

Lastverschiebung in der Industrie – Potenzial und Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland

Dipl.-Ing. M. Steurer, Dr.-Ing. N. Sun, Dr. rer. pol. U. Fahl, Prof. Dr.-Ing. A. Voß

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart,
Heißbrühlstr. 49a, D-70565 Stuttgart, Telefon: +49 711/685878-14,
E-Mail: Martin.Steurer@ier.uni-stuttgart.de, <http://www.ier.uni-stuttgart.de/>

Kurzfassung: Im vorliegenden Artikel wird untersucht, welchen Beitrag intelligentes Lastmanagement hinsichtlich einer sicheren und kosteneffizienten Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das deutsche Stromversorgungssystem leisten kann. Dazu wird das Potenzial für Lastverschiebung in ausgewählten stromintensiven Industrieanwendungen ermittelt. Mithilfe eines fundamentalen Elektrizitätsmarktmodells wird der Einfluss von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland im aktuellen energiewirtschaftlichen Kontext sowie in einem möglichen zukünftigen System mit einem 80 %-Anteil erneuerbarer Energien analysiert.

Keywords: Intelligentes Lastmanagement, Demand Side Integration, industrielle Lastverschiebung, Stromerzeugungskosten

1 Hintergrund und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen Deutschlands wurde die Elektrizitätserzeugung basierend auf erneuerbaren Energien bereits ausgebaut und soll weiter ausgebaut werden. Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch der Bundesrepublik soll von 23 % in 2013 bis zum Jahr 2020 auf 35 %, bis 2030 auf 50 % und bis 2050 auf 80 % steigen [1]. Eine besondere Rolle soll dabei die dargebotsabhängige variable Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaik (PV)-Anlagen einnehmen. Um der Herausforderung einer sicheren und effizienten Integration dieser fluktuierenden Strommengen in das bestehende System zu begegnen, werden verschiedene Flexibilitätskonzepte diskutiert. Neben der Anbindung geeigneter Speichersysteme, dem Ausbau der Netze und dem verstärkten Einsatz von Erzeugungsmanagement steht insbesondere die Nutzung des intelligenten Lastmanagements (demand side integration) im Fokus der Diskussion.

Als intelligentes Lastmanagement wird eine standortübergreifende koordinierte Steuerung der Stromnachfrage bezeichnet. Sie verfolgt das Ziel, den Stromverbrauch an das verfügbare Angebot anzupassen. Beispielsweise kann in einer Situation mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und hoher Verbraucherlast, also bei hoher Residuallast, eine Lastreduktion aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein. Dagegen kann in einer Situation mit geringer Residuallast eine Lastzuschaltung sinnvoll sein. Aktuelle Studien weisen in Deutschland ein technisches Lastmanagementpotenzial von mehreren Gigawatt über den Zeitraum von mindestens einer Stunde aus [2], [3], [4], [5], das zur Anpassung der Residuallastganglinie oder zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden kann. Lastmanagement wird in der deutschen Industrie schon seit vielen

Jahren genutzt. Jedoch steht bislang fast ausschließlich die betriebsinterne Spitzenlastreduktion und damit ein nicht notwendigerweise systemdienlicher Einsatz im Sinne eines intelligenten Lastmanagements im Fokus. Unklarheit herrscht aktuell sowohl hinsichtlich der Kosten, die für solch einen systemdienlichen Einsatz von Lastmanagement auf Verbraucherseite anfallen als auch hinsichtlich des kostensenkenden Effekts auf die Erzeugungs- und Netzseite.

Ziel des vorliegenden Beitrags ist daher die Untersuchung und Bewertung des möglichen erzeugungsseitigen Nutzens durch den Einsatz eines systemdienlichen Lastmanagements sowie des Einflusses der für das Lastmanagement anfallenden Kosten darauf. Dazu wird im ersten Schritt eine Potenzialanalyse durchgeführt. Diese konzentriert sich auf das Potenzial für Lastverschiebung in ausgewählten stromintensiven Industrieenanwendungen. Dabei wird zwischen dem aktuell vorhandenen technischen Potenzial sowie einer möglichen zukünftigen Entwicklung des Potenzials differenziert.

Im zweiten Schritt wird Lastmanagement als eine Option in ein fundamentales Optimierungsmodell implementiert. Damit wird der Einfluss von Lastverschiebung auf Einsatz und Investitionen von Kraftwerken und somit auf die Systemerzeugungskosten untersucht. Hierbei werden zunächst Modellaufbau und -annahmen sowie die betrachteten Szenarien beschrieben, die sich hinsichtlich der für Lastverschiebung angenommenen Kosten unterscheiden. Schließlich werden die im Modell ermittelten Effekte durch Lastverschiebung analysiert und ein Fazit gezogen.

2 Potenzial für Lastverschiebung in der stromintensiven Industrie in Deutschland

Für Lastmanagement technisch geeignete Stromanwendungen sind prinzipiell in allen Wirtschaftssektoren zu finden. Im Haushaltsbereich kommen etwa Wärmepumpen, Elektrospeicheröfen, Kühl- und Gefriergeräte in Frage. Von den Querschnittstechnologien, die in der Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) eingesetzt werden, sind insbesondere Kälte- und Lüftungsanwendungen für Lastmanagement interessant. Die genannten Anwendungen werden zum jetzigen Zeitpunkt in Deutschland jedoch kaum für Lastmanagement eingesetzt. Der notwendige Aufwand für die informationstechnische Anbindung sowie die ungeklärten Fragen nach Kundenakzeptanz und Anreizung stellen Faktoren dar, die eine umfangreiche Nutzung dieser Anwendungen für Lastmanagement erst langfristig erwarten lassen.

Im Gegensatz dazu wurden bei zahlreichen branchenspezifischen Anwendungen in der Industrie bereits über viele Jahre Erfahrungen mit Lastmanagement gesammelt. Hierbei handelt es sich in der Regel um betriebliches Lastmanagement mit dem Ziel der Reduktion der betriebsinternen Lastspitze. Auf diese Weise können Unternehmen Kosten beim Strombezug einsparen, da sich häufig ein Teil der Stromkosten nach der Höhe der maximal in einem Jahr gemessenen elektrischen Leistung bemisst, meist bezogen auf Viertelstundenwerte. Dieses betriebliche Lastmanagement ist dabei nicht notwendigerweise auf Systemerfordernisse wie den Ausgleich volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgerichtet. Die vorhandene kommunikationstechnische Anbindung und die durch den Einsatz von betrieblichem Lastmanagement gesammelten Erfahrungen können jedoch

für solch ein systemdienliches Lastmanagement genutzt werden. In der letzten Zeit werden deutsche Industrieunternehmen bereits zunehmend aktiv hinsichtlich der Vermarktung flexibler industrieller Lasten als Systemdienstleistung am Regelenergiemarkt oder über die 2013 ins Leben gerufene Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).

In diesem Beitrag wird die Potenzialbetrachtung auf sechs stromintensive Industrieanwendungen begrenzt, bei denen das vorhandene technische Lastmanagementpotenzial gut abgeschätzt und von einer kurzfristigen Verfügbarkeit mit vernachlässigbaren Anbindungskosten ausgegangen werden kann. Es wird zudem nur der Fall der Lastverschiebung berücksichtigt, bei dem eine zu- oder abgeschaltete Energiemenge zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgeglichen wird. Dies ist damit begründet, dass eine Lastabschaltung ohne spätere Kompensation in der Regel eine Beeinträchtigung der Wertschöpfung eines Industrieunternehmens, etwa durch Produktionsausfall, darstellt. Folgende Anwendungen werden betrachtet:

- Rohmühlen: Vom Steinbruch abgetragenes Rohmaterial wird in Rohr- oder Wälzmühlen feingemahlen und in Rohmehlsilos zwischengelagert.
- Zementmühlen: Nachdem das Rohmehl zu Klinker gebrannt wurde, wird dieser in Kugel-, Gutbett- oder Vertikalmühlen zu Zement gemahlen und in Zementsilos gelagert.
- Holzschleifer: Holzprügel werden unter Zugabe von heißem Wasser an einen rotierenden Schleifstein gepresst. Der entstehende Holzschliff wird in Silos zwischengespeichert und dient als Faserstoff für die Papierproduktion.
- Elektrolichtbogenöfen: In einem diskontinuierlichen Batch-Prozess wird Stahlschrott in Dreh- oder Gleichstrommöfen chargiert und eingeschmolzen. Der Rohstahl wird anschließend abgestochen und in Pfannenöfen legiert.
- Aluminiumschmelzflusselektrolyse: Im Bayer-Verfahren aus Bauxit gewonnene Tonerde wird im Hall-Heroult-Verfahren elektrolytisch reduziert und so reines Aluminium gewonnen.
- Chloralkalielektrolyse: Bei Membran-, Amalgam- und Diaphragmaverfahren werden jeweils die Edukte Natriumchlorid und Wasser in die Produkte Chlor, Natronlauge und Wasserstoff umgesetzt. Dagegen wird beim weniger verbreiteten HCl-Verfahren Chlorwasserstoff in Chlor und Wasserstoff gespalten. Je nach Standort bestehen neben Chlorspeichern Tanks für das Zwischenprodukt Dichlorethan (DCE).

Bei Roh- und Zementmühlen sowie Holzschleifern besteht in Abhängigkeit von Kapazität und Füllstand der Silos und der Produktionsgeschwindigkeit der vor- und nachgelagerten Prozesse (im Fall der Zementmühlen ist der nachgelagerte Prozess der Abtransport) die Möglichkeit zur Lastverschiebung, bis der Produktzwischenpeicher leer- bzw. vollgefahren ist. Bei Elektrolichtbogenöfen kann eine Lastverschiebung aufgrund der Batch-Charakteristik sowohl durch Verzögerung des Anfahrens als auch durch Abschaltung realisiert werden. Die Schmelzflusselektrolyse zur Primäraluminiumherstellung kann auf Teillast gefahren oder abgeschaltet werden, ebenso ist an einzelnen Standorten eine Lasterhöhung möglich. Bei der Chlorherstellung ist der Teillastbetrieb auf 30 – 40 % der Nennleistung dem Lastabwurf vorzuziehen, da das vollständige Wiederaufahren sehr aufwendig ist. Bei den drei letztgenannten thermischen Prozessen sind deutlich höhere Leistungen als bei den

Mahlprozessen verschiebbar, dafür auf Grund fehlender Zwischenproduktspeicher für kürzere Zeitdauern.

Für die Ermittlung des zeitlich aufgelösten Potenzials für Lastverschiebung werden zunächst die deutschlandweiten Produktionskapazitäten m_{cap} und Produktionsmengen m_{prod} der sechs Anwendungen ermittelt. Die Daten dazu stammen im Wesentlichen aus Veröffentlichungen der entsprechenden Branchenverbände und beziehen sich auf das Jahr 2011. **Tabelle 1** gibt für die untersuchten Stromanwendungen einen Überblick über die Zahl der Standorte, die Produktionskapazität und -menge im Jahr 2011 in Deutschland. Zusätzlich wird die gesamte installierte elektrische Leistung (im Sinne einer Verbraucherlast) der Anwendungen angegeben, deren Bestimmung anschließend erläutert wird.

Tabelle 1: Zahl der Standorte, Produktionskapazität und –menge, installierte Leistung ausgewählter Stromanwendungen in Deutschland (Eigene Berechnung basierend auf [2], [6], [7], [8], [9], [10], [11])

Anwendung	Zahl der Standorte in Deutschland	Produktionskapazität [kt pa]	Produktion 2011 [kt pa]	Auslastung 2011 [%]	Installierte Leistung [MW _e]
Rohmühlen	34	31.000	24.775	80	145
Zementmühlen	49	50.000	33.540	67	360
Holzschleifer	8	1.103	860	78	257
Elektrolichtbogenöfen	20	15.700	14.500	92	1.587
Aluminiumelektrolyse	4	620	433	70	1.000
Chlorelektrolyse*	15	3.133	2.645	84	1.011
Gesamt	96**	101.556	76.753	76	4.360

*nur Membran- und HCl-Verfahren; **Standorte von Rohmühlen decken sich mit Zementmühlen

Nach Ermittlung der Produktionskapazitäten und -mengen wird mittels einer Literaturlauswertung [2], [3], [4], [5] und Daten aus der Befragung von 28 stromintensiven Produktionsstandorten ein Mittelwert der spezifischen installierten Leistung je Tonne Produktionskapazität P_{spec} für jede untersuchte Anwendung gebildet. Nach

$$P_{max}[MW] = P_{spec}[W/t] * m_{cap}[Mt]$$

ergibt sich daraus die installierte Leistung P_{max} einer Anwendung in Deutschland. Über das Verhältnis aus Produktionsmenge und Produktionskapazität kann für das Bezugsjahr i der durchschnittliche Leistungsbezug P_{\emptyset} bestimmt werden:

$$P_{\emptyset,i}[MW] = P_{max}[MW] * \frac{m_{prod,i}[Mt]}{m_{cap}[Mt]}$$

Aus diesem ergeben sich mit

$$P_{down} = P_{\emptyset} - P_{min}$$

$$P_{up} = P_{max} - P_{\emptyset}$$

die durchschnittlich abschaltbare Leistung P_{down} und die durchschnittlich zuschaltbare Leistung P_{up} . Sofern nicht, wie bei der Chlorelektrolyse, der Teillastbetrieb der

Komplettabschaltung vorzuziehen ist, entspricht die minimale Leistung P_{min} null MW. **Abbildung 1** zeigt ein vereinfachtes Schema zur Ermittlung des Lastverschiebepotenzials. Eine Lastverschiebung um den zuvor ermittelten Wert P_{down} oder P_{up} ist solange möglich, wie die abgeschaltete bzw. zugeschaltete Strommenge E_{down} bzw. E_{up} innerhalb der definierten Zeitspanne t_v wieder ausgeglichen werden kann, sodass sich die Bilanz zu

$$E_{down,t_v} = E_{up,t_v}$$

ergibt.

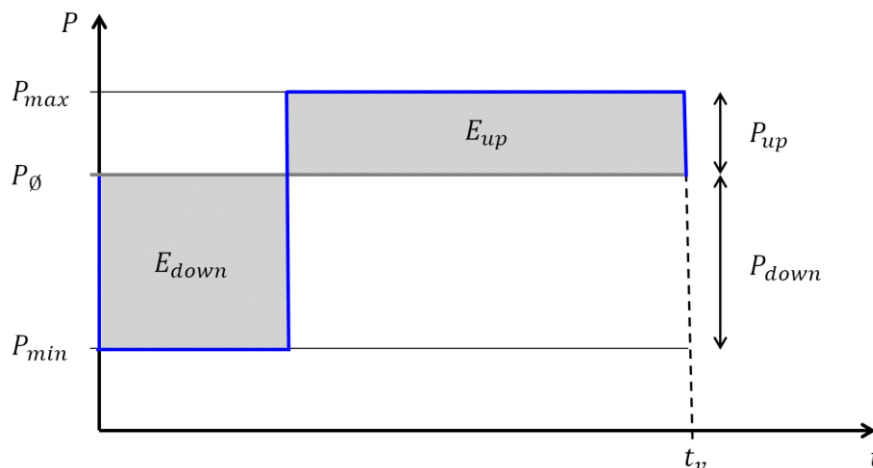


Abbildung 1: Schema zur Ermittlung des Lastverschiebepotenzials (eigene Darstellung nach [12])

Die auf die beschriebene Weise berechneten durchschnittlich zu- und abschaltbaren Lasten im Bezugsjahr 2011 sind in **Tabelle 2** zusammengefasst. Bei Elektrolichtbogenöfen wird aufgrund der Batch-Charakteristik eine abweichende Berechnung gewählt. Dabei wird P_0 nicht über das Verhältnis aus m_{prod} und m_{cap} (0,92 für das Jahr 2011) bestimmt, sondern über die Vollaststundenzahl von 3.719 h, die sich aus einem angenommenen Stromverbrauch der Elektrostahlherstellung in Deutschland für das Jahr 2011 von 5,9 TWh ergibt. Die so ermittelte Durchschnittslast P_0 bzw. P_{down} wird mit dem Kehrwert aus dem Verhältnis von m_{prod} und m_{cap} multipliziert, um P_{max} und daraus P_{up} zu erhalten.

Tabelle 2: Durchschnittlich zu- und abschaltbare Last ausgewählter Stromanwendungen in 2011

Anwendung	Durchschnittlich abschaltbare Last 2011 [MW _{el}]	Durchschnittlich zuschaltbare Last 2011 [MW _{el}]
Rohmühlen	116	29
Zementmühlen	241	119
Holzschleifer	200	57
Elektrolichtbogenöfen	673	56
Aluminiumelektrolyse	698	302
Chlorelektrolyse*	528	158
Gesamt	2.456	721

*nur Membran- und HCl-Verfahren

Nach Ermittlung der durchschnittlich verfügbaren zu- und abschaltbaren Last werden zusätzlich einige Charakteristika der einzelnen Anwendungen berücksichtigt, um eine realitätsnahe Potenzialganglinie zu erhalten. Zementmühlen und Holzschleifer werden in der Praxis meist bevorzugt in Niedrigtarifzeitfenstern am Wochenende und an Werktagen nachts betrieben. Daher wird bei diesen beiden Anwendungen in den entsprechenden Stunden von einer überdurchschnittlichen abschaltbaren und einer unterdurchschnittlichen zuschaltbaren Leistung ausgegangen. In Hochlastzeitfenstern werktags zwischen sieben und 22 Uhr ist dagegen eine hohe zuschaltbare und eine geringe abschaltbare Last abgebildet. Die Werte sind dabei so gewählt, dass die durchschnittliche verschiebbare Last über 8760 Stunden unverändert bleibt. Aufgrund des in der Zementbranche üblichen ca. vierwöchigen Produktionsstillstands in der Winterzeit wird in den Monaten Dezember bis März von einem geringeren zur Verfügung stehenden Potenzial ausgegangen.

Über die Produktionskapazitäten der 96 Produktionsstandorte in Deutschland wird die installierte Leistung der betrachteten Stromanwendungen regional disaggregiert und kann in einer Potenzialkarte dargestellt werden. **Abbildung 2** zeigt diese geografische Verteilung.

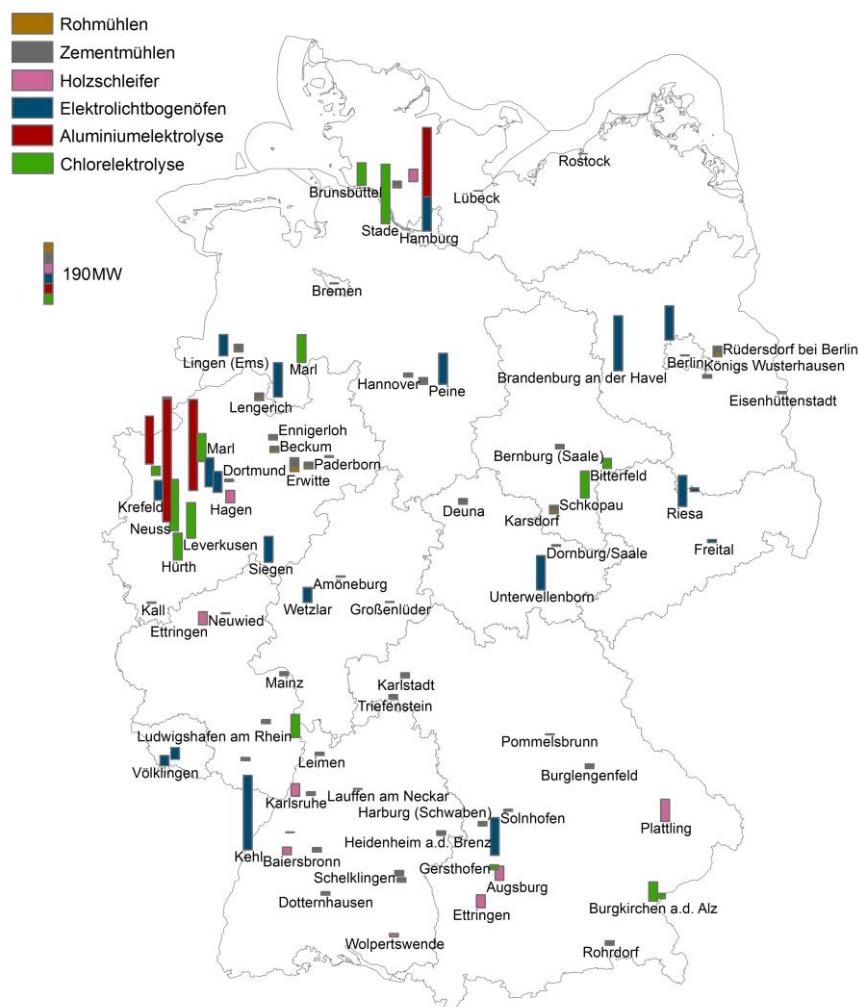


Abbildung 2: Verteilung der installierten Leistung ausgewählter Stromanwendungen in Deutschland

Der regionale Schwerpunkt der installierten Leistung und somit der verschiebbaren Lasten stromintensiver Produktionsstandorte liegt deutlich erkennbar in Nordrhein-Westfalen mit drei

Aluminiumhütten, vier Elektrostahlwerken, fünf chlorproduzierenden Standorten, sieben Zementwerken und einer Papierfabrik mit Holzschleifer. Weitere Gebiete, in denen industrielles Lastmanagementpotenzial konzentriert ist, sind die Region Hamburg mit einer Aluminiumhütte, einem Elektrostahlwerk und zwei Chlorproduzenten sowie der süddeutsche Raum mit zwei Elektrostahlwerken, drei Chlorproduzenten und einer Vielzahl von Zementwerken und Papierfabriken.

Die regionale Verteilung des Lastverschiebepotenzials ist insbesondere interessant im Hinblick auf die räumlich heterogene Distribution der Wind- und PV-Anlagen sowie der Verbraucherlast in Deutschland. So findet die Stromerzeugung aus Windkraft vor allem in den küstennahen und windreichen Gebieten Norddeutschlands statt. PV-Anlagen sind dagegen im sonnenreicheren Süden konzentriert, wo ebenfalls die Verbraucherlast ihren Schwerpunkt hat. Lastmanagement kann eine Möglichkeit darstellen, um durch lastferne Stromerzeugung entstehende Netzengpässe, etwa durch Redispatch, abzumildern und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Aufgrund der zu erwartenden Zunahme des Anteils volatiler erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung ist von einem wachsenden potenziellen volkswirtschaftlichen Nutzen durch den Einsatz von Lastmanagement auszugehen. Um diesen Effekt untersuchen zu können, ist eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Lastverschiebepotenziale der diskutierten Anwendungen notwendig. Dazu werden Ergebnisse aus einem Optimierungslauf eines europäischen Energiesystemmodells herangezogen, in dem die betrachteten Anwendungen und alternative Prozesse zur Herstellung der Güter Zement, Faserstoff, Stahl, Aluminium und Chlor detailliert abgebildet sind. Im betrachteten Modellszenario wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage nach diesen Gütern aufgrund der angenommenen Bevölkerungsabnahme in Deutschland leicht rückläufig ist und dass die aktuell politisch auf europäischer und nationaler Ebene gesetzten Ziele hinsichtlich der Reduktion von Treibhausgasen eingehalten werden. Durch Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Einhaltung der zu deckenden Nachfrage nach Gütern und Energiedienstleistungen berechnet das Energiesystemmodell die unter den gegebenen Szenarioannahmen optimale Entwicklung des Stromverbrauchs der untersuchten Anwendungen. Unter Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen der Entwicklung des Stromverbrauchs und der verschiebbaren Last einer Anwendung kann auf diese Weise die zukünftig zur Verfügung stehende flexible Leistung abgeschätzt werden.

In **Abbildung 3** ist eine mögliche Veränderung der durchschnittlich zu- und abschaltbaren Last der betrachteten Anwendungen bis zu einem Szenario mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien (80EE) dargestellt, die den im nächsten Abschnitt beschriebenen Modellrechnungen zugrunde gelegt wird. Der angenommene Rückgang der Nachfragelast von Roh- und Zementmühlen ist durch die verminderte Zementnachfrage begründet. Dabei könnte die Last der Rohmühlen stärker zurückgehen, da der Importanteil von Zementklinker tendenziell steigt. Holzschleifer kommen nach den Berechnungen des Energiesystemmodells ab Mitte der 2020er Jahre nicht mehr zum Einsatz, da sie durch Faserstoffherstellungsverfahren mit geringerem spezifischem Energieverbrauch ersetzt werden. Die verfügbare Leistung von Elektrolichtbogenöfen zur Stahlerzeugung könnte ansteigen, da Hochofenstahl zunehmend durch Recyclingstahl substituiert wird. Bei der Aluminiumherstellung könnte in Deutschland die Sekundärroute die Primärerzeugung mit dem Hall-Heroult-Verfahren vollständig ersetzen. Es wird jedoch von einem dann

verfügbaren Lastverschiebepotenzial bei Elektrolichtbogenöfen zur Herstellung von Recyclingaluminium ausgegangen. In der Chlorindustrie ist von einem deutlichen Anstieg der verfügbaren Leistung beim Membranverfahren auszugehen, da dieses die heute noch eingesetzten Diaphragma- und Amalgamverfahren vollständig verdrängen könnte.

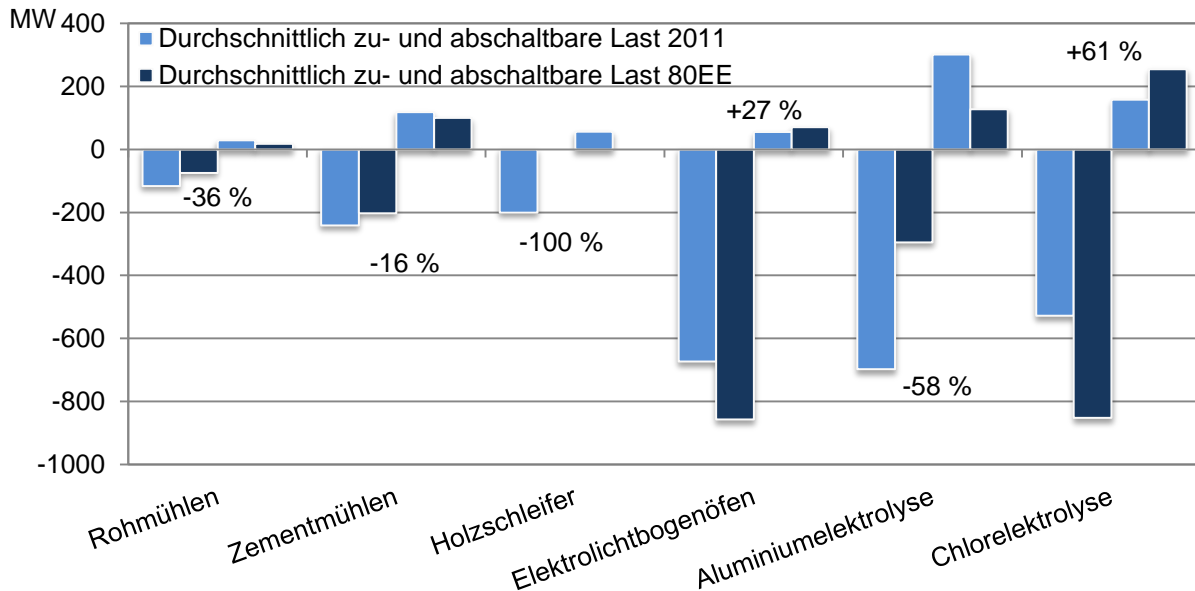


Abbildung 3: Angenommene Veränderung der durchschnittlich zu- und abschaltbaren Last

3 Analyse der Auswirkungen von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland

3.1 Modellaufbau und Szenarioannahmen

Die in Abschnitt zwei ermittelten Lastverschiebepotenziale dienen als Input für ein fundamentales Optimierungsmodell. Die Zielfunktion des Modells ist die Minimierung der Stromerzeugungskosten des gesamten Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der zu jedem Zeitpunkt zu deckenden Stromnachfrage und der Vorhaltung einer Reserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere bei Prognosefehlern und ungeplanten Kraftwerksausfällen. Mit dem Elektrizitätsmarktmodell können sowohl Investitionen in den konventionellen Kraftwerkspark (einschließlich Pumpspeichern) als auch deren Einsatzplanung und Betrieb optimiert werden.

Die Möglichkeit zur Lastverschiebung wird über „Lastspeicher“ mit negativem Vorzeichen abgebildet. Die Speicherkapazität entspricht dabei der verschiebbaren Leistung, das Speichervolumen der verschiebbaren Strommenge innerhalb eines definierten Zeitraums und der Speicherwirkungsgrad wird als eins angenommen. Dabei werden die sechs oben beschriebenen Stromanwendungen als Lastverschiebungsklassen definiert und jeweils eine Ganglinie für zu- und abschaltbare Leistung, ein Preis für Lastverschiebung sowie eine maximal mögliche Verschiebedauer zugeordnet, die über entsprechende Energiebilanzen berücksichtigt wird.

Eine Analyse der Auswirkungen von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten in Deutschland erfolgt für zwei unterschiedliche Situationen. Zum einen für eine aktuelle Situation mit historisch gewachsenem Kraftwerkspark und bereits deutlichem Einfluss der volatilen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Verlauf der Residuallast, jedoch noch ohne ausgeprägte Extrema und Gradienten der Residuallast sowie häufige negative Werte. Aufgrund besserer Datenverfügbarkeit als in den Folgejahren wird dazu die Abbildung des Jahres 2011 im Modell gewählt. Zum anderen wird die Analyse für ein exemplarisches zukünftiges energiewirtschaftliches Umfeld durchgeführt. Dieses Umfeld ist durch einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 80 % und einen veränderten konventionellen Kraftwerkspark gekennzeichnet. Sowohl für den Kontext des Jahres 2011 als auch für die mögliche zukünftige Situation mit einem 80%-Anteil erneuerbarer Energien wird zunächst ein Basisszenario erstellt, in dem der Einsatz von Lastverschiebung nicht vorgesehen ist. Die Annahmen, die hinsichtlich Bruttostromverbrauch, Einspeisung erneuerbarer Energien, CO₂-Zertifikats- und Brennstoffpreisen sowie installierter Leistung von konventionellen und Biomassekraftwerken in den beiden Basisszenarien getroffen werden, sind in **Tabelle 3** zusammengefasst.

Tabelle 3: Modellannahmen für die Szenarien 2011 und 80EE

Szenario		2011	80EE
Bruttostromverbrauch [TWh]		609	609
PV-Einspeisung [TWh]		19 (3 %)	137 (23 %)
Wind-Einspeisung [TWh]		49 (8 %)	283 (47 %)
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch [%]		20	80
Stunden mit negativer Residuallast		0	950
CO ₂ -Zertifikatspreis [€ ₂₀₁₁ /t CO ₂]		13	80
Brennstoffpreis [€ ₂₀₁₁ /MWh]	Erdgas	24	35
	Steinkohle	13	14
	Braunkohle	4	4
	Uran	4	-
Installierte Kraftwerksleistung [GW _{el}]	Erdgas	23	29
	Biomasse	5	15
	Steinkohle	27	24
	Braunkohle	21	8
	Kernenergie	13	0
	Pumpspeicher	6	12
Grenzkosten für Erdgas-Spitzenlastkraftwerk [€ ₂₀₁₁ /MWh]		70	85
Durchschnittlich abschaltbare Last [GW _{el}]		2,5	2,3
Durchschnittlich zuschaltbare Last [GW _{el}]		0,7	0,6

Die Szenarioannahmen für 2011 basieren auf historischen (Durchschnitts-)Werten. Für den Bruttostromverbrauch, die Photovoltaik- und Windstromeinspeisung werden die real gemessenen Ganglinien verwendet. Die durch das Kernenergiemoratorium im März 2011 außer Betrieb genommenen Kernkraftwerke werden als ganzjährig nicht verfügbar angenommen.

Für das Basisszenario 80EE wird im Vergleich dazu von einem unveränderten Bruttostromverbrauch, deutlichen Zuwächsen bei der PV- und Windeinspeisung sowie steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate und Brennstoffe ausgegangen. Bezüglich des Kraftwerksparks wird die Außerbetriebnahme bestehender Kraftwerke nach Ablauf ihrer geplanten Lebensdauer sowie ein Investitionspfad in neue Kraftwerke angenommen. Dieser ergibt sich aus bestehenden Optimierungsläufen mit dem Strommarktmodell für den Übergang von einem 20 %- auf einen 80 %-Anteil erneuerbarer Energien, in denen die Option der Lastverschiebung nicht zugelassen ist. Zusätzlich zu dem im Modelljahr 80EE vorgegebenen Kraftwerkspark können Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicher modellendogen zugebaut werden. Die Option der Abregelung von volatiler erneuerbarer Erzeugung (Shedding), z. B. in Zeiten negativer Residuallast, wird zugelassen. Das für Lastverschiebung zur Verfügung stehende Potenzial ergibt sich aus dem 2011 zugrunde gelegten Potenzial unter Annahme der in Abbildung 3 dargestellten Entwicklung.

Auf Grundlage der Basisszenarien, im folgenden 2011_B und 80EE_B genannt, werden jeweils fünf Varianten erstellt, in denen die Option der Lastverschiebung zugelassen ist. In der Literatur über industrielles Lastmanagement in Deutschland sind derzeit keine belastbaren anwendungsspezifischen Durchschnittswerte zu den für Lastverschiebung anfallenden Kosten zu finden. Auch von den Industrieunternehmen selbst können diese in der Regel nicht genau beziffert werden. Daher folgt die vorliegende Untersuchung dem Beispiel einer vergleichbaren Untersuchung des Massachusetts Institute of Technology für ein Inselelektrizitätssystem auf Hawaii [13]. In Unkenntnis der für Lastverschiebung anfallenden Kosten werden diese beispielhaft in Höhe der Grenzerzeugungskosten eines Erdgas-Spitzenlastkraftwerks angenommen. Die Grenzkosten für ein Erdgas-Spitzenlastkraftwerk berechnen sich aus den Kosten für den Brennstoff und den Brennstofftransport, dem angenommenen Vollastwirkungsgrad des Kraftwerks, dem CO₂-Zertifikatspreis, dem CO₂-Faktor von Erdgas und den sonstigen variablen Kosten. Die Sensitivität der ermittelten Effekte von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten hinsichtlich der Lastverschiebungskosten wird mittels einer Variation des beispielhaft angenommenen Werts um je 25 und 50 % nach oben und unten für die beiden Situationen untersucht. Auf diese Weise ergeben sich die in **Tabelle 4** zusammengefassten Szenariovarianten.

Tabelle 4: Kosten für Lastverschiebung in den Szenariovarianten

Szenario	2011					80EE				
	150	125	100	75	50	150	125	100	75	50
Lastverschiebe- kosten [€ ₂₀₁₁ /MWh]	105	87,5	70	52,5	35	127,5	106,3	85	63,8	42,5

3.2 Auswirkungen von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten

Die Option der Lastverschiebung wird in allen Modellläufen genutzt, in denen sie zugelassen ist. Während bei den 2011-Szenarien eine hohe Abhängigkeit der verschobenen Energiemenge von den hinterlegten Preisen für Lastverschiebung besteht, fällt diese für die 80EE-Szenarien deutlich geringer aus. Im Szenario 2011_50, in dem Lastverschiebung mit 50 % der Grenzkosten eines Erdgas-Spitzenlastkraftwerks bepreist ist, wird mit 540 GWh über 15 mal so viel Energie verschoben wie im Szenario 2011_150 (35 GWh), in dem der dreifache Preis für Lastverschiebung hinterlegt ist. Die verschobene Energiemenge im Szenario 80EE_50 ist dagegen mit 2,3 TWh nur etwas mehr als doppelt so hoch wie die im Szenario 80EE_150 (1,1 TWh). **Abbildung 4** zeigt die verschobene Energiemenge der einzelnen Stromanwendungen in den jeweiligen Szenarien.

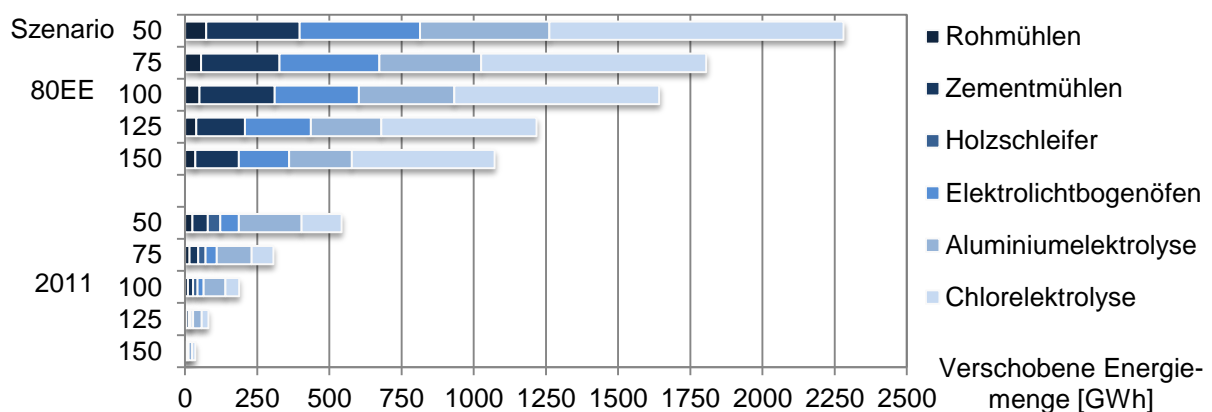


Abbildung 4: Verschobene Energiemenge nach Stromanwendung

Ebenso wie beim Einsatz von Lastverschiebung ergibt sich, je nach hinterlegtem Anteil erneuerbarer Energien, ein differenziertes Bild beim Einfluss der Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten. Bei den Szenariovarianten 2011 führt der Einsatz von Lastverschiebung zu einer Reduktion der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten je nach Szenariovariante um 0,01 bis 0,09 % (zwei bis 20 Millionen €₂₀₁₁) im Vergleich zum Basisszenario. Die Anfahrkosten können mit zwei bis 16 % (1,5 bis 14 Millionen €₂₀₁₁) relativ deutlich stärker gesenkt werden. Da die Anfahrkosten jedoch nur ein knappes halbes Prozent der Gesamterzeugungskosten ausmachen, fällt der Effekt von Lastverschiebung auf die Gesamtkosten mit Einsparungen von 0,0004 bis 0,07 % (0,09 bis 15 Millionen €₂₀₁₁) in den Szenariovarianten für 2011 moderat aus. Dabei sind die Kosten für Lastverschiebung bereits eingerechnet. Diese machen je nach Szenariovariante einen Anteil von 0,02 bis 0,09 % (3,5 bis 19 Millionen €₂₀₁₁) der Gesamtkosten aus und übersteigen somit in allen Fällen die Nettoeinsparung, die durch Lastverschiebung realisiert werden kann. Kosten für Investitionen in neue Kraftwerke oder Speicher fallen in 2011 nicht an.

Deutlich bedeutender fällt der Effekt von Lastverschiebung auf die Erzeugungskosten in einem Stromversorgungssystem mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien aus. Die Betriebskosten für konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher können hier szenarioabhängig um 0,6 bis 0,9 % (131 bis 189 Millionen €₂₀₁₁) gesenkt werden, die Anfahrkosten um vier bis sechs Prozent (59 bis 89 Millionen €₂₀₁₁). Hinzu kommt eine Verminderung der Kosten, die für die Investition in neue Gaskraftwerke anfallen, um knapp sechs Prozent (90 bis 94 Millionen €₂₀₁₁). Die unterschiedlichen hinterlegten Preise für

Lastverschiebung haben dabei nur einen geringen Einfluss auf diesen Posten. In Summe ergibt sich somit eine Einsparung bei den Gesamtkosten von 0,6 bis 1,1 % (143 bis 275 Millionen €₂₀₁₁) im Vergleich zum Basisszenario ohne Lastverschiebung. Die Kosten für Lastverschiebung haben daran einen Anteil von 0,6 bis 0,4 % (136 bis 96 Millionen €₂₀₁₁), der mit Reduktion der Lastverschiebekosten trotz des stärkeren Einsatzes von Lastverschiebung abnimmt. Somit liegt die Nettoeinsparung durch den Einsatz von Lastverschiebung in allen Fällen über den dafür anfallenden Kosten. Die Veränderung der Stromerzeugungskosten durch Lastverschiebung in den verschiedenen Szenariovarianten für 2011 und 80EE ist in **Tabelle 5** zusammengefasst.

Tabelle 5: Einfluss von Lastverschiebung auf die Stromerzeugungskosten

Veränderung im Vergleich zum Basisszenario ohne Lastverschiebung [%]	Szenario									
	2011					80EE				
	150	125	100	75	50	150	125	100	75	50
Brennstoff- und CO ₂ -Kosten	-0,01	-0,02	-0,05	-0,06	-0,09	-0,60	-0,64	-0,77	-0,80	-0,87
Anfahrkosten	-1,65	-3,42	-6,79	-11,9	-15,7	-3,72	-4,15	-4,80	-5,23	-5,62
Investitionskosten	-	-	-	-	-	-5,62	-5,76	-5,81	-5,80	-5,89
Gesamtkosten inklusive Lastverschiebekosten	0,00	-0,01	-0,02	-0,04	-0,07	-0,58	-0,67	-0,79	-0,94	-1,11
Anteil der Lastverschiebekosten	0,02	0,03	0,06	0,08	0,09	0,55	0,52	0,56	0,46	0,39

Die beobachteten Einspareffekte durch Lastverschiebung hinsichtlich der Stromerzeugung lassen sich auf vier wesentliche Ursachen zurückführen. Die erste Ursache ist die bessere Ausnutzung des verfügbaren Dargebots volatiler erneuerbarer Energiequellen. Dies ist allerdings nur in den Szenariovarianten 80EE der Fall, da im Modelljahr 2011 die Residuallast nie negativ ist und somit bereits im Basisszenario die Stromerzeugung aus Wind, PV und Laufwasserkraftwerken vollständig ausgenutzt wird. Im Modelljahr 80EE treten 950 Stunden mit negativer Residuallast auf. Daher wird im Basisszenario ein Anteil von knapp 10 % des verfügbaren Stromangebots aus erneuerbaren Energie abgeregelt (Shedding). Durch den Einsatz von Lastverschiebung kann der Anteil abgeregelter erneuerbarer Energien um ca. drei Prozent reduziert werden. Die Lastverschiebekosten haben dabei einen relativ geringen Einfluss. Je nach ihrer Höhe vermindert sich der verbleibende, durch den konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Strombedarf um 1,0 bis 1,3 TWh (ca. ein Prozent). Dieser Zusammenhang wird in **Abbildung 5** veranschaulicht. Als Folge dieses Effekts verringert sich die Zahl der Betriebsstunden aller eingesetzten konventionellen Kraftwerke. Die bessere Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen durch Lastverschiebung leistet somit einen Beitrag zur Senkung der Brennstoff- und CO₂-Kosten.

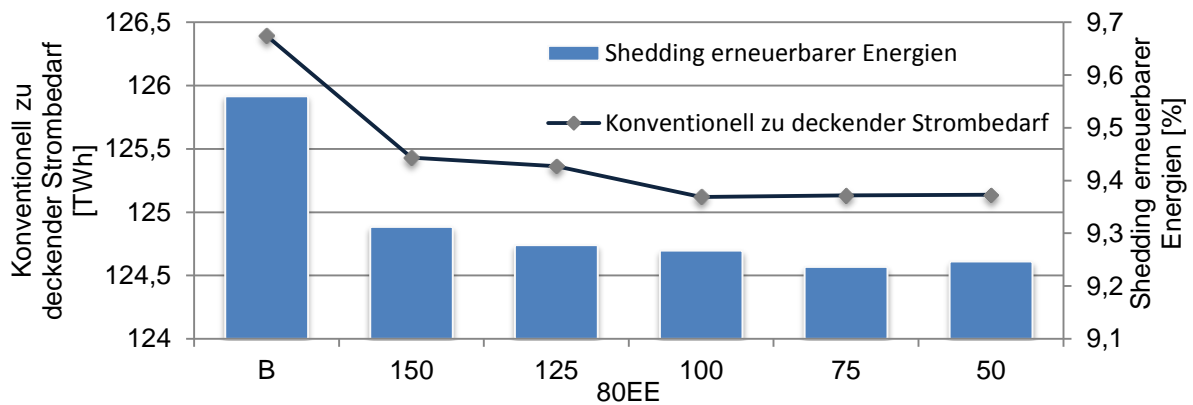


Abbildung 5: Sheddung-Anteil und konventionell zu deckender Strombedarf in 80EE

Die zweite wesentliche Ursache der kostensenkenden Wirkung von Lastverschiebung ist der effizientere Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks. Die Option der Verschiebung von Lasten ermöglicht eine verstärkte Nutzung von Grund- und Mittellastkraftwerken mit höheren Auslastungsgraden bei geringerer Nutzung von Spitzenlastkraftwerken. Infolgedessen verbessert sich der durchschnittliche Betriebszustand von Steinkohlekraftwerken (Szenariovarianten 2011) bzw. Stein- und Braunkohlekraftwerken (Szenariovarianten 80EE). Damit ist der Jahresmittelwert der je Stunde produzierten Strommenge eines Kraftwerks im Verhältnis zur installierten Leistung dieses Kraftwerks gemeint. Stunden, in denen ein Kraftwerk keinen Strom produziert, werden dabei nicht berücksichtigt. Somit kann der mittlere Betriebszustand für eine Gruppe von Kraftwerken bestimmt werden, in dem die Volllaststundenzahl dieser Kraftwerksgruppe ins Verhältnis zur Zahl der Betriebsstunden in einem Jahr gesetzt wird. Die Veränderung des mittleren Betriebszustands von Steinkohle-, Erdgas- und Braunkohlekraftwerken durch Einsatz von Lastverschiebung im Vergleich zu den jeweiligen Basisszenarien zeigt **Abbildung 6**. Als Folge der höheren Auslastung von Kohlekraftwerken und der dadurch besseren Wirkungsgrade können diese einen Beitrag zur Reduktion von Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen leisten, obwohl ihr Anteil an der konventionellen Stromerzeugung steigt.

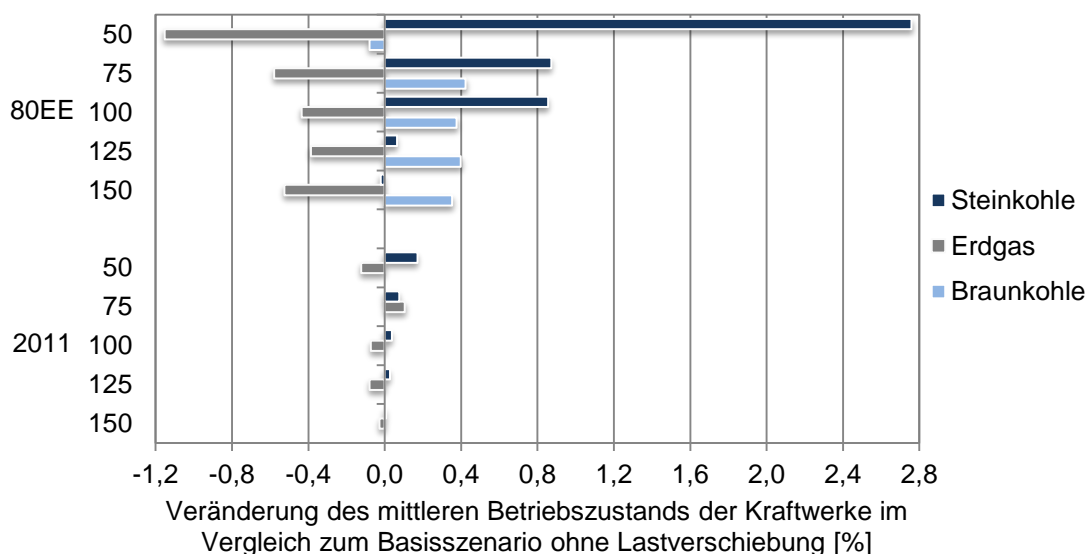


Abbildung 6: Einfluss von Lastverschiebung auf den mittleren Betriebszustand von Kraftwerken

Ursache Nummer drei ist die deutliche Reduktion der notwendigen Anfahrvorgänge durch Lastverschiebung. In den Szenariovarianten für 2011 wird die Zahl der Anfahrvorgänge im Vergleich zum Basisszenario ohne Lastverschiebung um sieben bis 38 % reduziert, bei den 80EE-Szenariovarianten um sechs bis acht Prozent. Dies zeigt **Abbildung 7**. Der Rückgang der Zahl der Anfahrvorgänge verhält sich nicht proportional zum Rückgang der Anfahrkosten, da die Zahl der Anfahrvorgänge vor allem bei Gaskraftwerken zurückgeht. Diese haben deutlich geringere Anfahrkosten als beispielsweise Kohlekraftwerke. Aus diesem Grund steigen die durchschnittlichen Kosten je Anfahrvorgang bei Betrachtung aller eingesetzten Kraftwerke bei vermehrtem Einsatz von Lastverschiebung deutlich an.

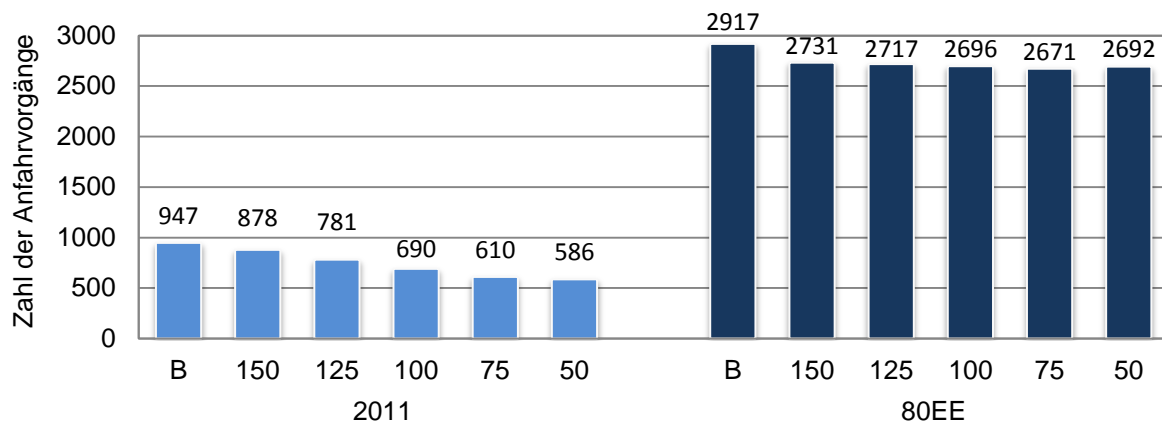


Abbildung 7: Einfluss von Lastverschiebung auf die Anfahrvorgänge der eingesetzten Kraftwerke

Als letzte Ursache für den kostenseitigen Nutzen von Lastverschiebung ist die Verringerung des Investitionsbedarfs zu nennen. Wie bei der besseren Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen spielt dieser Effekt nur für die Szenariovarianten 80EE eine Rolle, da im Modelljahr 2011 keine Investitionsoptionen zugelassen sind. Der Investitionsbedarf für Erdgas-Spitzenlastkraftwerke sinkt unabhängig von den für Lastverschiebung hinterlegten Kosten von 27,8 GW im Basisszenario um gut acht Prozent auf 25,5 GW in den Modellläufen mit Lastverschiebung. Der Einsatz von Lastverschiebung kann somit als ein geeignetes Mittel angesehen werden, um den zukünftigen Bedarf nach Reservekapazitäten zu reduzieren. Der Zubau von Pumpspeichern erfolgt aufgrund der zugelassenen Shedding-Option in keinem der Szenarien. Insgesamt ist anzumerken, dass die im Modell kostenfrei hinterlegte Möglichkeit der Abregelung erneuerbarer Energien den potenziellen kostensenkenden Effekt von Lastverschiebung deutlich reduziert. Grund dafür ist die durch die Shedding-Option deutlich geminderte Notwendigkeit des Ausspeicherns großer Strommengen, z. B. in Stunden mit negativer Residuallast.

4 Zusammenfassung und Fazit

Zur Nutzung für intelligentes Lastmanagement steht durch die stromintensiven Industrieanwendungen Roh- und Zementmühlen, Holzschleifer, Elektrolichtbogenöfen, Aluminium- und Chlorelektrolyse in Deutschland eine durchschnittlich abschaltbare Leistung von ca. 2,5 GW und eine durchschnittlich zuschaltbare Leistung von ca. 0,7 GW als technisches Potenzial zur Verfügung. Regionale Schwerpunkte dieses Potenzials sind in Nordrhein-Westfalen, in der Region Hamburg und im süddeutschen Raum angesiedelt. Mit Ausnahme der Elektrolichtbogenöfen und der Chlorelektrolyse mit dem Membranverfahren

ist zukünftig tendenziell von einem Rückgang des Stromverbrauchs und der verfügbaren Leistung in den untersuchten Anwendungen auszugehen.

In einer aktuellen energiewirtschaftlichen Situation mit historisch gewachsenem Kraftwerkspark und 20 %-Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung kann der Einsatz von Lastverschiebung zu deutlichen Einsparungen bei den Anfahrkosten für Kraftwerke beitragen sowie zu einer moderaten Reduktion der Brennstoff- und CO₂-Kosten durch eine bessere Auslastung von Steinkohlekraftwerken. Dabei ist der Erzeugungskosten senkende Effekt, der durch Lastverschiebung erzielt werden kann, stark von den Lastverschiebekosten abhängig.

Deutlich robuster stellt sich der Erzeugungskosten senkende Effekt durch Lastverschiebung in einem möglichen zukünftigen Stromversorgungssystem mit 80 %-Anteil erneuerbarer Energien und verändertem konventionellem Kraftwerkspark dar. Unabhängig von den Lastverschiebekosten können durch den Einsatz von Lastverschiebung deutliche Einsparungen bei der Investition in Spitzenlastkraftwerke erzielt werden. Nur moderat abhängig von den dafür anfallenden Kosten kann Lastverschiebung zu geringeren Anfahrkosten und signifikant niedrigeren Betriebskosten führen, indem das vorhandene Dargebot volatiler erneuerbarer Energiequellen besser ausgenutzt und eine effizientere Nutzung von Stein- und Braunkohlekraftwerke erreicht wird.

Welche Rolle intelligentes Lastmanagement in einem zukünftigen deutschen Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien spielen wird, hängt neben der Entwicklung der Kosten für Anbindung und Nutzung des Lastmanagements von künftigen Anreizmodellen und der Kundenakzeptanz im Haushalts-, GHD- und nicht-stromintensiven Industriebereich ab. Im vorliegenden Beitrag konnte gezeigt werden, dass bereits das vergleichsweise gut verfügbare technische Lastverschiebungspotenzial in der stromintensiven Industrie einen signifikanten Beitrag zu einer sicheren und kosteneffizienten Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien leisten kann.

Quellen

- [1] BMWi, BMBU, 2011. [Online]. Available: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf. [Zugriff am 17 01 2014].
- [2] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland,“ Frankfurt am Main, 2012.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025,“ Berlin, 2010.
- [4] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten,“ Zürich, 2007.
- [5] Agora, „Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland,“ Berlin, 2013.
- [6] Verein Deutscher Zementwerke e.V., „<http://www.vdz-online.de/>,“ [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [7] Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V., „<http://www.aluinfo.de/index.php/produktion.html>,“ [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [8] Stahlinstitut VDEh, „<http://www.stahl-online.de/>,“ [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [9] Verband Deutscher Papierfabriken e. V., „<http://www.vdp-online.de/de/>,“ [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [10] Euro Chlor, „<http://www.eurochlor.org/media/63146/2012-annualreview-final.pdf>,“ [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [11] United States Geological Survey, „<http://minerals.usgs.gov/>,“ 2013. [Online]. [Zugriff am 17 01 2014].
- [12] U. Focken, J. Bümmerstede und M. Klobasa, „Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor,“ Oldenburg, Karlsruhe, 2011.
- [13] K. Critz, S. Busche und S. Connors, „Power system balancing with high penetration renewables: The potential of demand response in Hawaii,“ Cambridge, 2013.