

---

# IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Juni 2014

## Demand Response – sind die USA ein Vorbild für Deutschland?

Eine Analyse der Integration von Demand Response in die  
US-amerikanischen Kapazitäts- und Regelleistungsmärkte

Benjamin Bayer



# Abstract

Die Steuerung flexibler Lasten („Demand Response“) könnte eine kosteneffiziente Flexibilitätsoption darstellen, um den steigenden Anteil von Photovoltaik und Windenergie zu integrieren. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für abschaltbare Lasten in den US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten werden häufig als weltweit führend und als mögliches Vorbild für Deutschland angesehen. In dem vorliegenden Artikel werden die formelle Marktintegration und der tatsächliche Einsatz von abschaltbaren Lasten in den US-amerikanischen Kapazitäts- und Regelleistungsmärkten analysiert. In den Kapazitätsmärkten liegt die Teilnahme von abschaltbaren Lasten bei ein bis vier Prozent der geforderten gesicherten Leistung. Die teilnehmenden Verbraucher zahlen im Gegenzug eine reduzierte Kapazitätsumlage. In den Regelleistungsmärkten sind abschaltbare Lasten mit Ausnahme von Texas nicht erlaubt oder die Teilnahme ist unbedeutend gering. Im Kapazitäts- und Regelleistungsmarkt ist temporäre Abschaltung flexibler Lasten ausschließlich als absolute Notfallmaßnahme vorgesehen. Folglich hat die Abschaltdauer bislang in keinem Marktgebiet 30 Stunden pro Jahr überschritten. Der seltene Einsatz ist auch ökonomisch bedingt, da durch Abschaltungen Produktionsausfälle oder Komforteinbußen mit hohen variablen Kosten von 500 bis 1,500 Euro/MWh verursacht werden. Für den Fall, dass Deutschland Kapazitätsmärkte einführt, könnte ein Kapazitätsmarktprogramm für abschaltbare Lasten industriepolitisch relevant werden, um die stromintensive Industrie von der Kapazitätsumlage zu befreien.

---

# Inhalt

<b>1. Einleitung</b>	4
<b>1.1</b> Hintergrund und Zielstellung	4
<b>1.2</b> Demand Response	4
<b>1.3</b> Märkte für Demand Response	5
<b>2. Demand Response in Kapazitätsmärkten</b>	6
<b>2.1</b> Funktionsweise	6
<b>2.2</b> Einsatz	7
<b>2.3</b> Erlöse	8
<b>2.4</b> Interpretation	9
<b>2.5</b> Zwischenfazit	10
<b>3. Demand Response in Regelleistungsmärkten</b>	11
<b>3.1</b> Funktionsweise	11
<b>3.2</b> Einsatz	14
<b>3.3</b> Interpretation	15
<b>3.4</b> Zwischenfazit	16
<b>4. Fazit</b>	16
Literaturverzeichnis	18

# 1. Einleitung

## 1.1 Hintergrund und Zielstellung

Durch den steigenden Anteil von Photovoltaik und Windenergie werden zusätzliche Flexibilitätsoptionen benötigt, um gesicherte Leistung bereitzustellen und überschüssige Energie zu integrieren. Demand Response, d.h. die marktorientierte Steuerung von flexiblen Lasten, kann eine kosteneffiziente und umweltfreundliche Option sein (BMU 2012, S. 20). Teilweise werden flexible Lasten bereits heute gezielt in Deutschland gesteuert. Dabei handelt es sich jedoch zum Großteil um betriebliches Spitzenlastmanagement und nicht um die Teilnahme an den Energiemärkten (Klobasa et al. 2013b, S. 13). Als ein wesentliches Hemmnis wurden die regulatorischen Rahmenbedingungen des deutschen Elektrizitätssystems ausgemacht (SRU 2013, S. 83).

Hingegen werden die regulatorischen Rahmenbedingungen in den US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten häufig als weltweit führend angesehen (Hurley et al. 2013, S. 3). Auch die US-Bundesbehörden wie die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) betonen die positiven Eigenschaften von Demand Response und heben das bereits umgesetzte Potenzial von Demand Response hervor. Beispielsweise wurde gemäß FERC in den Jahren 2009 und 2010 bis zu zehn Prozent der Lastspitzen durch Demand Response gedeckt (FERC 2011, S. 10).

Ziel dieses Beitrags ist es, die Funktionsweise der US-amerikanischen Kapazitäts- und Regelleistungsmärkte und die Rolle von flexiblen Lasten zu beschreiben. Zudem soll die Übertragbarkeit auf Deutschland anhand verschiedener Kriterien (z. B. Einsatzhäufigkeit) überprüft werden. Hierzu analysiert Abschnitt 2 die Marktintegration von flexiblen Lasten in den US-amerikanischen Kapazitätsmärkten

und Abschnitt 3 die Marktintegration von flexiblen Lasten in den US-amerikanischen Regelleistungsmärkten.

## 1.2 Demand Response

Der Begriff Demand Response umfasst die aktive Steuerung von flexiblen Lasten in Abhängigkeit von Preissignalen (z. B. Day-Ahead Markt) oder auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (z. B. Frequenzhaltung und Notfallreserve) (U.S. Department of Energy 2006, S. 6). Bei flexiblen Lasten, handelt es sich um Lasten, die in der Lage sind, bei Bedarf ihre Leistungsaufnahme zu erhöhen (zuschaltbare Lasten) oder zu reduzieren (abschaltbare Lasten). Steht ein thermischer oder physischer Speicher (z. B. für industrielle Zwischenprodukte) zur Verfügung, kann die Leistungsaufnahme zeitlich verschoben werden (verschiebbare Lasten). Tabelle 1 stellt die technischen Eigenschaften dar und präsentiert entsprechende Anwendungsbeispiele.

Typ	Leistung	Speicher	Anwendungsbeispiel
Verschiebbare Lasten	Positiv und negativ	Vorhanden	Eine überdimensionierte Wärmepumpe lädt in Niedrigpreiszeiten einen Wärmespeicher, der in Hochpreiszeiten die erforderliche Wärme bereitstellt.
Abschaltbare Lasten	Positiv	Nicht vorhanden	In Hochpreiszeiten wird die Wärmepumpe temporär gestoppt. Dies hat zur Folge, dass die Raumtemperatur sinkt und zu Komforteinbußen führt.
Zuschaltbare Lasten	Negativ	Nicht vorhanden	Im Normalfall übernimmt ein Gasbrenner die Wärmebereitstellung und zu Niedrigpreiszeiten wird stattdessen ein Elektroheizstab eingesetzt.

**Tabelle 1: Arten von flexiblen Lasten mit Beispielen aus dem Wärmebereich**

Quelle: IASS Potsdam

Neben diesen technischen Eigenschaften unterscheidet sich auch die Kostenstruktur dieser drei Arten von flexiblen Lasten. Verschiebbare Lasten haben typischerweise hohe Fixkosten (z. B. Abschreibungen, Kapitalkosten), die aufgrund der benötigten Überdimensionierung der Prozesse und der Installation von nichtelektrischen Speichern entstehen<sup>1</sup> – die variablen Kosten sind jedoch gering. Bei abschaltbaren Lasten verhält es sich genau gegensätzlich. Abschaltbare Lasten haben typischerweise sehr hohe variable Kosten, da eine Lastreduktion einen Produktionsausfall oder Komforteinbußen zur Folge hat (Paulus und Borggrefe 2010, S. 437). Die Fixkosten sind speziell bei Industrieanwendungen jedoch relativ gering.

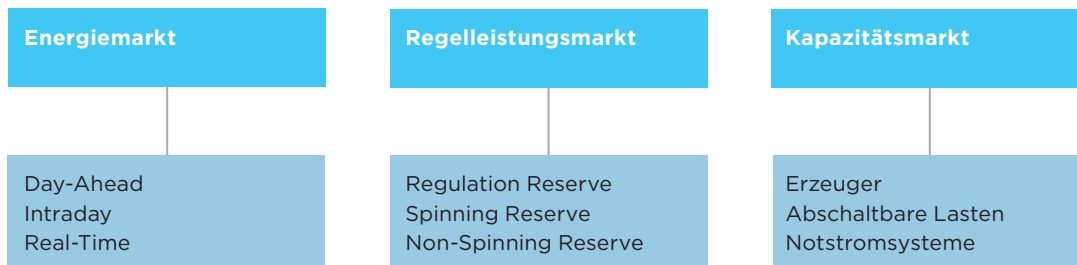
In den USA wird der Begriff Demand Response häufig auch als Überbegriff für alle Aktivitäten auf der Nachfrageseite verwendet und schließt die aktive Steuerung von Notstromaggregaten und teilweise auch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen mit ein. Zudem wird Demand Response häufig als Synonym für abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten (im Gegensatz zu zuschaltbaren Lasten) verwendet. Falls dies der Fall ist, wird im Text darauf hingewiesen beziehungsweise der jeweilige präzisere Begriff verwendet.

### 1.3 Märkte für Demand Response

Demand Response kann an verschiedenen Teilmärkten in den US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten teilnehmen, die von einem sogenannten Independent System Operator, kurz ISO, betrieben werden.<sup>2</sup> Zur Übersicht ist in Tabelle 2 der strukturelle Aufbau dargestellt, so wie er grundsätzlich in PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland), New England oder New York zu finden ist. In den genannten Elektrizitätsmärkten sind im Vergleich zu Deutschland Kapazitätsmärkte integriert, über die gesicherte Leistung gehandelt wird. Diese Kapazitätsmärkte haben für Demand Response die größte wirtschaftliche Bedeutung. In PJM und in New England werden beispielsweise über 90 Prozent der Erlösströme für Demand Response hier generiert (Monitoring Analytics 2013b, S. 165; ISO New England 2013a, S. 37). Die restlichen Prozente entfallen auf die Regelleistungs- und Energiemärkte.

<sup>1</sup>Manche Prozesse haben aus Sicherheitsaspekten oder historisch bedingt Überkapazitäten. Um Lastverschiebungen durchzuführen entstehen somit keine zusätzlichen Investitionskosten.

<sup>2</sup>Neben dem Betrieb des Energie-, Regelleistung- und Kapazitätsmarkts übernimmt der ISO auch den Betrieb des Übertragungsnetzes.



**Tabelle 2: Generischer Aufbau der US-Elektrizitätsmärkte**

Quelle: IASS Potsdam

Der deutsche und US-amerikanische Regelleistungsmarkt sowie die jeweiligen Energiemärkte unterscheiden sich in wesentlichen Punkten. Zum Beispiel kann in den USA am sogenannten Real-Time Markt bis zu fünf Minuten vor der physischen Lieferung Energie gehandelt werden – in Deutschland ist dies nur bis zu 45 Minuten vor der physischen Lieferung

möglich. Zudem werden im Regelleistungsmarkt drei Produkte (Regulation, Spinning und Non-Spinning Reserve) gehandelt, die sich hinsichtlich der technischen Anforderungen und der Einsatzbedingungen von den deutschen Regelleistungsprodukten (Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) unterscheiden. Die weiteren für flexible Lasten relevanten Kriterien werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

## 2. Demand Response in Kapazitätsmärkten

### 2.1 Funktionsweise

Kapazitätsmärkte werden in verschiedenen Elektrizitätsmärkten der USA seit Jahren eingesetzt, um ausreichend Erzeugungskapazitäten für die sichere Deckung der Nachfrage vorzuhalten. Die erforderliche Höhe an gesicherter Leistung wird durch den ISO berechnet und ausgeschrieben. Die entstehenden Kosten werden auf die Letztverbraucher umgelegt („Kapazitätsumlage“). Diese Kapazitätsumlage berechnet sich aus dem Kapazitätspreis (Market Clearing Price) der jeweiligen Netzregion und der sogenannten Peak Load Contribution (PLC), also dem Anteil des Letztverbrauchers an der elektrizitätsmarktweiten Jahreshöchstlast.<sup>3</sup> Letztverbraucher

mit abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten, die nicht auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind, können bei Erfüllung bestimmter Anforderungen<sup>4</sup> am Kapazitätsmarkt teilnehmen und den Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten reduzieren. Ihnen wird als Erlös ein Teil der Kapazitätsumlage zurückerstattet.

Wie Tabelle 3 zeigt, betrug die erforderliche Höhe an gesicherter Leistung im Elektrizitätsmarkt PJM beispielsweise 157.489 MW im Jahr 2012. 5.713 MW an abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten erlaubten eine temporäre Abschaltung durch den ISO. Der Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten wurde somit um 3,6 Prozent reduziert. In Tabelle 3

ist zusätzlich die Leistung durch Notstromaggregate dargestellt, da sie in den genannten Kapazitätsmärkten unter den Begriff Demand Response fallen und an

denselben Programmen wie abschaltbare Lasten teilnehmen können (Monitoring Analytics 2013b, S. 171).

Typ	PJM	New York	New England
Demand Response	7.449	1.741	745
▪ Abschaltbare Lasten	5.713	*	446
▪ Notstromaggregate	1.736	*	299
Jahreshöchstlast	154.344	32.439	26.903
▪ Anteil abschaltbarer Lasten	3,7 %	*	1,7 %
Geforderte gesicherte Leistung	157.489	35.076	31.965
▪ Anteil abschaltbarer Lasten	3,6 %	*	1,4 %

**Tabelle 3: Installierte Leistung, Jahreshöchstlast und Demand Response für das Jahr 2012 (Werte in MW)**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Monitoring Analytics 2013a; McAnany 2012; New York ISO 2013b; Patton et al. 2013; New York ISO 2014a; ISO New England 2013a

\* Für New Yorks Demand-Response-Programm ist die Angabe, ob abschaltbare Lasten oder Notstromaggregate die Leistung erbringen, nicht verpflichtend (New York ISO 2013c, S. 17).

Die abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten fungieren als Notfallreserve innerhalb der Kapazitätsmärkte. Sie müssen im Gegensatz zu Kraftwerken nicht aktiv in den Markt bieten und werden entsprechend nur in Extremsituationen eingesetzt. Fällt beispielsweise ein Kraftwerk aus oder kann die Nachfrage aufgrund einer Hitzewelle und des hohen Klimatisierungsbedarfs nicht gedeckt werden, erhalten die Anbieter von abschaltbaren Lasten eine Anweisung vom ISO, ihre Leistungsaufnahme auf den vertraglich festgelegten Wert zu drosseln.

## 2.2 Einsatz

Die Abrufhäufigkeit und -dauer dieser Notfallreserve in den Märkten PJM, New York und New England sind in Tabelle 4 dargestellt. Dabei handelt es sich um die jährlich kumulierte Abrufdauer derjenigen Netz-

region innerhalb des jeweiligen Marktgebiets, deren Lasten am häufigsten bzw. am längsten abgerufen wurden. Dies bedeutet, dass die Abrufdauer in anderen Netzgebieten unterhalb der in Tabelle 4 gezeigten Werte liegen. Beispielsweise war die Abrufdauer im Kapazitätsjahr 2010/2011 in PJMs Netzgebiet „Baltimore Gas and Electric Company“ mit 20 Stunden am längsten. Die Abrufdauer in allen anderen Netzgebieten war kürzer (z. B. vier Stunden in dem Netzgebiet „Metropolitan Edison Company“) und in manchen Netzgebieten fanden keine Abrufe statt (z. B. im Netzgebiet „PPL Electric Utilities“). Die Daten aus Tabelle 4 zeigen, dass abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten in den vergangenen vier Kapazitätsjahren nicht häufiger als viermal pro Jahr abgerufen wurden. Die maximale Abrufdauer pro Kapazitätsjahr betrug in diesem Zeitraum nicht mehr als 28 Stunden.

<sup>3</sup>Zur Bestimmung der PLC ermittelt der ISO am Ende des Jahres die Stunden mit der elektrizitätsmarktweiten Jahreshöchstlast. Die elektrische Leistungsaufnahme in diesen Stunden (aus den Messdaten des Stromzählers) wird nun zur Berechnung der PLC gemittelt. Im Elektrizitätsmarkt PJM werden fünf Stundenwerte zur Berechnung der PLC herangezogen, in New York und New England jeweils nur einer.

<sup>4</sup>Für das Produkt „Annual Demand Response“ erfordert PJM z. B. eine Mindestleistung von 100kW, eine Aktivierungszeit von maximal zwei Stunden und eine tägliche Verfügbarkeit zwischen 10:00 und 22:00 Uhr (Mai bis Oktober) bzw. 06:00 und 21:00 Uhr (November bis April).

Kapazitätsjahr <sup>5</sup>	Max. Abrufdauer pro Jahr (Stunden)			Max. Abrufhäufigkeit pro Jahr		
	PJM	New York	New England	PJM	New York	New England
2009/2010	1	4	2,5	1	1	1
2010/2011	20	16	0	4	2	0
2011/2012	10	15	7	2	3	2
2012/2013	4	28	3	2	4	1

**Tabelle 4: Maximale Abrufhäufigkeit und Abrufdauer**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Monitoring Analytics 2010, 2011, 2012, 2013a, 2013b; New York ISO 2013a; ISO New England 2009a, 2009b, 2010a, 2010b, 2011a, 2011b, 2012a, 2012b, 2013b, 2013c, 2013d

### 2.3 Erlöse

Abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten erhalten bei erfolgreicher Teilnahme am Kapazitätsmarkt den jeweiligen Leistungspreis (Market Clearing Price) ihres Netzgebietes und können so die zu zahlende Kapazitätsumlage effektiv reduzieren. Anbieter von abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten stehen bei der Auktion im Wettbewerb mit den Erzeugungskapazitäten. Bei der Auktion wird ausschließlich der Leistungspreis, nicht jedoch der Arbeitspreis berücksichtigt. Wie Tabelle 5 zeigt, lagen die Leistungs-

preise in Abhängigkeit vom Kapazitätsmarkt und dem Netzgebiet zwischen 18.730 und 98.640 USD/MW-Jahr. Den Arbeitspreis können die Anbieter von abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten bis zu einem Betrag von 1.500 USD/MWh bzw. 500 USD/MWh frei wählen.<sup>6</sup> Typischerweise liegen die Angebote nur wenige USD unter dem maximalen Arbeitspreis (Monitoring Analytics 2013a, S. 184; New York ISO 2013b, S. 13). Eine Dokumentierung oder Rechtfertigung des Arbeitspreises ist nicht notwendig (Monitoring Analytics 2013a, S. 184).

	PJM	New York	New England
Leistungspreis (USD/MW-Jahr)	Auktion		
▪ Minimum	18.730	22.200	
▪ Maximum	48.399	98.640	
▪ Durchschnitt	30.354		35.400
Arbeitspreis (USD/MWh)	Marktpreis oder Angebotspreis		
▪ Maximaler Angebotspreis	1.500	500	500

**Tabelle 5: Zahlungsströme an abschaltbare Lasten im Kapazitätsjahr 2012/2013**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Monitoring Analytics 2013a; Patton et al. 2013; New York ISO 2013b; ISO New England 2013a, 2007

<sup>5</sup>Ein Kapazitätsjahr in PJM und New England geht vom 1. Juni bis zum 31. Mai des Folgejahres und in New York vom 1. Mai bis zum 30. April des Folgejahres.

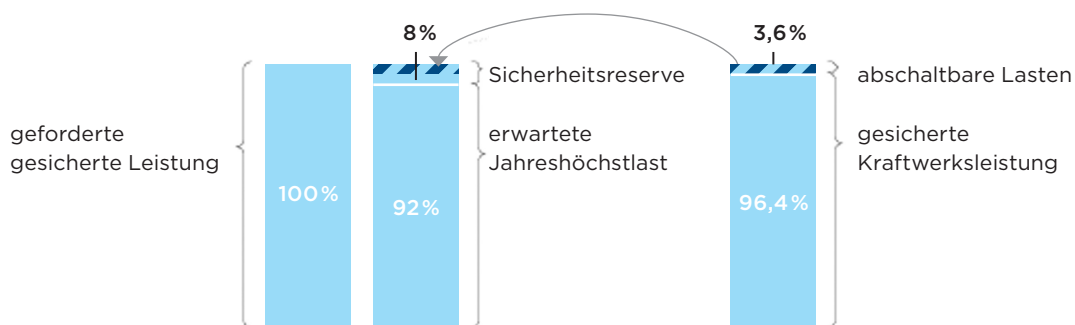
<sup>6</sup>Der Elektrizitätsmarkt PJM plant, den maximalen Angebotspreis bis zum Jahr 2015/2016 auf 2.700 USD/MWh zu erhöhen Monitoring Analytics 2013a, S. 183, sodass ein größerer Anteil von abschaltbaren Lasten wirtschaftlich an den Kapazitätsmärkten teilnehmen kann.



## 2.4 Interpretation

Die geforderten Arbeitspreise, die nur wenige USD unter dem maximalen Arbeitspreis liegen (z. B. 499 USD/MWh statt 500 USD/MWh), sind ein Indiz, dass es sich in den US-amerikanischen Kapazitätsmärkten fast ausschließlich um abschaltbare Lasten handelt, bei denen eine reduzierte Leistungsaufnahme kostspielige Produktionsausfälle beziehungsweise Komforteinbußen zur Folge hat. Detaillierte Daten über die tatsächlichen Kosten von abschaltbaren Lasten sind bis dato nicht bekannt. Erste Schätzungen der variablen Kosten (Opportunitätskosten) in der stromintensiven Industrie gehen weit auseinander. Beispielsweise reicht die Bandbreite der Schätzungen für die Aluminiumherstellung von 164 Euro/MWh bis 1.500 Euro/MWh und für die Stahlherstellung von 392 Euro/MWh bis 2.000 Euro/MWh (Gruber et al. 2014, S. 13; Praktiknjo 2013, S. 60; Paulus und Borggreffe 2010, S. 437). Die grundsätzliche Gemeinsamkeit ist jedoch, dass die variablen Kosten je Megawattstunde auch bei stromintensiven Branchen im drei- bis vierstelligen Bereich liegen. Entsprechend liegt der ökonomische Einsatzzeitpunkt von abschaltbaren Lasten „ganz rechts“ in der Merit-Order. Damit sie dennoch zum Einsatz kommen, sind stochastisch selten auftretende Extremsituationen notwendig, wie z. B. eine unerwartet hohe Jahreshöchstlast (infolge einer Hitzewelle) und/oder die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken oder Netzelementen.

Auch die regulatorischen Rahmenbedingungen haben eine Auswirkung auf die Abrufhäufigkeit von abschaltbaren Lasten und können die geringe Abrufdauer erklären. Typischerweise ist in der geforderten gesicherten Leistung<sup>7</sup> eine Sicherheitsreserve enthalten, die beispielsweise in PJM etwa 8 Prozent beträgt.<sup>8</sup> Wie in Abbildung 1 grafisch dargestellt ist, übersteigt die gesicherte Kraftwerksleistung die erwartete Jahreshöchstlast. Abschaltbare Lasten bilden einen Teil der Sicherheitsreserve und werden dementsprechend für den „Normalbetrieb“ nicht benötigt, da ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. In Abbildung 1 werden zudem zwei Einflussfaktoren auf die Abrufhäufigkeit von abschaltbaren Lasten ersichtlich. Je höher die Sicherheitsreserve vom ISO festgelegt wird, desto unwahrscheinlicher ist es, dass abschaltbare Lasten aufgrund der hohen variablen Kosten zum Einsatz kommen. Die Wahrscheinlichkeit, dass (ein Teil) der abschaltbaren Lasten benötigt wird, würde hingegen steigen, wenn größere Mengen an abschaltbaren Lasten durch den Kapazitätsmarkt kontrahiert werden könnten (z. B. zehn Prozent statt 3,6 Prozent der geforderten gesicherten Leistung).



**Abbildung 1: Zusammensetzung der geforderten gesicherten Leistung am Beispiel PJM**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis der Daten von Monitoring Analytics 2013a; McAnany 2012

<sup>7</sup> Die gesicherte Leistung entspricht der installierten Leistung minus dem Leistungsanteil, der – statistisch gesehen – störungsbedingt nicht verfügbar ist. Die installierte Leistung ist typischerweise acht bis zehn Prozent höher als die gesicherte Leistung (New York ISO 2014a; Monitoring Analytics 2014, S. 180).

<sup>8</sup> PJM bezeichnet die genannte Sicherheitsreserve als „Forecasted Pool Requirement“. Dabei handelt es sich um die Sicherheitsreserve gemessen an der gesicherten Leistung („Unforced Capacity“). Die Sicherheitsreserve gemessen an der installierten Leistung heißt „Installed Reserve Margin“ und beträgt bei PJM ca. 16 Prozent.

Die Erfahrungen in den USA, dass vor allem abschaltbare Lasten an den Kapazitätsmärkten teilnehmen, decken sich mit Ergebnissen verschiedener Studien über das Lastmanagementpotenzial in Deutschland. Ergebnis dieser Studien ist, dass die untersuchten stromintensiven Prozesse kaum oder keine Überkapazitäten haben, um zu einem späteren Zeitpunkt die Produktionsausfälle wieder zu kompensieren. Die jeweilige Einschätzung der Autoren ist in Tabelle 6 dargestellt. Einzig Klobasa sieht in allen Prozessen ein

Lastverschiebungspotenzial. Im Gegensatz zu den anderen Studien enthalten die Studien von Klobasa allerdings keine expliziten Angaben zum möglichen Lasterhöhungspotenzial. Zu beachten ist bei dieser Auswertung allerdings, dass es sich um eine Momentaufnahme handelt. Sinkt z. B. die Nachfrage nach Aluminium oder Chlor konjunkturbedingt, kann sich auch bei diesen Prozessen ein Lastverschiebungspotenzial einstellen.

	von Scheven und Prella	Paulus und Boggrefe	Klobasa
Aluminium	Abwurf (Verschiebung evtl. kurzzeitig möglich)	Abwurf	Verschiebung
Chlor	Abwurf	Abwurf (Verschiebung evtl. kurzzeitig möglich)	Verschiebung
Papier	Abwurf	Verschiebung	Verschiebung
Stahl	Abwurf	Abwurf	Verschiebung
Zement	Verschiebung	Abwurf (Verschiebung evtl. kurzzeitig möglich)	Verschiebung

**Tabelle 6: Lastverschiebungspotenzial von stromintensiven Industrieprozessen**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Apel et al. 2012; von Scheven und Prella 2012; Molly et al. 2010; Paulus und Boggrefe 2009, 2010; Klobasa 2007; Klobasa et al. 2013a

## 2.5 Zwischenfazit

Die Datenauswertung hat gezeigt, dass das Potenzial abschaltbarer bzw. verschiebbarer Lasten deutlich unter zehn Prozent der Jahreshöchstlast liegt, den die FERC im Jahr 2011 in ihrem Bericht „Assessment of Demand Response and Advanced Metering“ proklamiert hat. Dies ist im Wesentlichen durch die unterschiedliche Begriffsdefinition von Demand Response zu erklären, die sich nicht nur auf die Steuerung von flexiblen Lasten bezieht, sondern stets den Einsatz von Notstromaggregaten und vereinzelt auch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen miteinbezieht.<sup>9</sup>

Die genannten Elektrizitätsmärkte haben durch das jeweilige Kapazitätsmarktdesign erreicht, dass abschaltbare Lasten zwischen 1,4 und 3,6 Prozent der geforderten gesicherten Leistung abdecken, indem sie auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung verzichten. Eine Flexibilisierung der Nachfrage, im Sinne einer regelmäßigen Lastverschiebung und Anpassung an die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, wird durch die genannten Kapazitätsmärkte jedoch nicht erreicht. Für verschiebbare Lasten, die per se die Spitzenlastzeiten meiden können, werden durch die Demand-Response-Programme unter Umständen keine zusätzlichen Anreize geschaffen, da sich die Kapazitätsumlage auf Basis der Peak Load Contribution (d. h. dem Verbrauch zu Spitzenlastzeiten) berechnet.

<sup>9</sup> Zudem wurde bei der genannten FERC-Studie die verfügbare Kapazität von Demand Response mit der Jahreshöchstlast und nicht mit der geforderten installierten Leistung verglichen – die Jahreshöchstlast liegt typischerweise mehrere Gigawatt unter der geforderten gesicherten Leistung. Zudem wurden bei Demand Response auch diejenigen abschaltbaren Lasten berücksichtigt, die in den Programmen teilnehmen, bei denen die Abschaltung nicht verpflichtend ist („Economic Demand Response“).

---

Würde in Deutschland ein Kapazitätsmarkt etabliert, könnten die beschriebenen Programme für abschaltbare Lasten dennoch eine Rolle spielen. Zum einen könnte es ökonomisch sinnvoll sein, den notwendigen Kraftwerkspark zu verringern, auch wenn es sich nur um wenige Prozentpunkte handelt. Zum anderen könnte der politische Wunsch bestehen, bestimmte Industriezweige von einer Zahlung der Kapazitätsumlage zu befreien, um ihnen einen international wettbewerbsfähigen Strompreis zu gewährleisten. Wäre dies der Fall könnten abschaltbare Lasten in einer ähnlichen Weise wie in den US-amerikanischen

Kapazitätsmärkten berücksichtigt werden. Wird ein maximaler Arbeitspreis von 500 bis 1500 USD/MWh wie in den US-amerikanischen Elektrizitätsmärkten gewählt, kommen für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt stromintensive Industrieprozesse (siehe Tabelle 6) infrage. Das mögliche Lastreduktionspotenzial wird auf 1.500 bis 3.000 MW geschätzt.<sup>10</sup> Entsprechend ließe sich eine Teilnahme von abschaltbaren Lasten in Kapazitätsmärkten im niedrigen einstelligen Prozentbereich bezogen auf die Jahreshöchstlast/geforderte gesicherte Leistung ähnlich den USA realisieren.

## 3. Demand Response in Regelleistungsmärkten

### 3.1 Funktionsweise

In den Elektrizitätsmärkten der USA gibt es typischerweise drei Arten von Regelleistung, wie Tabelle 7 darstellt. Die Regulation Reserve wird eingesetzt, um Frequenzabweichungen aufgrund von Lastrauschen<sup>11</sup> auszugleichen und übernimmt damit die Aufgabe der deutschen Primär- und Sekundärregelleistung. Spinning Reserve und Non-Spinning Reserve werden als Notfallreserve eingesetzt, um auf ungeplante, plötzlich auftretende Kraftwerksausfälle reagieren zu können. Hierzu müssen teilnehmende Ressourcen innerhalb von zehn Minuten die vertraglich vereinbarte Leistung erbringen. Typischerweise werden beide Produkte von thermischen Kraftwerken bereitgestellt. Für die Spinning Reserve müssen sie sich die Generatoren rotierend („spinning“) am Netz befinden, für die Non-Spinning Reserve ist dies

nicht notwendig. Für hydraulische Einheiten (z. B. Pumpspeicher) oder flexible Lasten, die über keine rotierenden Massen verfügen, gelten jeweils Sonderregeln.

Im Unterschied zu Deutschland werden Leistungsungleichgewichte durch Erzeugungs- und Lastprognosefehler nicht durch den Regelleistungsmarkt, sondern durch den Energiemarkt ausgeglichen. Dazu betreibt der ISO einen sogenannten Real-Time Markt, bei dem Strom bis zu fünf Minuten vor der physischen Lieferung in Form von Fünfminutenprodukten gehandelt werden kann.

<sup>10</sup> Eigene Auswertung auf Basis (Apel et al. 2012; von Scheven und Prella 2012; Molly et al. 2010; Paulus und Borggreffe 2009, 2010; Klobasa 2007; Klobasa et al. 2013a).

<sup>11</sup> Lastrauschen bezeichnet die Abweichungen der sekundlichen Last vom Viertelstundenmittelwert der tatsächlichen Last.

	Energiamarkt		Regelleistungsmarkt		
	Intraday	Real-Time	Regulation	Spinning	Non-Spinning
Erzeugungs- und Lastrauschen		x	x		
Erzeugungs- und Lastprognosefehler	x	x			
Kraftwerksausfall	x	x	x	x	x

**Tabelle 7: Aufgaben der Energie- und Regelleistungsmärkte in den USA**

Quelle: IASS Potsdam

Die Regulation Reserve wird für die positive und negative Leistungsreserve ausgeschrieben. Die Spinning und Non-Spinning Reserve wird aufgrund ihres spezifischen Einsatzzwecks hingegen nur für eine positive Leistungsreserve ausgeschrieben. Entsprechend kommen nur abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten und keine zuschaltbaren Lasten für diese beiden Produkte infrage. Der Einsatz von flexiblen Lasten im Regelleistungsmarkt ist dabei noch relativ

neu<sup>12</sup> im Vergleich zum Einsatz in den Kapazitätsmärkten. Zudem ist der Einsatz von flexiblen Lasten nicht in allen Märkten zugelassen (Tabelle 8). Zu den Elektrizitätsmärkten ohne Einschränkung gehören New York und Texas.<sup>13</sup> Zu den Elektrizitätsmärkten mit teilweiser Einschränkung gehören PJM, New England oder Kalifornien.<sup>14</sup>

	PJM	New England	New York	Texas	Kalifornien
Regulation Reserve	x		x	x	
Spinning Reserve	x		x	x	
Non-Spinning Reserve			x	x	x

**Tabelle 8: Zulassung von flexiblen Lasten in den US-amerikanischen Regelleistungsmärkten**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von PJM 2014; Hurley et al. 2013; New York ISO 2013b; ERCOT 2007; CAISO 2013

<sup>12</sup> In PJM wurden abschaltbare Lasten beispielsweise im Jahr 2006 zugelassen (Monitoring Analytics 2013a, S. 284).

<sup>13</sup> Im Folgenden wird nur der Teil des texanischen Elektrizitätsmarktes analysiert, der von „Electric Reliability Council of Texas“ (ERCOT) betrieben wird.

<sup>14</sup> Der Verband der Übertragungsnetzbetreiber im Westen der USA „Western Electricity Coordinating Council“ (WECC) hat bereits eine Zulassung bei der auf Bundesebene zuständigen Regulierungsbehörde „Federal Energy Regulatory Commission“ (FERC) eingereicht. Eine Genehmigung steht noch aus (CAISO 2013, S. 18).

In den Teilmärkten in denen flexible Lasten zugelassen sind, spielt nur der Markt für Spinning Reserve in PJM und Texas eine nennenswerte Rolle. Wie Tabelle 9 zeigt, werden in Texas beispielsweise 32 bis 46 Prozent der Spinning Reserve<sup>15</sup> durch abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten abgedeckt. In der Regulation Reserve und Non-Spinning Reserve gibt es bis dato jedoch noch keine Teilnahme von abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten (Jones und Huynh 2014). In PJM betrug der Anteil von abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten in der Spinning Reserve<sup>16</sup> im Durchschnitt etwa drei Prozent. Temporär wurden jedoch auch Anteile von über 20 Prozent erreicht (PJM 2012, S. 2). Der große Unterschied zwischen dem Durchschnitts- und Maximalwert ist auf das spezifische Marktdesign in PJM zurückzuführen

ren, bei dem nur die Restmengen<sup>17</sup> über den Markt ausgeschrieben werden. In der Regulation Reserve nahmen abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten das erste Mal im Jahr 2011 teil. Der Anteil ist jedoch nach wie vor sehr gering und beträgt in etwa 0,1 Prozent der ausgeschriebenen Leistung. In New York können flexible Lasten seit 2008 alle drei Arten der Regelleistung erbringen. Aktuell nehmen jedoch noch keine flexiblen Lasten am Regelleistungsmarkt teil. Die ersten Anbieter haben den Präqualifizierungsprozess im Jahr 2013 gestartet (New York ISO 2014b, S. 5). In Kalifornien nimmt ein Wasserversorgungsunternehmen an der Non-Spinning Reserve teil. Die durchschnittlich angebotene Leistung betrug 107 MW im Jahr 2011 (CAISO 2012, S. 6).

	Texas	PJM
Vorzuhaltende Leistung (MW)	2.800	2.675
Durchschnittlicher Leistung abschaltbarer Lasten (MW)	900-1.300	74
Durchschnittlicher Anteil abschaltbarer Lasten	32-46 %	3 %
Zugelassener Anteil abschaltbarer Lasten	50 %	33 %

**Tabelle 9: Anteil abschaltbarer Lasten in der Spinning Reserve für das Jahr 2012**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Potomac Economics 2013; Wattles 2012; Monitoring Analytics 2013a; PJM 2014

<sup>15</sup> Texas benutzt anstelle des Begriffs „Spinning Reserve“ den Begriff „Responsive Reserve“.

<sup>16</sup> PJM benutzt anstelle des Begriffs „Spinning Reserve“ den Begriff „Synchronized Reserve“.

<sup>17</sup> PJM betrachtet alle Kraftwerke, die nicht auf Nennlast laufen als potentielle Erbringer von Spinning Reserve („Tier 1“). Nur die Restmenge („Tier 2“) wird über den Markt ausgeschrieben. Im Jahr 2013 betrug diese Restmengen im Durchschnitt 252 MW für die Regelzone RTO und 154 MW für die Regelzone Mid-Atlantic.

### 3.2 Einsatz

Da die Non-Spinning und Spinning Reserve die Rolle einer Notfallreserve einnehmen und nicht für den Ausgleich von Prognosefehlern verwendet werden, ist der Einsatz im Vergleich zur deutschen Sekundärregelleistung oder Minutenreserve relativ selten.

Tabelle 10 zeigt die Abrufhäufigkeit und die Abrufdauer der Spinning Reserve im Elektrizitätsmarkt PJM für den Zeitraum 2010 bis 2013. In diesem Zeitraum wurde die Spinning Reserve zwischen 18- und 33-mal im Jahr benötigt. Die Abrufdauer lag im Durchschnitt zwischen zehn und 16 Minuten und kumulierte sich auf vier bis sieben Stunden pro Jahr.

	2010	2011	2012	2013
Abrufe	33	35	23	18
Abrufdauer (Stunden)	7	6	4	5

**Tabelle 10: Jährliche Abrufhäufigkeit und kumulierte Abrufdauer der Spinning Reserve in PJM von 2010 bis 2013**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von Monitoring Analytics 2014

Die Abrufhäufigkeit der Spinning Reserve in Texas ist etwas höher als in PJM. Die jährliche Abrufdauer ist jedoch in der gleichen Größenordnung, wie Tabelle 11 zeigt. Texas hat die Besonderheit, dass sich die Abrufsignale für Kraftwerke und abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten unterscheiden. Abschaltbare bzw. verschiebbare Lasten müssen zum einen erst bei ei-

ner Unterfrequenz von 59,7 Hertz (Sollfrequenz 60,0 Hertz) die elektrische Leistungsaufnahme drosseln und können zum anderen nur manuell bei kritischen Netzzuständen durch den ISO geschaltet werden. Die Abrufhäufigkeit von abschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten ist dadurch im Normalfall deutlich geringer als bei Kraftwerken der Spinning Reserve.

Kraftwerke	2010	2011	2012	2013
Abrufe	201	47	86	87
Abrufdauer (Stunden)	14	7	5	6

**Tabelle 11: Jährliche Abrufhäufigkeit und kumulierte Abrufdauer der Spinning Reserve in Texas von 2010 bis 2013 für Kraftwerke und abschaltbare Lasten**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis von ERCOT 2014

Abschaltbare Lasten	2010	2011	2012	2013
Abrufe	5	7	3	3
Abrufdauer (Stunden)	3	15	1	1

### 3.3 Interpretation

Im Vergleich zur Spinning Reserve bzw. der Non-Spinning Reserve in den USA haben die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve ein breiteres Einsatzspektrum. Wie Tabelle 12 darstellt, werden die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve auch eingesetzt, um Frequenzabweichungen auf-

grund von Lastrauschen beziehungsweise Prognosefehlern zu beheben. Diese beiden Aufgaben werden in den amerikanischen Elektrizitätsmärkten durch den Real-Time Market und die Regulation Reserve wahrgenommen – der Anteil flexible Lasten ist in diesen Marktsegmenten jedoch irrelevant klein oder gar nicht existent.

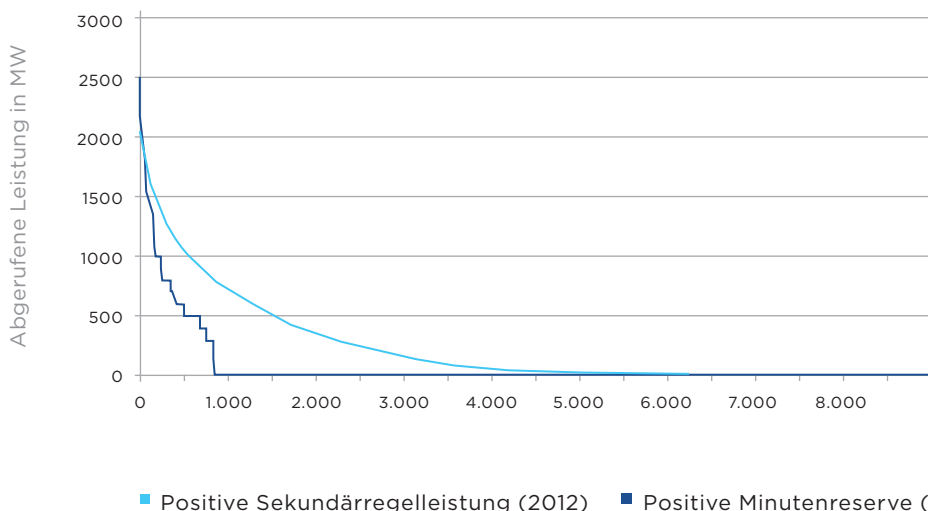
	Kraftwerksausfall	Prognosefehler	Lastrauschen
Spinning	x		
Non-Spinning	x		
Sekundärregelleistung	x	(x)	x
Minutenreserve	x	x	

**Tabelle 12: Aufgaben der deutschen und amerikanischen Regelleistungsprodukte**

Quelle: IASS Potsdam

Durch das erweiterte Einsatzspektrum der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve unterscheiden sich die Einsatzhäufigkeit und -dauer und damit auch die Anforderungen an flexible Lasten. Abbildung 2 stellt die Einsatzhäufigkeit der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve am Beispiel des Jahres 2012 als Jahresdauerkennlinie dar. Die Dauer-

leistung deutlich häufiger als die Minutenreserve im Einsatz ist. Zum anderen zeigt die Abbildung, dass die ausgeschriebene Leistung in relativ wenigen Stunden im Jahr (nahezu) vollständig genutzt wird. Beispielsweise wurde die Minutenreserve in 784 Stunden eingesetzt; mehr als 80 Prozent der ausgeschriebenen Leistung allerdings nur in 69 Stunden.



**Abbildung 2: Jahresdauerkennlinie der abgerufenen Leistung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve**

Quelle: IASS Potsdam auf Basis der Daten von 50Hertz et al. 2014

Im Vergleich zur Spinning-Reserve in Texas und PJM zeigt sich, dass die Sekundärregelleistung und Minutenreserve deutlich häufiger eingesetzt werden. Der auf den ersten Blick hohe Anteil von abschaltbaren Lasten in der texanischen Spinning-Reserve lässt sich im Wesentlichen durch die geringe Einsatzhäufigkeit und Abrufdauer erklären, durch den praktisch keine Produktionsausfälle entstehen. Diese Bedingungen scheinen ideal für die chemische Industrie (Chlor-elektrolyse) zu sein, die über 40 Prozent der bereitgestellten Leistung ausmachen (Krein 2012, S. 5).

### 3.4 Zwischenfazit

Die Auswertung zeigt, dass in den US-amerikanischen Regelleistungsmärkten abschaltbare Lasten mit Ausnahme von Texas nicht erlaubt sind oder die Teilnahme unbedeutend gering ist. Die auf den ersten Blick hohe Teilnahme in Texas ist allerdings darauf zurückzuführen, dass abschaltbare Lasten nur sehr selten und nur extrem kurz abgerufen werden. Die deutsche Sekundärregelleistung und Minutenreserve werden hingegen viel häufiger abgerufen, da diese nicht nur als Notfallreserve sondern auch im alltäglichen Betrieb eingesetzt wird, um Frequenzabweichungen aufgrund von Lastsprüngen beziehungsweise Prognosefehlern zu beheben. Durch die großen Unterschiede hinsichtlich des Einsatzes und der Abrufdauer lassen sich keine Empfehlungen für die Ausgestaltung der deutschen Regelleistungsmärkte ableiten.

## 4. Fazit

In den US-amerikanischen Kapazitätsmärkten können abschaltbare Lasten an den Auktionen teilnehmen, wenn sie nicht auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung angewiesen sind. Die temporäre Abschaltung der Lasten ist allerdings nur als absolute Notfallmaßnahme vorgesehen und folglich hat die Abschaltdauer in bislang keinem Marktgebiet 30 Stunden pro Jahr überschritten. Die Stromlieferung ist also auch für die am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Lasten in mindestens 99,6 Prozent der Zeit garantiert.

Im Gegenzug erhalten abschaltbare Lasten den jeweiligen Leistungspreis (Market Clearing Price) ihres Netzgebietes, die im Kapazitätsjahr 2012/2013 in Abhängigkeit vom Marktgebiet von 18.730 bis 98.640 USD/MW pro Jahr reichten. Dies entspricht einer Erstattung der bereits gezahlten Kapazitätsumlage. Durch diese Rahmenbedingungen wurde erreicht, dass abschaltbare Lasten mit einer Leistung von 1,4 bis 3,6 Prozent (gemessen an der geforderten gesicherten Leistung) auf eine unterbrechungsfreie Stromversorgung verzichten und am Kapazitätsmarkt teilnehmen.

Trotz des relativ geringen Umfangs und des sehr seltenen Einsatzes könnten die Kapazitätsprogramme für abschaltbare Lasten aus industriepolitischen Gründen auch für Deutschland infrage kommen, um die finanzielle Belastung durch die Kapazitätsumlage für die deutsche stromintensive Industrie zu reduzieren. Vorteilhaft wäre dieses Vorgehen gegenüber einer pauschalen Befreiung ohne Gegenleistung (wie bei den Netzentgelten oder der EEG-Umlage), da bei richtiger Implementierung im kleinen Umfang Kraftwerkskapazitäten eingespart werden könnten.

In den amerikanischen Regelleistungsmärkten sind abschaltbare Lasten mit Ausnahme von Texas nicht erlaubt oder die Teilnahme ist unbedeutend gering. Texas hat auf den ersten Blick einen hohen Anteil abschaltbarer Lasten 32 bis 46 Prozent in der sogenannten „Spinning Reserve“. Ein Blick auf die Einsatzzeiten zeigt jedoch, dass die Einsatzdauer noch geringer ist als in den Kapazitätsmärkten und in den vergangenen Jahren maximal 15 Stunden pro Jahr betrug. Durch die völlig unterschiedlichen Aufgaben der US-amerikanischen Regelleistungsmärkte ist die texanische Spinning Reserve nicht als Vorbild für Deutschland zu sehen.



---

Die Analyse zeigt zudem, dass die Erwartungshaltung an flexible Lasten in den USA im Vergleich zu Deutschland sehr unterschiedlich ist. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für flexible Lasten in den USA zielen darauf ab, dass abschaltbare Lasten in Notfallsituationen die Leistungsaufnahme unterbrechen. Dies ist im Rahmen der Energiewende allerdings nur ein möglicher Einsatzzweck für flexible Lasten. Bei steigendem Anteil von Photovoltaik und Windenergie wird es zunehmend wichtiger den Stromverbrauch regelmäßig (!) zeitlich zu verschieben und an das Angebot der erneuerbaren Energien anzupassen. Zudem wird es in Zukunft zunehmend wichtiger die Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerkparks (Must-Run-Kapazität) zu senken, z. B. indem flexible Lasten einen größeren Teil der Regelleistung übernehmen.

Grundsätzlich sollte in Deutschland das Ziel verfolgt werden, im aktuellen Marktrahmen die Hemmnisse für Lastmanagement abzubauen. Beispielsweise sind die regulatorischen Hemmnisse im Regelleistungsmarkt weitgehend bekannt und betreffen unter anderem die Präqualifikationskriterien, die Ausschreibungsbedingungen, die Netzentgeltstruktur oder die Rolle von unabhängigen Aggregatoren. Die Implementierung zusätzlicher Förderinstrumente wie die Verordnung für abschaltbare Lasten, deren Systemnutzen marginal ist, sind hingegen nicht notwendig und für den Wettbewerb um die effizienteste Flexibilitätsoption eher kontraproduktiv. ■

# Literaturverzeichnis

**50Hertz; Amprion; TransnetBW; TenneT (2014):** Daten zur Regelleistung. Online verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert>.

**Apel, Rolf; Aundrup, Thomas; Buchholz, Bernd Michael; Domels, Hans Peter; Funke, Stephan; Gesing, Thomas et al. (2012):** Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Hg. v. Energietechnische Gesellschaft im VDE.

**BMU (2012):** Bericht der AG 3 Interaktion.

**CAISO (2012):** Annual report 2011 on Demand Response, 5<sup>th</sup> report. FERC Filings.

**CAISO (2013):** Demand Response and Energy Efficiency Roadmap. Making the most of Green Grid Resources.

**ERCOT (2007):** Load Participation in the ERCOT Nodal Market.

**ERCOT (2014):** ERCOT Operations Report (January 2009–December 2013).

**FERC (2011):** Assessment of Demand Response & Advanced Metering.

**Gruber, Anna; Biedermann, Franziska; von Roon, Serafin (2014):** The Merit Order of Demand Response in Industry.

**Hurley, Doug; Peterson, Paul; Whited, Melissa (2013):** Demand Response as a Power System Resource. Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States. Hg. v. RAP.

**ISO New England (2007):** ISO New England Load Response Program. Manual.

**ISO New England (2009a):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. June 2009.

**ISO New England (2009b):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. December 2009.

**ISO New England (2010a):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. June 2010.

**ISO New England (2010b):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. December 2010.

**ISO New England (2011a):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. June 2011.

**ISO New England (2011b):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. December 2011.

**ISO New England (2012a):** Semi-Annual Status Report on Load Response Programs. June 2012.

**ISO New England (2012b):** 2012 Third Quarter. Quarterly Markets Report.

**ISO New England (2013a):** 2012 Annual Markets Report.

**ISO New England (2013b):** 2012 Fourth Quarter. Quarterly Markets Report.

**ISO New England (2013c):** 2013 First Quarter. Quarterly Markets Report.

**ISO New England (2013d):** 2013 Second Quarter. Quarterly Markets Report.

**Jones, Daniel; Huynh, Thuy (2014):** Demand Response in ERCOT. Berlin, 05.03.2014. Email an Benjamin Bayer.

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

**Klobasa, Marian; Buber, Tim; Gruber, Anna; von Roon, Serafin (2013a):** Lastmanagement für Systemdienstleistungen und Reduktion der Spitzenlast. In: Claudia Kemfert, Wolf-Peter Schill und Thure Traber (Hg.): Energiewende in Deutschland – Chancen und Herausforderungen (Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung).

---

**Klobasa, Marian; von Roon, Serafin; Angerer, Gerhard; Lüllmann, Arne; Schleich, Joachim; Buber, Tim et al. (2013b):** Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht. Hg. v. Agora Energiewende.

**Krein, Steve (2012):** Demand Response to ERCOT Grid Emergencies, 29.03.2012.

**McAnany, James (2012):** Load Response Activity Report December 2012, 18.12.2012.

**Molly, Jens Peter; Neddermann, Bernd; Schorer, Till; Callies, Doron; Knorr, Kaspar; Rohrig, Kurt et al. (2010):** dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur.

**Monitoring Analytics (2010):** 2009 State of the Market Report for PJM.

**Monitoring Analytics (2011):** 2010 State of the Market Report for PJM.

**Monitoring Analytics (2012):** 2011 State of the Market Report for PJM.

**Monitoring Analytics (2013a):** 2012 State of the Market Report for PJM.

**Monitoring Analytics (2013b):** 2013 Q3 State of the Market Report for PJM.

**Monitoring Analytics (2014):** 2013 State of the Market Report for PJM.

**New York ISO (2013a):** Events and Tests History Through 10–17–2013.

**New York ISO (2013b):** 2012 NYISO Annual Informational Report on the NYISO's Demand Side Management Programs. FERC Filings Docket No. ER01–3001–000.

**New York ISO (2013c):** 2013 Semi-Annual Reports on Demand Response Programs. FERC Filings Docket No. ER01–3001–000.

**New York ISO (2014a):** Installed Capacity. View ICAP and UCAP Calculations. Online verfügbar unter [http://icap.nyiso.com/ucap/public/ldf\\_view\\_icap\\_calc\\_selection.do](http://icap.nyiso.com/ucap/public/ldf_view_icap_calc_selection.do), zuletzt geprüft am 25.03.2014.

**New York ISO (2014b):** 2013 NYISO Annual Informational Report on the NYISO's Demand Side Management Programs. FERC Filings Docket No. ER01–3001–000.

**Patton, David; LeeVanSchaick, Pallas; Chen, Jie (2013):** 2012 State of the Market Report for the New York ISO Markets. Hg. v. Potomac Economics.

**Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder (2009):** Economic potential of demand side management in an industrialized country – the case of Germany.

**Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder (2010):** The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. In: Applied Energy.

**PJM (2012):** Demand Side Response in the Synchronous Reserve Market, 25.10.2012.

**PJM (2014):** PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations.

**Potomac Economics (2013):** 2012 State of the market report for the ERCOT wholesale electricity market.

**Praktiknjo, Aaron (2013):** Sicherheit der Elektrizitätsversorgung; Springer.

**SRU (2013):** Den Strommarkt der Zukunft gestalten.

**U.S. Department of Energy (2006):** Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the energy policy act of 2005.

**von Scheven, Alexander; Prella, Martin (2012):** Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. In: VDE (Hg.): VDE Kongress 2012 Smart Grid. Stuttgart.



## IASS Working Paper Juni 2014

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt Autor:

Benjamin Bayer: [Benjamin.Bayer@iass-potsdam.de](mailto:Benjamin.Bayer@iass-potsdam.de)

Adresse:

Berliner Strasse 130  
14467 Potsdam  
Deutschland  
Telefon 0049 331-28822-389  
[www.iass-potsdam.de](http://www.iass-potsdam.de)

E-Mail:

[media@iass-potsdam.de](mailto:media@iass-potsdam.de)

Vorstand:

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Klaus Töpfer  
Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Carlo Rubbia  
Prof. Dr. Mark Lawrence

Generalsekretär:

Dr. Dr. Mario Tobias

DOI: 10.2312/iass.2014.010

