

Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; von Roon, Serafin

Article

Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast

Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; von Roon, Serafin (2013) : Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, ISSN 1861-1559, Duncker & Humblot, Berlin, Vol. 82, Iss. 3, pp. 89-106, <https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.89>

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/106460>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast

TIM BUBER, ANNA GRUBER, MARIAN KLOBASA UND SERAFIN VON ROON

Tim Buber, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FFE), E-Mail: TBuber@ffe.de

Anna Gruber, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FFE), E-Mail: AGruber@ffe.de

Marian Klobasa, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe, E-Mail: Marian.Klobasa@isi.fraunhofer.de

Serafin von Roon, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FFE), E-Mail: SRoon@ffe.de

Zusammenfassung: Neben Netz- und Speicherausbau kann auch das Lastmanagement zur Systemstützung beitragen, wenn es in die bestehenden Systemdienstleistungen integriert oder zur Reduktion der Spitzenlast genutzt wird. In diesem Beitrag wird eine detaillierte Einschätzung der tatsächlich ausschöpfbaren beziehungsweise ökonomischen Lastmanagementpotenziale vorgenommen. Dabei werden energieintensive Industrien, industrielle Querschnittstechnologien sowie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen betrachtet. Die Erhebung der verfügbaren Potenziale basiert auf einer Auswertung bestehender Studien und Statistiken, Analyse von detaillierten Datenerhebungen aus Betriebsbegehungen, einer Online-Befragung sowie auf Vor-Ort-Interviews mit Betrieben, Energieversorgern und Dienstleistern. Der Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchung ist auf Süddeutschland gelegt, da es hier zuerst zu einem Versorgungsengpass kommen könnte, worauf die notwendige Vorhaltung einer Kaltreserve für den süddeutschen Raum bereits hindeutet. Die gewonnenen Erkenntnisse werden auf ganz Deutschland hochgerechnet, da die gleichen ökonomischen Rahmenbedingungen in Bezug auf potenzielle Erlöse und Zugangsbedingungen für die Leistungs- und Energiemärkte gelten. Es zeigt sich, dass in Süddeutschland etwa ein Gigawatt durch Lastmanagement in der Industrie über eine Stunde bereitgestellt werden kann. Wenn diese Leistung nur wenige Stunden im Jahr gebraucht wird, kann dies eine günstige Alternative, beispielsweise zu konventionellen Spitzenlastkraftwerken, sein.

Summary: Germany's nuclear phase-out and the strong increase of fluctuating generation from renewable sources put its power system reliability under stress. Besides grid expansion and additional generation capacities load management seems to be an appropriate measure for reducing the risk of power shortfalls. Load management adjusts electricity consumption to generation and thus has an effect on the electricity grid comparable to conventional energy storages. This study focusses on southern Germany and investigates whether and to what extent load management in industrial and commercial processes can have a positive impact on security of supply. For collecting the necessary data from industrial and commercial businesses an online survey (>300 responses) and ten interviews have been carried out. As a result the load management potential for cross-sectoral technologies and energy-intensive processes is estimated to exceed one gigawatt in southern Germany. Moreover, it has been found that load management could be a cost-effective alternative to conventional peak-load power plants.

→ JEL Classification: Q41

→ Keywords: Load shifting, ancillary services, system stability

I Motivation und Zielsetzung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind steigert den Bedarf an Systemdienstleistungen zur Sicherung von Versorgungszuverlässigkeit und -qualität. Außerdem sinkt der Anteil der konventionellen Kraftwerke, mit denen diese Systemdienstleistungen bislang weitgehend erbracht werden. Die schwerpunktmäßig im Norden¹ Deutschlands angesiedelte Windkrafterzeugung verbunden mit dem vorrangig den Süden² betreffenden Kernenergieausstieg bringt zudem eine Verschiebung des Erzeugungsschwerpunktes nach Norden und eine größere Entfernung zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süddeutschland mit sich. Durch den derzeit verzögerten Netzausbau erhöht sich bereits die Anzahl der Eingriffe durch den Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen, beispielsweise in Form von Einspeisemanagement (Abregelung von EEG-Anlagen) oder Redispatch (Hoch- und Herunterfahren von Kraftwerken) (BNetzA 2012). Aufgrund der veränderten Randbedingungen hat die Bundesnetzagentur zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs den Übertragungsnetzbetreibern die Beschaffung einer Kaltreserve in Form von Reservekraftwerken³ von 2,5 Gigawatt (GW) für den Winter 2013/2014 empfohlen.

Lastmanagement durch Zu- und Abschalten von elektrischen Verbrauchern mit und ohne Nachholbedarf kann zur Systemstützung beitragen, wenn es in die bestehenden Systemdienstleistungen integriert oder zur Reduktion der Spitzenlast genutzt wird. So ist von einigen Verbrauchern sowohl eine Bereitstellung von Regelleistung als auch eine Leistungsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen vorstellbar. Zudem könnte durch Lastmanagement für Zeiträume im Stundenbereich der Bedarf an Spitzenlastkraftwerken reduziert werden.

Die verfügbaren Lastmanagementpotenziale in der Industrie, aber auch im Haushaltssektor sowie im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) sind bereits in verschiedenen Studien untersucht worden (Dena 2010, Klobasa 2007, von Scheven 2012). Hier zeigt sich, dass in allen Sektoren beachtliche technische Potenziale in der Größenordnung von mehreren Großkraftwerken vorliegen.

Vor diesem Hintergrund wurden die regionalen Lastmanagementmöglichkeiten in Süddeutschland detailliert untersucht.⁴ Neben den technischen Potenzialen sind dabei die tatsächlich ausschöpfbaren beziehungsweise ökonomischen Potenziale von besonderem Interesse. Der Schwerpunkt der Untersuchung ist auf Süddeutschland gelegt, da es hier zuerst zu einem Versorgungsengpass kommen könnte, worauf die notwendige Vorhaltung einer Kaltreserve für den süddeutschen Raum bereits hindeutet. Die gewonnenen Erkenntnisse sind jedoch grundsätz-

1 In den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern waren Ende 2012 40,8 Prozent der deutschen Windkraftleistung installiert (Ender 2013). Eine weitere Zunahme der Windkrafterzeugung im Norden ist unter anderem durch den Offshore-Ausbau zu erwarten.

2 Von den 17 vor Fukushima betriebenen nuklearen Kraftwerksblöcken befinden sich neun in Bayern und Baden-Württemberg (BfS 2012 und 2013).

3 Die genaue Definition für Reservekraftwerke ist in der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27.06.2013 geregelt.

4 Dieser Artikel beruht auf einem von Agora Energiewende beauftragten und vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (fE) in Kooperation mit den Umweltministerien von Bayern und Baden-Württemberg durchgeführten Projekt „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland“ (Agora Energiewende 2013). Die Studie steht unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienzund-lastmanagement/> zum Download zur Verfügung.

lich auf ganz Deutschland übertragbar, da die gleichen ökonomischen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Stromkosten, die potenziellen Erlöse und die Zugangsbedingungen zu den Leistungs- und Energiemärkten gelten. Deshalb wird nach einer detaillierten Erfassung der möglichen Anwendungen im süddeutschen Raum eine Hochrechnung der jeweiligen Potenziale auf Gesamtdeutschland vorgenommen. Danach wird die Frage diskutiert, ob die bestehenden wirtschaftlichen Anreize und Anforderungen geeignet sind, um für die Versorgungssicherheit im sich wandelnden Stromversorgungssystem einen relevanten Beitrag durch das Lastmanagement der Stromverbraucher zu erzielen. Dadurch kann der mögliche Beitrag eines Lastmanagements zur Deckung des Spitzenlastbedarfes sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit insgesamt realistisch eingeschätzt werden.

2 Vorgehensweise

Der Fokus der Untersuchung liegt auf solchen Potenzialen, die auf Grund ihrer Größe sowie ihrer potenziell schnellen Umsetzbarkeit am relevantesten sind. Hierzu zählen industrielle Anwendungen und elektrische Heizsysteme.

Die Erhebung der verfügbaren Potenziale basiert auf einer Auswertung bestehender Studien und Statistiken (Rohde 2011, BMWi 2012, Kreuder 2013). Darüber hinaus werden Angaben zum Stromverbrauch, Leistungsbedarf, Betriebsweise und zu den technischen Anlagen von insgesamt 40 Initialberatungen in Unternehmen⁵ aus den verschiedensten Branchen ausgewertet, die aus den Lernenden Energieeffizienz-Netzwerken⁶ der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft verfügbar waren.

Zur Validierung der abgeschätzten Potenziale sowie zur Bestimmung der notwendigen Anreize und auch bestehender Hemmnisse der Nutzung von Lastmanagement hat ein intensiver Austausch mit Vertretern aller relevanten Akteursgruppen stattgefunden. Dazu wurden eine Online-Befragung von circa 300 Industrieunternehmen⁷ sowie Interviews mit zehn größeren Unternehmen in Süddeutschland durchgeführt. Diese wurden unterstützt durch die Industrie- und Handelskammern sowie Wirtschaftsverbände in Baden-Württemberg und Bayern. Darüber hinaus wurden Gespräche mit verschiedenen Energieversorgern und Dienstleistern geführt, um praxisrelevante Erkenntnisse bei der Umsetzung von Lastmanagement zu gewinnen.

⁵ Eine Auflistung der Unternehmen findet sich unter <http://ffegmbh.de/kompetenzen/energieeffizienz-betriebe/239-energieeffizienz-netzwerke>.

⁶ Im Rahmen eines Lernenden Energieeffizienz-Netzwerks wird bei jedem teilnehmenden Unternehmen eine detaillierte Bestandsaufnahme aller Querschnittstechnologien in Form eines Excel-Fragebogens und einer Vor-Ort-Begehung durchgeführt.

⁷ Die exakte Anzahl der angesprochenen Unternehmen ist nicht bekannt, da der Aufruf zur Teilnahme an der Befragung durch Industrie- und Handelskammern und Verbände erfolgte. Die Teilnahme war freiwillig und ein Teil der 300 teilnehmenden Unternehmen hat den Fragebogen nicht vollständig ausgefüllt.

3 Verfügbare Lastmanagementpotenziale

Auf Grundlage der Unternehmensbefragung hat sich gezeigt, dass die typischerweise für das Lastmanagement zur Verfügung stehenden Lasten im Leistungsbereich von einigen hundert kW bis zu einigen MW liegen. Die notwendigen Vorankündigungszeiten des Einsatzes von Lastmanagement betragen dabei mindestens 15 Minuten, wobei circa 40 Prozent der befragten Unternehmen Vorankündigungszeiten von mindestens acht Stunden genannt haben. Die angegebenen Aktivierungsdauern sind bei 81 Prozent der befragten Unternehmen kleiner als zwei Stunden. Nur 19 Prozent der Befragten haben Aktivierungsdauern von vier und mehr Stunden als möglich genannt. Die Unternehmen mit langen Aktivierungsdauern haben sehr häufig Produktionsanlagen und Prozesswärme als größte Potenziale genannt. Als weitere Anwendungen mit langen Aktivierungsdauern sind Belüftungs- und Klimatisierungsanwendungen genannt worden. Bei circa 45 Prozent der antwortenden Unternehmen sind die Potenziale kontinuierlich von 0–24 Uhr verfügbar. Bei acht Prozent der antwortenden Unternehmen waren Potenziale nur in der Zeit von 18–8 Uhr verfügbar, dafür konnte in diesem Zeitraum häufig länger als zwei Stunden aktiviert werden. Die Anzahl der Aktivierungen, die von über 70 Prozent der Unternehmen als realisierbar eingeschätzt wurde, lag bei maximal 50 pro Jahr. Ein Anteil von circa zehn Prozent der Unternehmen hält auch mehr als 100 Aktivierungen pro Jahr für möglich.

3.1 Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie

Große Lastmanagementpotenziale bestehen in der energieintensiven Industrie. Hierbei wurden vorrangig Lastverlagerungspotenziale betrachtet, da die Untersuchung unter der Nebenbedingung durchgeführt wurde, dass es bei den Unternehmen zu keinen Einbußen der Wertschöpfung durch die Aktivierung des Lastmanagements kommt. Für Süddeutschland wurde eine detaillierte Betrachtung der geeigneten Standorte, die über energieintensive Prozesse verfügen, vorgenommen. Die relevanten Anwendungen umfassen dabei die Chlorelektrolyse, die Elektrostahlerzeugung, die Papier- und die Zementindustrie. Die verfügbaren technischen Potenziale

Tabelle 1

Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie

Anwendung	Bayern und Baden-Württemberg					Gesamtdeutschland
	Maximaler Leistungsbedarf in MW	Flexibler Anteil in Prozent	Lastmanagementpotenzial in MW	Verlagerungsdauer in Stunden	Häufigkeit pro Jahr	Lastmanagementpotenzial in MW
Zement (Roh- und Zementmühlen)	130	40	50	Bis zu 4, zum Teil länger	20- bis 50mal	150
Papier (Holzschleifer)	Mind. 90	100	90	2, zum Teil länger	20- bis 50mal	300
Stahl (Elektrostahlofen)	200	75	150	2	20- bis 50mal	680
Chlor (Elektrolyse)	250	65	160	2	20- bis 50mal	575
Summe beziehungsweise Durchschnitt	Mind. 670		450	2	20- bis 50mal	1 705

Quelle: Abschätzung Fraunhofer ISI.

wurden anhand von Produktions- und Stromverbrauchsdaten sowie weiterer technischer Kennzahlen wie der Teillastfähigkeit abgeleitet. Auf Unternehmensebene werden auch Geschäfts- und Umweltberichte genutzt, um Kennzahlen der standortscharfen Lastsituation abzuleiten. Darüber hinaus wurden Gespräche mit Unternehmen geführt, um die ermittelten Potenziale zu validieren und eine Einschätzung für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu bekommen. Einen Überblick über die Ergebnisse gibt Tabelle 1.

3.1.1 Zementindustrie

Für die Zementindustrie sind insbesondere die Zementmühlen sowie für eine kürzere Zeitdauer auch die Rohmühlen für ein Lastmanagement geeignet. Abschätzungen für Süddeutschland zeigen, dass an den bestehenden 14 Produktionsstandorten ein Lastmanagementpotenzial von insgesamt etwa 50 MW besteht, das heute in der Regel bereits für ein betriebliches Lastmanagement genutzt wird und somit bereits größtenteils zur Reduktion der Spitzenlast beiträgt. Damit können circa 20 Prozent des aktuellen jahresdurchschnittlichen Leistungsbedarfs der Zementwerke beziehungsweise 40 Prozent ihres Spitzenleistungsbedarfs flexibel eingesetzt werden. Dieses Potenzial könnte jedoch auch für die Erbringung von Netzdienstleistungen (Regelenergie, Redispatch) eingesetzt werden.

Die Zementwerke in Süddeutschland haben 2011 circa 11 000 kt Zement hergestellt, was in etwa ein Drittel der deutschlandweiten Zementproduktion ausgemacht hat (GCD 2012). Auf dieser Basis lässt sich das Lastmanagementpotenzial auf gesamtdeutscher Ebene durch Zementmühlen auf circa 150 MW abschätzen. Geht man davon aus, dass der Einsatz der Zementmühlen vollständig auf den Preisverlauf an den Strombörsen ausgerichtet werden kann, wären noch deutlich höhere Leistungen verfügbar. So könnte gegebenenfalls deutlich mehr als 20 Prozent des mittleren Leistungsbedarfs eines Zementwerkes für ein Lastmanagement genutzt werden. Der Leistungsbedarf der Zement- und Rohmühlen liegt bundesweit bei circa 400 MW (GCD 2012). Die Verlagerungsdauern liegen bei bis zu vier Stunden, eine Aktivierung von bis zu 50mal wird als realisierbar angenommen.

3.1.2 Papierindustrie

Die Anwendung mit der größten Bedeutung für ein Lastmanagement in der Papierindustrie sind die Holzschleifer bei der Holzstoffherstellung. Diese können bis zu 20 Prozent des Leistungsbedarfs des gesamten Prozesses an einem Standort ausmachen. Diese Anwendungen werden bereits heute, ähnlich wie bei den Zementmühlen, für eine optimierte Strombeschaffung genutzt. Die Unternehmen aus der Papierbranche haben ihr Potenzial für ein Lastmanagement auf circa vier bis sechs Prozent ihrer mittleren Last geschätzt. Für zwölf Standorte in Bayern und Baden-Württemberg wurde der Leistungsbedarf der Holzschleifer auf insgesamt circa 90 MW geschätzt, der für ein Lastmanagement auch vollständig nutzbar ist. Die Verlagerungsdauern liegen bei circa zwei Stunden, wobei Vorankündigungszeiten von weniger als einer Stunde als realisierbar angesehen wurden. Weitere, in der Untersuchung nicht quantifizierte Potenziale bestehen in der Altpapieraufbereitung sowie in der Zellstoffherstellung.

Die Produktion an Holzstoff in Süddeutschland lag in den untersuchten Standorten bei circa 340 kt im Jahr 2011. Deutschlandweit wurden 2011 circa 1 163 kt Holzstoff hergestellt (VDP 2012). Rechnet man auf dieser Basis die in Süddeutschland ermittelten Potenziale hoch, ergibt sich ein

Lastmanagementpotenzial von circa 300 MW, die durch Holzschleifer zur Verfügung gestellt werden können.

3.1.3 Elektro-Stahl-Erzeugung

In Bayern und Baden-Württemberg existieren zwei Stahlstandorte, die einen Leistungsbedarf für ihre Elektrostahlöfen von circa 200 MW aufweisen. Die Elektrostahlproduktion ist ein sogenannter Batchprozess, der nicht kontinuierlich, sondern in Chargen abläuft. Die Aktivierung müsste in die Produktionsplanung eingebunden werden, da ein Abschalten während des Betriebes möglichst zu vermeiden ist. Lastmanagement kann bei diesem Batchprozess, der zwischen 50 und 120 Minuten läuft, durch einen verzögerten Start realisiert werden. Abgesehen von den Zeiten, in denen der Elektrostahl Ofen gefüllt wird, würde dann im Mittel ein Potenzial von circa 150 MW auch für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen. Hier ist eine Auslastung der Elektrostahlöfen von circa 75 Prozent unterstellt, was einer kontinuierlichen Produktion entspricht. Höhere Auslastungen sind auf Grund der Beladungsdauer für den Ofen nicht möglich. In der Regel lassen sich Abschalt Dauern bis zu zwei Stunden realisieren.

Die beiden Stahlstandorte in Süddeutschland produzierten 2011 etwa 3 100 kt an Elektrostahl. Dies entspricht bei einer deutschlandweiten Elektrostahlproduktion von 14 200 kt im Jahr 2011 einem Anteil von circa 22 Prozent (VDEh 2012). Damit liegt der Leistungsbedarf der Elektrostahlöfen in Deutschland bei circa 910 MW, wovon im Mittel circa 680 MW für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen würden.

3.1.4 Chlorelektrolyse

Unter den Prozessen der chemischen Industrie ist die Chlorherstellung für ein Lastmanagement besonders gut geeignet. In Süddeutschland beträgt der Leistungsbedarf für die Chlorelektrolyse circa 250 MW, wovon bei Teillastbetrieb circa 160 MW für ein Lastmanagement genutzt werden können. Neben dem Teillastbetrieb ist auch ein kompletter Lastabwurf möglich, der jedoch zu höheren Kosten führt. In diesem Fall sind 250 MW an Leistung verfügbar. Eine Nachholung ist in der Regel bei beiden Fällen schwer zu realisieren, da der Prozess nur auf sein ursprüngliches Produktionsniveau zurückgefahren werden kann. Die Abschalt Dauern betragen zwei Stunden, zum Teil können auch längere Abschalt Dauern realisiert werden.

Die Chlorproduktion der betrachteten Standorte lag 2011 bei insgesamt 660 kt im Vergleich zu 3 858 kt in Deutschland. In Bayern und Baden-Württemberg werden vornehmlich das Membran-Verfahren und das Quecksilber-Verfahren eingesetzt, die besonders gut für das Lastmanagement geeignet sind (VCI 2012). Ein Teil der Chlorproduktion in anderen Bundesländern findet in Verfahren statt, die weniger für ein Lastmanagement geeignet sind. So wird für circa 22 Prozent der deutschlandweiten Chlorproduktion das Diaphragmaverfahren genutzt, das für ein Lastmanagement nicht geeignet ist. In Süddeutschland wird dieses Verfahren jedoch nicht eingesetzt. Zudem ist auch der Anteil an Chlor, der mit dem Quecksilberverfahren produziert wird, in Süddeutschland höher als im Rest Deutschlands. Berücksichtigt man diese Unterschiede, ergibt sich für Deutschland insgesamt ein Lastmanagementpotenzial bei Betrieb in Teillast durch die Chlorelektrolyse von circa 575 MW. Der maximale Leistungsbedarf der Chlorelektrolyse mit Membran- und Quecksilberverfahren liegt bei circa 910 MW.

3.2 Lastmanagementpotenziale bei den industriellen Querschnittstechnologien

Neben den energieintensiven Prozessen eignen sich auch Querschnittstechnologien in unterschiedlichen industriellen Bereichen für jegliche Form des Lastmanagements. Als Querschnittstechnologien (QST) werden jene Technologien bezeichnet, deren Anwendung sich nicht auf einen bestimmten Wirtschaftszweig beschränkt, sondern die über alle Industriebranchen hinweg zum Einsatz kommen. So gehören Pumpen, Kompressoren, Verdichter, Antriebe, Ventilatoren und Beleuchtung zu den Querschnittstechnologien, da ihre Anwendungsbereiche branchen- und technologieübergreifend sind.

Die verfügbaren Leistungen pro Betrieb sind bei den Querschnittstechnologien zwar meist deutlich geringer als bei den Unternehmen mit energieintensiven Prozessen, dennoch gibt es drei Aspekte, die die hier abgeschätzten Potenziale der QST für ein Lastmanagement besonders interessant machen. Erstens verursachen nach erfolgreicher Implementierung seltene und kurzzeitige Aktivierungen der verfügbaren Leistungen nahezu keine weiteren Kosten, da die verfügbaren Potenziale unter der Prämisse erhoben wurden, dass keine wesentliche Einschränkung des Komforts und der Wertschöpfung beim Betrieb auftritt. Zweitens sind die zu erwartenden Transaktionskosten aufgrund der Übertragbarkeit erfolgreicher Umsetzungen gering. Lösungen für Lastmanagement, die einmal entwickelt sind, können in vielen Betrieben mit geringfügigen Anpassungen zum Einsatz kommen. Drittens sprechen die hohe zeitliche Verfügbarkeit und die regionale Verteilung der QST für eine Teilnahme von QST am Lastmanagement.

Die Lastmanagementpotenziale der QST stehen allerdings nicht immer im gleichen Umfang zur Verfügung. Die Betriebszeiten (1-Schicht, 2-Schicht oder 3-Schicht) bestimmen im Wesentlichen die tageszeit- und wochentagsabhängigen Lastzustände. Neben der Bedingung, dass die Produktion nicht eingeschränkt wird, gibt es weitere limitierende Faktoren: die Nichtverfügbarkeit von Anlagen (zum Beispiel Wartung etc.), nicht abschaltbare Anlagen (zum Beispiel Absauganlagen), Größe und Art von vorhandenen Speichern⁸ und eine Mindestbetriebsgröße. Das Zuschalten von Anlagen ohne Speicherwirkung (zum Beispiel Beleuchtung, Lüftung) wird nicht betrachtet, da damit ein elektrischer Mehrverbrauch generiert würde, dem kein Nutzen auf Betriebsebene gegenübersteht.

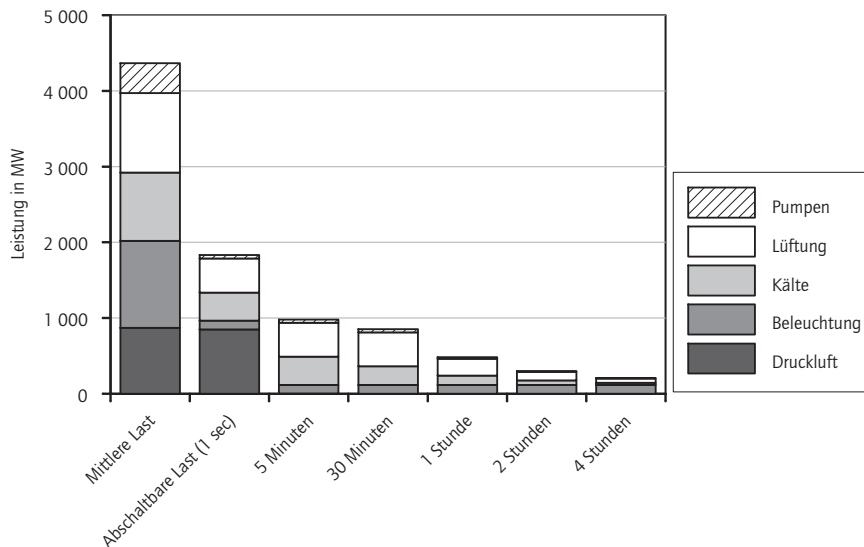
Werden zunächst allein die Leistungen und nicht die Dauer des Abrufs betrachtet, bestehen in den Bereichen Druckluft, Kälte und Lüftung hohe Potenziale. Etwa ein Viertel dieser Abschaltpotenziale lassen sich dabei allein über die Reduzierung der Lüftungsleistung realisieren. Der Leistungsbedarf ist auch für die Druckluft sehr hoch. Allerdings sind Druckluftanwendungen nur über sehr kurze Zeiträume zu verlagern.

Abbildung 1 verdeutlicht den wesentlichen Aspekt von Lastmanagement, dass hohe Leistungen nur für kurze Zeiträume zur Verfügung stehen. Je länger die Leistung benötigt wird, desto kleiner wird diejenige Leistung, die verschiebbar oder abschaltbar ist. So kann beispielsweise die Hälfte der hierfür zur Verfügung stehenden Lasten weniger als 30 Minuten aktiviert werden, bei einer Verschiebungsdauer von einer Stunde steht nur noch gut ein Viertel der Leistung zur Verfügung. Die dargestellten Potenziale wurden für die angegebenen Zeiträume berechnet, daher

8 In der Untersuchung wurde für drei Varianten der Speichererweiterung (Material-, Druckluft- und Eisspeicher) die gewonnene Flexibilität den Kosten gegenübergestellt.

Abbildung 1

Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland in Abhängigkeit der Abrufdauer



Technisches Potenzial für geeignete Betriebe im Normalbetrieb ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Quelle: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

kann sich das Potenzial bei entsprechend kürzerer Abschaltzeit erhöhen. Somit eignet sich Lastmanagement im Bereich QST vorrangig, um kurzzeitig Systemdienstleistungen bereitzustellen oder Spitzenlasten zu decken.

Der Zusammenhang zwischen Dauer und Höhe des Lastmanagements könnte auch der Grund für auftretende Diskrepanzen zwischen den in der Unternehmensbefragung genannten und den rechnerisch ermittelten Potenzialen sein. Viele der Unternehmen gaben an, dass sie im Bereich Druckluft nennenswerte Potenziale zur Lastflexibilisierung sehen. Diese Angabe erscheint bei genauerer Betrachtung eher zu optimistisch. Wird Druckluft für Produktionsprozesse benötigt, hat eine Abschaltung häufig Produktionsausfälle zur Folge. Die Speicher sind in der Regel lediglich so groß dimensioniert, dass die Druckluftkompressoren nur im Sekundenbereich Lasten zu- oder abschalten können. Für eine Abschaltung können daher nur Druckluftanwendungen genutzt werden, die nicht direkt mit dem Produktionsprozess verknüpft sind, zum Beispiel Drucklufteinsatz für Reinigungszwecke.

Obwohl auch die Beleuchtung häufig als Option bei der Online-Befragung genannt wurde, ist dieses Potenzial begrenzt, da eine mögliche Reduzierung der Beleuchtungsstärke generell dem Bereich der Energieeffizienzsteigerung zuzuordnen ist. In Ausnahmefällen kann die Beleuchtungsstärke, sofern sie höher ist als nach Arbeitsstättenrichtlinie vorgegeben, über einen länge-

ren Zeitraum (zum Beispiel 4 h) gedimmt werden. Dies kann jedoch die Arbeitsproduktivität von Mitarbeitern beeinflussen.

In Bezug auf eine Abrufdauer von einer Stunde könnten in Süddeutschland im Normalbetrieb knapp 500 MW abgeschaltet werden (Abbildung 1), wovon die größten Potenziale bei Lüftungsanlagen und Kälteerzeugern zu erwarten sind. Im Verhältnis zur mittleren Last der betrachteten Querschnittstechnologien, die bei circa 4350 MW liegt, entspricht der insgesamt über eine Stunde flexibilisierbare Lastanteil damit etwa elf Prozent. Setzt man die flexibilisierbare Last ins Verhältnis zur gesamten mittleren Verbrauchslast der Industrie von 14 GW in Süddeutschland ergibt sich im Mittel ein Anteil von lediglich drei Prozent. Der relative Beitrag der einzelnen Branchen zur Flexibilisierung von Querschnittstechnologien über einen Zeitraum von einer Stunde unterscheidet sich zudem erheblich. In Abhängigkeit der Branche kann die mittlere Last im Normalbetrieb um 0,4 Prozent in den Branchen Glas und Keramik sowie Steine und Erden bis 4,6 Prozent in der Chemiebranche reduziert werden.

Werden die für Süddeutschland erhobenen branchenspezifischen Kennwerte für Lastmanagementpotenziale im Bereich QST auf die industriellen Branchenverbräuche in ganz Deutschland angewendet, ergeben sich im Normalbetrieb (werktags, tagsüber) eine mittlere Last der QST von 12,8 GW, von denen über fünf Minuten 2,8 GW, über eine Stunde 1,4 GW und über vier Stunden 0,6 GW abschaltbar wären. Im reduzierten Betrieb an einem Sonntagnachmittag stünden über eine Stunde lediglich 0,8 GW zur Verfügung.

3.3 Lastmanagementpotenziale bei Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen

Für die Potenzialermittlung bei Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen wurden Daten zu Stromanwendungen im Wärmebereich von Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern zur Verfügung gestellt. Mittels dieser Datensätze konnten 67 Prozent der Gemeinden in Süddeutschland erfasst werden. Nach der Validierung der Daten erfolgte die Hochrechnung auf die Gebiete, für die keine Daten vorlagen.

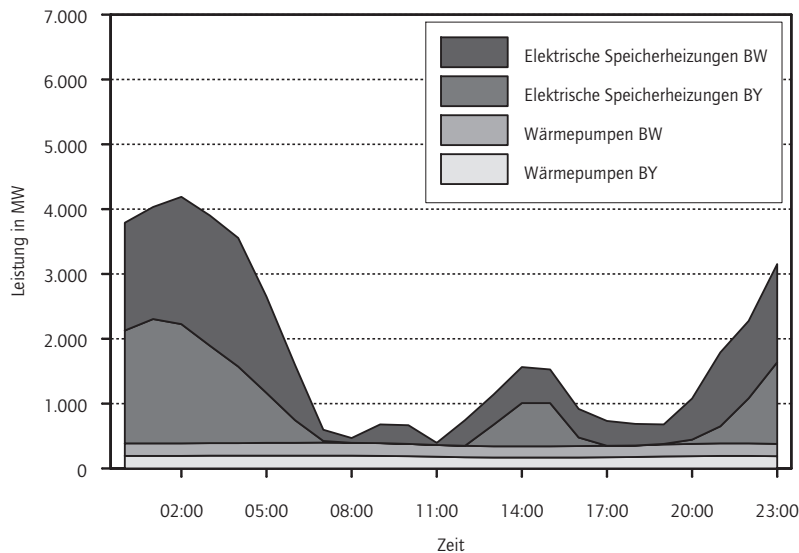
Die Lastprofile von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen unterliegen starken temperaturabhängigen Schwankungen. Ein Abschaltpotenzial steht daher überwiegend an kalten Tagen während der Nacht zur Verfügung. In den Spitzenlastfenstern im Winter (18–20 Uhr) ist in der Regel nur ein geringes Potenzial verfügbar. Die Verfügbarkeit der Lastreduzierungspotenziale von Wärmepumpen ist durch das relativ homogene Tageslastprofil höher, sodass hier jederzeit für eine kurze Dauer Lasten reduziert werden können. Sowohl elektrische Speicherheizungen als auch Wärmepumpen können, abhängig von Tageszeit und Temperatur, zur Erhöhung der Verbraucherlast genutzt werden.

Unter Berücksichtigung der Temperaturen der betrachteten Zeiträume und der jeweiligen temperaturabhängigen Lastprofile der Verteilnetzbetreiber wurden Lastgänge erstellt. Diese wurden als Basis für die Potenzialermittlung einer flexibilisierten Fahrweise verwendet. Exemplarisch ist der Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und der Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern für eine äquivalente Tagesmitteltemperatur von null Grad Celsius in Abbildung 2 dargestellt. Die höchsten Lasten treten zwischen null und vier Uhr auf, die geringsten Lasten vormittags und am Abend.

Abbildung 2

Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern

Bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von 0° Celsius



Quelle: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

Die Auswertung für Süddeutschland zeigt, dass an einem Referenztag mit einer mittleren Außentemperatur von null Grad Celsius durch eine Unterbrechung des Verbrauchs von Wärmepumpen und einem zeitlichen Verschieben der aktuell angewendeten Ladeprofile elektrischer Speicherheizungen die Last um bis zu 3410 MW (bei -10 Grad Celsius: 5240 MW und bei +10 Grad Celsius: 1800 MW) für eine Stunde reduziert werden könnte. Dies ist allerdings nicht für jede beliebige, sondern nur für eine bestimmte Stunde möglich. Im ungünstigsten Fall liegt lediglich ein Reduzierungspotenzial bei den Wärmepumpen in Höhe von 340 MW (bei -10 Grad Celsius: 550 MW und bei +10 Grad Celsius: 110 MW) vor. Im Sommer kann tagsüber grundsätzlich lediglich die Leistung reduziert werden, die den Warmwasserbedarf deckt. Das diesbezügliche Lastmanagementpotenzial sinkt dann auf bis zu 30 MW ab. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Ergebnisse.

Für eine Hochrechnung auf ganz Deutschland wurden die Angaben aus dem Mikrozensus 2010 (destatis 2012) für die elektrischen Speicherheizungen und die Förderdaten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) für Wärmepumpen (BAFA 2012) verwendet. Hierbei ergeben sich für elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen für eine Stunde minimale Reduktionspotenziale von 160 MW im Sommer und maximale Reduktionspotenziale von 17300 MW an einem Wintertag mit -10 Grad Celsius Außentemperatur.

Tabelle 2

Übersicht der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg

Äquivalente Tagesmitteltemperatur	Abschaltdauer 1 Stunde					
	Elektrische Speicherheizungen		Wärmepumpen		Gesamt	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
	In MW					
-10 Grad Celsius	0	4610	550	630	550	5240
0 Grad Celsius	0	3010	340	400	340	3410
10 Grad Celsius	0	1620	110	180	110	1800

Quellen: Fraunhofer ISI und FFE.

3.4 Zusammenfassung der Lastmanagementpotenziale

Als zentrale Anwendungsfelder stehen zum einen die energieintensiven Prozesse im Fokus, die neben dem heute bereits umgesetzten betrieblichen Lastmanagement auch für ein netz- und marktkonformes Lastmanagement genutzt werden könnten. Eine Hochrechnung der in Süddeutschland analysierten Prozesse auf Gesamtdeutschland ergibt ein Potenzial von circa 1700 MW bei Betrieb in Teillast beziehungsweise von 2300 MW bei Lastabwurf für eine Zeitdauer von mindestens einer Stunde. Darüber hinaus bestehen auch in weiteren Prozessen Potenziale wie etwa der Aluminiumelektrolyse, Schmelzöfen in der Metallindustrie oder Luftzerlegungsanlagen in der Chemieindustrie. Das Gesamtpotenzial bei energieintensiven Prozessen dürfte daher in einer Größenordnung von circa drei GW liegen.

Zusätzliche Potenziale existieren im Bereich der Querschnittstechnologien, insbesondere bei den Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen im industriellen Bereich, die häufig auch Leistungsklassen von mehreren 100 Kilowatt umfassen können. Für eine Stunde ergeben sich in diesem Bereich Abschaltpotenziale zwischen 800 MW und 1400 MW.

Schließlich bietet sich auch im Bereich der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen) die Möglichkeit, bestehende Potenziale in Höhe von bis zu 17300 MW für eine Stunde an extrem kalten Tagen stärker markt- und netzkonform auszunutzen. Allerdings liegen diese Potenziale in den Stunden der Netzhöchstlast deutlich unter diesem Wert und sinken bei steigenden Temperaturen stark. Sie können sich auf ein Minimum von ungefähr 160 MW für eine Stunde im Sommer reduzieren.

4 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für das Lastmanagement

4.1 Unternehmensbefragungen: Kosten, Hemmnisse und Anreize für eine Umsetzung

Im Rahmen der Unternehmensbefragung wurden auch Angaben zu den Kosten, Hemmnissen und Anreizen für eine Umsetzung von Lastmanagementmaßnahmen erhoben. Um Lastmanagement im Unternehmen betreiben zu können, sind in der Regel Anfangsinvestitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnik notwendig. Nur bei sehr wenigen Unternehmen, die bereits zum Beispiel am Regelenergiemarkt teilnehmen und ihre Anlagen dafür schon präqualifiziert haben, fallen kaum Investitionen an. Bei den meisten anderen Unternehmen, die bisher ein Lastmanagement nur für eine betriebliche Optimierung oder gar nicht einsetzen, sind Investitionen notwendig. Schätzungen der befragten Dienstleister gehen hier von etwa 3 000 Euro aus, die für eine Anbindung an eine externe Kontrolleinheit notwendig sind. Relevante Kosten bei einer Aktivierung der Potenziale sind zusätzliche Personalkosten, zusätzliche Materialkosten sowie möglicherweise Kosten durch einen Produktionsausfall. Die ersten beiden dieser Kostenkategorien wurden von über 55 Prozent der Unternehmen als relevant angegeben. Die Kosten durch Produktionsausfall wurden von circa 43 Prozent der Unternehmen genannt.

Als Hemmnisse neben den direkten Kosten der erforderlichen Investitionen wurden von den Unternehmen vor allem Auswirkungen auf die Produktion, Verschlechterung der Produktqualität sowie Störung der Arbeitsabläufe angegeben. Als weiteres relevantes Hemmnis sind restriktive Regelungen für ein Lastmanagement genannt worden. Fehlende Finanzierungsmöglichkeiten, Informationsdefizite und mangelnde Qualifikation der Mitarbeiter wurden dagegen nur von wenigen Unternehmen als Hemmnis genannt.

Zur Abschätzung der insgesamt notwendigen finanziellen Anreize wurden die Unternehmen gefragt, welche Stromkosteneinsparungen realisiert werden müssten, um eine Lastverlagerung durchzuführen. Knapp 20 Prozent der Unternehmen konnten sich vorstellen, für eine Reduktion der Stromkosten um ein bis fünf Prozent ihre aktuelle Last 40mal im Jahr für zwei Stunden um zehn Prozent zu reduzieren. Bei einer Lastreduktion von 20 Prozent konnten sich nur noch knapp acht Prozent der Unternehmen vorstellen, dies zu tun. Eine Größenordnung von drei bis fünf Prozent der Stromkosten wurde auch von Dienstleistern als notwendiger Anreiz für das Lastmanagement genannt. Es zeigte sich, dass bei Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen eher die absolute Höhe potenzieller Erlöse aus dem Lastmanagement und weniger deren Anteil an den Stromkosten relevant ist. So spielt bei größeren Unternehmen die absolute Höhe der Erlöse eine Rolle, selbst wenn sie nur einen kleineren Anteil an den Gesamtstromkosten ausmachen. Vergleicht man die Erlöserwartungen generell mit den Vergütungen im Rahmen der Lastabschaltverordnung so zeigt sich, dass diese in ähnlicher Größenordnung liegen.

4.2 Vergleich von Lastmanagement mit der Vorhaltung von Kraftwerksleistung

Für die Umsetzung von möglichen Anreizsystemen beziehungsweise Vergütungsmodellen ist es von Interesse, in welchem Rahmen die Kosten für die Bereitstellung flexibler Erzeuger oder Verbraucher liegen und welche Erlöse an bestehenden Märkten erzielt werden können. Ein Versorgungsengpass im Stromnetz kann entweder durch eine Erhöhung der Erzeugungsleistung oder alternativ durch eine Reduzierung der Verbraucherlast behoben werden. Bisher erfolgen der netzbedingte Redispatch und der Abruf von Regelleistung üblicherweise durch Anpassun-

gen der Erzeugungsleistung konventionell betriebener Kraftwerke. Für die Deckung von Spitzenlasten werden am häufigsten Pumpspeicherkraftwerke und Gaskraftwerke eingesetzt, wie der Kraftwerkseinsatz in den Mittwochsbilanzen der letzten Jahre zeigt (Destatis 2013). Da im Stundenbereich diese Aufgabe auch durch Lastmanagement erbracht werden könnte, werden im Folgenden die Kosten für den Betrieb einer typischen Gasturbine für die Deckung weniger Spitzenlaststunden dargestellt. Zusätzlich werden die Erlösmöglichkeiten durch die Bereitstellung flexibler Lasten abgeschätzt.

Ein Vorteil von Gasturbinen gegenüber Lastmanagementmaßnahmen besteht darin, dass die Erzeugungsleistung weitestgehend unabhängig von Tageszeit, Wochentag oder saisonalen Einflüssen verfügbar ist. Abgesehen von ungeplanten Betriebsstillständen, geplanten Revisionen oder Gasengpässen und einem unterbrechbaren Liefervertrag kann die Erzeugungsleistung kurzfristig zwischen null und der maximalen Nennleistung variiert werden. Ein Vorteil des Lastmanagements gegenüber diesen Gasturbinen-Kraftwerken ist hingegen, dass die Nachfrage zu gewissen Zeiten auch erhöht werden kann. Dies kann insbesondere bei notwendigen Netzeingriffen wie zum Beispiel dem Redispatch hilfreich sein.

In der im Dezember 2012 von der Bundesregierung beschlossenen Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV 2013) ergeben sich für abschaltbare Lasten im rechnerischen Maximalfall 208 Abrufstunden pro Jahr. Daher werden im Folgenden die Stromgestehungskosten einer Gasturbine für 208 Volllaststunden pro Jahr berechnet.⁹ Die tatsächliche Abrufdauer im Rahmen der AbLaV wird voraussichtlich wesentlich geringer sein, zum Vergleich werden daher ebenfalls die Vergütungen durch die Übertragungsnetzbetreiber für zehn Abrufstunden angegeben.

Die AbLaV bietet für die Bereitstellung von einem Megawatt abschaltbarer Leistung eine jährliche Vergütung in Höhe von 30 000 Euro/(MW · a) und ein Arbeitsentgelt in variabler Höhe von 100 bis 400 Euro/MWh¹⁰, woraus sich bei einer maximalen Abrufdauer von 208 Stunden eine Gesamtvergütung für die tatsächlich erbrachte elektrische Arbeit zwischen 244 Euro/MWh und 544 Euro/MWh ergibt. Bei einer angenommenen Abrufdauer von lediglich zehn Stunden würde die Vergütung zwischen 3 100 und 3 400 Euro/MWh liegen.

Für den Betrieb einer Gasturbine mit spezifischen Investitionskosten von 450 Euro/kW_{el}, die ausschließlich für die Deckung der Spitzenlast in 208 Stunden des Jahres aktiviert würde, ergeben sich Stromgestehungskosten¹¹ von etwa 400 Euro/MWh_{el}. Bei einem Einsatz von lediglich zehn Stunden steigen die Stromgestehungskosten auf circa 6 400 Euro/MWh_{el} an. Diese Rechnung zeigt deutlich, dass Lastmanagement eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Kraftwerken sein kann, falls diese lediglich wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen würden.

9 Es wird angenommen, dass die Verfügbarkeit der Gasturbine voll umfänglich garantiert werden muss. Demnach stünden dem Gasturbinenkraftwerksbetreiber keine weiteren Erlösmöglichkeiten auf den Spot- und Regelleistungsmärkten zur Verfügung.

10 In den Ausschreibungen von Juli bis Oktober 2013 wurde nahezu in allen Angeboten der maximale Arbeitspreis von 400 Euro/MWh verlangt.

11 Der Berechnung liegen folgende weitere Annahmen zugrunde: Wirkungsgrad: 40 Prozent; jährliche Fixkosten: 10 000 Euro/(MW · a); variable Kosten: 1 Euro/MWh_{el}; Finanzierungsdauer: 20 Jahre; Zinssatz: 10 Prozent/a; CO₂-Kosten 10 Euro/t; Erdgaspreis: 35 Euro/MWh_{th} (Dena 2010, Blesl et al. 2012, dena 2005, Hobohm et al. 2011).

4.3 Lastmanagement zur Bereitstellung von Regelleistung

An den Regelleistungsmärkten können mit Lastmanagement Erlöse erzielt werden. Nach Aussage von TenneT waren zum Zeitpunkt der Studierenerstellung bereits zwei Anbieter in der Regelzone von TenneT für positive Minutenreserve präqualifiziert. Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben und im Bedarfsfall abgerufen, um kurzfristig Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie ins Gleichgewicht zu bringen, da es andernfalls zu Frequenzschwankungen kommt. In den Vor-Ort-Interviews mit den Industrieunternehmen zeigte sich, dass die Vergütungen nach der AbLaV sich in einer Größenordnung befinden, bei denen die Unternehmen eine Umsetzung von Lastmanagement als wirtschaftlich attraktiv einschätzen. Im Folgenden werden daher die Erlösmöglichkeiten der Regelleistungsmärkte dargestellt und mit denen nach der AbLaV verglichen. Hierdurch kann abgeschätzt werden, ob diese Märkte ebenfalls für Lastmanagement attraktiv sind.

In Abhängigkeit der Erfüllung der Zugangskriterien kann Lastmanagement als Minutenreserve oder als Sekundärregelleistung angeboten werden, wobei die Präqualifikation für die Sekundärregelleistung wesentlich anspruchsvoller als bei der Minutenreserve ist. Positive Regelleistung kann durch die Reduktion der Verbraucherlast und negative Regelleistung durch das Zuschalten von Verbrauchern bereitgestellt werden. Die Erlöse auf Regelleistungsmärkten ergeben sich einerseits durch den Leistungspreis für die Vorhaltung der Flexibilität und andererseits durch den Arbeitspreis, der im Falle der Aktivierung der vorgehaltenen Leistung vergütet wird.

In den letzten Jahren ist eine deutliche Abnahme des Leistungspreises für die Vorhaltung positiver Leistung zu beobachten. Für positive Minutenreserve konnten im Jahr 2008 für die kontinuierliche Vorhaltung von einem Megawatt für ein ganzes Jahr im Mittel theoretisch rund 45 000 Euro erzielt werden. Im Jahr 2012 wurde die Vorhaltung kaum noch vergütet, so dass sich Erlöse fast ausschließlich über die Arbeitspreise ergaben. Für positive Sekundärregelleistung lassen sich höhere Erlöse erzielen, aber auch hier ist die Tendenz über die letzten Jahre fallend. Im Jahr 2012 lag die Vergütung bei 22 000 Euro/(MW·a). Die mittleren Arbeitspreise¹² für positive Minutenreserve liegen relativ konstant bei etwa 200 Euro/MWh_{el}, beziehungsweise bei circa 100 Euro/MWh_{el} für positive Sekundärregelleistung. Die Vergütungen, die für die Bereitstellung von positiver Leistung erwirtschaftet werden können, liegen somit unter denen im Falle einer Vermarktung nach der AbLaV.

Die Leistungsvergütungen für negative Regelleistung zeigen über die letzten fünf Jahre keinen eindeutigen Trend. Die Leistungspreise mit rund 25 000 Euro/(MW·a) für Minutenreserve und rund 100 000 Euro/(MW·a) für Sekundärregelleistung waren im Jahr 2012 jedoch höher als im Jahr 2008. Die Arbeitspreise der negativen Minutenreserve lagen zwischen 2008 und 2010 knapp über null Euro/MWh. Mittlerweile wird der zusätzliche Stromverbrauch im Falle eines Abrufs sogar mit durchschnittlich 70 Euro/MWh vergütet. Für die negative Sekundärregelleistung lagen die mittleren Arbeitspreiserlöse in dem betrachteten Zeitraum bei drei bis neun Euro/MWh.

12 Der Mittelwert der Arbeitspreise wurde aus den tatsächlichen Abrufen und den Arbeitspreisen der jeweils abgerufenen Anbieter berechnet.

Wenn die Vergütungen nach der AbLaV als untere Grenze für eine Marktteilnahme für Lastmanagement betrachtet werden, dann dürfte aufgrund der vergleichsweise geringeren Erlösmöglichkeiten kein wesentlicher Beitrag aus Lastmanagement für positive Regelleistung erwartet werden. Die theoretischen Erlöse für die Bereitstellung negativer Regelleistung sind zwar höher, allerdings erscheint dieser Ansatz nur im Falle einer Lastverschiebung und nicht bei einem zusätzlichen Verbrauch ohne Einsparung zu einem anderen Zeitpunkt sinnvoll.

4.4 Lastmanagement in Konkurrenz zu anderen funktionalen Speichern

Lastmanagement ist nur eine Option von mehreren, um den Herausforderungen der Energiewende im Stromsektor gerecht zu werden. Grundsätzlich können alle gezielten Modifikationen der Leistungsgänge von Stromverbrauch und unflexibler Stromerzeugung zur Anpassung von Nachfrage und Erzeugung als funktionale Energiespeicher verstanden werden (Gobmaier et al. 2012). Somit schließt er alle Flexibilisierungsmaßnahmen ein, auch dynamisch zu- und abschaltbare Lasten im Stromnetz. Unter geeigneten Rahmenbedingungen sollten sich in jeder Situation die jeweils günstigsten Optionen durchsetzen.

Zunächst stehen die untersuchten industriellen Lastmanagementpotenziale in Konkurrenz zu den Lastmanagementpotenzialen in anderen Sektoren wie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, private Haushalte und Verkehr. Hierzu zählen zum Beispiel die Klimatisierung, Kühlhäuser, Rechenzentren, die gezielte Steuerung von PV-Eigenverbrauchssystemen oder das intelligente Lademanagement von Elektrostraßenfahrzeugen (Dena 2010, Mezger 2012). Insbesondere im Bereich der Haushalte sind die spezifischen Leistungen vergleichsweise gering und erst die Poolung von mindestens mehreren Tausend Einzelanlagen würde in Deutschland energiewirtschaftlich relevante Größen ermöglichen. Hierdurch entstehen im Vergleich zur Industrie deutlich höhere Transaktionskosten pro Megawatt. Auch im Industriebereich gibt es Unternehmen mit nur geringem Stromverbrauch und somit hohen spezifischen Transaktionskosten. Daher wurden in der Studie industrielle Verbraucher mit einem Jahresverbrauch kleiner fünf GWh nicht in die Potenzialerhebung miteinbezogen.

Lastmanagement steht zudem in Konkurrenz zur Flexibilisierung bislang unflexibler Erzeugung – dies betrifft vor allem wärmegeführte Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Zum Beispiel ermöglichen Wärmespeicher eine stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen und damit eine flexibel steuerbare Elektrizitätserzeugung (Beer et al. 2012). In Kombination mit einem elektrischen Heizsystem kann die Flexibilität des KWK-Systems sogar noch weiter erhöht werden. Da das Ziel der Bundesregierung eine Steigerung des KWK-Anteils auf 25 Prozent der Nettostromerzeugung bis 2020 vorsieht, können durch die Flexibilisierung der KWK erhebliche Beiträge zur verbesserten Integration der erneuerbaren Energien realisiert werden. In letzter Konsequenz kann auch die Begrenzung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in ausgewählten Situationen eine Form der Erzeugungsflexibilisierung sein.

Die genannten funktionalen Stromspeicher aus der Flexibilisierung des Verbrauchs und der Erzeugung sind letztendlich Alternativen zu den konventionellen Energiespeichern. Etablierte Technologien für konventionelle Speicher sind unter anderem Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriesysteme.

5 Fazit

Die Untersuchung hat gezeigt, dass sowohl erhebliche Potenziale für Lastmanagement als auch das Interesse und die grundsätzliche Bereitschaft zur Nutzung dieser Potenziale von Seiten der Akteure bestehen. Diese werden bereits teilweise zur Spitzenlastreduktion oder im Regelleistungsmarkt genutzt, insbesondere bei den Querschnittstechnologien und den Wärmepumpen gibt es aber noch realisierbare, ungenutzte Potenziale (Tabelle 3). Hierdurch könnte kurzfristig insbesondere in Süddeutschland die angespannte Versorgungssituation aufgrund des verzögerten Netzausbaus und des Ausstiegs aus der Kernenergie bereits in den kommenden Jahren entschärft werden. Langfristig wird durch den zunehmenden Anteil der Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien – in der Leitstudie des BMU wird für das Jahr 2030 aus Windkraft 67 GW und aus Photovoltaik 61 GW bei einer mittleren elektrischen Verbraucherlast von 51 GW angenommen (Nitsch 2012) – die Bedeutung von Lastmanagement in ganz Deutschland weiter zunehmen. Falls wirtschaftlich sinnvoll, dürften sich außerdem die Lastmanagementpotenziale zukünftig gegenüber den hier erhobenen Größen deutlich steigern lassen, beispielsweise durch andere Auslegungen von Anlagen und Produktionsprozessen sowie erweiterte Speichermöglichkeiten bei zum Beispiel Kälte- oder Wärmeanwendungen.

Lastmanagement steht grundsätzlich mit allen anderen funktionalen Stromspeichern in Konkurrenz. Es gibt aber deutliche Unterschiede in Hinblick auf die zeitliche Verfügbarkeit und die möglichen Verlagerungsdauern. Daher kann davon ausgegangen werden, dass es nicht nur zu Konkurrenzen, sondern auch zu Synergien kommen kann. Die hier ausgewiesenen Potenziale wurden unter der Randbedingung ermittelt, dass weder die Wertschöpfung noch der Komfort wesentlich eingeschränkt wird. Daher fallen nach den Aufwendungen für die Implementierung des Lastmanagements im Falle eines Leistungsabrufs der hier geschätzten Potenziale nahezu

Tabelle 3

Lastmanagementpotenziale in Bayern und Baden-Württemberg und ihre derzeitige Nutzung

	Lastreduzierungspotenzial für eine Stunde		Bereits genutztes Potenzial	
	Minimum in MW	Maximum in MW	Beitrag zur Spitzenlastreduktion in MW	Regelenergie in MW
Energieintensive Industrie	Nahezu zeitunabhängig > 400		300–400	76
Querschnittstechnologien Industrie	Grundbetrieb Sonntag ≈ 240	Normalbetrieb Werktag ≈ 480	0	0
Wärmepumpen	Sommer ≈ 30	Winter (–10 Grad Celsius) ≈ 630	Geringer Beitrag	0
Elektrische Speicherheizungen	Sommer Tag 0	Winter Nacht (–10 Grad Celsius) ≈ 4 610	Kein Beitrag, da Anlagen nicht am Netz	0

Quellen: Fraunhofer ISI und FFE.

keine weiteren Kosten an. Insgesamt scheint es daher möglich, dass die aufgezeigten Potenziale auch in einem wettbewerblichen Umfeld künftig einen bedeutsamen Beitrag leisten können. Die genaue Merit-Order der Energiespeicherung in den verschiedenen Ausprägungen von Erzeugung und Verbrauch ist Gegenstand der weiteren Forschung.¹³

Literaturverzeichnis

- AbLaV (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Berlin, Bundesregierung.
- Agora Energiewende (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. August 2013.
- BAFA (2012): Förderung von effizienten Wärmepumpen. www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/waermepumpen/index.html. Eschborn, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).
- Beer, Michael et al. (2012): flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK – Projekt im Verbund „Eneff: Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld“. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE). www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/269, 2012
- Blesl, Markus, Steffen Wissel und Ulrich Fahl (2012): Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen? et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (10). Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).
- Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2011): Auflistung kerntechnischer Anlagen in Deutschland – Anlagen „In Betrieb“. Salzgitter.
- Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2013): Auflistung kerntechnischer Anlagen in Deutschland – Anlagen „In Stilllegung“. Salzgitter.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (2012): Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung – Stand 19.4.2012. Berlin.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2013): Monitoringbericht 2012. Bonn, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- Destatis (2012): Bauen und Wohnen – Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.
- Destatis (2013): Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung - Berichtszeitraum Januar bis Dezember 2012. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 – Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung. Köln.

13 An der FFE wird dieser Frage in einem vom BMWi geförderten und in Kooperation mit 13 Industriepartnern durchgeführten Forschungsprojekt „Merit-Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“ nachgegangen.

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Berlin.
- Ender, Carsten (2013): Windenergienutzung in Deutschland – Stand: 31.12.2012. DEWI Magazin. Wilhelmshaven, DEWI GmbH.
- GCD (2012): The global cement directory 2012. Epsom, PRO Publications International.
- Gobmaier, Thomas, Serafin von Roon, Tobias Schmid et al. (2012): Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 – Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21 BY E3). München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).
- Hobohm, Jens, Marcus Koepp, Leonard Krampe, Stefan Mellahn, Frank Peter und Fabian Sakowski (2011): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Berlin, Prognos AG (PRO).
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH).
- Kreuder, Lukas, Anna Gruber und Serafin von Roon (2013): Quantifying the Costs of Demand Response for Industrial Businesses. 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. München, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.
- Mezger, Tomas und Thomas Rasilier (2012): Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos – Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).
- Nitsch, Joachim, Thomas Pregger, Dominik Heide et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – EE-Langfristszenarien 2011. Berlin, BMU.
- Rohde, Clemens (2011): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2009 und 2010 für das verarbeitende Gewerbe. Karlsruhe, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung.
- Scheven, Alexander von, Thomas Hartkopf und Martin Prella (2012): Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. Darmstadt, Technische Universität Darmstadt – Fachgebiet Elektrische Energieversorgung unter Einsatz erneuerbarer Energien (TUD).
- VCI (2012): Verband der chemischen Industrie: Chemiewirtschaft in Zahlen. www.vci.de/Downloads/Publikation/CHIZ_2013.pdf
- VDEh (2012): Stahlinstitut VDEh und Wirtschaftsvereinigung Stahl: Stahlerzeugung in Deutschland 2012. www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Stahl_in_Zahlen/_Dokumente/Stahlerzeugung_in_Deutschland_2_05022013.pdf
- VDP (2012): Verband deutscher Papierfabriken: Kenndaten Deutscher Papierfabriken 2012. www.vdp-online.de/de/papierindustrie/statistik.html?eID=dam_frontend_push&docID=1345