfragers variieren können: So spielen die saisonalen Betriebsphasen (bspw. bei Klimaanlage, welche hauptsächlich im Sommer laufen) und die variierenden Dauern, über welche ohne gravierende Einschränkungen der Energiedienstleistung Leistung reduziert werden kann, eine wichtige Rolle für die Möglichkeiten der Nachfrager, abschaltbare Leistung zur Verfügung zu stellen. Andererseits wird aber auch auf die Netzbedürfnisse eingegangen: Im Sommer ist die Nachfrage vor allem aufgrund des hohen Kühlungsbedarfs höher als im Rest des Jahres,⁸⁵ weshalb hier auch ein höherer Bedarf nach schaltbaren Kapazitäten besteht. Die Programmgestal-

⁸¹ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 7.

⁸² Vgl. U.S. Department of Energy (2006), S. 42.

⁸³ Vgl. *Hurley et al.* (2013), S. 14.

⁸⁴ Vgl. *Hurley et al.* (2013), S. 32.

⁸⁵ Vgl. PJM (2014a), S. 46, S. 50.

tung ist in der Lage, beide Aspekte zu berücksichtigen. Die Bezahlung der Nachfrageeinheiten erfolgt entsprechend des Wertes, den sie für den Netzbetreiber haben: Die nur beschränkt einsetzbaren Einheiten werden geringer vergütet als jene, die ganzjährig zur Verfügung stehen.⁸⁶ Durch die Erlösabstufung besteht zunächst die Möglichkeit, durch leicht abschaltbare Einheiten zusätzliche Einnahmen zu generieren. Außerdem motiviert ein höherer Erlöslevel für eine ganzjährige Teilnahme zu einer Ausreizung der Flexibilitätsmöglichkeiten eines Nachfragers. Nachteil des Programmdesigns sind jedoch die langen Vorlaufzeiten: In den jährlichen Auktionen werden Kapazitäten für eine Lieferung in drei Jahren ausgeschrieben, was für einige Nachfrager ein Ausschlusskriterium darstellt, da sie nicht in der Lage sind, diesen Planungszeitraum abzudecken. Andererseits bietet es den Teilnehmern die Möglichkeit, schon vor dem Einsatzzeitpunkt Einkünfte zu erzielen, die in Steuerungstechnik zur verbesserten Leistungserbringung investiert werden können.⁸⁷

Am **Spotmarkt**, welcher aus den Teilmärkten Day-Ahead und Real-Time besteht, ist die Zahl der teilnehmenden DSM-Assets stark zurückgegangen, nachdem der Vergütungsmechanismus verändert wurde. DSM konnte weiterhin wie ein Kraftwerk Gebote abgeben und wurde in der „locational marginal pricing“-Auktion berücksichtigt. Ein Verkaufsgebot spiegelt dabei das Ausschalten der Anlage in einer bestimmten Stunde wieder. Die Vergütung sah jedoch vor 2008 vor, dass bei lokalen Strompreise oberhalb von 75 \$/MWh der volle Preis an die Teilnehmer ausgezahlt wird. Zwischenzeitlich erhielten Nachfrager unter allen Marktbedingungen den Marktpreis abzüglich der angenommenen Produktionskosten, was ihre Einkünfte deutlich verringerte. Aus diesem Grund war eine Teilnahme kaum noch lohnenswert. Dies wurde im Jahre 2012 wieder rückgängig gemacht.⁸⁸ Vorteilhaft am Marktaufbau ist jedoch, dass im Real-Time Markt mit sehr kurzer Vorlaufzeit Mengen gehandelt werden. So kann bis zu 5 Minuten vor der physischen Lieferung entschieden werden, ob ein Nachfrager seine bereits eingekauften Mengen bei hohen Preisen wieder ver- und später nachkauft oder seinen Strombezug aufgrund sehr niedriger Preise vorzieht. So wird ihm ein hohes Maß an Flexibilität gegeben.⁸⁹

Im **Regelenergiemarkt** besteht für DSM ebenfalls die Möglichkeit, wie die übrigen Akteure, d. h. Kraftwerke, teilzunehmen. Bis November 2011 war die Beteiligung jedoch sehr gering, da eine Mindestteilnahmegröße von 1 MW sowie weitere regulatorische Barrieren bestanden. Bei-

⁸⁶ Vgl. Hurley et al. (2013), S. 32.

⁸⁷ Vgl. Kintner (2003), S. 42.

⁸⁸ Vgl. Hurley et al. (2013), S. 39.

⁸⁹ Vgl. PJM (2014b).

spielsweise konnten DSM-Assets zeitweise nur durch einen einzigen Aggregator vertreten werden. Viele DSM-Aggregatoren waren jedoch nur in einem der Energiemärkte aktiv, sodass eine Teilnahme in mehreren Märkten ausgeschlossen war. 2011 wurde die Mindestteilnahmegröße auf 0,1 MW herabgesetzt und die Vermarktung eines DSM-Assets durch mehrere Aggregatoren zugelassen, was die Teilnahme für Nachfrager deutlich vereinfachte.⁹⁰ Weitere Änderungen für eine verbesserte Integration von DSM, die diskutiert werden, sind zudem die zusätzliche Vergütung nach Qualität der erbrachten Regelleistung, d. h. in welcher Geschwindigkeit und mit welcher Zuverlässigkeit eine Reaktion auf ein Abrufsignal erfolgt.⁹¹ Hierdurch besteht ein höherer Anreiz für die Nachfrager, in Steuerungstechnik zu investieren bzw. ihren Verbrauch variabel anzupassen. Zudem werden weitere Nachfrager dazu angeregt am Markt teilzunehmen. Für den Netzbetreiber hat eine performanceorientierte Vergütung den Vorteil, Anreize zu schaffen, die Ungleichgewichte zuverlässiger auszugleichen, sodass die Systemsicherheit erhöht werden kann.

Im Rahmen von DSM-Programmen in den USA werden Verbrauchseinheiten, die in der Lage sind, an den DSM-Programmen teilzunehmen und den Netzbetreibern einen Service zur Verfügung stellen, der dem von Erzeugungsanlagen gleich kommt, insgesamt in gleicher Weise finanziell entlohnt.⁹² Dies fördert eine Integration von DSM in den dortigen Märkten.

3.3 Erfahrungen aus Pilotprojekten in Dänemark

Der Ausbau erneuerbarer Energien, vor allem der Windkraft, ist in Dänemark stark fortgeschritten und erreichte im Jahre 2012 mit einem Anteil der Windenergie von über 30 Prozent am Gesamtstromverbrauch ein weit höheres Niveau als in Deutschland (7,8 %).⁹³ Um die fluktuierende Windeinspeisung in das Energiesystem Dänemarks zu integrieren, werden verschiedene Forschungsprojekte u. a. auf dem Gebiet des DSM, durchgeführt. Die Konzepte der Projekte „EcoGrid“ und „Flexpower“ zu einem zukünftigen Marktdesign sollen im Folgenden vorgestellt und hinsichtlich ihrer Schwerpunkte zur erleichterten Implementierung von DSM untersucht werden.

Ziel des **EcoGrid-Projekts** in Dänemark ist ein Marktdesign, das die Nutzung der DSM-Ressourcen einfach und transparent sowie marktlich gesteuert ermöglicht.⁹⁴ Dabei soll der vor-

⁹⁰ Vgl. Hurley et al. (2013), S. 53.

⁹¹ Vgl. Hurley et al. (2013), S. 54.

⁹² Vgl. Kintner (2003), S. 37.

⁹³ Vgl. EcoGrid (2013), S. 10.

⁹⁴ Vgl. Jørgensen et al. (2012), S. 2.

handene Markt nicht umgestaltet, aber um eine neue Komponente erweitert werden. Der Fokus liegt auf der Gestaltung des zeitlichen Rahmens der Marktprozesse: Angeregt wird die Schaffung eines Echtzeitmarktes in 5-minütlicher Auflösung, welcher der täglichen Day-Ahead-Spotpreisauktion sowie dem Intraday-Handel nachgelagert ist. Der Echtzeitmarkt stellt dabei eine Form des in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Real-Time-Pricing-Ansatzes dar. Es soll über den Preis Signale an die Stromabnehmer gegeben werden, die eine Anpassung entsprechend ihrer spezifischen Möglichkeiten vornehmen können. Dabei ergibt sich nur ein veränderter Marktpreis im Vergleich zur Day-Ahead-Auktion, wenn kurzfristig eine Überschuss- oder Mangelsituation entsteht.⁹⁵

Der Preis im Echtzeitmarkt wird nicht wie im Day-Ahead-Markt im Schnittpunkt von tatsächlicher Angebots- und Nachfragekurve ermittelt, sondern ex ante durch den Marktverantwortlichen festgelegt. Grundlage für die Kalkulation ist die geschätzte Höhe der Reaktion auf das Preissignal. Das bedeutet dass der Preis so festgelegt werden muss, dass die geschätzte Reaktion auf den neuen Marktpreis dem Bedarf nach einer Veränderung der Nachfrage entspricht. Da es sich bei diesem Prozess nicht um eine Auktion handelt, ist es nicht nötig, dass die einzelnen Verbraucher Gebote abgeben. Sie können sich direkt im Markt positionieren (d. h. an- oder ausschalten) und müssen dies nicht im Vorhinein festlegen. Da die Teilnehmer am Echtzeitmarkt nicht der Verpflichtung unterliegen, auf ein Preissignal zu reagieren, hängt eine Anpassung an die Strompreise bzw. ein Beitrag zum Ausgleich der Netzfrequenz allein von der Marktrationalität der Akteure ab, auf welche vertraut wird.⁹⁶

Die Marktgestaltung im EcoGrid-Projekt soll bestehende operative Hemmnisse beseitigen: Für Klein- und Kleinstverbraucher sind die Abgabe von Geboten an einer Börse, die Verpflichtung, sich an einen Fahrplan zu halten sowie die mit dem Handel von Strom einhergehenden finanziellen Verpflichtungen Vorgaben, die eine Teilnahme am Spotmarkt und damit eine preisabhängige Stromnutzung nahezu unmöglich machen. Zudem sind sie häufig nicht in der Lage, mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf verbindliche Aussagen zu ihrem Verbrauch zu treffen.⁹⁷

Systemseitig werden durch die Einführung eines Echtzeitmarktes vor allem das Problem der Prognoseungenauigkeiten und der Einbindung der Nachfrager ins System d.h. die Aktivierung vorhandener (kostengünstiger) Flexibilitäten zur besseren Einbindung fluktuierend produzierenden

⁹⁵ Vgl. EcoGrid (2013), S. 12.

⁹⁶ Vgl. Jørgensen et. al. (2012), S. 2 f.

⁹⁷ Vgl. Jørgensen et. al. (2012), S. 2.

der erneuerbarer Energien adressiert.⁹⁸ Da auf dem dänischen Markt die Marktvoraussetzungen, die einen Einsatz von DSM ohne weiteres profitabel machen, vor allem bezüglich der Preisstruktur nicht gegeben sind, hat die Schaffung eines Echtzeitmarktes den weiteren Vorteil, dass angenommen wird, dass die Preisvolatilität in der kurzen Frist zunimmt und damit wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, die Erlöschancen für Nachfrager steigen.⁹⁹ Langfristig wird durch die Nähe zum Day-Ahead-Markt eine gewisse Preiselastizität der Nachfrage auch in diesem Markt induziert.¹⁰⁰ Problematisch gesehen wird an dem Konzept, dass die Reaktion der Nachfrage unsicher ist. Hier wird jedoch vom Einsatz intelligenter Steuerungselemente ausgegangen, sodass eine manuelle Steuerung nicht nötig ist und Anwendungen Marktsignale im Rahmen der technischen Möglichkeiten automatisch auf Marktsignale reagieren.¹⁰¹

Das **Flexpower-Projekt** zielt explizit auf die Integration der Nachfrager in den Regelenergiemarkt ab, der wirtschaftlich höhere Anreize zu einer Teilnahme setzt, da die Erlösmöglichkeiten hier höher sind als am Großhandelsmarkt.¹⁰² Die Teilnahme von DSM-Ressourcen wird im Regelenergiemarkt durch die Anforderungen an die Marktakteure, wie beispielsweise eine Mindestgröße von 10 MW sowie die administrativen Prozesse auf dem dänischen Markt jedoch bisher weitestgehend verhindert.¹⁰³ Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, den bestehenden Regelenergiemarkt um einen Echtzeitmarkt mit niedrigeren Zugangsvoraussetzungen zu erweitern. Dieser soll ebenso wie der Echtzeitmarkt im EcoGrid-Projekt in 5-minütiger Auflösung betrieben werden. Wie auch dort soll ein „Einweg-Preissignal“ die freiwillige Beteiligung von DSM erleichtern, da so eine Abgabe von Geboten nicht erforderlich ist. Eine Reaktion auf das Signal ist den Nachfragern freigestellt und muss nicht im Voraus angekündigt werden.¹⁰⁴

Dabei weicht die Preisbestimmung jedoch von derjenigen im EcoGrid-Projekt ab. Im Regelenergiemarkt des nordischen Marktgebiets erfolgt ein Abruf entsprechend des gebotenen Arbeitspreises der Teilnehmer: diese werden den Kosten nach vom billigsten zum teuersten Angebot abgerufen. Der Preis des letzten abgerufenen Teilnehmers stellt den Grenzpreis dar. Dieser kann als Preissignal für eine Reaktion der DSM-Assets sowie als Settlement-Preis genutzt werden. Er wird dann an alle teilnehmenden Nachfrager gesendet, welche entscheiden können, ob sie zu

⁹⁸ Vgl. EcoGrid (2013), S. 11.

⁹⁹ Vgl. Andersen (2009), Jørgensen et. al. (2012), S. 2.

¹⁰⁰ Vgl. Jørgensen et. al. (2012), S. 3.

¹⁰¹ Vgl. Jørgensen et. al. (2012), S. 4.

¹⁰² Vgl. Bang (2011), S. 1.

¹⁰³ Vgl. Bang (2011), S. 3.

¹⁰⁴ Vgl. Bang (2011), S. 6.

diesem Preis bereit sind, Leistung zu reduzieren oder zu erhöhen. Anders als für Kraftwerke wird den Nachfragern dann jedoch keine Vergütung für die Vorhaltung der Leistung gezahlt, da diese den Prozess verkomplizieren würde.¹⁰⁵

Auch im Flexpower-Programm wird versucht, eine Teilnahme von Nachfragern so einfach wie möglich zu gestalten, damit die Kosten einer Teilnahme in dieser Hinsicht gering gehalten und ein größerer Anreiz zur Beteiligung geschaffen werden kann. Als Voraussetzung wird in beiden Pilotprojekten eine Automatisierung des Abrufprozesses angestrebt, um Kapazitäten optimal ausnutzen zu können.¹⁰⁶

3.4 Zusammenfassung der Voraussetzungen für Demand Side Management

In den voran gegangenen Abschnitten wurde deutlich, dass Nachfrager im Unterschied zu Kraftwerken zunächst generell stark abweichende System-Eigenschaften aufweisen. Darüber hinaus sind aber auch die Nachfrager selbst nicht alle gleich beschaffen und in der Lage, auf eine Flexibilitäts-Steuerung auf dieselbe Art und Weise zu reagieren.¹⁰⁷ Um eine optimale Einbindung von DSM in die Energiemärkte zu ermöglichen, ist es damit nicht nur notwendig, dass die Rahmenbedingungen angepasst werden, sondern vielmehr, dass sie variabel und offen genug gestaltet sind, um technologieunabhängig Möglichkeiten der Flexibilisierung zu eröffnen.¹⁰⁸

Generell müssen die Marktzugangsvoraussetzungen, welche spezifisch auf eine Teilnahme von Kraftwerken ausgelegt sind, verringert werden, um Nachfragesteuerung zu implementieren. Hierzu zählt bspw. eine Mindestteilnahmegröße am Regelenergiemarkt, welche häufig auch durch Pooling vieler Nachfrager schwer zu erreichen ist.¹⁰⁹ Hinzu kommen Fristen, in welchen sichere Leistungszusagen gemacht werden müssen: Da eine Festlegung der Nachfrage Tage bis Wochen im Voraus auf einen bestimmten Wert einen starken Eingriff in den normalen Nachfrageverlauf bedeuten würde, wäre die Teilnahmemotivation gering. Programme sollten so aufgebaut werden, dass sie einen möglichst geringen Eingriff in den Nutzerkomfort darstellen, in dem

¹⁰⁵ Vgl. *Bang* (2011), S. 5 f.

¹⁰⁶ Vgl. *Ea Energy Analyses* (2013), S. 13.

¹⁰⁷ Vgl. *Hurly et al.* (2013), S. 59.

¹⁰⁸ In Schrifttum werden keine Einschränkungen auf bestimmte Lasten vorgenommen, welche gesondert gefördert werden sollen. Vielmehr ergibt sich am Markt, welche Technik am profitabelsten und sinnvollsten eingesetzt werden kann.

¹⁰⁹ Vgl. *Bang* (2011), S. 3.

die Einsatzplanung eine Beeinträchtigung der Energiedienstleistung möglichst ausschließt.¹¹⁰ Auch in administrativer Hinsicht sollten die Vorgänge einfach gehalten werden, um Transaktionskosten für Nachfrager gering zu halten.

Ein entscheidender Faktor für DSM ist zudem, dass die Erlösmöglichkeiten der Märkte oder Programme ausreichen, um die nötigen Investitionen in die Steuerungstechnik zu finanzieren und zusätzliche Erlöse ermöglichen, die die Aufwendungen einer Programmanmeldung und ggf. Einschränkung des Stromverbrauchs kompensieren.¹¹¹ Die Steuerungstechnik wird dabei vielfach als Voraussetzung angesehen, um an den Märkten teilnehmen zu können, und muss bereits vor Programmstart installiert werden. Hier sind Programme vorteilhaft, die neben einer ausreichenden Erlöshöhe insgesamt auch zu Beginn des Programms die Liquidität zur Investition ermöglichen oder aber über einen verlässlichen Einkommensstrom absichern, dass die Investitionen über einen festgelegten Zeitraum abbezahlt werden können.¹¹² Auch wenn DSM sich nicht allein im Markt tragen kann, ist ggf. eine staatliche Förderung sinnvoll, da wie in Abschnitte 2.2 beschrieben, nicht unerhebliche gesamtwirtschaftliche Vorteile aus einer Flexibilisierung der Nachfrage erwachsen können, die dann den Charakter eines öffentlichen Gutes annehmen.¹¹³ Sofern effizient, sollten dann bei nicht ausreichenden marktgenerierten Einkommensströmen andere Finanzierungsmechanismen geschaffen werden.¹¹⁴

¹¹⁰ Vgl. *Klobasa et al.* (2013), S. 24.

¹¹¹ *Kirby* (2003) spricht von Teilnahme für das Allgemeinwohl als Anreiz; anzumerken sei aber, dass jeder Verbraucher von einer Reduktion der Systemkosten profitiert.

¹¹² Vgl. *Kintner* (2003), S. 41.

¹¹³ Vgl. *Kirby* (2003), S. 34.

¹¹⁴ Bei der Gestaltung von Vergütungsmechanismen sollte insoweit bedacht werden, welche volkswirtschaftliche Kostenersparnis DSM dem System liefern kann, und somit Programme geschaffen werden, die exakt dies widerspiegeln.

4 Demand Side Management im deutschen Energiemarkt

Die Möglichkeiten für DSM im deutschen Markt sollen im folgenden Abschnitt dargestellt werden. Darüber hinaus ist im Vergleich zu den bisher vorgestellten Märkten zu ermitteln, welche Verbesserungen der Rahmenbedingungen in Deutschland noch denkbar wären, um den Zugang für Nachfrager zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.

4.1 Programme zur Steuerung der Nachfrage

In Deutschland existieren ähnlich wie im amerikanischen Energiemarkt PJM zwei Programme, die eine Einbindung der Nachfrageseite in die Netzsteuerung erleichtern sollen. Sie werden unter „Abschaltbare Lasten“ zusammengefasst und unterteilen sich in „Schnell abschaltbare Lasten“ sowie „Sofort abschaltbare Lasten“. Hauptunterscheidungsmerkmal ist die Geschwindigkeit, mit der die Nachfrager auf ein Steuerungssignal reagieren müssen. Die Merkmale und Rahmenbedingungen der Programme sind in der „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ zusammengefasst.¹¹⁵

Die Abschaltbaren Lasten werden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ausgeschrieben und entsprechend dem jeweiligen Netzzustand durch diese gesteuert. Der Name des Programms besagt dabei bereits, dass es lediglich um die Reduzierung von Last bei einer Unterversorgung des Netzes mit Strom geht. Eine erhöhte Stromabnahme in Zeiten von Stromüberschuss wird hier nicht vergütet.

Die technischen Bedingungen zur Teilnahme an den Programmen gestalten sich dabei wie folgt: Die Nachfrager müssen zunächst am Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sein und eine Mindestleistung von 50 MW¹¹⁶ aufweisen.¹¹⁷ Damit wird allerdings bereits ein Großteil aller Nachfrager aus dem Programm ausgeschlossen. Sowohl Haushalts- als auch Gewerbekunden sind fast ausschließlich an Netzen niedrigerer Spannung angeschlossen und haben eine deutlich geringere Leistung.¹¹⁸ Das Programm kann folglich fast nur von industriellen Verbrauchern mit einer entsprechenden Größe genutzt werden. Darüber hinaus werden teilweise sehr schnelle Reaktionszeiten auf ein Signal des ÜNB verlangt. Im Rahmen der „Sofort abschaltbaren Lasten“ muss innerhalb einer Sekunde automatisch frequenzgesteuert reagiert werden können. Für die

¹¹⁵ Vgl. AbLaV (2012).

¹¹⁶ Vgl. Dena (2013b), S. 7. Je Netzknoten ist die Bildung eines Konsortiums mit maximal 5 Verbrauchseinrichtungen erlaubt.

¹¹⁷ Vgl. Amprion (2014b).

¹¹⁸ Vgl. BDEW (2013b), S. 7. Bspw. weist ein 5-Personen-HH mit einem Jahresverbrauch von 5.370 kWh eine durchschnittliche Leistung von 0,00061 MW (5.370 kWh / 8.760 h) auf.

„Schnell abschaltbaren Lasten“ ist eine Reaktionszeit von 15 Minuten nötig. Eine Leistungsreduktion muss dann für mindestens 15 Minuten zu jedem beliebigen Zeitpunkt gehalten werden können. Die maximalen Anforderungen belaufen sich auf eine Abschaltung mit einer Länge von mindestens acht Stunden am Stück, wobei dies nur einmal innerhalb eines 14-Tage-Intervalls erfolgen darf. Weitere Bedingungen hinsichtlich der Steuerungstechnik sowie der Kommunikationsanbindung zum ÜNB müssen ebenfalls für eine Präqualifikation, d. h. eine Anmeldung im Programm, erfüllt werden. Ist eine Anlage im Programm registriert, muss sie monatlich an einer Ausschreibung über die vom ÜNB benötigte abschaltbare Leistung teilnehmen und angeben, wie viel MW sie bereit ist, bei Abruf zu reduzieren.¹¹⁹

Durch die Strenge der Vorgaben wird deutlich, dass der mögliche Teilnehmerkreis sehr gering ist. Die Bedingungen, nach denen die Leistung präqualifiziert wird, und die Mindestanforderungen an Abrufphasen sind insgesamt wenig an den Möglichkeiten und Fähigkeiten von Nachfragern ausgerichtet: Ein Abruf über 8 Stunden in Folge für ein Industrieunternehmen scheint aufgrund damit verbundener hoher Produktionsausfälle nicht realistisch.¹²⁰ Jedoch würde auch in anderen Bereichen eine Abrufzeit dieser Länge ein großes Hindernis darstellen. Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, sind die Nachfrager auf die Stromlieferung innerhalb bestimmter Zeiträume angewiesen und können in der Regel eine Spanne von 8 Stunden nicht anderweitig überbrücken. Denkbar wäre für große Stromabnehmer ein Umschalten der Stromversorgung auf eigene Generatoren, um so den Strombezug aus dem öffentlichen Netz für solche Abrufe einzustellen. Die bisherige Abrufstatistik zeigt jedoch, dass bisher nur stundenweisen Abrufe erfolgt sind.¹²¹ Zusätzlich wird auch teilweise bemängelt, dass die zwar hohe Vergütung nicht ausreichend ist, die tatsächlich anfallenden Kosten sowie die Opportunitätskosten auszugleichen.¹²²

Die besonderen Hürden beim Zugang zu diesem Programm zeigen sich im Übrigen auch in der geringen Teilnehmerzahl: Bisher sind zwei Anbieter für sofort abschaltbare Lasten mit einer Leistung von 251 MW und fünf Anbieter für schnell abschaltbare Lasten mit einer Leistung von 905 MW verfügbar.¹²³

¹¹⁹ Vgl. Amprion (2014b).

¹²⁰ Vgl. Dena (2013a), S. 5.

¹²¹ Vgl. Deutsche ÜNB (2014c).

¹²² Vgl. Niese (2013), S. 7 f.

¹²³ Vgl. Deutsche ÜNB (2014c).

4.2 Erlösmöglichkeiten in deutschen Energiemärkten

In Deutschland existieren zwei Märkte, auf denen DSM über eine Teilnahme im Abschaltbare-Lasten-Programm hinaus teilnehmen könnte: der Stromgroßhandelsmarkt sowie der Markt für Regelleistung.¹²⁴ Hier existieren keine speziell gestalteten Programme, Nachfrageeinheiten werden aber generell auch nicht explizit an einer Teilnahme gehindert. Zur Untersuchung, ob eine Teilnahme in den bestehenden Energiemärkten und ohne zusätzliche Förderung in Programmen für DSM lohnenswert ist, sollen der Aufbau sowie die Preisentwicklung der beiden Märkte in den vergangenen Jahren untersucht werden.

Auf dem **Großhandelsmarkt** für Strom können, wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, für flexible Nachfrager dann finanzielle Vorteile erreicht werden, wenn – abweichend von einem rein nutzengetriebenem Strombezug – Strom zu Zeiten eingekauft wird, in denen die Preise in einem definierten Zeitintervall am niedrigsten sind. Dies ist zum einen häufig der Fall, wenn die Nachfrage der übrigen Verbraucher gering ist, bspw. in den Nachtstunden, an Wochenenden und Feiertagen. Der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Strompreis bewirkt jedoch, dass diese bisher bestehenden tageszeitlichen Abhängigkeiten zunehmend weniger von Bedeutung sind: Vielmehr werden die Preise im Wesentlichen durch das Zusammenspiel von Nachfragehöhe und der Produktion aus Wind- und Solaranlagen bestimmt.¹²⁵ Wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, ist ein preisgesteuerter Strombezug dann am wirtschaftlich sinnvollsten, wenn große Preisspreads sowie negative Preise regelmäßig auftreten.¹²⁶ Aufgrund der zunehmenden Einspeisemengen aus Wind- und Solaranlagen wird von einer steigenden Preisvolatilität sowie einer zunehmenden Häufigkeit negativer Preise ausgegangen.¹²⁷ In den vergangenen Jahren ist diese Entwicklung noch nicht in beträchtlichem Ausmaß zu beobachten: Zwar steigt tendenziell die Volatilität in den Wintermonaten aufgrund der Windeinspeisung, in den Sommermonaten gleichen sich Tag- und Nachtpreise jedoch aufgrund der Einspeisung aus Solaranlagen zunehmend aus.¹²⁸ Negative Preise haben in den vergangenen Jahren zugenommen, jedoch wurden in jüngster Vergangenheit Maßnahmen ergriffen, die das Auftreten negativer Preise wahrscheinlich reduzieren werden.¹²⁹ Generell sinken darüber hinaus die Börsenpreise für Strom, weshalb auch bei steigender Volatili-

¹²⁴ Vgl. Dena (2012), S. 409.

¹²⁵ Vgl. Dena (2012), S. 104.

¹²⁶ Krzikalla et al. (2013), S. 31.

¹²⁷ Vgl. Götz et al. (2014), S. 2.

¹²⁸ Vgl. Götz et al. (2013), S. 21.

¹²⁹ Vgl. Götz et al. (2014), S. 28. Bspw. North-Western Europe (NWE) Price Coupling, Gebotsverhalten EPEX der ÜNB und Direktvermarkter von erneuerbaren Energien.

tät die absoluten Unterschiede zwischen teuerster und günstigster Stunde abnehmen. Die Signale des Marktes sind zudem durch Umlagen, Steuern und Abgaben verzerrt: Da der Börsenstrompreis bspw. nur ca. 20 Prozent des Endkundenpreises im Haushaltskundenbereich ausmacht, sind die finanziellen Unterschiede für den Nachfrager vor allem bei geringeren Preisdifferenzen nur marginal.¹³⁰ Hinzu kommen die in Abschnitt 3.1.1 beschriebenen administrativen Anforderungen der Teilnahme an der Strombörse, welche ein Teilnahmehindernis darstellen. Aktuell sind damit die Marktanreize für eine großflächige Teilnahme von DSM im Großhandelsmarkt gering.

Der deutsche **Regelleistungsmarkt** besteht aus drei Untergruppen: der Primärregelleistung (PRL), der Sekundärregelleistung (SRL) und der Minutenreserveleistung (MRL). Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Funktion, der Zugänglichkeit und den Anforderungen, die technisch an die Erbringer der Regelleistung gestellt werden. Auch die Ausschreibungszeiträume differieren. Darüber hinaus wird zwischen einer Bereitstellung von positiver (Erhöhung des Kraftwerksoutputs bzw. Reduktion von Nachfragemengen) und von negativer (Senkung des Kraftwerksoutputs bzw. Erhöhung der Nachfrage) Regelleistung für alle Kategorien (mit Ausnahme der PRL) unterschieden. Anbieter von RE müssen, bevor sie in den RE-Auktionen Mengen anbieten können, einen Präqualifikationsprozess durchlaufen, der je nach RE-Art unterschiedlich strenge Kriterien erfordert.¹³¹

Bei einer drohenden Frequenzabweichung wird zuerst vollautomatisch innerhalb von maximal 30 Sekunden die PRL aktiviert. Im nächsten Schritt bei längeren oder größeren Abweichungen wird die SRL und schließlich mit einer Reaktionszeit von maximal 15 Minuten die MRL eingesetzt. Hieraus wird ersichtlich, dass die technischen Anforderungen der PRL am höchsten sind und für SRL und MRL stetig abnehmen. Aus diesem Grund ist auch die Zugänglichkeit der Märkte in dieser Reihenfolge gestaffelt.¹³² Technisch gesehen können Nachfrager, da sie anders als ein Kraftwerk keine Rampen aufweisen, alle drei RE-Arten zur Verfügung stellen.¹³³ Aufgrund des Marktdesigns ist jedoch ein Zugang zur PRL nahezu ausgeschlossen und auch in der SRL mit größeren Schwierigkeiten verbunden. Neben den technischen Anforderungen, die vor allem im Bereich Kommunikationsanbindung hohe Kosten produzieren, sind vor allem die Ausschreibungsfristen für Nachfrager kritisch. In Tabelle 1 sind diese zusammenfassend dargestellt.

¹³⁰ Vgl. BDEW (2013), S. 6; EEX (2014). Der Börsenstrompreis lag in 2012 durchschnittlich bei ca. 4,269 ct/kWh, der Strompreis für Kunden betrug ca. 25,89 ct/kWh.

¹³¹ Vgl. *Wiechmann* (2008), S. 10.

¹³² Vgl. Deutsche ÜNB (2014b).

¹³³ Vgl. *Kirby* (2003), S. 14.

Tabelle 1: Ausschreibungszeiträume der Regelernergiearten¹³⁴

Regelleistungsart	Ausschreibungszeiträume	
Primärregelleistung	Wöchentlich	durchgehend
Sekundärregelleistung	Wöchentlich	Peak und Off-Peak
Minutenreserveleistung	Werktäglich bzw. Wochenende	je 6 Zeitscheiben

Die Ausschreibungszeiträume bzw. die Zeitscheiben, welche auktioniert werden, sind dabei so zu verstehen, dass bei Beteiligung die angebotene Leistungsreduktion oder -erhöhung über den gesamten Zeitraum theoretisch zur Verfügung stehen muss, um an der Auktion teilnehmen zu können. Das bedeutet für die SRL beispielsweise, dass über einen Zeitraum von einer Woche zugesichert werden muss, dass während aller Peakstunden (8 Uhr - 20 Uhr) jederzeit Leistung abgerufen werden kann. Diese inflexiblen verpflichtenden Leistungszusagen sind für eine Vielzahl von Nachfragern ein Ausschlusskriterium, da keine konstante Leistung bezogen wird, die bei Abruf reduziert werden kann bzw. kaum Anwendungen bereit stehen, die jederzeit die Leistung sinnvoll erhöhen können. Problematisch ist jedoch nicht nur die theoretische Verfügbarkeit, sondern auch der tatsächliche Abruffall. In Extremsituationen kann dieser theoretisch auch über die gesamte Zeitscheibe andauern. Damit wird es selbst für Nachfrager mit Speichercharakteristik bzw. mit thermischer Speicherfähigkeit, schwierig, den Anforderungen der ÜNBs gerecht zu werden.¹³⁵

Betrachtet man die Preise für die Bereitstellung von Regelernergie, d. h. die Vergütung der Leistungsvorhaltung mit dem Leistungspreis, ist für viele Produkte ein fallender Trend erkennbar. So sinkt die Vergütung für die Bereitstellung von negativer und positiver MRL sowie die der positiven SRL in allen Zeitscheiben. Die Preise für negative SRL weisen keinen eindeutigen Trend auf.¹³⁶ Der Preisverfall ist dabei hauptsächlich mit einer steigenden Zahl von Anbietern zu erklären, was sich tendenziell fortsetzen wird.¹³⁷ DSM-Assets stellen bei einer Reduktion von Nachfragemengen positive RE zur Verfügung. Die Vergütung für positive RE lag in den vergangenen Jahren stets unter der für negative RE und betrug bspw. im Bereich der MRL im Großteil der

¹³⁴ Vgl. Dena (2013a), S. 5.

¹³⁵ Vgl. Dena (2010), S. 417; Stadler (2005), S. 52; Stadler (2007), S. 96.

¹³⁶ Vgl. Götz *et al.* (2013), S. 34, S. 36; Gruber *et al.* (2013), S. 11.

¹³⁷ Vgl. Götz *et al.* (2013), S. 33-36. Diskussion um Beteiligung von EE an der RE.

Zeitscheiben weniger als 1 €/MW/h.¹³⁸ Für die positive SRL wurden im Durchschnitt von Mitte 2012 bis Mitte 2013 zwischen 2 und 0 €/MW/h ausgezahlt.¹³⁹ Für die Teilnahme am RE-Markt in der Off-Peak-Zeitscheibe der SRL über eine Woche konnten somit im Schnitt pro MW je rund 176 € Erlöst werden.¹⁴⁰ Für große Nachfrageeinheiten kann diese Summe unter der Voraussetzung, dass sie technisch in der Lage dazu sind, den Anforderungen gerecht zu werden, unter Umständen ausreichen, um eine Teilnahme profitabel zu machen. Betrachtet man einen 5-Personen-Haushalt mit einer durchschnittlichen Leistung von 0,00061 MW¹⁴¹ sind die Erlöse jedoch marginal im Vergleich zu dem entstehenden Investitionsaufwand, selbst bei technischer und prozeduraler Eignung, sodass der Regelenergiemarkt für sie im Moment wahrscheinlich keine Option darstellt.¹⁴²

Die beschriebenen Bedingungen zeigen, dass Großhandels- und Regelenergiemarkt weiterhin auf die Erzeugerseite ausgerichtet sind,¹⁴³ sodass eine Teilnahme von DSM aus heutiger Sicht vielerlei Hemmnissen nicht nur in administrativ prozeduraler Hinsicht ausgesetzt ist. Darüber hinaus ist ein Einsatz von DSM in den in Abschnitt 2.2.3 beschriebenen Situationen auch in Deutschland grundsätzlich denkbar. Beispielsweise im Redispatch könnte DSM so weitere Einkünfte erzielen. Weil jedoch kein marktlicher Vergütungsmechanismus für Redispatch besteht, sind Nachfrageeinheiten in dieser Hinsicht von den möglichen Einkünften ausgeschlossen.¹⁴⁴

Da eine Nachfragesteuerung im bisherigen System nicht vorgesehen ist, ergeben sich weitere Schwierigkeiten bei einer Umsetzung des flexiblen Betriebs von Nachfrageeinheiten. Im Bereich der Großkunden stellt so bspw. das Netzentgelt design ein Hemmnis für bestimmte Einsatzfelder dar: Die Netzentgelte berechnen sich unter anderem über die Höhe der jährlichen Spitzenlast des Stromabnehmers. Dies bewirkt, dass ein Einsatz zur Aufnahme überschüssigen Stroms im schlechtesten Fall zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen kann, wenn so die eigentliche Jahreshöchstlast überschritten wird.¹⁴⁵ Für Verbraucher mit einer Jahreslast unter 100.000 kWh kommt als Hindernis hinzu, dass diese größtenteils über Standardlastprofile prognostiziert und

¹³⁸ Vgl. *Götz et al.* (2013), S. 37. Dies entspricht dem durchschnittlichen Leistungspreis über alle bezuschlagten Anbieter, umgerechnet auf Stundenbasis zur besseren Vergleichbarkeit zwischen den RE-Arten.

¹³⁹ Vgl. *Götz et al.* (2013), S. 34.

¹⁴⁰ Dies ergibt sich aus: 88 Off-Peak-Stunden / Woche × 2 €/MW/h = 176 €

¹⁴¹ Vgl. BDEW (2013b), S. 7. Da die Nachfrage eines Haushalts tages- und jahreszeitlich variiert, ist dieser Wert nur bedingt aussagekräftig, spiegelt aber im ersten Ansatz zumindest eine Größenordnung wider.

¹⁴² Vgl. Dena (2010), S. 409.

¹⁴³ Vgl. Dena (2013a), S. 18.

¹⁴⁴ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 2.

¹⁴⁵ Vgl. Dena (2013a), S. 15f.; AG Interaktion (2012), S. 20.

meist zu einem zeitunabhängigen Tarif abgerechnet werden. Nur in größeren Abständen erfolgt ein Abgleich mit der tatsächlichen Verbrauchsmenge, wobei jedoch in der Mehrzahl der Fälle keine Erfassung der Verbrauchszeitpunkte stattfindet. Ohne eine Messung der Verbrauchsmengen je Zeitintervall (stündlich/viertelstündlich) ist jedoch keine Abrechnung eines vom Standardlastprofil abweichenden Betriebs möglich, sodass sich eine Anpassung an Börsenpreise bilanziell nicht darstellen lässt.¹⁴⁶ Derzeit existieren zudem kaum zeitvariable Tarife, die den Endkunden einen Anreiz geben, den Verbrauch zeitlich zu variieren.¹⁴⁷ Anreize, die ausschließlich über den Börsenpreis für Strom gegeben werden, kommen jedoch bei den Endkunden nur in gedämpfter Form an, da zahlreiche Umlagen, Aufschläge und Steuern den Preis stark beeinflussen.¹⁴⁸

Jahn et al. (2013) konstatieren zusammenfassend, dass im deutschen Markt aktuell für eine Beteiligung der Nachfrage an bestehenden Energiemärkten keine ausreichenden Einkommensströme vorhanden sind, die einen markt- oder netzgesteuerten Betrieb rechtfertigen.¹⁴⁹ Auch die AG Interaktion spricht der Nachfragesteuerung im deutschen Energy-only-Markt aufgrund der geringen verlagerbaren Mengen mit vergleichsweise limitierten zeitlichen Möglichkeiten im heutigen Markt nur einen geringen Marktwert zu.¹⁵⁰

4.3 Bewertung des deutschen Energiemarktdesigns

Die vorhandenen Lastprogramme im deutschen Markt sind ein erster Schritt hin zu einer Nutzung von DSM zum Ausgleich von Systemungleichgewichten. Hierbei werden jedoch nicht alle Potenziale ausgereizt, da beispielsweise nur eine Lastreduktion, nicht jedoch eine Lasterhöhung im Programm vorgesehen wird. Die Rahmenbedingungen des Abschaltbare-Lasten-Programms sind zudem mehr mit den Anforderungen des Netzes als mit jenen der Anbieter vereinbar, sodass von vornherein zahlreiche Nachfrager ausgeschlossen werden. Die Zugangsbedingungen in prozeduraler Hinsicht sind auch für Akteure, die die Anforderungen technisch erfüllen, nicht ideal. Hier könnte eine Adaptation wie in den USA Platz greifen: Kleine Mengen sollten auf allen Netzebenen aggregiert eingesetzt werden dürfen, um so eine größere Zahl Nachfrager zu erreichen. Die Zugangsvoraussetzungen sollten dergestalt angepasst werden, dass sie einfach und unbürokratisch auszuführen sind, um so zeitliche und finanzielle Effizienz zu erreichen. Selbst

¹⁴⁶ Vgl. AG Interaktion (2012), S. 21.

¹⁴⁷ Vgl. *Krzikalla et al.* (2013), S. 35.

¹⁴⁸ Vgl. BDEW (2013), S. 6; EEX (2014). Der Börsenstrompreis lag in 2012 durchschnittlich bei ca. 4,269 ct/kWh, der Strompreis für Kunden betrug ca. 25,89 ct/kWh.

¹⁴⁹ Vgl. *Jahn et al.* (2013), S. 2.

¹⁵⁰ Vgl. AG Interaktion (2012), S. 18-21.

wenn im deutschen Markt keine umfassende Integration von DSM beabsichtigt wird, sollten gleichwohl die Bedingungen für die jetzigen Akteure erleichtert werden, indem bspw. maximale Abrufzeiten reduziert werden. Zur Integration überschüssigen erneuerbaren Stroms sollten zudem weitere Programme geschaffen bzw. das bestehende erweitert werden.

Die Zugangsvoraussetzungen einer Teilnahme an etablierten Märkten außerhalb des Abschaltbare-Lasten-Programms stellen darüber hinaus ein Hemmnis für DSM dar. Vor allem durch eine Verkürzung von Fristen kann hier eine Verbesserung erreicht werden: Der Handel sollte noch näher an die physische Erfüllung rücken, beispielsweise wie in Dänemark vorgeschlagen mit der Schaffung eines Echtzeitmarktes, damit Anbieter auch kurzfristig ihre Leistungsreduktion oder Leistungserhöhung vermarkten können.¹⁵¹ Am Regelenergiemarkt würden durch eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und eine Verkürzung der einzelnen Zeitscheiben die Möglichkeiten für DSM erhöht werden. Auch eine Unterstützung des Anlagespoolings kann den Zugang erleichtern: Aktuell muss jede technische Einheit in einem Anlagenpool separat präqualifiziert werden, was den administrativen Aufwand zusätzlich erhöht.¹⁵² Auch die Herabsetzung von Mindestteilnahmegrößen im Regelenergiemarkt ist denkbar.

Im Detail sind zudem viele Regelungen im deutschen Markt auf eine Vergleichmäßigung der Last ausgelegt, wie z. B. das Netzentgeltdesign zeigt. Aber auch eine fehlende intervallscharfe Messinfrastruktur bei kleineren Abnehmern erschwert die Verschiebung von Lasten abseits des Standardlastprofils. Die fixen Bestandteile des Strompreises, die ein Preissignal verzerren, könnten zudem variabler gestaltet werden, um die Anreize für DSM zu erhöhen.

Weiterhin schlägt die AG Interaktion vor, ggf. einen Marktwert für Nachfragerreduktion zu schaffen, der über reine Energiemengen hinausgeht, außerdem auch längerfristig ist und damit Investitionen in Steuerungstechnik möglich macht.¹⁵³ Dies würde einer Vergütung im Rahmen eines Kapazitätsmarktes, wie es im US-Markt PJM existiert, entsprechen.

¹⁵¹ Vgl. AG Interaktion (2012), S. 21.

¹⁵² Vgl. Dena (2013a), S. 10.

¹⁵³ Vgl. AG Interaktion (2012), S. 21.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurden die Voraussetzungen zur Implementierung von Demand Side Management in ein bestehendes Energiesystem anhand der bereits existierenden Möglichkeiten und aufgrund von Forschungsprojekten in verschiedenen Energiemärkten untersucht.

Es konnte festgestellt werden, dass in den betrachteten US-Märkten des Gebietes PJM bereits zahlreiche Möglichkeiten für DSM bestehen, die sowohl die Bedürfnisse des Marktes und des Stromnetzes als auch die Fähigkeiten der Nachfrageeinheiten berücksichtigen. Weitere Verbesserungen werden angestrebt, was für die Vorteilhaftigkeit einer stärkeren Nutzung der Nachfragesteuerung spricht. In dänischen Pilotprojekten liegt der Fokus einer Einbindung von DSM auf einer Verbesserung bzw. Erweiterung der bestehenden Marktstrukturen. Im Zuge einer Erweiterung des bestehenden Spotmarktes bzw. des Regelenenergiemarktes wird vorgeschlagen, den zeitlichen Vorlauf im Handel und in den Regelenenergieauktionen zu verkürzen, um so die sich in Abhängigkeit von saisonalen und tageszeitlichen Einflüssen ändernden Eigenschaften der Nachfrageeinheiten besser zu berücksichtigen. Weiterhin wird eine Verringerung der Zugangsvoraussetzungen wie Mindestangebotsgrößen angeregt.

Zusammenfassend wurden für eine Implementierung von DSM die Faktoren ausreichende Finanzierungsmöglichkeiten und ein Marktdesign, das Nachfragesteuerung durch einfache und offene Zugangsvoraussetzungen zulässt, als wichtige Voraussetzung erkannt. Idealerweise sollten zur aktiven Unterstützung von DSM Lastprogramme geschaffen werden, die direkt die Eigenschaften von Nachfragern berücksichtigen.

Im Zuge der Untersuchung des deutschen Marktes wurden das Abschaltbare-Lasten-Programm sowie die Erlös- und Zugangsmöglichkeiten in bestehenden Energiemärkten betrachtet. Es konnte festgestellt werden, dass es für viele Lasten nur sehr schwer möglich oder ausgeschlossen ist, im Abschaltbare-Lasten-Programm teilzunehmen, da die Anforderungen an die Teilnahme hoch und wenig auf die Nachfrager abgestimmt sind. Auch auf deutschen Energiemärkten bestehen Teilnahmehemmnisse, die DSM bisher wenig profitabel machen, da die potenziellen Einkünfte den administrativen Aufwand und die Investitionskosten wahrscheinlich nicht decken können. Insgesamt ist DSM auch aufgrund weiterer regulatorischer Richtlinien in Deutschland wenig etabliert und nur mit großen Schwierigkeiten umzusetzen.

Der heutige Zustand lässt darauf schließen, dass DSM in Deutschland bisher noch unterschätzt oder generell als nicht notwendig eingestuft wird. Dies dürfte sich jedoch in den kommenden Jahren mit Fortschreiten der Energiewende ändern. Entscheidend bleiben dabei marktendogene Vergütungsmöglichkeiten bzw. – im Falle staatlicher Förderung – der Beitrag zur Systemeffizi-

enz. Die Erfahrungen aus den USA und Dänemark können künftig als Referenz für eine Weiterentwicklung der deutschen Strommärkte dienen.

Literaturverzeichnis

- Amprion (2014a): Beschaffung von Regelleistung und -energie in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/systemdienstleistungen-regelenergie>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Amprion (2014b): Abschaltbare Lasten. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/ablav>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- AG Interaktion (2012): Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Plattform Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Unterseiten/Themen/Klima_Energie/Erneuerbare_Energien/Plattform_Erneuerbare_Energien/121015_UEbersicht_Potenziale_und_Hemmnisse_der_Flexibilitaetsoptionen-bf.pdf, zuletzt geprüft am 10.05.2014.
- Agricola, A.* (2013): Impulsvortrag: Entwicklung der Märkte für Flexibilität. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 29.05.2013. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/FK_Flexibilitaet_Stromv/00_Agricola_dena.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Amprion GmbH (2013a): Beschaffung von Regelleistung und -energie in Deutschland. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/systemdienstleistungen-regelenergie>, zuletzt geprüft am 04.04.2014.
- Amprion GmbH (2013b): Bilanzkreis. Online verfügbar unter <http://www.amprion.net/bilanzkreis>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Andersen, F. M. / Grohnheita, P. E. / Larsena, H. V.* (2009): Customers' Response to Electricity Price Variations caused by Intermittent Generation. An analysis of prices in Denmark. Online verfügbar unter: http://respond.iwes.fraunhofer.de/pages/publications/P_597_Andersen_Frits_20Moller_14-Jul-2009_2015_18.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2014.
- Auer, H. / Huber, C. / Stadler, M. / Obersteiner, C. / Ragwitz, M. / Klobasa, M.* (2005): Modellierung von Kraftwerksbetrieb und Regelenergiebedarf bei verstärkter Einspeisung von Windenergie in verschiedene Energiesysteme unter Berücksichtigung des Lastmanagements. Hg. v. Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie Österreich. TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft. Wien. Online verfügbar unter http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/research/projects_detail.php?id=43, zuletzt geprüft am 05.05.2014.
- Bang, N. C. / Fock, F. / Togeby, M.* (2011): Development of market design with focus on demand side participation. Ea Energy Analyses. Online verfügbar unter http://www.ea-energianalyse.dk/papers/2011-05-10_development_of_market_design_with_focus_on_demand_side_participation.pdf, zuletzt geprüft am 24.07.2014.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (2013): BDEW-Strompreisanalyse Mai 2013. Haushalte und Industrie. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/13](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/13)

%2005%2027%20BDEW_Strompreisanalyse_Mai%202013.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (2013b): Stromverbrauch im Haushalt. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf), zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Bukvic-Schäfer, A. S. (2007): Lastmanagement - Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrische Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen. Dissertation. Universität Kassel, Kassel. Elektrotechnik/ Informatik. Online verfügbar unter <http://www.uni-kassel.de/hrz/db4/extern/dbupress/publik/abstract.php?978-3-89958-356-4>, zuletzt geprüft am 21.06.2014.

Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. AbLaV, von 2012.

Bundesnetzagentur (2014): Redispatch. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Burger, B. (2013): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg. Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Consentec GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Hg. v. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/\\$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf), zuletzt geprüft am 15.05.2014.

Consentec GmbH; r2b energy consulting GmbH (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Aachen, Köln. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-optimale-intergration-erneuerbare-energie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 10.06.2014.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010) - Kohler, S. / Agricola, A. / Seidl, H.: Dena Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025. Unter Mitarbeit von Konsortium 50Hertz Transmission / Amprion / DEWI / EnBW Transportnetze / EWI / Fraunhofer IWES / TenneT. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf, zuletzt geprüft am 09.05.2014.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012) - Agricola, A. / Höflich, B. / Noster, R. / Peinl, H. / Richard, P. / Völker, J. et al.: Integration der erneuerbaren Energien in den deut-

- schen/europäischen Strommarkt. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf, zuletzt geprüft am 27.05.2014.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2013a): Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem. Berlin. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Lastmanagement/Ergebnispapier_Marktrollen_und_Prozesse.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2013b): Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung. Berlin. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/1_Fachmodule/Lastmanagement/dena-Ergebnispapier_M%C3%A4rkte_f%C3%BCr_Flexibilit%C3%A4t.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014a): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>, zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014b): Präqualifikationsanforderungen. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>, zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz Transmission, Amprion, Tennet TSO, TransnetBW (2014c): Abschaltbare Lasten. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa>, zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- Ea Energy Analyses (2013): Activating electricity demand as regulating power – Flexpower - testing a market design proposal. Online verfügbar unter: http://www.eurisco.dk/images/1027_flexpower_activating_electricity_demand_as_regulating_power.pdf, zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- EcoGrid (2013): EcoGrid EU: From Design to Implementation - A large scale demonstration of a real-time marketplace for Distributed Energy Resources. Online verfügbar unter: <http://ecogridbornholm.dk/wp-content/uploads/2013/10/EcoGrid-Report-October-2013.pdf>, zuletzt geprüft am 04.07.2014.
- Ehlers, N.* (2013): Möglichkeiten und Grenzen eines Einsatzes flexibler Lasten für die Versorgungssicherheit. Welche Anforderungen gilt es zu erfüllen? Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. 50 Hertz. Deutsche Energieagentur. Berlin, 29.08.2013. Online verfügbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/index.php?id=857>, zuletzt geprüft am 05.06.2014.
- Elberg, C. / Growitsch, C. / Höffler, F. / Richter, J.* (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Unter Mitarbeit von Achim Wambach. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln. Köln. Online verfügbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf, zuletzt geprüft am 05.06.2014.

- European Energy Exchange AG (EEX) (2014): Börsenordnung. Online verfügbar unter <http://www.eex.com/blob/70174/ff1e21267b3a41f5137bd61cae8c753c/eex-boersenordnung-data.pdf>, zuletzt geprüft am 30.07.2014.
- European Energy Exchange AG (EEX): Ergebnisse der EPEX Spot. Online verfügbar unter <http://www.eex.com/en/market-data/power/spot-market>, zuletzt geprüft am 20.07.2014.
- EPEX Spot SE (2014): Auktionshandel Deutschland/ Österreich. Online verfügbar unter <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, zuletzt geprüft am 20.07.2014.
- Gobmaier, T. / Mauch, W. / Beer, M. / Roon, S. v. / Schmid, T. / Mezger, T. et al. (2012): Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. Hg. v. E.ON Energie AG. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter http://www.ffe.de/download/article/256/KW21_BY3E_Lastgangprognose_Endbericht.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Götz, P. / Henkel, J. / Huschke, T. (2013): Kurzanalyse der Märkte für Flexibilität. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- Götz, P. / Henkel, J. / Lenk, T. / Lenz, K. (2014): Negative Strompreise - Ursachen und Wirkungen. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energienewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_Negative_Strompreise_Web.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2014.
- Gruber, A. / Roon, S. v. / Pellingner, C. / Buber, T. / Schmid, T. (2013): Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern. Hg. v. VDI Verband deutscher Ingenieure. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter <http://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/339-lastflexibilisierung-in-der-industrie-in-konkurrenz-zu-weiteren-funktionalen-speichern>, zuletzt geprüft am 06.06.2014.
- Hamenstädt, U. (2008): Bestimmung der Preiselastizität für Strom. Münster: Westfälische Wilhelms-Universität. Online verfügbar unter: <http://www.uni-muenster.de/Fuchs/mitarbeitende/hamenstaedt.html>, zuletzt geprüft am 06.06.2014.
- Haney, A. B. / Jamasb, T. / Platchkov, L. M. / Pollitt, M. G. (2010): Demand-side Management Strategies and the Residential Sector: Lessons from International Experience. Universität Cambridge. Online verfügbar unter: <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/cwpe1060.pdf>, zuletzt abgerufen am 06.06.2014.
- Hurley, D. / Peterson, P. / Whited, M. (2013): Demand Response as a Power System Resource. Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States. RAP Energy solutions. Online verfügbar unter <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2013-03.RAP.US-Demand-Response.12-080.pdf>, zuletzt geprüft am 17.04.2014.
- Jahn, A. / Gottstein, M. / Keay-Brighth, S. (2013): Nachfragesteuerung im deutschen Stromsystem - die unerschlossene Ressource für die Versorgungssicherheit. RAP Energy solutions.

- Berlin. Online verfügbar unter <http://www.raponline.org/document/download/id/6658>, zuletzt geprüft am 06.06.2014.
- Jørgensen, J. M. / Sørensen, S.H. / Behnke, K. / Eriksen, P. B.* (2012): EcoGrid EU - A prototype for European Smart Grids.
- Kirby, B.* (2003): Spinning reserve from responsive loads. U.S. Department of Energy. Online verfügbar unter <http://certs.lbl.gov/pdf/spinning-reserves.pdf>, zuletzt geprüft am 04.05.2014.
- Klobasa, M.* (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. Dissertation. ETH Zürich, Zürich. Online verfügbar unter http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fisi.fraunhofer.de%2Fisi-de%2Fpubl%2Fdownload%2Fisi07b52%2FPromotion-Wind-Last.pdf&ei=LxAvUv_CKYiLhQeqxoG4BA&usg=AFQjCNGcZcdscrDKtpBNEEYn51CTfxyzSg&sig2=ZF8j3GzYVMWYGGg721fhvg&bvm=bv.51773540,d.ZG4&cad=rja, zuletzt geprüft am 06.06.2014.
- Klobasa, M. / Erge, T.* (2009): Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Endbericht. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Fraunhofer-Institut für Solare Energieversorgung ISE. Karlsruhe. Online verfügbar unter <http://wind-last.de/downloads/Endbericht-Wind-Last-ISE-2009.pdf>, zuletzt geprüft am 06.07.2014.
- Klobasa, M. / Angerer, G. / Lüllmann, A. / Schleich, J. / Buber, T. / Gruber, A. et al.* (2013a): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Hg. v. Agora Energiewende. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Lastmanagementstudie/Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf, zuletzt geprüft am 06.06.2014.
- Klobasa, M. / Ragwitz, M. / Sensfuß, F. / Rostankowski, A. / Gerhardt, N. / Holzhammer, U. et al.* (2013b): Nutzenwirkung der Marktprämie. Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Hg. v. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Online verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/ex/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Konstantin, P.* (2008): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin, Heidelberg [u.a.].
- Krzikalla, N. / Achner, S. / Brühl, S.* (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Hg. v. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Aachen. Online verfügbar unter http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2013/130327_BET_Studie_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Lindenberger, D.* (2013): Anmerkungen zur Nachfrageflexibilisierung aus volkswirtschaftlicher Sicht. Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln. Deutsche Energie-

- agentur. Berlin, 29.08.2013. Online verfügbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/index.php?id=857>, zuletzt geprüft am 05.07.2014.
- Nicolosi, M. / Fürsch, M. / Lindenberger, D. (2010):* Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland. Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln. Köln. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/studie-negative-strompreise,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 10.07.2014.
- Niese, M. (2013):* Erfahrungen aus der Praxis mit abschaltbaren Lasten. Berlin, 29.08.2013. Online verfügbar unter http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Veranstaltungen/BMWi-Workshop/08_Wiese_WVM.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- Nitsch, J. / Pregger, T. / Scholz, Y. / Naegler, T. / Sterner, M. / Gerhardt, N. et al. (2012):* Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2011. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2014.
- Pilgram, T. (2013):* Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf dem Regelenergiemarkt. Fachkonferenz „Entwicklung der Märkte für Flexibilität in der Stromversorgung“. Berlin, 29.05.2013. Online verfügbar unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/FK_Flexibilitaet_Stromv/06_Pilgram_CLENS_v3.pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2014.
- PJM (2014a): PJM Load Forecast Report. Online verfügbar unter: <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/2014-load-forecast-report.ashx>, zuletzt abgerufen am 05.07.2014.
- PJM (2014b): Real-Time Energy Market. Online verfügbar unter: <http://www.pjm.com>, zuletzt abgerufen am 05.07.2014.
- Rautviki, M. / Kruisdijk, M. (2013):* Future Market Design for Reliable Electricity Systems in Europe. Online verfügbar unter <http://www.wartsila.com/file/Wartsila/en/1278533939158a1267106724867-Future-Market-Design---Rautkivi---Kruisdijk.pdf>, zuletzt abgerufen am 05.05.2014.
- Schulz, T. (2013):* Demand Response und Virtuelle Kraftwerke als Schlüssel zum neuen Energiesystem. BMWi-Workshop „Start-ups in der Energiewende“. Entelios AG. Berlin, 2013. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/presentation-fachveranstaltung-energie-schulz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 24.06.2014.
- Seidl, H. (2013):* Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Flexibilisierung der Nachfrage zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Deutsche Energieagentur. Deutsche Energieagentur. Berlin, 29.08.2013. Online ver-

füßbar unter <http://www.effiziente-energiesysteme.de/index.php?id=857>, zuletzt geprüft am 05.05.2014.

- Sonnenschein, M. / Rapp, B. / Bremer, J.* (2010): Demand Side Management und Demand Response. Hg. v. EW Medien und Kongresse GmbH. Frankfurt/ Main. Online verfügbar unter <http://handbuch-energiemanagement.de/LinkClick.aspx?fileticket=EzEN8hJUwG0%3d&tabid=171&forcedownload=true>, zuletzt geprüft am 06.05.2014.
- Stadler, I.* (2005): Demand response - nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation. Universität Kassel, Kassel. Fachbereich Elektrotechnik.
- Stadler, I.* (2007): Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. In: Utilities Policy (2008) 90e98 (16), S. 90–98.
- Swider, D. J.* (2006): Handel an Regelenergie- und Spotmärkten. Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Wiesbaden: Deutscher Universitätsverlag; Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden.
- U.S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity markets and recommendations for achieving them. Online verfügbar unter http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf, zuletzt geprüft am 06.07.2014.
- 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, Karlsruhe. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. Online verfügbar unter <http://uvka.ubka.uni-karlsruhe.de/shop/download/1000009254>, zuletzt geprüft am 06.04.2014.