
Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

STUDIE

Agora
Energiewende



Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse
einer Studie von Fraunhofer ISI und FfE

IMPRESSUM

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Alexandra Langenheld
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

Redaktion: Nikola Bock

IN KOOPERATION MIT

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
des Landes Baden-Württemberg
Kernerplatz 9 | 70182 Stuttgart

Bayerisches Staatsministerium
für Umwelt und Gesundheit
Rosenkavalierplatz 2 | 81925 München

AUTOREN

Dr. Marian Klobasa
Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe

Dr. Serafin von Roon, Tim Buber, Anna Gruber
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71 | 80995 München

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Druck: GreenVision GmbH, Berlin
Titelbild: ©iStockphoto.com/Olivier Lantzendörffer

013/03-S-2013/DE

Veröffentlichung: Mai 2013

Gedruckt auf ökologischem Bilderdruckpapier
FSC® Satimat Green

Inhalt

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Fragestellung | 2 |
| 2. | Einleitung | 3 |
| 3. | Abschätzung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale | 4 |
| 3.1 | Aktueller Strombedarf und Spitzenlastfrage | 4 |
| 3.2 | Querschnittstechnologien | 5 |
| 3.3 | Industrieprozesse | 7 |
| 3.4 | Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen | 8 |
| 4. | Beitrag der Lastmanagementpotenziale zur Versorgungssicherheit | 12 |
| 5. | Bestehende Hemmnisse | 14 |
| 6. | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen | 15 |

1. Fragestellung

Ohne rechtzeitiges Gegensteuern könnte es in einigen Jahren in Süddeutschland zeitweilig zu einer angespannten Lage bei der Stromversorgung kommen. Die Gründe dafür liegen in wegfallenden Erzeugungskapazitäten durch den Atomausstieg, der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie im bestehenden Strommarkt. Um das Risiko von Versorgungsengpässen zu minimieren, werden derzeit vor allem der Netzausbau und die Errichtung zusätzlicher Erzeugungskapazität sowie die Kontrahierung von Kaltreservekraftwerken vorangetrieben. Eine wenig beachtete Option ist hingegen die aktive Steuerung der Stromnachfrage. Dabei könnte ein solches Lastmanagement einen sauberen und kosteneffizienten Beitrag liefern, um die Spitzenlast zu reduzieren und den Einsatz konventioneller Kraftwerke zu optimieren.

Im Gegensatz zu vielen theoretisch-ökonomischen Abschätzungen in bisherigen Potenzialstudien soll im Rahmen dieses Projektes ganz konkret untersucht werden, ob und wie das Lastmanagement von Prozessen in Industrie und Gewerbe die Versorgungssicherheit in Süddeutschland erhöhen kann, um dort temporären regionalen Nachfrageengpässen mit zu begegnen. Dabei sollen vor allem Erkenntnisse zu bestehenden Hemmnissen und notwendige Anreize für eine gezielte Steuerung der Stromverbraucher gewonnen werden. Es sollen Handlungsempfehlungen als Ausblick in den Energiemarkt der Zukunft abgeleitet werden, wie ein volkswirtschaftlich sinnvolles Anreizsystem ausgestaltet sein sollte, um die Potenziale zu heben.

2. Einleitung

Der Ausbau fluktuierender Erzeugung steigert den Bedarf nach Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Regelernergie. Außerdem sinkt der Anteil der fossilen Kraftwerke, auf welchem heute die Erbringung dieser Systemdienstleistungen weitgehend basiert. Der bevorstehende Einstieg in die Offshore-Windenergie verbunden mit dem Kernenergieausstieg bringt zudem das Problem einer konzentrierten Erzeugung in Norddeutschland mit großen Entfernungen zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süd- und Westdeutschland mit sich. Durch den derzeit verzögerten Netzausbau ergibt sich heute bereits ein erhöhter *Redispatch*-Bedarf. Darüber hinaus hatte die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern die Akquisition einer Kaltreserve von 2,5 Gigawatt (GW) für den Winter 2012/2013 empfohlen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Lastmanagement von Stromverbrauchern kann hier zur Lösung beitragen, indem es einen Beitrag zu Systemdienstleistungen aber auch zur Reduktion der Spitzenlast beisteuert. Durch geeignete Lasten ist sowohl eine Bereitstellung von Regelernergie als auch von Kapazität zum *Redispatch* vorstellbar, womit Teile der konventionellen Systemdienstleistungen ersetzt werden können. Zudem kann sich der Bedarf an Erzeugungskapazität reduzieren, der zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird. Im Rahmen des Projektes sind daher die verfügbaren Potenziale in Süddeutschland detailliert und praxisnah untersucht worden. Die dargestellten Ergebnisse basieren auf einer Online-Befragung von über 200 Unternehmen sowie Interviews mit neun größeren Unternehmen in Süddeutschland. Darüber hinaus wurden Gespräche mit verschiedenen Energieversorgern und Dienstleistern geführt, um Erkenntnisse über der Umsetzung von Lastmanagement zu gewinnen.

3. Abschätzung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale

3.1 Aktueller Strombedarf und Spitzenlastnachfrage

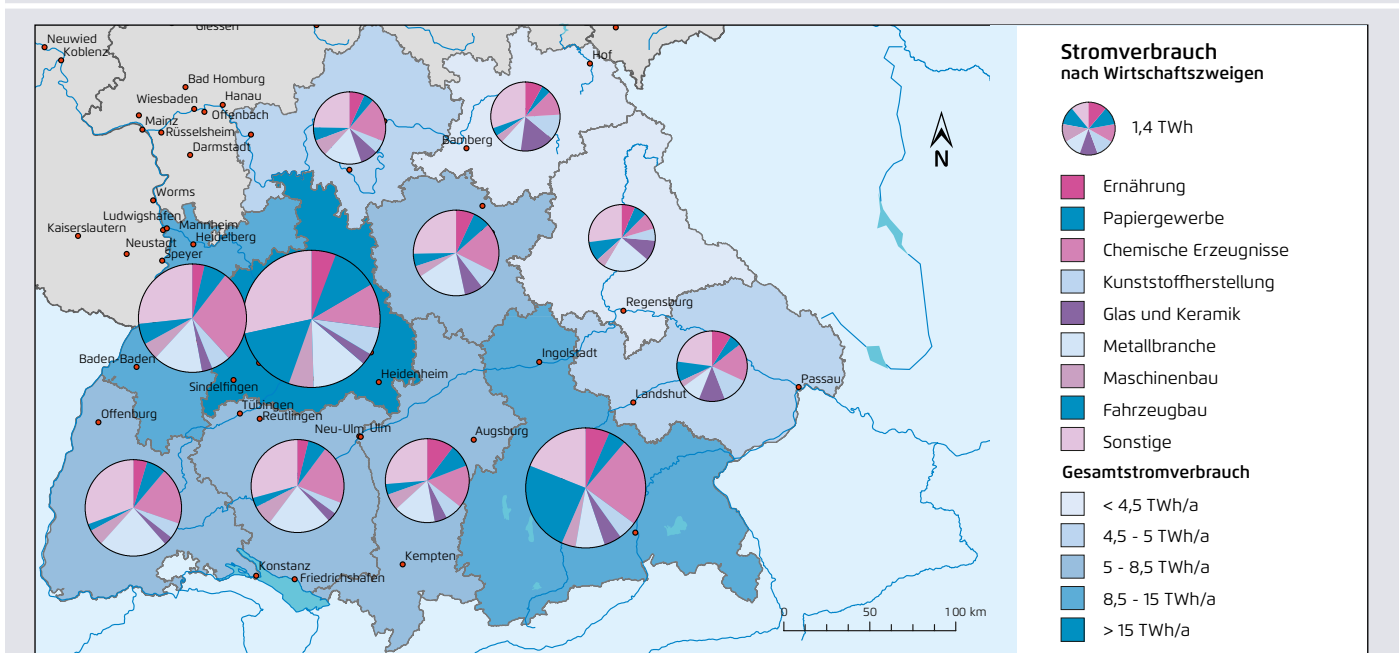
Der jährliche Strombedarf (Endenergie) in Baden-Württemberg und in Bayern umfasst nahezu ein Drittel (circa 30 Prozent) des gesamten deutschen Strombedarfs. Er liegt in Bayern bei circa 79 Terrawattstunden (TWh) (2010) und in Baden-Württemberg bei circa 71 TWh (2009). Den größten Anteil daran hat die Industrie mit jeweils circa 55 Prozent in Bayern beziehungsweise circa 60 Prozent in Baden-Württemberg. Der restliche Stromverbrauch verteilt sich in etwa gleich auf die Bereiche Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD). Auf der Grundlage des Stromverbrauchs und typischer Vollbenutzungsstunden sowie in Übereinstimmung mit den Angaben zur vertikalen Netzlast der Transnetz BW sowie der großen Verteilnetze in Bayern und Baden-Württemberg lässt sich eine Spitzenlastnachfrage von maximal circa 25 GW ableiten.

Die Stromnachfrage in der Industrie erreicht circa 43 TWh in Bayern und circa 44 TWh in Baden-Württemberg. Für die Industrie lässt sich ein maximaler Leistungsbedarf in Höhe von circa 14 GW ableiten. Den größten Anteil an der Stromnachfrage haben dabei der Chemie- und Pharma-Sektor in Bayern und der Sektor Fahrzeugbau in Baden-Württemberg. Weitere Sektoren, die einen Großteil des Stromverbrauchs in den beiden Bundesländern ausmachen, sind die Papier- und Druckindustrie, der Maschinenbau, die Metallindustrie, die Nahrungsmittelindustrie, die Gummi- und Kunststoffindustrie und die Steine-/Erden-Industrie. Auf der Basis der relevanten Strombedarfsfelder sind die Lastmanagementpotenziale analysiert worden. Von besonderer wirtschaftlicher Bedeutung sind in beiden Bundesländern die Sektoren Fahrzeugbau und Maschinenbau.

Industriellastgänge zeichnen sich, abgesehen von teilweise erhöhten Kälteerzeugungslasten im Sommer, durch geringe

Stromverbrauch nach Regierungsbezirken und Branchen

Abbildung 1



Darstellung Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE), basierend auf FfE-Regionenmodell – Stromverbrauch 2006; Wirtschaftszweige nach DESTATIS, 2003 (WZ 03)

saisonale Schwankungen aus. Während des Betriebes treten in Summe ebenfalls nur geringe Schwankungen auf. Die markantesten Laständerungen ergeben sich durch die Betriebszeiten, welche sich aus den Schichtmodellen ableiten lassen. Wegen der hohen zeitlichen Verfügbarkeit und der regionalen Verteilung eignen sich die Querschnittstechnologien und industriellen Prozesse für die Teilnahme an einem Lastmanagementprogramm. Der größte regionale Strombedarf fällt vor allem in den Ballungsräumen um Stuttgart, Mannheim, Karlsruhe und München an (siehe **Abbildung 1**).

3.2 Querschnittstechnologien

Als Querschnittstechnologien bezeichnet man jene Technologien, deren Anwendung sich nicht auf einen bestimmten Wirtschaftszweig beschränkt, sondern die über alle Branchen hinweg zum Einsatz kommen. So gehören zum Beispiel Pumpen, Kompressoren, Verdichter und Ventilatoren zu den Querschnittstechnologien, da ihre Anwendungsbereiche branchen- und technologieübergreifend sind.

Datengrundlage und Methodik

Die Datengrundlage für die Auswertung bildeten detaillierte Erhebungen im Rahmen der lernenden Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) der FfE GmbH, die für die Erfassung der Lastflexibilisierungspotenziale für dieses Projekt aufbereitet wurden. Insgesamt wurden Daten aus 40 Betrieben ausgewertet. Für jeden dieser Betriebe liegen Angaben zum Gesamtstromverbrauch sowie zum Stromverbrauch je Querschnittstechnologie vor. Zudem ist bekannt, wie hoch die installierte Leistung der Anlagen je Querschnittstechnologie ist und ob diese geregelt werden können (Stufen- oder Drehzahlregelung). Ebenfalls sind für jeden Betrieb Stromlastgänge in Viertelstunden-Auflösung vorhanden.

Die Betriebe wurden zunächst verschiedenen Branchen zugeordnet. Anschließend wurden die anteiligen Stromverbräuche je Querschnittstechnologie und Branche durch Vergleich mit Literaturwerten plausibilisiert.

Für die Ermittlung der Lastflexibilisierungspotenziale wurden zwei Kennwerte je Branche gebildet. Der erste Faktor

beschreibt die installierte Leistung je Querschnittstechnologie bezogen auf den Gesamtstromverbrauch in der Branche. Der zweite Faktor gibt die durchschnittliche Leistungsaufnahme je Querschnittstechnologie in Abhängigkeit der Produktionszeiten für jede Branche an, die durch die Auswertung von Lastgängen der Betriebe ermittelt wurde. Weiter flossen unter anderen folgende limitierende Faktoren bezüglich der Lastreduzierung beziehungsweise -erhöhung in die Potenzialbestimmung ein:

- Nichtverfügbarkeit von Anlagen (zum Beispiel Wartung etc.)
- Nicht abschaltbare Anlagen (zum Beispiel Absauganlagen)
- Vorhandensein, Größe und Art eines Speichers
- Mindestbetriebsgröße
- Zuschaltung von Anlagen ohne Speicherwirkung (zum Beispiel Beleuchtung, Lüftung) wird nicht betrachtet, da damit Mehrverbrauch generiert wird

Neben der Ermittlung der flexibilisierbaren Lasten ist die Dauer des Abrufs von entscheidender Bedeutung. Für die Erhebung der zur Verfügung stehenden Energiemenge pro Abruf wurden Angaben von Betrieben im Online-Fragebogen sowie in den Vor-Ort Interviews herangezogen. Zudem wurden eigene Berechnungen bezüglich Speicherkapazitäten durchgeführt und Erkenntnisse aus den Initialberatungen nach LEEN zu flexibilisierbaren Querschnittstechnologien genutzt. Um die Verfügbarkeit zu unterschiedlichen Zeitpunkten bewerten zu können, wurden separate Berechnungen in Abhängigkeit der folgenden drei Betriebsarten angestellt:

- Normalbetrieb: Produktion in allen Bereichen des Unternehmens
- Reduzierter Betrieb: Produktion in Teilbereichen des Unternehmens (zum Beispiel dritte Schicht)
- Grundlast: keine Produktion

Technische Potenziale

Betrachtet man die geeigneten Betriebe entsprechend der vorher genannten limitierenden Faktoren ergibt sich der größte Leistungsbedarf, der für ein Lastmanagement genutzt werden kann, bei den Querschnittstechnologien in den Sek-

toren Maschinenbau und Fahrzeugbau (siehe **Abbildung 2**). Die verfügbaren Leistungen (positiv für Abschaltpotenzial, negativ für Zuschaltpotenzial) sind für die Betriebsart „Normalbetrieb“ dargestellt. Es ist ersichtlich, dass vor allem in den Bereichen Kälte und Lüftung hohes Potenzial bezüglich flexibilisierbarer Last gesehen wird.

Rund die Hälfte der Abschaltpotenziale lassen sich über die Reduzierung der Lüftungsleistung realisieren. Der Leistungsbedarf ist auch für die Druckluft sehr hoch, allerdings sind diese Anwendungen nur sehr kurzfristig zu verlagern. Berücksichtigt man die Abrufdauer, könnten für die Dauer von einer Stunde knapp 500 Megawatt (MW) abgeschaltet werden (siehe **Abbildung 3**).

Insgesamt sind die größten Potenziale bei Lüftungsanlagen und Kälteerzeugern zu erwarten, da eine Abschaltung oder Reduzierung über Zeiträume von 15 Minuten bis zu einer Stunde oft keinen direkten Einfluss auf die Produktion hat. Allerdings gibt es auch in diesen Bereichen eine Reihe von

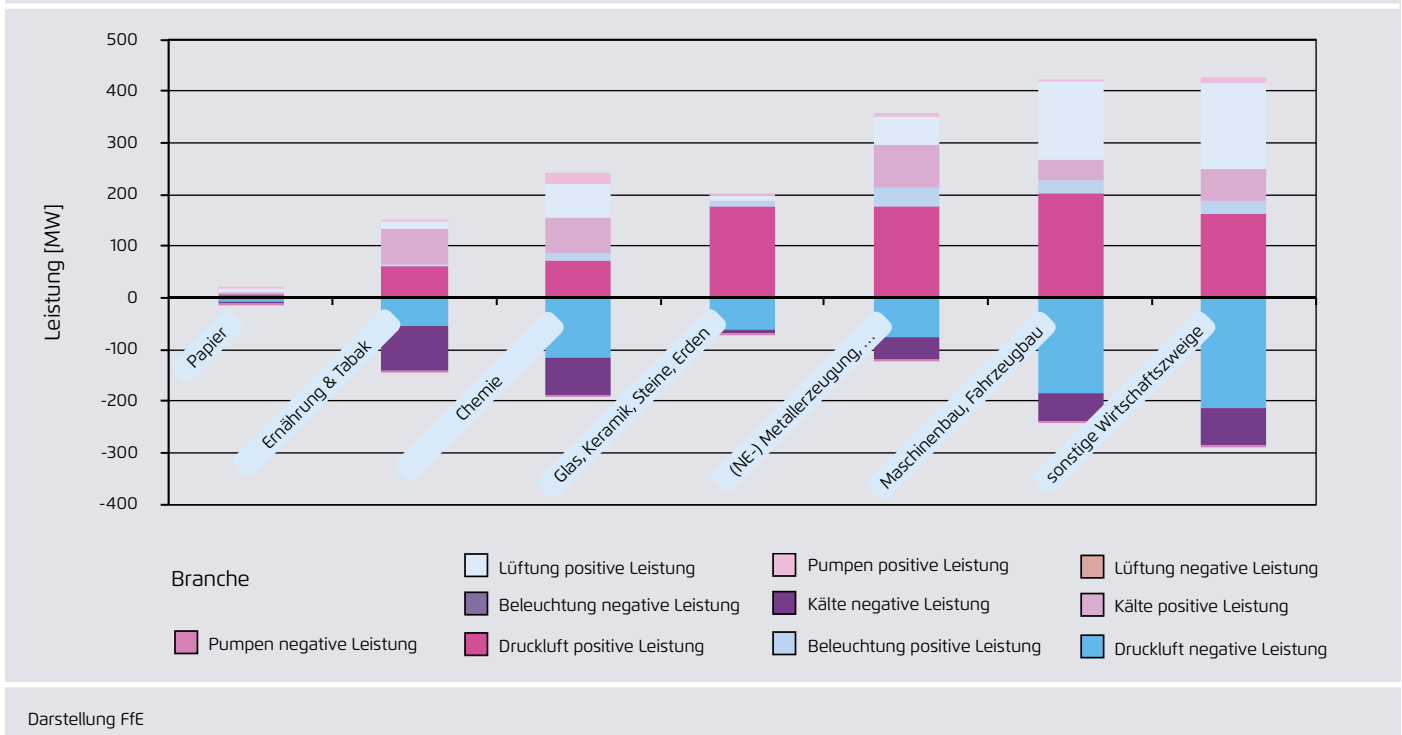
Anlagen, die aus verschiedenen Gründen nicht abgeschaltet werden können.

Interessant ist, dass viele der Unternehmen in der Online-Befragung angaben, dass sie im Bereich Druckluft 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 der Energieeffizienzsteigerung zuzuschrei-

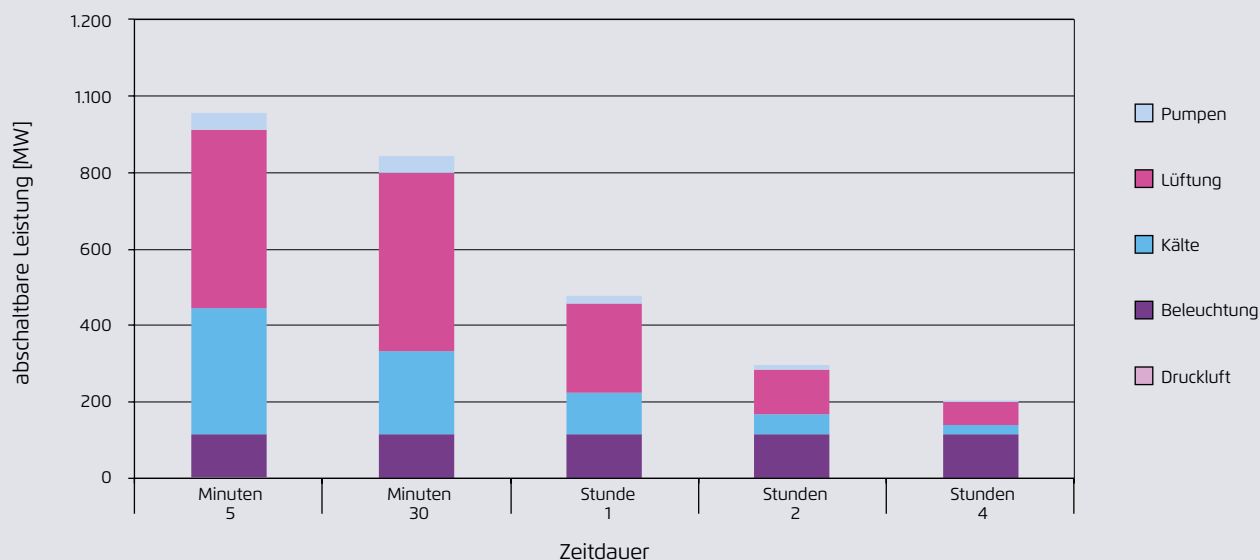
Positive (Abschaltung) und negative (Zuschaltung) Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Abbildung 2



Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Abbildung 3



Darstellung FfE

ben ist. In Ausnahmefällen kann die Beleuchtungsstärke, sofern sie höher ist als nach Arbeitsstättenrichtlinie vorgegeben, über einen längeren Zeitraum (zum Beispiel vier Stunden) gedimmt werden. Dies kann jedoch die Produktivität von Mitarbeitern beeinflussen.

3.3 Industrieprozesse

Zusätzlich zu den Querschnittstechniken sind auch einzelne energieintensive Industrieprozesse analysiert worden. Zunächst wurden Standorte identifiziert, an denen diese Prozesse eingesetzt werden. Die verfügbaren technischen Potenziale wurden anhand von Produktions- und Stromverbrauchsdaten sowie weiterer technischer Kennzahlen wie Teillastfähigkeit abgeleitet. Das ermittelte Potenzial entspricht dann einer Hochrechnung für alle Unternehmen in Baden-Württemberg und Bayern, die den jeweiligen Produktionsprozess einsetzen. Basis für die Hochrechnung sind die jeweils standort-spezifischen Angaben zu den Produktionsmengen beziehungsweise Stromverbräuchen, die in der Regel durch die Unternehmen selber zum Beispiel im Rahmen von Umweltberichten veröffentlicht werden. Für die

Potenzialabschätzung wurde dann unterstellt, dass sich alle Unternehmen an einem Lastmanagement beteiligen. Darüber hinaus wurden Gespräche mit Unternehmen geführt, um die ermittelten Potenziale zu validieren und eine Einschätzung für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu bekommen.

Zement

In der Zementindustrie sind insbesondere die Zementmühlen, aber auch die Rohmehlmühlen für ein Lastmanagement geeignet. Sie werden bereits heute vor allem in den Nachtstunden und am Wochenende genutzt. In Bayern und Baden-Württemberg wurde der Leistungsbedarf für insgesamt 13 Standorte für diese Anwendungen auf circa 130 MW abgeschätzt, wovon circa **50 MW** für ein Lastmanagement genutzt werden könnten. Damit könnten bis zu 30 Prozent der Last bei diesen Zementwerken verlagert werden. Die Verlagerungsdauern betragen bis zu vier Stunden. Bei den Rohmühlen sind auf Grund der begrenzten Speicherkapazitäten zum Teil nur deutlich kürzere Zeiten realisierbar. Vorankündigungszeiten sollten mindestens bei 30 Minuten liegen.

Papier

Die Anwendung mit der größten Bedeutung für ein Lastmanagement sind die Holzschleifer bei der Holzstoffherstellung. Diese können bis zu 20 Prozent des Leistungsbedarfs eines Standortes ausmachen. Diese Anwendungen werden bereits heute, ähnlich wie bei den Zementmühlen für eine optimierte Beschaffung genutzt. Die Unternehmen aus der Papierbranche haben ihr Potenzial für ein Lastmanagement auf circa zwei bis vier Prozent ihrer aktuellen Last geschätzt. Für zwölf Standorte in Bayern und Baden-Württemberg wurde der Leistungsbedarf der Holzschleifer auf circa **90 MW** geschätzt, der für ein Lastmanagement auch vollständig nutzbar ist. Die Verlagerungsdauern liegen bei circa 2 Stunden, wobei Vorankündigungszeiten von weniger als einer Stunde als realisierbar angesehen wurden. Weitere Potenziale bestehen in der Altpapieraufbereitung sowie in der Zellstoffherstellung.

Chemie-Industrie und Chlorherstellung

Bei der Chemieindustrie ist die Chlorherstellung für ein Lastmanagement sehr geeignet. In Süddeutschland ist 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 Lastabwurf möglich, der jedoch zu höheren Kosten führt. In diesem Fall sind 250 MW an Leistung verfügbar. Die Abschalt-dauern betragen zwei Stunden, zum Teil können auch längere Abschalt-dauern realisiert werden.

Elektrostahlindustrie

In Süddeutschland existieren zwei Stahlstandorte, die einen Leistungsbedarf für ihre Elektrostahlöfen von circa **150 MW** aufweisen. Dieses Potenzial würde auch für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen. Die Elektrostahlproduktion ist ein diskontinuierlicher sogenannter *Batch*-Prozess, 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 *Batch*-Prozess, der zwischen 50 und 120 Minuten läuft, durch

einen verzögerten Start ermöglicht werden. In der Regel lassen sich Abschalt-dauern bis zu zwei Stunden realisieren.

Zusammenfassung

Auf Basis der Unternehmensbefragungen und Interviews wurde das ökonomische Potenzial abgeschätzt, wenn eine Vergütung entsprechend der Lastabschaltverordnung (AbLaV) gezahlt werden würde. Dies entspricht einer Leistungsvergütung von circa 2.500 Euro pro Monat und einer zusätzlichen Vergütung bei Abruf zwischen 100 und 400 Euro/MWh. In Summe leitet sich ein Lastmanagement-potenzial von circa 400 bis 450 MW ab, das zur Steigerung der Versorgungssicherheit für Regelenergie und *Redispatch* zur Verfügung stehen könnte (siehe **Tabelle 1**). Ein Teil dieses Potenzials wird heute bereits für eine optimierte Beschaffung genutzt, so dass der Beitrag der energieintensiven Prozesse zur Spitzenlastreduktion geringer ausfallen wird.

3.4 Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen

Datengrundlage und Methodik

Für die Potenzialermittlung wurden Daten von Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern beschafft und ausgewertet. Da nicht alle Datensätze die Jahresstromverbräuche von Wärmepumpen (WP) und Nachtspeicherheizungen (NSH) direkt ausweisen, wurden die Verbräuche teilweise mit Vergleichswerten, Literaturrecherchen und Berechnungen angepasst. Über Versorgungsgrade und Informationen zur installierten Leistung konnten weitere Justierungen und Überprüfungen der Werte vorgenommen werden. Mittels der Datensätze konnten 67 Prozent der Gemeinden des untersuchten Gebietes erfasst werden. Nach der Bereinigung der Daten erfolgte die Hochrechnung der Gebiete, für die keine Daten vorlagen, auf der Grundlage von 59 Prozent der Gemeinden des betrachteten Gebietes. Unter Berücksichtigung der Temperaturen der betrachteten Zeiträume und der jeweiligen temperaturabhängigen Lastprofile der Verteilnetzbetreiber wurden Lastgänge erstellt. Diese wurden als Basis für die Potenzialermittlung verwendet. Aus der Betrachtung der temperaturabhängigen Lastprofile wurden

Lastmanagementpotenziale in energieintensiven Prozessen

Tabelle 1

| Anwendung | Leistungsbedarf | Leistungsbedarf | Anzahl Aktivierungen pro Jahr | Ökonomisches Potenzial nach AbLaV |
|------------------------------------|-----------------|-----------------------------------|-------------------------------|---|
| Zement (Rohmehl- und Zementmühlen) | 130 MW | bis zu 4 Stunden, zum Teil länger | 20 – 50 mal | circa 50 MW (30 Prozent bezogen auf die Last) |
| Papier (Holzschleifer) | 90 MW | 2 Stunden, zum Teil länger | 20 – 50 mal | circa 90 MW (20 Prozent) |
| Chlor (Elektrolyse) | 250 MW | circa 2 Stunden | 20 – 50 mal | circa 160 MW |
| Stahl (Elektro-Stahlöfen) | 150 MW | circa 2 Stunden | 20 – 50 mal | circa 150 MW |
| Summe | | circa 2 Stunden | 20 – 50 mal | 400 – 450 MW |

Eigene Darstellung

die maximal mögliche Abschaltdauer und die Häufigkeit der Abschaltungen ermittelt.

Die temperaturabhängigen Lastprofile stellen die Gesamtheit der Anlagen dar. Sie setzen sich aus verschiedenen Lastmodellen zusammen – der Vorwärtssteuerung, der Rückwärtssteuerung und der Spreizsteuerung. Alle drei Modelle arbeiten grundsätzlich mit der Außentemperatur und der Restwärme im Speicher. Ziel ist es, nur so viel Energie zu laden, wie in der folgenden Abgabephase verbraucht wird. In der Zeit vor der Beladung wird der Temperaturverlauf über den Außentemperaturfühler der Aufladesteuerung aufgezeichnet, um den Ladungsollwert zu ermitteln. Die Freigabe zur Ladung erfolgt letztendlich zeit- oder funkgesteuert durch den Netzbetreiber. Dabei sendet der Netzbetreiber ein Rundsteuersignal aus, welches als Übertragungsweg entweder das Stromverteilnetz oder einen Langwellenfunkkanal nutzt. Der Rundsteuerempfänger der jeweiligen Anlage wandelt das Signal in eine Steuerinformation um. Bei der vorwärtsgesteuerten Fahrweise erfolgt die Speicherbeladung bereits zu Beginn des Ladefensters. Je nach Ladestatus und Außentemperatur schalten die Heizungen schrittweise ab. Hingegen erfolgt bei der rückwärtsgesteuerten Fahrweise ein konsequentes Zuschalten der Heizungen, die ihren Sollwert erst zum Ende des Freigabezeitraums erreichen. Die Spreizsteuerung verlagert die Last in die Mitte der Ladefreigabezeit oder an den Anfang und an das Ende.

Zum Verständnis der Rolle von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen wurden die Technik, die aktuelle Handhabung, die Marktmechanismen sowie optimierte Einsatzmöglichkeiten in Gesprächen mit Vertretern von E.ON Metering, E.ON Bayern, LEW Verteilnetz und EnBW Vertrieb diskutiert. Es wurden Methoden entwickelt, um Lastverschiebungspotenziale unter verschiedenen Prämissen zu ermitteln. Dabei wurden sowohl Methoden, die eine vorherige Planung voraussetzen als auch Ansätze, mit denen ohne vorherige Planung kurzfristig auf Ereignisse reagiert werden kann, berücksichtigt.

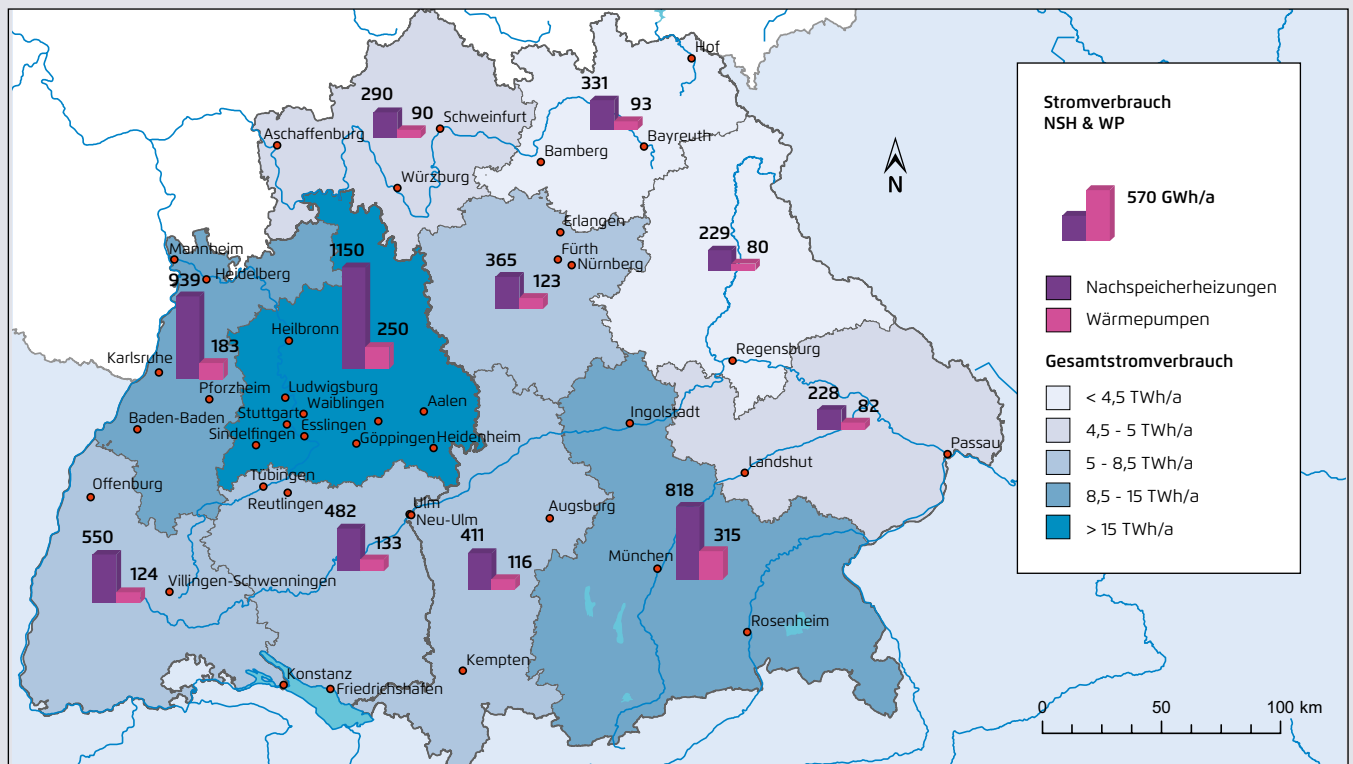
Potenziale

Mit den Daten können die Jahresstromverbräuche für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen auf Regierungsebene dargestellt werden (siehe **Abbildung 4**).

Die Potenziale werden stark von den tatsächlichen Lasten, die sowohl von der Temperatur als auch der Tageszeit abhängen, beeinflusst. Daher wurden die Lastverschiebungspotenziale zeitabhängig für unterschiedliche Temperaturbereiche ermittelt.

Im dargestellten Jahresverlauf in **Abbildung 5** ist erkennbar, dass die Lasten von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen im Winter typischerweise am höchsten sind und im Sommer nahe null liegen.

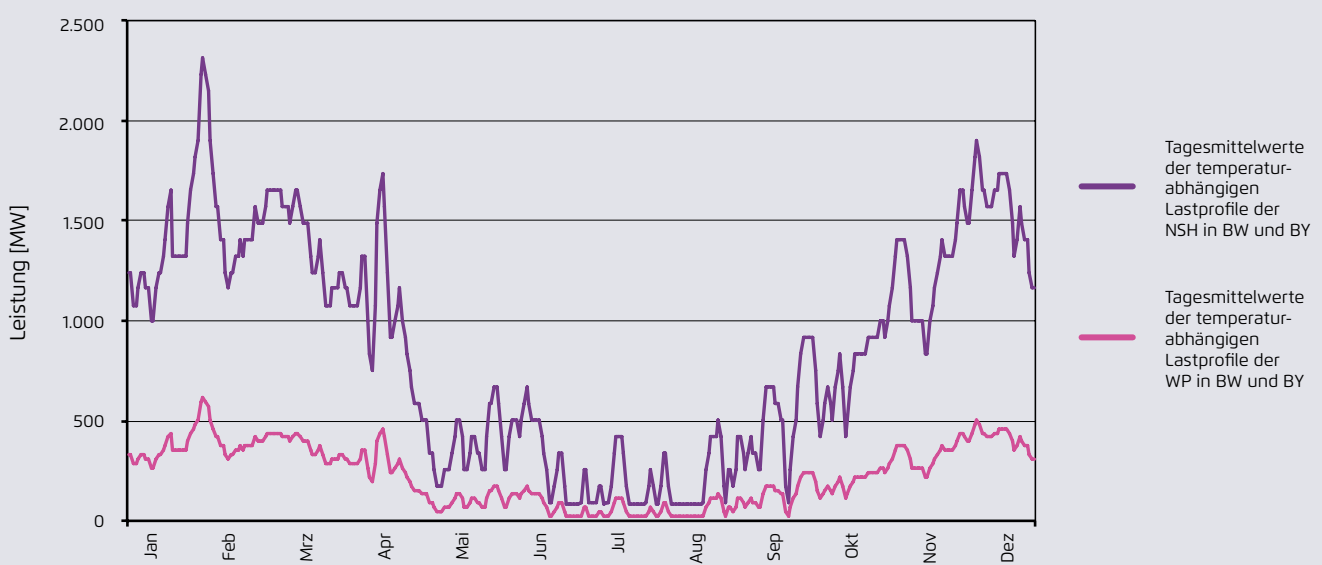
Jahresstromverbrauch von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg Abbildung 4



Darstellung FfE, basierend auf FfE-Regionenmodell 2012, Statistisches Bundesamt (Destatis); E.ON Bayern (VNB), LEW Verteilnetz GmbH (VNB) und EnBW Vertrieb (EVU) 2010 - 2011

Saisonale Abhängigkeit der Potenziale: Jahreslastgang der Tagesmittelwerte von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen

Abbildung 5



Darstellung FfE

Wie in **Abbildung 6** zu erkennen ist, liegen insbesondere die Hochlastbereiche von Nachtspeicherheizungen im Tagesverlauf typischerweise in den Nachtstunden. Wärmepumpen hingegen weisen eine relativ konstante Last auf.

Aufgrund der unterschiedlichen Lastverläufe und Charakteristika der Verschiebbarkeit werden die Potenziale von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen im Folgenden getrennt ausgewiesen. Zunächst wurden exemplarisch die Potenziale zeitunabhängig für einen Tag mit einer Referenztemperatur von 0°C für Wärmepumpen berechnet. Für hohe Temperaturen fallen die Lastverschiebungspotenziale teilweise deutlich geringer aus. Die ausgewiesenen Potenziale basieren auf einer flexiblen Abschaltzeit von Wärmepumpen, die an die jeweiligen Sperrzeiten der Verteilnetzbetreiber angelehnt ist. Bevor die Wärmepumpen erneut gesperrt werden können, wird die Nachholung der reduzierten Last berücksichtigt.

Die gesamte Last der Wärmepumpen kann für eine Stunde reduziert werden. In Abhängigkeit von der Tageszeit können demnach zwischen 340 und 400 MW abgeschaltet werden.

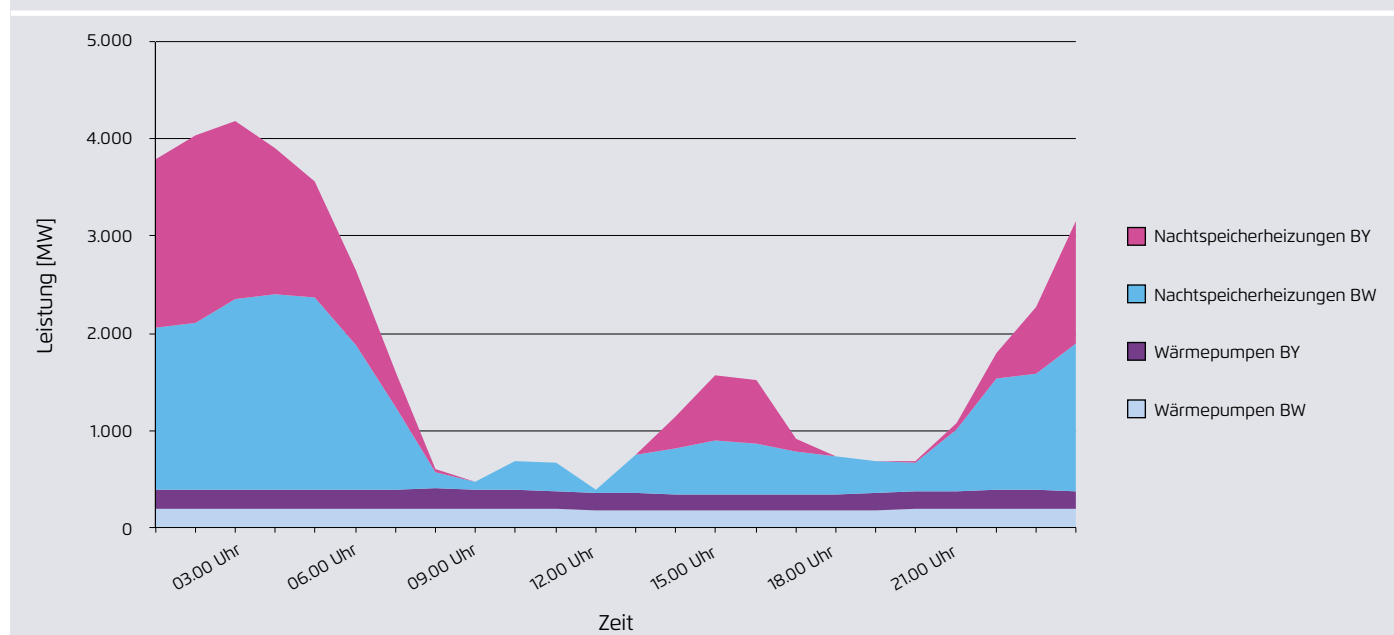
Aufgrund der geringen Speicherkapazitäten zeigt sich, dass die Lastreduzierungs Potenziale mit zunehmender Dauer schnell abnehmen. Bei einem Zeitbereich von zwölf Stunden beträgt die mittlere abschaltbare Leistung etwa 40 MW.

Die Lastreduzierungs potenziale von Nachtspeicherheizungen wurden durch eine Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden ermittelt. Da die Lasten von Nachtspeicherheizungen im Verlauf eines Tages häufig bei null liegen, liegt das minimale Potenzial entsprechend bei null.

Es zeigt sich, dass an dem Referenztag mit einer mittleren Außentemperatur von 0°C die Lasten um bis zu 3.000 MW für eine Stunde reduziert werden könnten. Dies ist allerdings nicht für jede beliebige, sondern nur für eine bestimmte Stunde möglich. Im schlechtesten Fall liegt kein Reduzierungspotenzial vor. Über die Dauer von zwölf Stunden lassen sich maximal 1.800 MW mittlere Last reduzieren. Dies ist aber ebenfalls nur für einen bestimmten Abschaltblock von zwölf Stunden möglich. Für die anderen 24 vorstellbaren Startpunkte lässt sich nur ein geringeres Potenzial realisieren.

Tageszeitliche Abhängigkeit der Potenziale: Lastgang bei 0°C für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg

Abbildung 6



Darstellung FfE

4. Beitrag der Lastmanagementpotenziale zur Versorgungssicherheit

Aus Netzsicht können Lastmanagementpotenziale dann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern, wenn sie in kritischen Netzsituationen verfügbar sind. Hierbei können drei Situationen unterschieden werden:

- Beitrag von abschaltbaren Lasten zur Entlastung des Netzes und einzelner Netzelemente (*Redispatch*) – räumliche und zeitliche Verfügbarkeit sind dabei relevant
- Beitrag von Lastmanagement zum Ausgleich der Systembilanz zwischen Nachfrage und Erzeugung (Regelenergiebereitstellung) – erfordert freie Netzkapazitäten
- Beitrag eines Lastmanagements zur Reduktion der Spitzenlastnachfrage im Gesamtsystem – wird heute bereits durch die Preise an der EPEX-Spot angezeigt

Für die Bewertung, welche der identifizierten Lastmanagementpotenziale in den genannten kritischen Netzsituationen auch tatsächlich zur Verfügung stehen, spielt die Frage, wann diese kritischen Netzsituationen auftreten, eine wichtige Rolle. Daher soll nachfolgend eine Einschätzung dazu gegeben werden.

Am stärksten wird die Versorgungssicherheit derzeit durch den ersten Punkt, nämlich eine Überlastung einzelner Netzelemente gefährdet. Hier werden Lastmanagementpotenziale bisher nicht eingesetzt. Die Berichte der Bundesnetzagentur zeigen, dass kritische Netzsituationen mit einer Aktivierung der Kaltreserve in den Wintermonaten Dezember 2011 und Februar 2012 aufgetreten sind. Das kritische Zeitfenster lag einige Male zwischen 19 und 20 Uhr, wenn eine hohe Stromnachfrage und eine auf null gesunkene PV-Leistung zusammentreffen. *Redispatch*-Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes sind aber auch tagsüber und in den Morgenstunden durchgeführt worden.

Der Abruf an Minutenreserve verteilt sich über den gesamten Tag, wobei im Jahr 2012 häufiger in den Tagesstunden

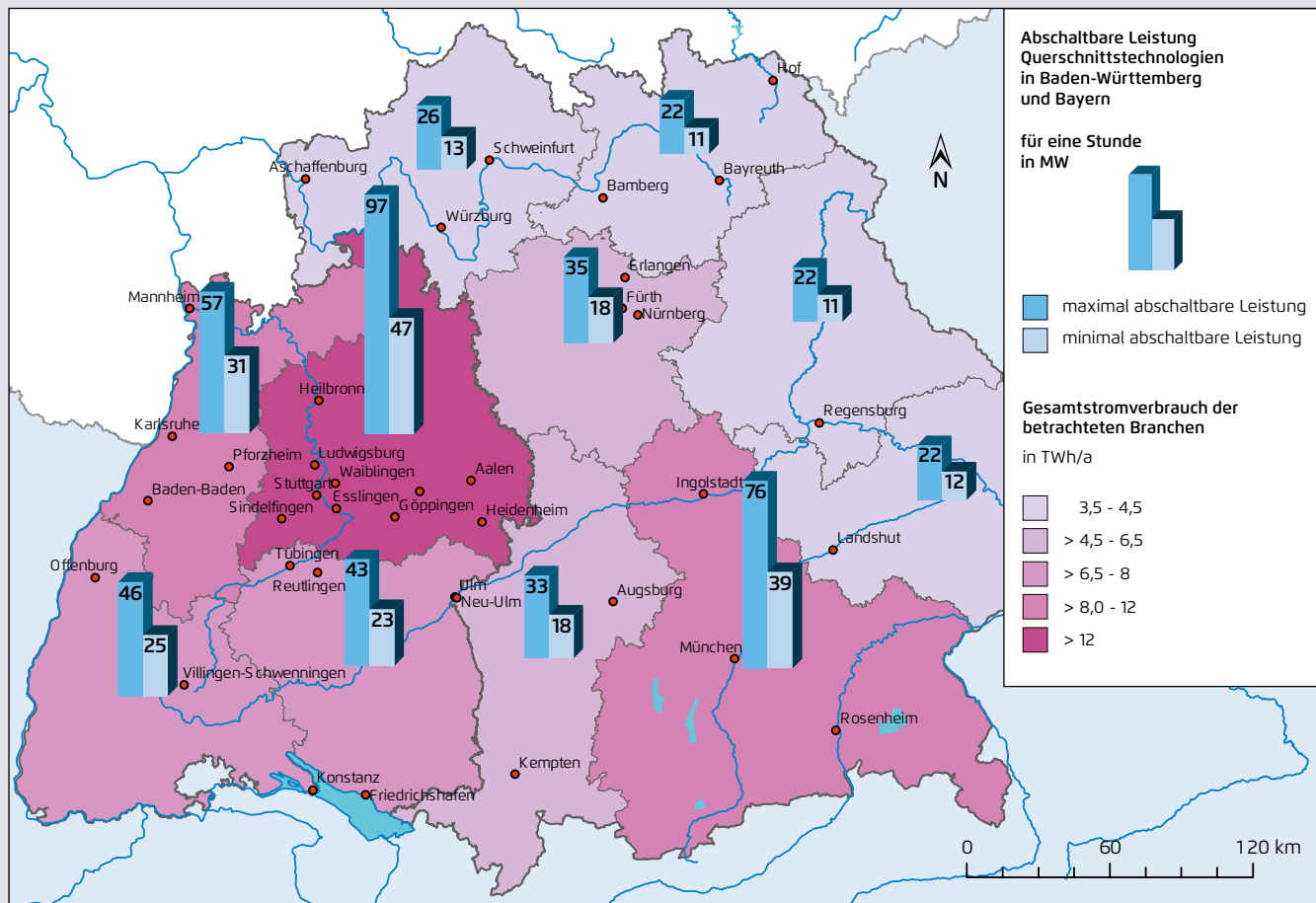
Minutenreserve abgerufen worden ist. Unterschiede zwischen der Abrufhäufigkeit im Winter und Sommer lassen sich wenige ausmachen. Auf Basis dieser Charakteristik kann eine erste Bewertung des Beitrages von Lastmanagementpotenzialen zur Versorgungssicherheit erfolgen.

Lastreduzierungs- und Lastmanagementpotenziale der Querschnittstechnologien sind abhängig von den jeweiligen Produktionszeiten in den Unternehmen. Sie stehen in unterschiedlichen Höhen über die Tageszeit verteilt zur Verfügung und können kurzfristig über geringe Dauern oder mehrere Stunden reduziert werden. An Sonn- und Feiertagen sind die Last und somit die Abschaltpotenziale am geringsten. An Werktagen zur Hauptbetriebszeit sind die Abschaltpotenziale erwartungsgemäß am höchsten. Die maximalen und minimalen zur Verfügung stehenden Abschaltpotenziale sind in **Abbildung 7** dargestellt. Jahreszeitliche Schwankungen sind vernachlässigbar. Die Lasten sind relativ homogen zu den Industrielasten im Netz verteilt und können somit auch zur Behebung von lokalen Engpasssituationen verwendet werden.

Energieintensive Prozesse werden in der Regel kontinuierlich betrieben und stehen daher das gesamte Jahr über zur Verfügung. Häufig werden diese Prozesse bereits für ein internes Spitzenlastmanagement oder für eine optimierte Beschaffung eingesetzt. Die identifizierten Lastmanagementpotenziale stehen daher bei hohen Börsenstrompreisen zum Teil nicht mehr zur Verfügung. Dieses betriebliche Lastmanagement ist jedoch in der Regel nur begrenzt an die aktuelle Netzsituation gekoppelt. Situationen, die ein *Redispatch* notwendig machen oder die einen hohen Regelenergieabruf bedingen, gehen nicht zwangsläufig mit hohen Börsenstrompreisen einher. Aus diesem Grund besteht in einer Kopplung dieser Nachfrage an die Netzsituation eine Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Der Beitrag der energieintensiven Prozesse liegt also insbesondere in einer Bereitstellung von zusätzlicher Regelleistung beziehungsweise *Redispatch*-Kapazität. Die Befragungen

Maximale und minimale abschaltbare Leistung der Querschnittstechnologien

Abbildung 7



Darstellung FfE, basierend auf Daten des Statistischen Bundesamts und eigenen Berechnungen

der Unternehmen haben gezeigt, dass nur eine sehr begrenzte Anzahl an Unternehmen heute ihre Lastmanagementpotenziale im Regelenergiemarkt anbietet. So konnten nur in Bayern einzelne Unternehmen identifiziert werden, die Lasten im Regelenergiemarkt präqualifiziert haben. Dies wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber auch bestätigt.

Die aktuellen Lastprofile von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen unterliegen starken temperaturabhängigen Schwankungen. Ein Abschaltpotenzial steht daher überwiegend an kalten Tagen während der Nachtzeit zur Verfügung. In den Spitzenlastfenstern im Winter (18 bis 20 Uhr) sind die Potenziale in der Regel nicht verfügbar. Die Verfügbar-

keit der Lastreduzierungsprozente von Wärmepumpen ist durch das relativ homogene Tageslastprofil höher, sodass hier jederzeit für eine kurze Dauer Lasten reduziert werden könnten. Bei den Nachtspeicherheizungen kann darüber hinaus, abhängig von Tageszeit und Temperatur, die Last auch erhöht werden. Bei den ermittelten Potenzialen ist zu berücksichtigen, dass die Potenziale von Nachtspeicherheizungen aufgrund des schrittweisen Betriebsverbots, welches ab 2020 gilt, abnehmen werden. Bei den Wärmepumpen kann von einem zunehmenden Potenzial ausgegangen werden, da eine Verdreifachung des Bestandes aus dem Jahr 2010 bis zum Jahr 2020 erwartet wird.

5. Bestehende Hemmnisse

Im Rahmen der Studie wurden die relevantesten Hemmnisse für eine weitere Umsetzung der Lastmanagementpotenziale zur Steigerung der Netzstabilität identifiziert. Eine wichtige Voraussetzung für Unternehmen ist es, dass Lastmanagementprogramme auf die Anforderungen in Unternehmen zugeschnitten sind. Die Ausgestaltung entscheidet, welche Potenziale in welchem Umfang und zu welchen Kosten aktiviert werden können. Als wichtigstes Hemmnis, Lastmanagement zu betreiben, werden von den befragten Unternehmen Produktionsstörungen und Auswirkungen auf die Produktqualität genannt. Zum Teil werden Störungen der Arbeitsabläufe befürchtet. Darüber hinaus schätzen viele Unternehmen die derzeitigen Bedingungen, um sich an einem Lastmanagement zu beteiligen, als zu restriktiv ein. Längere Vorankündigungszeiten, die in die Produktionsplanung integriert werden können, sowie Aktivierungsdauern von maximal zwei Stunden sind von vielen Unternehmen als notwendige Rahmenbedingungen genannt worden. Typischerweise sind abschaltbare Lasten in einer Größenordnung von einigen hundert kW bis zu mehreren MW verfügbar. Diese Leistungsklassen sollten sich in den Lastmanagementprogrammen wiederfinden. Weiterhin wurde von den Unternehmen auch die Möglichkeit, kurzfristig aus einem Lastmanagementprogramm auszusteigen, als wichtige Bedingung genannt, um auf veränderte Produktionsanforderungen zu reagieren.

Für viele Unternehmen sind die derzeitigen finanziellen Anreize, sich an einem Lastmanagementprogramm zu beteiligen, zu gering. Zum Teil setzen Unternehmen ein betriebliches Lastmanagement um, mit dem sie Spitzenlasten in ihrem Unternehmen reduzieren oder ihre Strombeschaffung optimieren können. Im Regelenergiemarkt ist nur ein sehr geringer Anteil der Unternehmen aktiv. Für die Implementierung eines Lastmanagements fallen Anfangsinvestitionen an, die sich aus den Erlösen finanzieren müssen. Für den Einbau der notwendigen Technik sowie die Planung des Lastmanagements im Unternehmen werden von den Unternehmen Kosten von einigen tausend Euro geschätzt. Attraktiv wird es für die Unternehmen, wenn sie durch eine Beteiligung mehr als fünf Prozent ihrer Stromkosten sparen

können. Bei größeren Unternehmen mit hohen Stromkosten können auch bereits niedrige Stromkosteneinsparungen attraktiv sein.

Die bisher beschriebenen Anforderungen und Hemmnisse zeigen, dass Dienstleister für die Umsetzung der Lastmanagementpotenziale von großer Bedeutung sind. Sie können über ein *Pooling* von Anlagen den Unternehmen die notwendige Flexibilität bieten und gleichzeitig den Netzbetreibern gesichert Leistung zur Verfügung stellen. Die größten Hemmnisse für eine Umsetzung sehen diese Akteure in der bestehenden Aufteilung der Rollen der Marktteilnehmer. Durch die Entflechtung des Energiemarktes entfällt auf jeden Teilnehmer nur eine Rolle, wodurch eine Steuerung der Lasten zugunsten des Gesamtsystems verhindert wird. *Demand-Response*-Aggregatoren fällt es aufgrund der Vielzahl der Markttrollen schwer, sich im Markt zu etablieren, da sie mit jedem Teilnehmer separate Abkommen treffen müssen.

Für die Nutzung der Lastmanagementpotenziale bei den Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen sind die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen das größte Hemmnis, um diese Anwendungen netzkonformer einzusetzen. Da die temperaturabhängigen Lastprofile einzig an die Temperatur und nicht an die Marktbeziehungsweise Netzsituation gekoppelt sind, wird hier Anpassungsbedarf gesehen, um mehr Flexibilität zu ermöglichen. Eine Umverteilung der Entscheidungskompetenzen vom Netzbetreiber zu dem Lieferanten sollte zu einer flexibleren Anpassung der Lasten führen. Der Lieferant, der die wirtschaftliche Verantwortung der Beschaffung trägt, ist auf eine genauere Prognose und eine Lastkurve, die sich an den Börsenpreisen orientiert, stärker angewiesen als der Verteilnetzbetreiber. Wesentliche Voraussetzung hierzu wäre, dass die Lieferung und Abrechnung nicht mehr auf Basis von standardisierten Lastprofilen erfolgt. Alternativen ergeben sich durch den Einsatz von *Smart Metern* oder durch Referenzmessungen.

6. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

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. Darüber hinaus existieren zusätzliche Potenziale im Bereich der Querschnittstechnologien, insbesondere bei den Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen im industriellen Bereich, die häufig auch Leistungsklassen von mehreren hundert kW umfassen können. Schließlich bietet sich auch im Bereich der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen) die Möglichkeit, bestehende Potenziale stärker markt- und netzkonform zu betreiben.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass Lastmanagementpotenziale bei den industriellen Querschnittstechnologien und energieintensiven Prozessen von über einem GW in Süddeutschland zur Verfügung stehen, die über einen Zeitraum von 30 Minuten bis zu zwei Stunden aktiviert werden können (siehe **Tabelle 2**).

Bei den Vorankündigungszeiten lassen sich zwei Gruppen unterscheiden. Zum einen Anwendungen, die kurzfristig innerhalb von einer Stunde aktiviert werden können, und Anwendungen, die im Rahmen einer Produktionsplanung mit längeren Vorlaufzeiten (acht bis zu 24 Stunden) aktiviert werden können. Die typischen Leistungsklassen liegen pro Unternehmen bei einigen 100 kW bis zu einigen MW. Nur sehr wenige Unternehmen könnten Potenziale mit mehr als zehn MW zur Verfügung stellen.

Die finanziellen Anreize für ein Lastmanagement sollten zunächst ausreichend sein, um die Anfangsinvestitionen (Implementierung und Planung eines Lastmanagements sowie Kosten für notwendige Steuerungstechnik) abzudecken. Typischerweise erwarten die Unternehmen Kosten von einigen tausend Euro als Anfangsinvestition, bevor sie an einem Lastmanagementprogramm teilnehmen können. Attraktiv wird es für die Unternehmen, wenn sie durch eine Beteiligung mehr als fünf Prozent ihrer Stromkosten sparen können. Bei größeren Unternehmen sind gegebenenfalls auch geringere Anreize ausreichend.

Bei einer Ausgestaltung von Lastmanagementprogrammen sollten die Charakteristika der Lastmanagementpotenziale entsprechend berücksichtigt werden. Die derzeitigen Anknüpfungsmöglichkeiten für ein Lastmanagement (Lastabschaltverordnung beziehungsweise Regelenenergiemarkt) bieten derzeit entweder zu restriktive Regelungen, um daran teilzunehmen, oder nur sehr begrenzte finanzielle Anreize.

Um weitere Hemmnisse abzubauen und auch bisher nicht genutzte Anwendungen für ein Lastmanagement zu erschließen, bieten sich Demonstrationsvorhaben etwa im Bereich der Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen an. Hierdurch könnte gezeigt werden, welche Auswirkungen sich auf den Betrieb und die Produktion eines Unternehmens ergeben und wie eine Beteiligung technisch umgesetzt werden kann. Es ließen sich Handlungsempfehlungen als Ausblick in den Energiemarkt der Zukunft ab-

Zusammenfassung der Lastmanagementpotenziale im industriellen Bereich

Tabelle 2

| Bereich | Verlagerungsdauer | |
|------------------------------------|----------------------|--------------------|
| | 30 Minuten | 1 – 2 Stunden |
| Querschnittstechnologien Industrie | > 800 MW | > 450 MW |
| Energieintensive Prozesse | > 400 MW | > 400 MW |
| Summe | > 1.200 MW | > 850 MW |

Eigene Darstellung

leiten, wie ein volkswirtschaftlich sinnvolles Anreizsystem ausgestaltet sein sollte, um die Potenziale zu heben.

Darüber hinaus sollten regulatorische Anpassungen angedacht werden. Hier ist zum einen die Rolle der Lastmanagementaggregatoren zu definieren. Derzeit sind die Lieferanten die zentralen Akteure, die mit Unterstützung von Aggregatoren Lastmanagement im Strommarkt umsetzen. Eine eigenständigere Rolle für solche Aggregatoren könnte gegebenenfalls zusätzliches Potenzial aktivieren.

Im privaten Bereich lassen sich Lastverschiebungspotenziale durch Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen realisieren. Da diese abhängig von der Tageszeit und der Temperatur sind, stehen sie nicht zuverlässig für jeden Zeitpunkt zur Verfügung. Bei niedrigeren Temperaturen sind die Lasten und somit die Lastverschiebungspotenziale höher. Bei Nachtspeicherheizungen sind Abschaltpotenziale über-

wiegend nachts vorhanden, können aber über einen relativ langen Zeitraum gestreckt werden. Die Potenziale von Wärmepumpen können relativ homogen über den Tag verteilt genutzt werden, stehen aber nur für kürzere Zeiträume zur Verfügung. Die Lastverschiebungspotenziale für die Dauer von zwei Stunden in Abhängigkeit der Temperatur sind in **Tabelle 3** angegeben.

Um die bestehenden Lastmanagementpotenziale im Bereich der Wärmepumpen und der Nachtspeicherheizungen, deren Bedarf bislang auf Basis von Standardlastprofilen gedeckt wird, zu nutzen, ist eine flexiblere Anpassung des Verbrauchs an die jeweils vorherrschende Erzeugungssituation der wichtigste Schritt.

| Zusammenfassung der Lastmanagementpotenziale im privaten Bereich | | Tabelle 3 |
|--|---------------------------------|----------------------------------|
| Bereich | Verlagerungsdauer | |
| | 2 Stunden (Winter 0°Celsius) | 2 Stunden (Sommer 15°Celsius) |
| Wärmepumpen | 220 – 260 MW | 20 – 37 MW |
| Nachtspeicherheizungen | 0 – 2.900 MW | 0 – 550 MW |
| Summe | 220 – 3.160 MW | 20 – 587 MW |

Eigene Darstellung

Publikationen von Agora Energiewende

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt
(Lang- und Kurzfassung, erstere auch auf Englisch verfügbar)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am
24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am
13. Februar 2013 in Berlin

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der
Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie der Consentec GmbH
in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES
(auch auf Englisch verfügbar)

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Studie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

