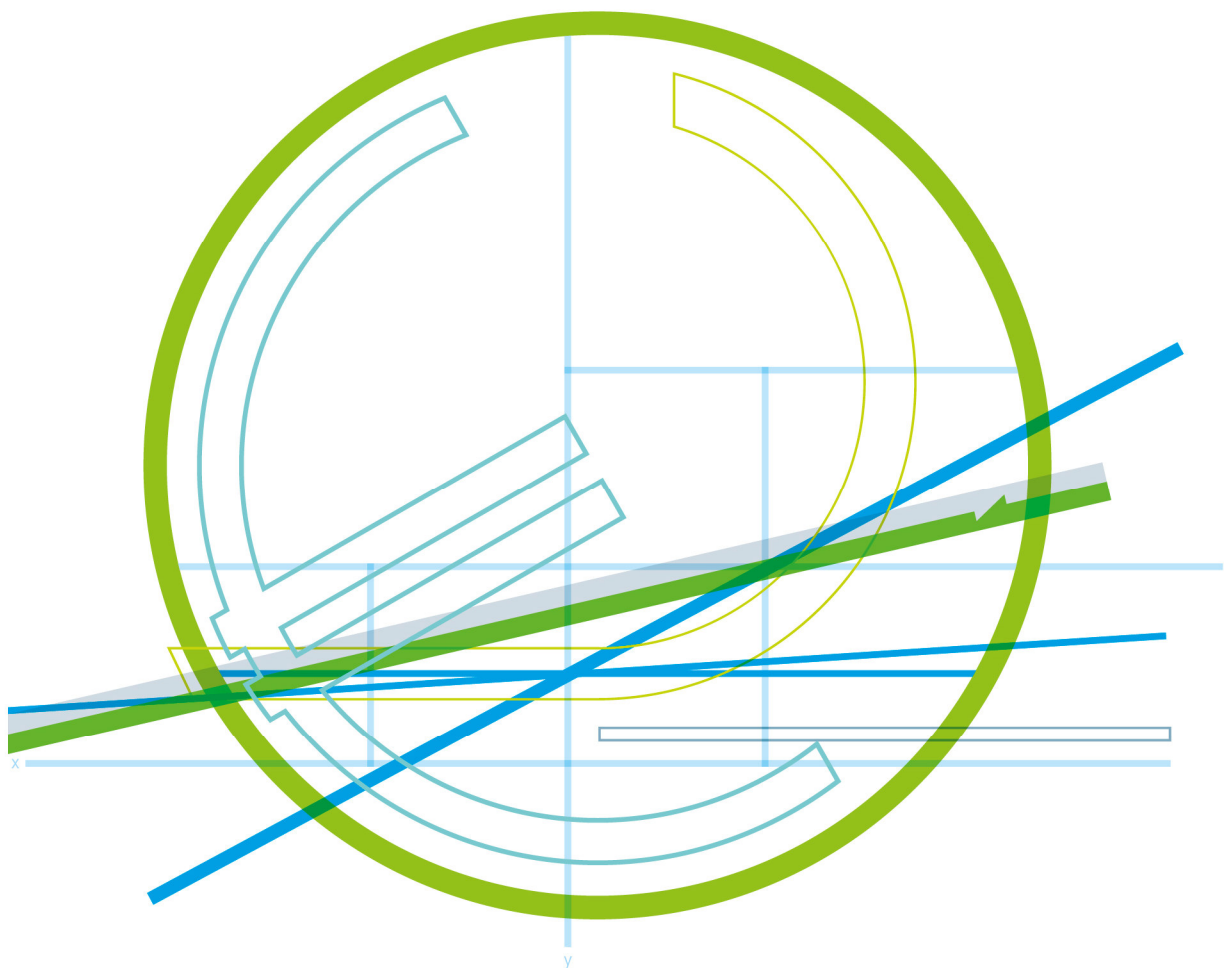


LoadShift Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur

Potenzialanalyse für Smart Grids



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds



Überblick und Zusammenfassung:

Das Projekt Loadshift

Projektbericht 0/9

Energieinstitut an der JKU Linz

Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann, Simon Moser, Michael Schmidthaler

e7 Energie Markt Analyse GmbH

Christoph Amann

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Christian Elbe, Ernst Schmutzner

4ward Energy Research GmbH

Alois Kraussler

Joanneum Research

Marion Reinhofer-Gubisch, Johanna Pucker

Sonnenplatz Großschönau GmbH

Bettina Frantes

August 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 0/9 „Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

- 1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen
- 2/9: Netztechnische Betrachtung
- 3/9: Literaturvergleich
- 4/9: Lastverschiebung in der Industrie
- 5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude
- 6/9: Lastverschiebung in Haushalten
- 7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen
- 8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage
- 9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

1 Das Projekt Loadshift

Im Projekt LoadShift wurden die Potenziale der Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte dieser Verschiebung analysiert. Das Projekt untersuchte die Potenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, gewerbliche Anwendungen, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Tabelle 3-1: Die Sektoren, die in Loadshift betrachtet werden.

Sektoren, Prozesse		Betrachtete Anwendung
Anwendungen im Haushalt	Haushalte	Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler Warmwasser E-Direktheizung Nachtspeicher-heizung Wärmepumpe
	E-Cars	Laden und Entladen von E-Cars
Elektrische Kälteerzeugung	Lebensmittelindustrie	Lebensmittelkühlung
	Lebensmitteleinzelhandel	
	Chemische Industrie	Luftzerlegung
Pumpanwendungen	Dienstleistung	Konditionierung von Gebäuden
	Wasserversorgung	Grundwasser- und Verteilpumpen
	Schöpfwerke	Wasserhaltung, Kläranlagen
Sonstige	Chemische Industrie	Chlorelektrolyse
Elektrische Wärmeerzeugung	Metallbearbeitung - Wärmebehandlung	Induktionsofen, Widerstandsofen
	Giessereien	Induktionsofen, Lichtbogenofen, Widerstandsofen
	Stahlindustrie	Elektro-Stahlherstellung
	NE-Metallindustrie (Alu, Kupfer, Zink-Blei)	Schmelzflusselektrolyse, Affinierung
Mühlenanwendungen	Papierindustrie	Schleifer, Refiner, Pulper
	Zementindustrie	Roh- und Zementmühlen
Kommunale Infrastruktur	Abwasserreinigung	Kläranlagen
	Wasserversorgung	Pumpen

Die Auswahl dieser Sektoren und Anwendungen ist nicht willkürlich, sondern erfolgte nach zwei Aspekten, die für die grundsätzliche Intention des Projektes LoadShift – signifikante Lastverschiebungspotenziale in Österreich zu identifizieren und die Nutzung des Potenzials ökonomisch zu bewerten – wesentlich sind.

Der erste Aspekt, der gleichzeitig auch der erste Arbeitsschritt im Projekt Loadshift war, war die detaillierte Analyse der vorhandenen Literatur zum Thema Lastverschiebung in Österreich und Deutschland. Als maßgebliche Studie in diesem Bereich kann die vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung von Klobasa, Focken und Bümmerstede (2011) erstellte Studie „Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor“ genannt werden, die auf einer Reihe von Vorstudien, die ebenfalls am Fraunhofer-Institut angefertigt wurden, aufbaut (siehe Klobasa (2007), Klobasa et al. (2007), Klobasa, Erge und Will-Haussmann (2009) und

Klobasa (2010)). Die Ergebnisse dieser Studien wurden hinsichtlich ihrer Relevanz für Österreich überprüft und es konnte festgestellt werden, dass die dort identifizierten Anwendungen auch für Österreich höchste Bedeutung haben. Diese Einschätzung wird zudem von den vorhandenen österreichischen Studien bekräftigt, die ins Zentrum ihrer Analysen ebenfalls die oben genannten Sektoren stellen. Für eine Darstellung der Ergebnisse der relevantesten dieser Studien siehe Arbeitspapier 3/9 „Literaturvergleich“.

Für diese Anwendungen und Prozesse wurden die Lastverschiebungspotenziale sowie das Kosten/Nutzenverhältnis ihrer Realisierung bestimmt und Kostenkurven abgeleitet. Darüberhinaus wurden die potenziellen Hemmnisse, die es zu beachten und in Zukunft zu beheben gilt, wie auch die relevanten rechtlichen Aspekte diskutiert. Aufgrund der Fülle und Vielfalt, der im Projekt Loadshift analysierten lastverschiebungsrelevanten Aspekte, beschloss das Projektkonsortium zu allen einzelnen Fragen eigenständige Arbeitspapiere zu erstellen, die in ihrer Gesamtheit die Ergebnisse des Projektes Loadshift darstellen. Diese Arbeitspapiere sind:

- 1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen
- 2/9: Netztechnische Betrachtung
- 3/9: Literaturvergleich
- 4/9: Lastverschiebung in der Industrie
- 5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude
- 6/9: Lastverschiebung in Haushalten
- 7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen
- 8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage
- 9/9: Hemmniskatalog

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Projektes zusammengefasst dargestellt. Details zur Erhebungsmethodik, zu den getroffenen Annahmen und den vielen weiteren Aspekten, die in Loadshift diskutiert und erarbeitet wurden, finden sich in den oben angeführten Arbeitspapieren.

2 Überblick zu den Arbeitspapieren

2.1 Arbeitspapier 1/9: Rahmenbedingungen

Dieses Arbeitspapier gibt einen dazu, wie Demand Response energietechnisch einzuordnen ist und nimmt eine Abgrenzung zu ähnlichen Begriffen wie Demand Side Management vor. Zudem werden die Möglichkeiten der Umsetzung von Demand Response Programmen am Energiemarkt aufgezeigt. Abschließend gehen die Autoren auf die Rahmenbedingungen, die für die Analysen im Projekt Loadshift gesetzt wurden ein und vergleichen die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Projekt Loadshift mit den Kosten für Speichersysteme.

2.2 Arbeitspapier 2/9: Netztechnische Betrachtung

In diesem Arbeitspapier werden die grundsätzlichen Eigenschaften des elektrischen Energiesystems und die Aufgaben und Interessen der Akteure in diesem System dargestellt.

Das Arbeitspapier zeigt, dass es durch die technischen Gegebenheiten und wirtschaftlichen Interessen der einzelnen Akteure bei der Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen zu einem Zielkonflikt kommen kann, für den bei geeigneten Rahmenbedingungen aber Lösungsansätze bestehen. Die Autoren stellen dar, dass sich für eine optimale Zusammenarbeit die Interessen aller Akteure vereinen müssen, sodass jeder von einer neuen Situation (d.h. Lastverschiebungen werden durchgeführt) profitiert. Ein Ansatz, der näher zu betrachten wäre, ist eine Verkleinerung und lokale Abgrenzung von Bilanzgruppen, die ihren Leistungshaushalt selbstständig überprüfen können und einhalten müssen. Diese Überlegung setzt voraus, dass genügend Verbraucher aktiv an der Lastverschiebung teilnehmen, um den Ausgleichsenergiebezug vom übergeordneten Netz zu reduzieren und somit die Kosten zu senken.

2.3 Arbeitspapier 3/9: Literaturvergleich

Dieses Arbeitspapier gibt einen Überblick über relevante Studien, die sich mit der Frage auseinandergesetzt haben, wie Lastverschiebungspotentiale genutzt werden können und in welchem Ausmaß sie in den einzelnen Wirtschaftsbereichen vorliegen. Dieses Arbeitspapier zieht aus diesen Studien kein gemeinsames Fazit, sondern soll dem interessierten Leser einen Einblick in die Ergebnisse, Methoden und Aussagen anderer themenrelevanter Projekte geben. In den Arbeitspapieren des Projektes Loadshift werden diese Studien ebenfalls referenziert.

2.4 Arbeitspapier 4/9: Lastverschiebung in der Industrie

In diesem Arbeitspapier wurden Prozesse und Anwendungen in sieben Industriezweigen in Österreich hinsichtlich ihrer Lastverschiebungspotenziale untersucht. Die analysierten Produktionsbereiche weisen unterschiedlich geeignete Voraussetzungen für Lastverschiebung auf. Auch zeigte sich, dass die diesem Arbeitspapier zugrunde gelegte Arbeitshypothese, die Lastspitze um rund 400 MW durch Maßnahmen der Industrie zu reduzieren, nur unter größtmöglichen Anstrengungen realisierbar ist.

Zentrales Ergebnis ist die Erkenntnis, dass Unternehmen der Zementindustrie, spezielle Chemieunternehmen sowie die Papierindustrie die höchsten Lastverschiebungspotenziale innerhalb des sekundären Sektors aufweisen. Sektorübergreifend sind insbesondere zeitunkritische Prozesse für Lastverschiebungsmaßnahmen geeignet. Die folgende Kostenkurve basiert auf den in dieser Studie erhobenen Kosten und Potenzialen für

Lastverschiebung in den untersuchten Sektoren. Die Zementindustrie zeigt sich dabei als der kostengünstigste Sektor mit unter 100 €/MWh.

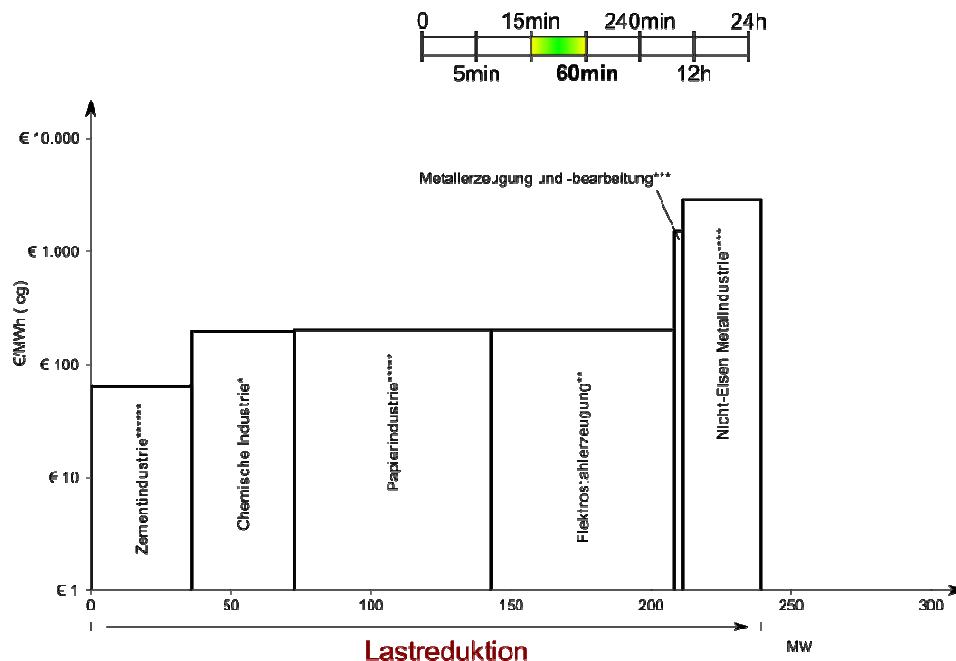


Abbildung 3-1: Cost Curve Sektor Industrie (16-59 min)

Quelle: Werte aus den Sektoren

*Chemische Industrie: Über den Jahresstromverbrauch gewichtete durchschnittliche Kosten berechnet aus den Kosten pro MW.

**Elektrostaht: Die österreichweit erhobenen Lastverschiebungspotenziale sind vor allem in Hinblick auf die hohe Wertschöpfung in diesem Sektor nur unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen möglich. Eine Ausschöpfung eines Teils des Verlagerungspotenzials ist zu Kosten von rund 200 €/MWh möglich.

***Metallerzeugung und -bearbeitung: Die verschiebbare Leistung wurde unter der Annahme eines konstanten Leistungsbedarfs berechnet. Das ausgewiesene Potenzial ist als Untergrenze anzusehen, da vielfach Chargenbetrieb anstelle kontinuierlicher Betriebsweisen angewandt wird. Die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen stellen mit 1.500 €/MWh aus aktueller Sicht kaum realisierbare ökonomischen Grenzen der Anreizbereitstellung dar.

****Nichteisenmetalle: Unternehmen im Sektor Nichteisen-Metalle weisen eine große Heterogenität auf. Das gesamtstaatliche Energieverschiebepotenzial wird von 800 bis 7.200 MWh p.a. identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 2.850 € je MWh zur Verfügung. Auf die eingeschränkte Vergleichbarkeit der Kostenstruktur sei beispielsweise im Vergleich zum Leitmarkt Deutschland hingewiesen.

*****Papierindustrie: Betrachtet wurden Prozesse am Holzplatz, in der Altpapieraufbereitung und bei der Holzstoffherstellung.

*****Zementindustrie: Annahme der Verschiebbarkeit von 12 % (Verlagerbare Energie/Strombedarf) des Jahresstromverbrauchs berechnet aus den deutschen Werten für Zement und Rohrmöhlen (Klobasa et al., 2009). Wert für Steine, Erden, Glas aus der Cost Curve von Berger et al. (2012).

Das höchste Potenzial liegt in der Papierindustrie zu Kosten von rund 200 €/MWh vor. Dem stehen Sektoren wie Metallerzeugung und -bearbeitung und Nichteisen-Metalle mit vergleichsweise hohen Verlagerungskosten von über 1.000 €/MWh und geringem Lastverschiebungspotenzial gegenüber. Der verstärkten medialen Präsenz des Themenfeldes „Versorgungssicherheit“ und „Energiewende“ sowie den vielfältigen,

marktgetriebenen Herausforderungen zum Trotz, sind die wirtschaftlichen Anreize diese Potenziale zu heben im letzten Jahrzehnt rückläufig.¹

2.5 Arbeitspapier 5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

Bei der Analyse von gewerblichen Anwendungen, die sich besonders für Lastverschiebung eignen, wurden die Lebensmittelkühlung sowie die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden identifiziert, da bei beiden (thermische) Speicher vorhanden sind. Die Autoren zeigen, dass für Lastverschiebungen, die maximal 60 Minuten andauern, ein signifikantes Verschiebepotenzial vorliegt, stellen jedoch auch fest, dass die Erschließung dieser Potenziale von vielfältigen Rahmenbedingungen abhängt. Insbesondere die Lastverschiebung bei Dienstleistungsgebäuden ist durch die große Zahl an Gebäuden und Aggregaten mit großen Hürden verbunden. Zudem wurde im Zuge der Ausarbeitungen auch deutlich, dass es an belastbaren Informationen fehlt, mit denen die Kosten für die Lastverschiebungen bestimmt werden könnten. Lediglich für Lastverschiebungsmaßnahmen in Kühlhäusern liegen Werte vor, die mit 25 – 280 €/MWh jedoch eine sehr hohe Bandbreite aufweisen.

2.6 Arbeitspapier 6/9: Lastverschiebung in Haushalten

Für die Lastverschiebung in Haushalten wurden nur jene Anwendungen betrachtet, die in Relation zum durchschnittlichen jährlichen Gesamtstromverbrauch relevant sind. Gerade wenn es um die kurzfristige und nur kurzzeitige Vermeidung von Lastspitzen geht, z.B. mittels Event-Tarifen, so ist aber auch die Verwendung anderer Geräte verschiebbar, dazu zählen z.B. Herd, TV oder redundante Beleuchtung.

Bei den Potenzialen ist klar ersichtlich, dass thermische Anwendungen für Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale aufweisen. Bei diesen wurden potenzielle Komforteinbußen bereits bei der Potenzialberechnung beachtet und das beschriebene Lastverschiebungspotenzial erfordert daher keine Verhaltensänderung. Auch wenn diese thermischen Anwendungen das Potenzial anderer Geräte wie Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefriergeräte deutlich übersteigen, sind letztere nicht zu vernachlässigen, speziell dann, wenn sie über ein Smart Home System automatisch geschaltet werden können.

Aufgrund der stark von Fixkosten geprägten Kostensituation ist es für die Kosten pro verschobene MWh primär maßgeblich, wie oft (nicht wie lange) das Gerät zur Lastverschiebung angesteuert wird. Manche Potenziale sind aus Endkundensicht zu geringen Kosten realisierbar, jedoch bestehen hier aus Sicht von Lieferant und Netzbetreiber rechtliche und organisatorische Hürden (z.B. Kommunikation zum Gerät).

Die Geräte von Haushalten befinden sich im Gegensatz zu den einzelnen bzw. großen, v.a. industriellen Potenzialen im Niederspannungs- bzw. Verteilnetz. Gilt es nicht, generell Windenergie zu integrieren oder das Gesamtnetz zu stabilisieren (Frequenz), sondern geht es um die Power Quality im Verteilnetz, so sind eventuell auch kleinere Lasten von Interesse. Sind die Technologien des Smart Homes zukünftig besser etabliert und Alltagsanwendungen, so sind die Potenziale zu geringen Kosten nutzbar.

¹ Dies wird von Experten teilweise auf die sehr geringen (und rückläufigen) leistungsgebundenen Preiskomponenten zurückgeführt (bspw. Reduktionen des Leistungspreises).

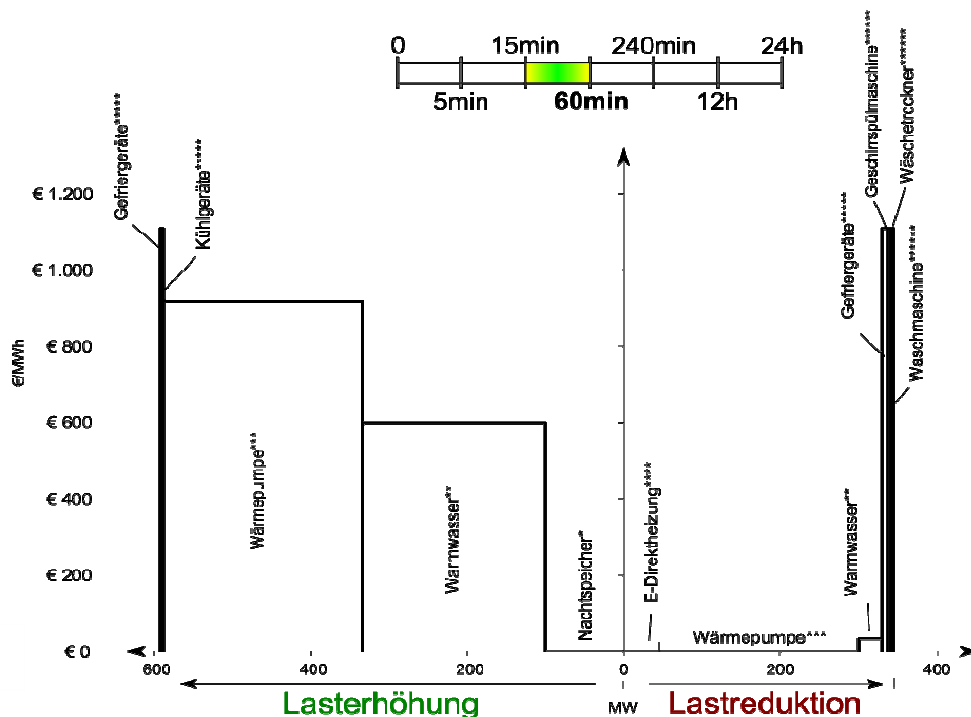


Abbildung 3-2: Kostenkurve für den Sektor Haushalte (16-59 min), Quelle: Werte gemäß Arbeitspapier 6/9 Haushalte.

* Nachtspeicherheizungen werden definitionsgemäß primär nachts geladen. Da es sich nachts um einen Zeitraum mit schwachen Lasten und geringen Energiepreisen handelt, wird hier kein Erfordernis zur Last- oder Verbrauchsreduktion angenommen. Eine (beschränkte) Lasterhöhung kann tagsüber durch Freischaltung des Zählers und entsprechendes, teilweises Nachladen der Geräte erfolgen.

** Die Warmwasserbereitung kann zu einer Lastreduktion nur in dem Ausmaß beitragen, in dem Boiler zum jeweiligen Zeitpunkt betrieben werden. Eine Abschaltung wäre nach Installation eines Zweit Zählers möglich. Ist der Zähler freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Warmwasser-Boiler möglich. Zur Aktivierung ist eine reine Freischaltung nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

*** Wärmepumpen werden schon aktuell am schaltbaren Zweitstromzähler installiert. Eine Lastreduktion kann durch Abschaltung des Zählers erfolgen. Ist dieser freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Wärmepumpen möglich. Zur Aktivierung ist jedoch eine reine Freischaltung des Zählers nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

**** Elektrodirektheizungen haben keinen integrierten Wärmespeicher. Aufgrund eines angenommenen Dauerbetriebs wird kein Lasterhöhungspotenzial attestiert. Eine (begrenzte) Lastreduktion ist jedoch über einen schaltbaren Zweitstromzähler möglich.

***** Kühl- und Gefriergeräte eignen sich nur bei Verfügbarkeit ausreichender IKT (Smart Home) zur Lasterhöhung und -reduktion, da manuelle Schaltungen mit Unsicherheiten (z.B. Verderb von Lebensmitteln) verbunden sind. Für Kühlgeräte liegt nach einer Stunde kein Lastreduktionspotenzial vor.

***** Ungeladene Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler stehen nicht für eine Einschaltung zur Verfügung (kein Lasterhöhungspotenzial). Tageszeitabhängig können zur Lastreduktion deutlich höhere Potenziale zur Verfügung stehen. Es ist anzunehmen, dass über ein Smart Home auch Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler, elektrische Heizsysteme bzw. Wärmepumpen oder die Warmwasserbereitung angesteuert werden können, womit die Kosten pro MWh sinken würden und ein umfassender Zugang zu allen relevanten Haushaltsgeräten möglich ist.

2.6.1 Lastverschiebungspotenzial von privaten Elektromobilen

Das für Österreich ermittelte Potenzial für private Elektromobilität von 1,7 MW spielt derzeit für Lastverschiebung eine untergeordnete Rolle. Weiters ergeben sich Einschränkungen durch das Benutzerverhalten und durch eine Verkürzung der Akkulebensdauer durch oftmaliges Auf- und Entladen. Im Vergleich zu anderen Sektoren, welche bereits länger als fixer Bestandteil im Stromnetz eingebunden sind und über die Jahre einen sehr stetigen Energiebedarf aufweisen, zeigt sich der Strombedarf der E-Cars als stark wachsend. Eine weiterhin steigende Anzahl an E-Cars bzw. die Weiterentwicklung der Akkutechnologie könnten diesen Sektor in nur wenigen Jahren zu einer relevanten Größe für Lastverschiebung heranwachsen lassen.

2.7 Arbeitspapier 7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

Das Arbeitspapier beschäftigt sich aus zwei unterschiedlichen Perspektiven mit der Frage, welche Lastverschiebepotenziale in der kommunalen Infrastruktur genutzt werden könnten. Im ersten Teil werden die anlagen- und verfahrenstechnischen Möglichkeiten zur Verschiebung von elektrischen Lasten im Bereich der kommunalen Abwasserreinigung untersucht. Diesbezüglich werden Abwasserreinigungsanlagen (ARAs) hinsichtlich der wesentlichen energetischen Verbrauchergruppen evaluiert und die Rahmenbedingungen zur Verschiebung von elektrischen Lasten definiert. Das gesamtösterreichische Potenzial zur Lastverschiebung wurde auf Basis der ermittelten Potenziale aus Praxisbeispielen und der Anzahl der in Österreich vorhandenen Kläranlagen mit Anschlusswerten >2.000 EW, mittels „Bottom-Up-Methode“ und „Top-Down-Methode“ abgeschätzt. Basierend auf diesen beiden Methoden zur Abschätzung ergeben sich für Österreich folgende Bandbreiten für das Lastverschiebungspotenzial durch Abschalten von elektrischen Verbrauchern, in Abhängigkeit von der Abschaltdauer:

- 5 min: 22 – 27 MW
- 15 min: 21 – 26 MW
- 60 min: 2 – 3 MW

Die Ergebnisse dieses ersten Kapitels wurden in einer Kostenkurve zusammengefasst, die die verschiebbaren Lasten ins Verhältnis zu den Kosten dieser Verschiebung stellen.

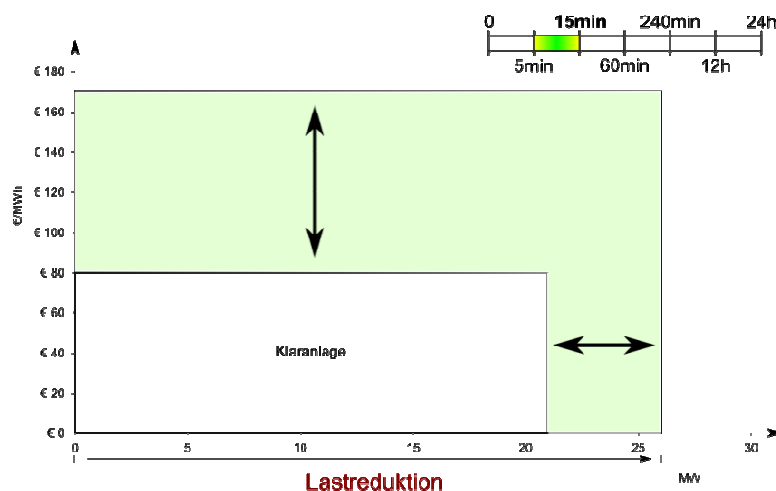


Abbildung 3-3: Kostenkurve für den Bereich „Kommunale Infrastruktur“, Werte gemäß Arbeitspapier 7/9.

Im zweiten Teil wird die Analyse durch eine Case Study ergänzt: im Rahmen einer detaillierten Analyse der Umsetzung von Maßnahmen zur Nutzung von Verschiebepotenzialen, die in der Gemeinde Großschönau, Niederösterreich, durchgeführt wurde, wird gezeigt, wie sich die Realisierung von Lastverschiebemaßnahmen für eine (kleine) Gemeinde darstellt. Dabei zeigen die Autoren auf, dass die benötigten Investitionskosten für die Flexibilisierung der untersuchten Anlagen erst nach mehr als 28 Jahren mittels der Einnahmen aus dem Day-Ahead-Markt abgedeckt werden könnten, wodurch von einer hohen Lebensdauer für die bestehenden Anlagen ausgegangen werden muss. Schlussfolgernd stellen die Autoren daher fest, dass aktuell noch keine ökonomischen Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung von Abwasser-Beseitigungsanlagen und Wasserversorgungssystemen vorliegen. Jedoch konnte auch gezeigt werden, dass Flexibilität grundsätzlich vorliegen und eventuell im Zuge zukünftiger innovativer Geschäftsmodelle, bspw. durch das Pooling der Anlagen mehrerer Gemeinden, genutzt werden könnten.

2.8 Arbeitspapier 8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

Im ersten Kapitel dieses Arbeitspapiers wird die bestehende österreichische Rechtslage hinsichtlich der Systemnutzungsentgelte dargestellt und sodann dahingehend analysiert, ob sich monetäre Anreize für die Netzbewutzer, die an die Netzebene 7, 5 bzw. 3 angeschlossen sind, finden lassen, ihre Verbräuche freiwillig entweder selber oder auf der Basis vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber zeitlich zu verlagern und damit zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung beizutragen. Im Rahmen des Netznutzungsentgelts ist die Regulierungsbehörde ermächtigt, dieses zeit- und/oder lastvariabel per Verordnung auszugestalten. Dieser Möglichkeit ist die Regulierungsbehörde allerdings bisher nur in Form des zeitvariablen Netznutzungsentgeltes nachgekommen. Dieses könnte in Zukunft auf allen Netzebenen und in allen Netzbereichen auch tatsächlich variierend und zeitlich engmaschiger als bisher festgelegt werden, um einen preislichen Anreiz zur Lastverschiebung zu geben. Zudem wäre es – zumindest rechtlich – möglich, den unterbrechbaren Tarif umfassend einzuführen, den der Netzbewutzer dann verrechnet bekommt, wenn er dem Netzbetreiber vertraglich gestattet, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Weiters wird untersucht, ob variable Strompreise als Anreiz für die Kunden zur Lastverschiebung in Österreich rechtlich darstellbar sind. Dies ist grds. der Fall, wobei jedoch bei Verträgen mit Verbrauchern das Konsumentenschutzgesetz zu berücksichtigen ist.

Das zweite Kapitel widmet sich dem System der Regel- und Ausgleichsenergie und der Möglichkeit, dass sich auch Großverbraucher zum Zwecke der Netzstabilität daran beteiligen können. Schließlich wird kurz erläutert, dass der Netzbetreiber in einem störungsbehafteten Netzbetrieb befugt ist, die Netzbewutzer (auch gegen ihren Willen) vorübergehend vom Netz zu trennen.

2.9 Arbeitspapier 9/9: Hemmniskatalog

Der Hemmniskatalog wurde erstellt, um einen systematischen Überblick über die Hürden zu geben, die es bei der Realisierung von Lastverschiebungsmaßnahmen in den einzelnen betrachteten Sektoren zu überwinden gilt. Dabei wurden die identifizierten Hemmnisse aus sieben verschiedenen Gesichtspunkten diskutiert:

1. Komplexität der Prozesstechnik

2. Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb
3. Hürden im Marktbereich
4. Kenntnisstand über Lastmanagement
5. Organisatorische und systemische Herausforderungen
6. Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung
7. Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

3 Handlungsempfehlungen

Die kontinuierliche Zunahme der Produktion elektrischer Energie mittels intermittierender, erneuerbarer Energieträger stellt neue Herausforderungen an das Energiesystem. Lastverschiebungsansätze können – neben dem Netzausbau, der weitreichenden Implementierung moderner Mess-, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie der Weiterentwicklung von innovativen Speichertechnologien – dazu beitragen, auch in Zukunft ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit und Systemeffizienz zu gewährleisten.

Die verschiedenen Anwendungsgebiete und Einsatzbereiche von elektrischer Energie in den einzelnen im Projekt betrachteten Sektoren erfordern sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht individuell angepasste Ansätze zur Lastverschiebung, beispielsweise in Verbindung mit speziellen (nicht statischen) Netz- und Arbeitspreiskomponenten des Stromtarifs. Die Ermittlung des tatsächlichen Potenzials und der entsprechenden Verschiebungszeiten ist individuell von teilnehmenden Betrieben, Haushalten oder Kommunen durch betriebswirtschaftliche Optimierung zu ermitteln und sollte unter Absprache mit dem jeweiligen Energieversorger erfolgen.

Im Sinne der Wirtschaftlichkeit sind jene Wirtschaftsbereiche zu bevorzugen, die hohe Verschiebungspotenziale bei vergleichsweise geringen Kosten aufweisen. In Hinblick auf anfallende Investitionen und den technischen Aufwand stellen die Sektoren mit Großverbrauchern (welche nicht durchgängig in Betrieb sein müssen, also keine Engpasskapazität bilden) wie Industrieöfen oder Mahlwerke gute Ausgangspunkte für eine entsprechende Umsetzung von Lastverschiebungsansätzen dar.

Eine gewisse Interaktion, wenn nicht gar Konkurrenz von Lastverschiebungsmaßnahmen ist im Vergleich zur Regelenenergiebereitstellung vorhanden. Da die Märkte für Regel- und Ausgleichsenergie vergleichsweise gut entwickelt sind, und eine technische Verknappung der benötigten Bereitstellungskapazitäten nicht absehbar ist, ist ein Abgleich der nachgefragten Regelenenergie und der erzielten Auktionsergebnisse als Ankergröße für die wirtschaftlichen Charakteristika von Lastverschiebungsmaßnahmen zielführend. Vor allem in Hinblick auf die Sekundär- und Tertiärregelenenergiebereitstellung besteht eine bedeutende Schnittmenge, wobei in diesem Bericht ausschließlich auf die verbraucherseitigen Lastmanagementmaßnahmen eingegangen wird. Der Ausbau dieser Märkte wird demnach auch Lastverschiebungsinitiativen zugute kommen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass unter Einbeziehung sämtlicher *Stakeholder* Adaptionen für das Marktmodell zu skizzieren und auf ihre Tauglichkeit, zu innovativen verbraucherseitigen Maßnahmen beizutragen, zu analysieren sein werden. Die Einbindung moderner Mess-, Kommunikations- und Informationstechnologien wird zumindest im Haushaltsbereich als ein zentraler Eckpunkt einer tiefgründigen Reform hin zu *smart grids* gesehen. Auch hier gilt es, Möglichkeiten und Rahmenbedingungen weiter zu analysieren und gegebenenfalls regulatorisch zu unterstützen.

Forschungsbedarf besteht primär im Bereich der Effektivitätsanalyse moderner Technologien und verbesserter Informationsmöglichkeiten (Stichwort *Smart Metering*) sowie allgemein im Bereich neuartiger Ansätze für Lastverschiebung. Neue, unabhängige Marktteilnehmer können durch Bereitstellung innovativer Serviceleistungen sowie unter Verwendung präziser Kundendaten zu einer insgesamt höheren Gesamtsystemeffizienz beitragen. Ein Ergebnis des Projektes Loadshift ist die Erkenntnis, dass zur Realisierung von Geschäftsmodellen, mit denen die Lastverschiebungspotenziale im Haushaltsbereich genutzt werden können, eine weiterreichendere Kundensegmentierung empfehlenswert ist. Dies gilt insbesondere für die Fähigkeit der gezielten Einbindung interessierter Kundenschichten. Darüber hinaus gilt es weitreichende *soft measures* wie den Abbau von Kundenängsten hinsichtlich Lastverschiebung generierender Tarife bzw. eines Eingriffs durch einen Dritten (z.B. ein EVU) verstärkt umzusetzen.



Loadshift - Rahmenbedingungen

Projektbericht 1/9

Energieinstitut an der JKU Linz

Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann, Simon Moser, Michael Schmidthaler

e7 Energie Markt Analyse GmbH

Christoph Amann

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Christian Elbe, Ernst Schmutzner

4ward Energy Research GmbH

Alois Kraussler

Joanneum Research

Marion Reinhofer-Gubisch, Johanna Pucker

Sonnenplatz Großschönau GmbH

Bettina Frantes

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 1/9 „Loadshift- Rahmenbedingungen“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Überblick: Demand Response	5
2.1	Definitionen	6
2.2	Einflussnahme auf den Elektrizitätsverbrauch	8
2.3	Ursächliche Problemlagen & Herausforderungen für den Einsatz von Demand Response	9
3	Marktbasis des Demand Response	11
3.1	Incentive Based Programs (IBP)	12
3.2	Price Based Programs (PBP)	12
4	Die im Projekt Loadshift betrachteten Sektoren	13
4.1	Restriktionen hinsichtlich des Potenzials	14
4.2	Hebung des Potenzials: Lastverschiebungskosten	14
4.3	Kostenkurven	15
5	Einordnung der Ergebnisse – Wirtschaftlichkeitsaspekte konkurrierender Systemlösungen	16
6	Literaturverzeichnis	20
7	Abbildungsverzeichnis	22
8	Tabellenverzeichnis	22

1 Einleitung

Im Projekt „Loadshift“ werden die Potenziale der Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen, rechtlichen und organisatorischen Aspekte dieser Verschiebung analysiert. Das Projekt untersucht die Potenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, gewerbliche Anwendungen, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab. Daraus ergibt sich eine Entscheidungsmatrix, aus der Handlungsempfehlungen für die öffentlichen und privaten Entscheidungsträger abgeleitet werden können.

Zur Erreichung dieser Projektziele werden zunächst konsistente Methoden zur Erhebung des Lastverschiebungspotenzials in den betrachteten Sektoren bestimmt, wobei insbesondere zwischen verschiedenen Arten der Lastverschiebung zu unterscheiden ist sowie der Zielsetzung, mit der Lastverschiebung erfolgen soll bzw. kann.

Da Lastverschiebung kein unmittelbar neues Forschungsfeld ist, legen die Autoren großen Wert auf die größtmögliche Ausnutzung von Synergieeffekten mit vorangegangenen Forschungsvorhaben. Die Literaturergebnisse werden mit eigenen Daten des Projektteams und mit weiteren, vor allem auch europäischen Ergebnissen, verglichen, um ein vollständiges Bild der Forschung zum Thema Lastverschiebungspotenziale zu erhalten.

Kapitel 2 bietet einen Überblick, wie Demand Response energietechnisch einzuordnen ist und eine Abgrenzung zu ähnlichen Begriffen wie Demand Side Management. Kapitel 3 zeigt die Möglichkeiten der Umsetzung von Demand Response Programmen am Energiemarkt auf und verweist auf die Notwendigkeit der Marktakzeptanz, um technisches Potenzial zu realisieren. In Kapitel 3 werden auch die ursächlichen Problemlagen und Zielsetzungen des Einsatzes von Demand Response erläutert. Kapitel 4 geht auf die Rahmenbedingungen der Analysen im Projekt Loadshift ein und in Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Vergleich zu Speicherkosten betrachtet.

2 Überblick: Demand Response

Die Steuerung der Energienachfrage wird allgemein unter dem Begriff des Demand-Side-Managements (DSM) bzw. der Laststeuerung zusammengefasst. DSM umfasst dabei alle nachfrageseitigen Maßnahmen, die Einfluss auf die Art und Höhe der Energienachfrage nehmen. Palensky und Dietrich (2011) teilen DSM-Maßnahmen in Abhängigkeit ihrer zeitlichen Dimension und der Auswirkung der Maßnahmen auf die „*process quality*“ in vier Kategorien (vgl. Abbildung 2-1):

- Energy Efficiency (EE).
- Time of Use (TOU).
- Demand Response (DR).
- Spinning Reserve (SR).

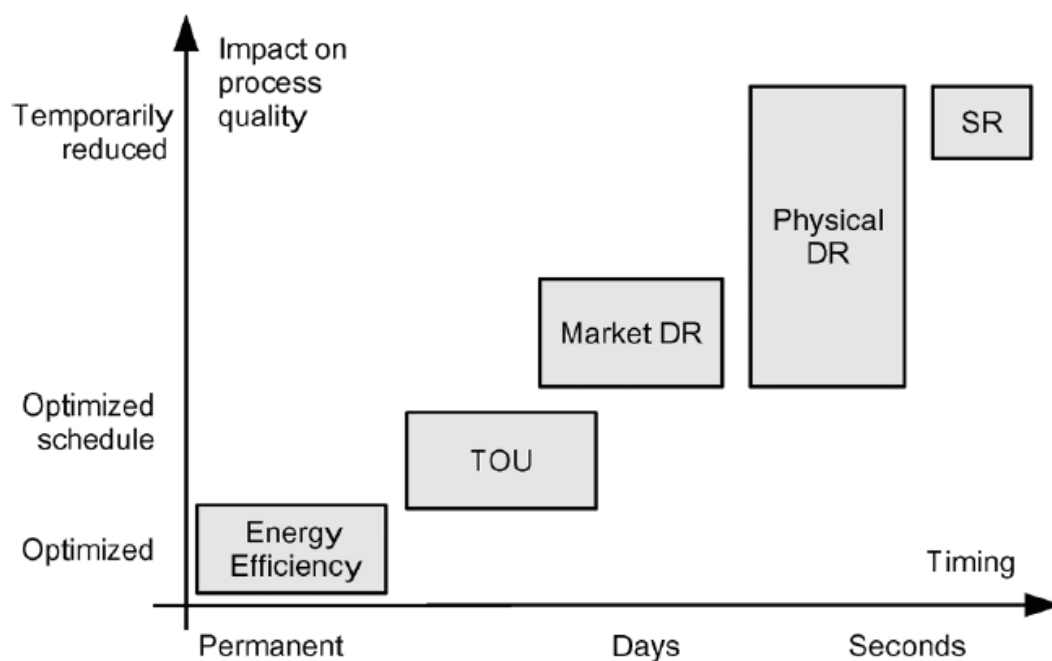


Abbildung 2-1: Kategorien des Demand Side Managements¹, Quelle: Palensky und Dietrich (2011)

Die Definitionen der Begrifflichkeiten, die wie einleitend angeführt unter DSM verstanden werden, sind nicht einheitlich. In Abbildung 2-2 wird die Einteilung des US Department of Energy² für Demand Response Produkte dargestellt. Die Darstellung entspricht weitestgehend der Darstellung in Palensky und Dietrich (2011) ergänzt diese jedoch um die Darstellung der verschiedenen Arten von Tarifmodellen. Wiederum wird deutlich, dass die Unterscheidung verschiedener DSM-Maßnahmen stark von ihren zeitlichen Charakteristiken abhängt.

¹ Palensky und Dietrich (2011), S. 381

² U.S. Department of Energy (2006), S.15

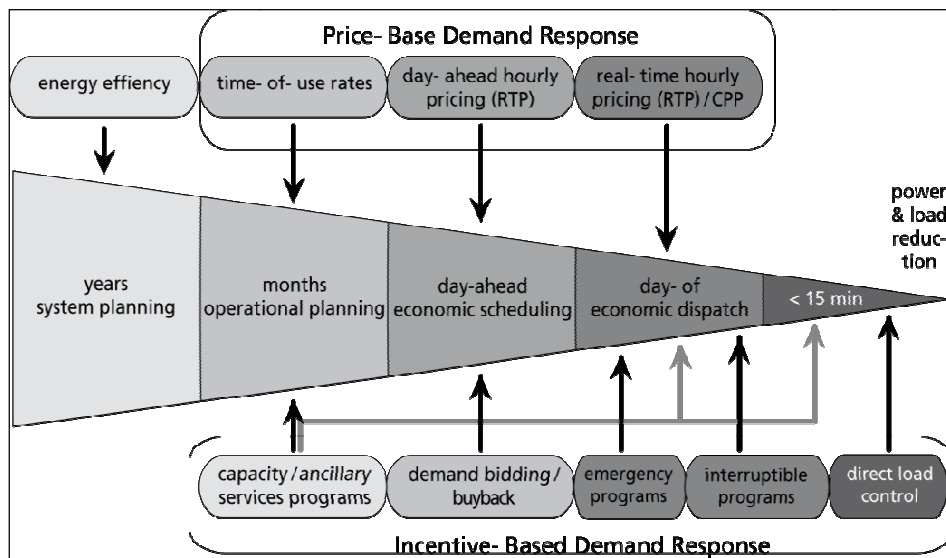


Abbildung 2-2: Demand Response nach der Einteilung des U.S. Department of Energy, Quelle: U.S. Department of Energy (2006), S.15.

Ebenso wird deutlich, dass klassische Energieeffizienz-Maßnahmen (bspw. der Austausch von Beleuchtungskörpern) nicht als Demand Response angesehen werden. In Loadshift wird der gesamte Bereich des Demand Response angesprochen und analysiert, dabei wird die in Abbildung 2-2 dargestellte Einteilung für die weitere Analyse als Basis herangezogen und im Folgenden detaillierter betrachtet.

2.1 Definitionen

Der Begriff „Demand Response“ lässt sich von „Demand Side Management“ v.a. in seiner zeitlichen Auswirkung abgrenzen. Während Demand Side Management grundsätzlich jede Art der Endkundenmitwirkung umfasst, ist Demand Response zeitlich kurzräumiger. Demand Side Management bezieht sich auch auf grundsätzliche Energieeffizienz- und andere Energiesparmaßnahmen zur strategischen Entwicklung des Energieverbrauchs. Demand Response beeinflusst das Elektrizitätssystem also kurzfristiger, außerdem steht beim Einsatz von Demand Response nicht die Stromeinsparung im Vordergrund, sondern die Flexibilisierung des Verbrauchs, um die Erreichung bestimmter Zielsetzungen zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.

Das U.S. Department of Energy definiert Demand Response folgendermaßen:

Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized (Definition 1).³

Hervorzuheben ist, dass diese Definition ausschließlich monetäre Anreizsysteme als Auslöser für Demand Response anführt. Im Gegensatz dazu lässt die Definition des kalifornischen PIER Demand Response Research Centers die Frage nach der Art des Anreizes offen:

³ U.S. Department of Energy (2006), S.6

*Demand Response includes all intentional modifications to the electric consumption patterns of end-use customers that are intended to modify the timing or quantity, including both the level of instantaneous demand (capacity) and total consumption (in kWh or MWh) of customers demand on the power system (Definition 2).*⁴

Demand Response ist demnach als Überbegriff für die Vielzahl an Möglichkeiten zu verstehen, wie das Stromverbrauchsverhalten von Endkunden durch ein Signal (monetär aber auch nicht monetär) beeinflusst werden kann⁵ und zielt auf eine kurzfristige Veränderung des Stromverbrauchs ab.

Dabei ist „kurzfristig“ in der gegebenen Relativität des Wortes zu verstehen:

- Einerseits ist der Zeitraum von Relevanz, der bis zur Auslösung einer Reaktion anfällt. Dieser Zeitraum umfasst die Information des Kunden, sowie dessen Handlungen in Erwartung bzw. Vorbereitung der Lastverschiebung.
- Andererseits bezieht sich die „Kurzfristigkeit“ auf die Dauer des Demand Response, d.h. des Zeitraums der Verbrauchsbeeinflussung. Als übliche Dauern der Verbrauchsbeeinflussung durch Demand Response sind Sekunden (Beitrag zur Netzstabilität) bis maximal ein Tag (Vermeidung von – gegebenenfalls nicht verfügbaren – Spitzenlasten)⁶ zu verstehen.

Demand Response ist daher klar von Maßnahmen zu einem energetisch effizienteren Einsatz von Strom zu unterscheiden. Zur Klarstellung sei erwähnt, dass Demand Response grundsätzlich zu einem wirtschaftlich effizienteren Einsatz elektrischer Energie beitragen soll. Denn Demand Response muss, damit es von Stromkunden und -anbietern gleichermaßen angeboten und akzeptiert wird, eine Win-Win-Situation darstellen.

⁴ York und Kushler (2005), S.3.

⁵ Vgl. Auch Palensky und Dietrich (2011), S. 384: *“A much quicker response is provided by the many flavors of Demand Response (DR). Typically, a signal is broadcast, e.g., by the distribution or transmission system operator (DSO/TSO). This signal might contain a price or a command for load shedding/ shifting.”*

⁶ Siehe Faruqui und Sergici (2010).

2.2 Einflussnahme auf den Elektrizitätsverbrauch

Demand Response umfasst in untenstehender Abbildung die vier nichtstrategischen Einflussnahmen, also die kurzfristige Verbrauchsbeeinflussung und damit die Beeinflussung der Lastkurve durch Vermeidung von Lasten in Spitzenzeiten (Einsparung, *Peak Clipping*), sowie die Verschiebung von Lasten weg von den Spitzenlasten (Lastverschiebung, *Load Shifting*), bevorzugt in Lastentäler (*Valley Filling*). Da diese Maßnahmen aufgrund der Tarifstrukturen theoretisch an jedem Punkt der Lastkurve anwendbar wären, ermöglicht Demand Response eine Flexibilisierung der Lastkurve (*Flexible Load Shape*).

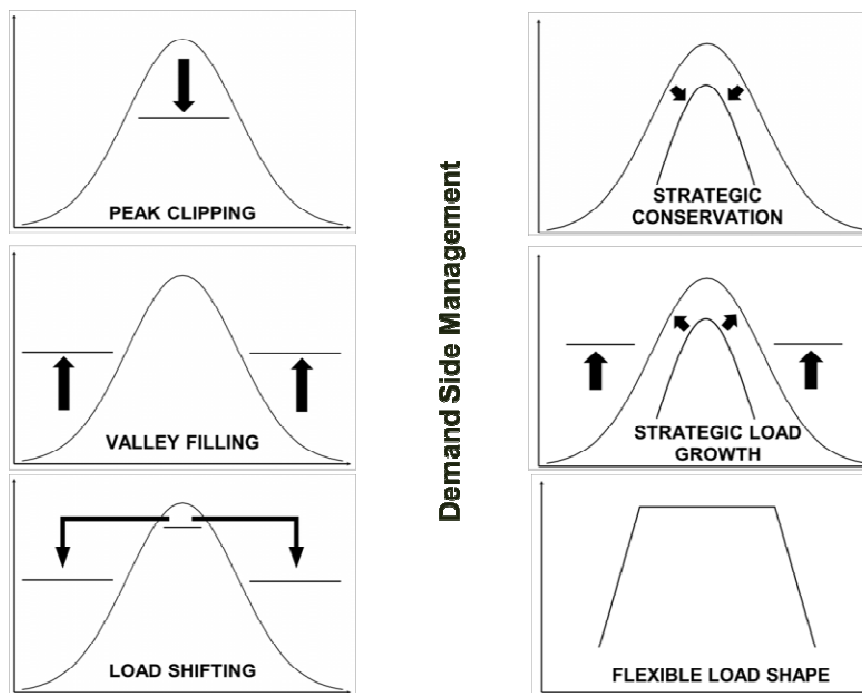


Abbildung 2-3: Möglichkeiten des Demand Response im Rahmen der Gesamtansätze von Demand Side Management im Bereich elektrischer Energie. Quelle: Gellings, Smith und William (1989), S.916.

Die Überschneidungen zwischen den vier Möglichkeiten der Verbrauchsbeeinflussung sind offensichtlich.

Abgrenzung von Begrifflichkeiten / Definitionen

Da sich bei der Betrachtung von Demand Response primär die Frage stellt, wie der Stromverbrauch von einem bestimmten Punkt weg verschoben werden kann, egal ob es zu einer Nachholung des Verbrauchs kommt oder nicht, werden im Projekt Loadshift die Begriffe „Lastverschiebung“ und „Demand Response“ synonym verwendet.

2.3 Ursächliche Problemlagen & Herausforderungen für den Einsatz von Demand Response

Die Energiepolitik der Europäischen Union wird gegenwärtig von drei Zielen geleitet: bis zum Jahr 2020 den Ausstoß von CO₂ um 20% zu reduzieren, die Energieeffizienz um 20% zu erhöhen sowie den Anteil erneuerbarer Energieträger am Energiemix auf 20% zu steigern.

Für jeden EU-Mitgliedsstaat wurden zur Erreichung dieses gesamteuropäischen Vorhabens eigene Zielwerte festgelegt. Für Österreich gilt es bis zum Jahr 2020 Folgendes zu erreichen:

1. Die Treibhausgasemissionen in Sektoren außerhalb des EU-Emissionshandels gegenüber dem Jahr 2005 um 16% zu reduzieren.⁷
2. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch auf 34% zu erhöhen.⁸
3. Ein kumulatives Endenergieeffizienzziel in der Höhe von 310 PJ zu erzielen.⁹

Lastverschiebungsmaßnahmen werden als ein wichtiges Instrument zur Erreichung dieser Ziele gesehen. So wird in der Energieeffizienzrichtlinie (RL 2012/27/EU) Folgendes festgehalten (Erwägungsgrund 44):

Die Laststeuerung (engl. Demand Response, Anm. d. Verf.) ist ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz, da sie den Verbrauchern oder von ihnen benannten Dritten erheblich mehr Möglichkeiten einräumt, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden; sie liefert somit einen Mechanismus, um den Verbrauch zu verringern oder zu verlagern, was zu Energieeinsparungen sowohl beim Endverbrauch als auch — durch bessere Nutzung der Netze und Erzeugungskapazitäten — bei der Energieerzeugung, -übertragung bzw. -fernleitung und -verteilung führt.

Als Basis der Zielsetzungen von Demand Response können im Kontext der oben kurz skizzierten politischen Ziele die folgenden Aspekte angesehen werden.

- Langfristig ist sowohl aus Prognosen als auch aus bisherigen Daten extrapoliert eine *Zunahme des Elektrizitätskonsums* zu erwarten. Dies wird vor allem mit der zunehmenden „Elektrifizierung“ des Endenergieverbrauchs erklärt, insbesondere für Heiz- und Kühlzwecke und durch steigende Durchdringungsraten von elektrischen

⁷ Entscheidung Nr. 406/2009/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020.

⁸ RL 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

⁹ Bundesgesetz, mit dem das Bundes-Energieeffizienzgesetz, das Bundesgesetz, mit dem der Betrieb von bestehenden hocheffizienten KWK-Anlagen über KWK-Punkte gesichert wird, und das Bundesgesetz, mit dem zusätzliche Mittel für Energieeffizienz bereitgestellt werden, erlassen sowie das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz und das KWK-Gesetz geändert werden (Energieeffizienzpaket des Bundes) zur Umsetzung der RL 2012/27/EU (Energieeffizienzrichtlinie).

Geräten sowie in der Zukunft durch Elektromobilität¹⁰. An nachhaltiger Energieversorgung orientierte politische Programme („Energiewende“, „Energiestrategie“, etc.) werden daher vermutlich eine Steigerung des Elektrizitätskonsums trotz gleichzeitiger Bemühungen zur Senkung des gesamten Energiekonsums mit sich bringen.

- *Auswirkungen auf das Stromnetz:* Die Austrian Power Grid (APG) hat in ihrem Masterplan 2030 für Österreich notwendige Netzverstärkungen-Maßnahmen im Übertragungsnetz identifiziert, die insbesondere auch durch den „*tiefgreifenden Strukturwandel*“ der heimischen Elektrizitätswirtschaft notwendig werden.¹¹ Zu deren Umsetzung werden in den nächsten 10 Jahren (bis etwa 2023) Investitionen in Höhe von rund 2,6 Mrd. € benötigen werden.¹² Gemäß Schätzungen der E-Control werden weitere Investitionen in Höhe von 4 Milliarden Euro auf Verteilnetzebene notwendig werden, eine Milliarde für die Anbindung neuer Ökostromkraftwerke sowie eine Milliarde für den Ausbau digitaler Stromzähler.¹³
- Die *zunehmende Bedeutung erneuerbarer Energieträger* mit hochvolatilen Einspeisemustern ist als wesentlicher Treiber der aktuellen Entwicklung der Stromsysteme zu sehen.¹⁴ Erneuerbare Energieträger als große Herausforderung für das Energiesystem und die Versorgungssicherheit sind sowohl auf die politischen Weichenstellungen der EU (siehe oben), als auch auf Maßnahmen einzelner Länder (wie den geplanten Atomausstieg Deutschlands, verschiedene Programme zur Reduktion von Treibhausgasen oder neuer rechtlicher Rahmenbedingungen mit Anreizen zu einer Forcierung erneuerbarer Energieträger, wie dem Ökostromgesetz in Österreich) zurückzuführen. Dies hat weitreichende Auswirkungen auf die Energiewirtschaft, da verschiedene, historisch gewachsene Standards adaptiert werden müssen, die für die bis heute anhaltende Vormachtstellung der gering volatilen Energiebereitstellung, großteils aus fossilen Energieträgern und Großwasserkraft, konzipiert wurden.¹⁵ Mittlerweile zeigt beispielsweise der Ausbau der Elektrizitätsproduktion mit volatilen Einspeisemustern wie der Windkraft seine Wirkung auf die Netzsicherheit:¹⁶ So hat der norddeutsche Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe für das Jahr 2009 über 197 Tage mit „kritischen Netzsituationen“ an die deutsche Bundesnetzagentur gemeldet, gegenüber 175 Tagen im Jahr 2008, 155 Tagen im Jahr 2007 und nur 80 Tagen im Jahr 2006. Im Jahr 2012 bekräftigten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBE GmbH und TenneT TSO GmbH) diese Tendenz: „Trotz [...] Maßnahmen wird die Situation für die Netze weiterhin angespannt bleiben.“¹⁷ Die steigende Zahl kritischer Netzsituationen lässt sich als Indikator für das Risiko von Versorgungsunterbrechungen interpretieren und ist in erster Linie auf die massiv

¹⁰ Europäische Kommission (2013) EU- Energy, Transport and GHG Emission Trends to 2050.

¹¹ Daten für Ausbaunotwendigkeiten

¹² Siehe APG (2013), S. 4ff.

¹³ E-Control (2013).

¹⁴ Vgl. APG (2013).

¹⁵ Vgl. APG (2013), S. 4.

¹⁶ Vgl. Borggreve und Nüssler (2009).

¹⁷ Pressemitteilung der vier Übertragungsnetzbetreiber vom 23. April 2012, <http://tinyurl.com/kqu94e3> (dl: 05.08.2013).

gestiegene Anschlussleistung von Wind- und auch PV-Energie in diesem Zeitraum zurückzuführen.

Eine Möglichkeit, diesen Entwicklungen zu begegnen und dabei die Notwendigkeiten für weiteren Netzausbau sowie die Schaffung zusätzlicher fossiler Erzeugungskapazitäten zu reduzieren, ist die Erhöhung der Flexibilität der Nachfrageseite durch tarifliche Anreize oder andere Steuerungssysteme. Um ein Maximum der bereitgestellten erneuerbaren Energiequellen zu nutzen, kann Demand Response eine Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugungskurve leisten. Ist das Potenzial von Demand Response zur Reaktion auf die volatile Einspeisung vorhanden, so kann der Verbrauch flexibel (vgl. Abbildung 2-3) auf das Angebot reagieren: Elektrizitätskonsum kann vermieden werden, wenn wenige erneuerbare Energiequellen einspeisen, er kann forciert werden, wenn viele erneuerbare Energiequellen einspeisen.

3 Marktbasis des Demand Response

Um die aus technischer Sicht vorhandenen Lastverschiebungspotenziale auch optimal zur Erreichung der oben skizzierten Ziele nutzen zu können, bedarf es einer marktbasierten Umsetzung, d.h. der Schaffung von neuen Produkten (d.h. konkret: Tarifangeboten) und Dienstleistungen, die die Endkunden zu Lastverschiebungen motivieren können. Hierzu sind unterschiedliche *Demand Response*-Programme denkbar, die sich in ihrer Intention und daher in ihrer Gestaltung unterscheiden.

Aus mikroökonomischer Sichtweise ist klar, dass eine Verschiebung des Verbrauchs nicht ohne das Setzen von Anreizen (oder von Vorgaben) passieren wird. Unter grundlegenden - in der volkswirtschaftlichen Theorie verwendeten - Annahmen ist auch klar, dass last- und zeitvariable Tarife bzw. andere Anreize einen Verschiebungseffekt erzeugen werden – unklar bleibt dessen Größe.

Eine Kategorisierung der Programme wurde von Albadi und El-Saadany (2007) vorgenommen, die die Darstellung des U.S.-Energieministeriums (siehe oben) weiter verfeinert haben (siehe Tabelle unten). Albadi und El-Saadany (2007) unterscheiden zwischen anreizbasierten Programmen einerseits und preisbasierten Programmen andererseits.

Tabelle 3-1: Kategorien von Demand Response Programmen

Categories of Demand Response Programs	
Incentive Based Programs (IBP)	Price Based Programs (PBP)
• Classical ◦ Direct Control ◦ Interruptible/Curtailable Programs • Market Based ◦ Demand Bidding ◦ Emergency DR ◦ Capacity Market ◦ Ancillary services market	• Time of Use (TOU) • Critical Peak Pricing (CPP) • Extreme Day CPP (ED-CPP) • Extreme Day Pricing (EDP) • Real Time Pricing (RTP)

Quelle: Albadi und El-Saadany (2007), S.2

3.1 Incentive Based Programs (IBP)

Klassische Anreizprogramme basieren auf schaltbaren, unterbrechbaren, begrenzbaren und direkt kontrollierbaren Lasten. Diese werden, speziell über Rundsteueranlagen, heute schon, auch im Kleinkundensegment, angewandt. Marktbasierte Programme dürften, so ist zu erwarten, für Kleinkunden mittelfristig eher uninteressant und damit den Großkunden vorbehalten bleiben. Dies trifft v.a. für industrielle Großkunden zu, die hohe Einsparpotenziale für *Emergency DR* aufweisen und bei denen auch eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt in einer Relation zu den administrativen Kosten stehen könnte. Diese Situation ergibt sich kausal aus dem hohen *Demand Response* Potenzial einzelner Verbraucher.

3.2 Price Based Programs (PBP)

(Tages-) Zeitabhängige Tarife (TOU) werden aktuell von österreichischen EVU in Form von Niedrig- und Hochtarifen, im Speziellen als „Tag- und Nachttarife“, angeboten. Sie dienen einer Verschiebung des Verbrauchs in Lastentäler, um klassische Spitzenlasten und Produktionskapazitäten zu glätten. Dennoch ist fraglich, inwieweit TOU-Programme zu einer Flexibilisierung beitragen, denn bei hohem Angebot an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in Phasen, die entsprechend dem TOU-Tarif als höherpreislich definiert sind, wirkt dies dem Verbrauch dieser Energie entgegen. TOU ist daher nicht grundsätzlich für die Erreichung aller Zielsetzungen von *Demand Response* geeignet. Im Gegensatz zur dies wiedergebenden Darstellung von Palensky und Dietrich (2011) fallen sowohl bei Albadi und El-Saadany (2007) als auch bei U.S. Department of Energy (2006) marktbasierte Anreize und TOU-Tarife unter die *Demand Response-Programme*.

Die anderen preisbasierten Programme sind deutlich stärker auf eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs ausgelegt. Sie bedürfen einer entsprechenden Kommunikation zum Endkunden, um über Events (*Extreme Day* oder *Critical Peak*) bzw. den dynamischen Preisverlauf zu informieren.

4 Die im Projekt Loadshift betrachteten Sektoren

Demand Response ist nicht nur beim Energieträger Elektrizität möglich. Dennoch kann attestiert werden, dass bei anderen Energieträgern, bspw. beim Energieträger Fernwärme, erstens ein geringerer Bedarf nach einem *Demand Response* besteht, da thermische Trägheit und Speicherpotenziale besser ausgenutzt werden können und sich Herausforderungen der zeitgleichen Einspeisung erneuerbarer Energien nicht stellen.

Das Projekt „Loadshift“ fokussiert daher ausschließlich auf den Demand Response im Bereich des Energieträgers Elektrizität. Im Projekt Loadshift werden die **Sektoren** Haushalte, Gewerbe, Industrie und kommunale Infrastruktur betrachtet. Nicht betrachtet werden:

- der Sektor Landwirtschaft: Der Stromverbrauch der Landwirtschaft beträgt im Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2012 etwa 1,3 % des gesamten Stromverbrauchs (vgl. Statistik Austria). Die Potenziale werden aufgrund des geringen Anteils als vernachlässigbar angesehen.
- der Sektor Verkehr: Der Strombedarf des Sektors Verkehrs beträgt im Durchschnitt der Jahre 2005 bis 2012 etwa 5,5 % des gesamten Stromverbrauchs (vgl. Statistik Austria). Die Potenziale könnten aufgrund des ebenfalls geringen Anteils ebenso wie im Sektor Landwirtschaft als vernachlässigbar angesehen werden. Hinzu kommt jedoch, dass ein Demand Response der elektrisch betriebenen öffentlichen Verkehrsmittel nicht zu erwarten ist, insbesondere da diese nach fixen Fahrplänen verkehren. Auch in der Projektion für 2020 spielt elektrischer Individualverkehr eine untergeordnete Rolle: Wären im Jahr 2020 100.000 E-Cars in Österreich zugelassen, so ist mit einem Verbrauch von etwa 300 GWh/a zu rechnen, das sind etwa 0,5 % des gesamten Strombedarfs im Mittel 2005-2011.

Sektor Haushalte: Nach der Sachgüterproduktion haben Haushalte mit 27,5 % den zweithöchsten Anteil am Elektrizitätsendverbrauch. Die Tageszeiten, zu denen in Haushalten üblicherweise Elektrogeräte verwendet werden, fallen mit den als Spitzenlasten auszuweisenden Zeiten zusammen. Damit verdienen sie, trotz des auf einen einzelnen Haushalt bezogenen geringen Potenzials im Bereich Lastverschiebung, besondere Aufmerksamkeit. Haushaltskunden beziehen, zumindest in Bezug auf ihren Haupttarif, Strom unabhängig von dessen aktuellen Marktpreis; nächtliche Nebentarife stellen ebenfalls nur eine durchschnittliche Absenkung dar und haben keinen Bezug zu aktuellen Großhandelspreisen. Haushalte haben in der aktuellen Situation keinen Anreiz und keine Informationen, Lasten zu verschieben.

Abgrenzung Gewerbe und Industrie: Österreich verfügt über keine Methode zur statistischen Abgrenzung zwischen Gewerbe und Industrie (anders als bspw. Deutschland). Im Projekt werden die einzelnen betrachteten Branchen daher ihren jeweiligen ÖNACE 2008 Code identifiziert.

4.1 Restriktionen hinsichtlich des Potenzials

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bei einem Bestehen ausreichend (im Sinne von unrealistisch) hoher Anreize ein eigentlich unbeschränktes Potenzial für Demand Response besteht. Um diese irrealen Situationen auszuschließen, werden die im Folgenden beschriebenen Restriktionen eingezogen.

Allgemein gelten folgende Restriktionen:

- Es erfolgt eine mikroökonomische Betrachtung (Kosten/Nutzen auf Ebene des einzelnen ökonomischen Akteurs). Hier sind Kosten quantitativ zu fixieren. Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen sind qualitativ darzustellen, da diese durch Wechselwirkungen, Interaktionen, Feedbacks, Rebound-Effekte und dergleichen äußerst komplex sind.
- Freiwilligkeit als Maxime (auch als Basis eines nachfolgend zu entwickelnden Businessmodells ist die einzelwirtschaftliche Optimierung Voraussetzung für Lastverschiebungsmaßnahmen).
- Zukünftig mögliche bzw. erwartete legislative und gesetzgeberische Handlungen werden nicht berücksichtigt.

Für den Bereich der Industrie, des Gewerbes und der kommunalen Infrastrukturen gilt im Besonderen:

- Beibehaltung sämtlicher Sicherheits- und Arbeitsqualitätsstandards in der Produktion.
- Beibehaltung der Produkt- und Prozessstandards.
- Beibehaltung sämtlicher Qualitätsstandards von Erzeugnissen und Dienstleistungen.
- Beibehaltung der operativen Wertschöpfung unter Berücksichtigung eines Abgleichs etwaiger Mindereinnahmen durch Lastverschiebungsabgeltungen (auf Basis Leistungs- und Strukturerhebung der Statistik Austria).

4.2 Hebung des Potenzials: Lastverschiebungskosten

Die Kosten von Demand Response umfassen jene Kosten, die für die gewünschte Verhaltensänderung gegenüber dem Business-as-Usual-Szenario anfallen. Sie sind somit abhängig von dem jeweils betrachteten Sektor und Prozess.

Die Ermittlung der Kosten der Lastverschiebung erfolgt im Projekt auf drei Arten.

- Literaturbasierte Kostenermittlung: vorhandene Literaturergebnisse zu den Verschiebekosten in einzelnen Sektoren und für die jeweiligen betrachteten Prozesse und Anwendungen werden aufbereitet. Ergebnisse aus dem Ausland, und hierbei insbesondere Ergebnisse aus Deutschland werden dabei auf die österreichischen Größenverhältnisse umgelegt.
- Kostenermittlung des Status-Quo ohne Investitionen (rein organisatorisch, arbeitsablaufbezogen, etc.), die eine freiwillige Teilnahme möglich machen. Dies betrifft Maßnahmen, die unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen entsprechende Lastverschiebungspotenziale ermöglichen.
- Kostenermittlung unter Berücksichtigung etwaiger Investitionsmaßnahmen und Automatisierungsoptionen, die notwendig sind, um ein höheres (maximal mögliches) Lastverschiebungspotenzial heben zu können.

Zur Kostenermittlung ist anzufügen, dass (dort wo dies möglich ist) die maximalen Kosten mit den Erlösen für den Verkauf des jeweiligen Produkts festgelegt wird. In einem einfachen Anwendungsfall stellt dieser Ansatz dar, dass die Opportunitätskosten (Nicht-Produktion) als oberer Benchmark für die Berechnung (gleichsam als Sicherung vor abweichenden Berechnungen) zu berücksichtigen ist. Welcher der drei oben angeführten Kostenermittlungsansätze schlussendlich gewählt wird, ist primär von der jeweiligen Verfügbarkeit von Daten abhängig.

4.3 Kostenkurven

Eine Kostenkurve entspricht nicht der Angebotskurve wie sie sich im freien Markt entwickeln würde; es ist aber anzunehmen, dass eine relativ gute Annäherung möglich ist. Der Hauptunterschied liegt darin, dass die Kosten nach Kategorien gemittelt ermittelt werden. Das impliziert, dass Potenziale, die zu geringen Kosten realisiert werden können, durch die Kategorisierung preislich überschätzt werden. Anders herum wird die Realisierung des gesamten Potenzials zu Durchschnittskosten angenommen, was auch Potenziale umfassen könnte, die zu diesen Preisen nicht realisiert werden.

Eine Demand Response Kostenkurve stellt die verschiebbare Leistung im Verhältnis zu den Kosten der Verschiebung der Energiemenge dar. Wie die obige Abbildung illustriert, wird eine Kostenkurve somit jeweils für die in einem bestimmten Zeitraum verschiebbare Last (hier 15 min.) erstellt. Das heißt, dass als Resultat des Projekts eine zweidimensionale Kostenkurve, welche die zu verschiebenden MW auf der Abszisse und die Kosten dafür auf der Ordinate darstellt, resultiert. Andere Dimensionen der Lastverschiebung, das sind z.B. Dauer, Tageszeit, Wochentag und Jahreszeit der Verschiebung werden durch die Darstellung in mehreren Diagrammen wiedergegeben.

Zur Erstellung der Kostenkurven werden die folgenden Parameter erfasst:

- Die Last, die in der Verbrauchskategorie im Rahmen des Demand Response Programms verschoben werden kann.
- Die Kosten, die dem Endkunden zur Beteiligung am Demand Response Programm entstehen.
- Die Zeitdauer, über die eine Last verschoben werden kann.
- Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit, an dem das Demand Response Programm wirken soll.

Nicht erfasst werden:

- Die Vorbereitungszeit, die ein Endkunde für die Reaktion benötigt.
- Der Automatisierungsgrad, mit dem die Lastverschiebung eingeleitet wird.¹⁸

18 (i) Manuelle Reaktionen auf die variablen Tarife, die dem Endkunden z.B. durch Feedback-Systeme angezeigt werden. (ii) Halbautomatische Reaktion, z.B. durch den preisgesteuerten Start oder die Unterbrechung von Geräten. (iii) Vollautomatische Reaktion ohne manuelles Zutun des Endkunden durch Fernsteuerung oder vollautomatische Reaktion auf Signale.

5 Einordnung der Ergebnisse – Wirtschaftlichkeitsaspekte konkurrierender Systemlösungen

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, können nachfrageseitige Maßnahmen - wie die Verschiebung von Lasten - dazu beitragen, den kontinuierlich steigenden Anteil von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern in das bestehende Energiesystem zu integrieren. Im Projekt Loadshift wurde für die analysierten Wirtschaftsbereiche festgestellt, wo Lastverschiebungspotentiale vorliegen und zu welchen Kosten sie abgerufen werden könnten.

Die Frage der Wirtschaftlichkeit derartiger Maßnahmen trifft neben den in Loadshift betrachteten nachfrageseitigen Maßnahmen insbesondere auch auf Speicherlösungen zu, die ebenfalls zu einer Optimierung der Gesamteffizienz des Energiesystems beitragen können. Ziel dieses Kapitels ist es, die im Projekt Loadshift abgeleiteten Kosten der Realisierung von Lastverschiebungsmaßnahmen jenen von Speicherlösungen gegenüberzustellen.

Dazu wird zunächst in Abbildung 5-1 die Bandbreite der Kosten in €/MWh für die im Projekt Loadshift analysierten Maßnahmen dargestellt. In der Abbildung repräsentiert jeder Punkt eine der analysierten Maßnahmen in den Sektoren Kommunale Infrastruktur, Haushalte und Industrie. Die Maßnahmen werden getrennt für die Zeiträume <5 Minuten sowie zwischen 5 und 60 Minuten je Sektor dargestellt. Ersichtlich ist - für die Sektoren Haushalte und Industrie -, dass mit der Dauer der Lastverschiebung die Kosten je verschobener Kilowattstunde tendenziell steigen. Von allen in Loadshift betrachteten Maßnahmen sind 60% zu Kosten unter 200 €/MWh realisierbar, jedoch zeigt die Abbildung auch, dass einzelne Maßnahmen um ein Vielfaches kostenintensiver sein können.

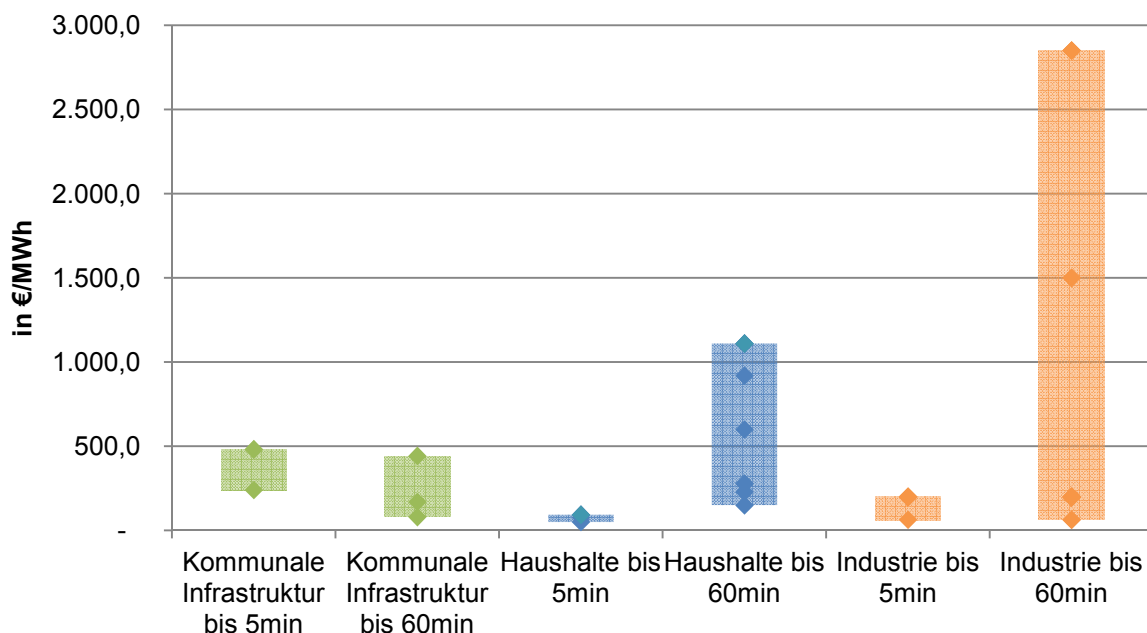


Abbildung 5-1: Kosten der im Projekt Loadshift analysierten Lastverschiebungspotentiale getrennt nach Sektoren und Zeiträumen (jeder Punkt repräsentiert eine Maßnahme).

Im Folgenden werden die in **Abbildung 5-1** dargestellten Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen mit den Kosten von Speichertechnologien verglichen. Ein solcher Vergleich muss einige Aspekte berücksichtigen: Speicher werden zu

unterschiedlichen Zwecken eingesetzt und unterscheiden sich in Anwendungs- und Einsatzmöglichkeiten ebenso wie in ihren spezifischen Kosten. Im Kontext dieses Projektes ist insbesondere die Frage von Bedeutung, ob die betrachteten Technologien zur lang- oder kurzfristigen Speicherung von elektrischer Energie eingesetzt werden können.

Einen Überblick dazu gibt die folgende Abbildung, die für verschiedene Speichertechnologien die Ausspeicherzeit (in Stunden) in Abhängigkeit der Speicherkapazität (in TWh) zeigt. Während Batterietechnologien eher für kurzfristige Speicherung von elektrischer Energie im Bereich von Minuten bis Stunden eingesetzt werden, eignen sich Druckluft- und Pumpspeicher sowie Power-to-Gas Systeme (Wasserstoff, Methan) vor allem für die langfristige Energiespeicherung.

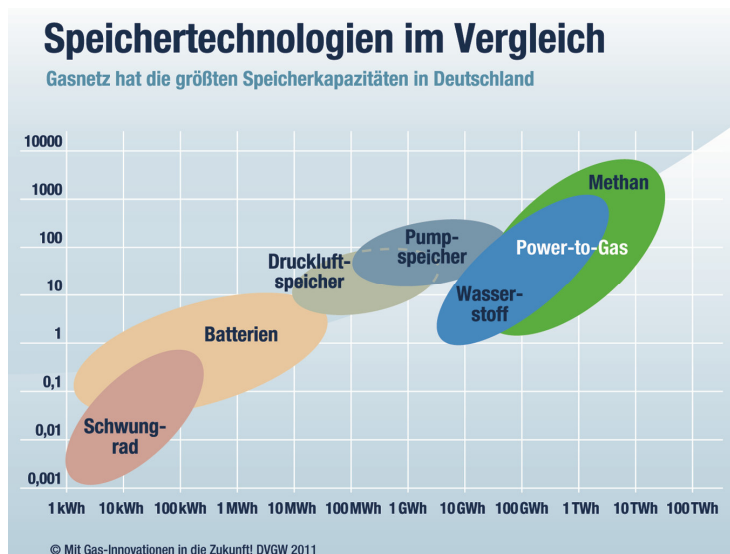
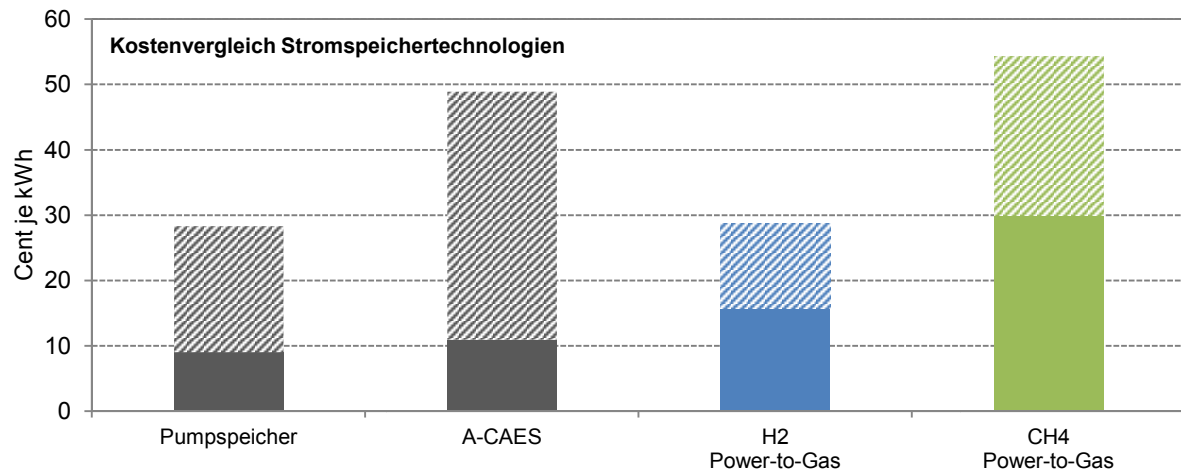


Abbildung 5-2: Ausspeicherzeit in Stunden in Abhängigkeit der Speicherkapazität für verschiedene Speichersysteme, Quelle: DVGW (2011).

Kosten von langfristigen Speicherlösungen

Steinmüller et al. (2014) stellten einen Kostenvergleich zwischen Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern und zwei innovativen Technologien, bei denen in einer Power-to-Gas Anlage elektrische Energie in Form von Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) gespeichert wird, auf. Wie Abbildung 5-3 zeigt, sind Pumpspeicher mit 9-28 Cent/kWh_{el} aktuell die kostengünstigste Form von langfristigen Stromspeichertechnologien (vgl. auch IFEU, 2009).

Alle gezeigten Technologien liegen somit deutlich unter jenen der Lastverschiebungsmaßnahmen, jedoch ist die Vergleichbarkeit der Kosten je kWh der Lastverschiebungsmaßnahmen und der Speicherkosten je kWh nur sehr eingeschränkt gegeben, da die in **Abbildung 5-2** gezeigten Speicher nicht im gleichen Ausmaß kurzfristig abgerufen werden können.



Pumpspeicher	9 bis 28 Cent / kWh _{el}	Berechnungen gemäß Angaben aus Faulstich et al. (2010) bzw. Speicherkosten aus Faulstich et al. (2010)
A-CAES	11 bis 49 Cent / kWh _{el}	Zukünftige Speicherkosten aus Faulstich et al. (2010)
H ₂ Power to Gas	16 bis 29 Cent / kWh	Prozesskette 1 - Einspeisung bzw. Rückverstromung, optimal 2030
CH ₄ Power to Gas	30 bis 54 Cent / kWh	Prozesskette 1 - Einspeisung bzw. Rückverstromung, optimal 2030

Abbildung 5-3. Kostenvergleich verschiedener Stromspeichertechnologien mit Power to Gas. Quelle: Steinmüller et al. (2014).

Kosten von kurzfristigen Speicherlösungen

Zur kurzfristigen Speicherung elektrischer Energie eignen sich, wie in **Abbildung 5-2** gezeigt, insbesondere Schwungräder und Batteriespeicher. Die Investitions- und Betriebskosten für diese Technologien liegen deutlich über den der oben gezeigten Speichertechnologien. **Abbildung 5-4** zeigt eine Einordnung dieser Kosten für verschiedene Speichersysteme.

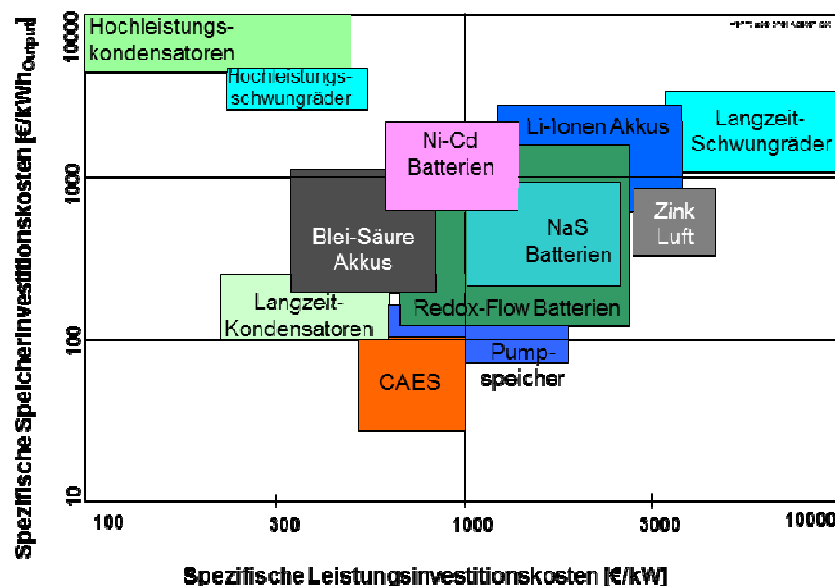


Abbildung 5-4: Einordnung der Betriebs- und Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien, (heutiger Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial), Quelle: IFEU (2012)

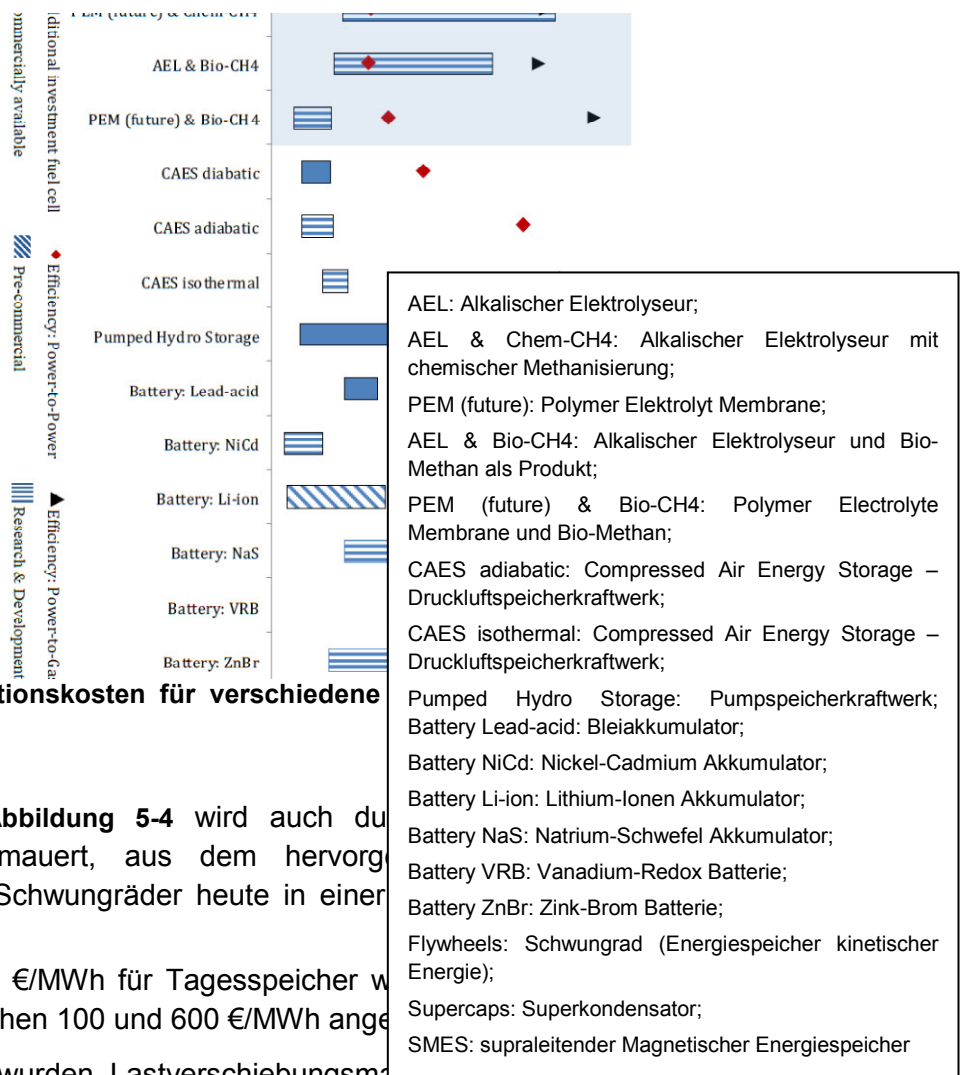


Abbildung 5-5: Investitionskosten für verschiedene Speichertechnologien (2013).

Die Darstellung in **Abbildung 5-4** wird auch durch **Abbildung 5-5** untermauert, aus dem hervorgeht, dass die Kosten für Batteriespeicher und Schwungräder heute in einer Bandbreite zwischen 100 und 600 €/MWh liegen.¹⁹

Die Speicherkosten in €/MWh für Tagesspeicher weisen eine Bandbreite zwischen 100 und 600 €/MWh auf.

Im Projekt Loadshift wurden Lastverschiebungsmaßnahmen monetär bewertet, die es ermöglichen, die Nachfrage nach elektrischer Energie angebots- oder netzbezogen zu steuern. Ein wesentliches Ergebnis des Projektes ist, dass die Mehrzahl dieser Maßnahmen für kurzfristige Eingriffe (geringer als 1 Stunde) geeignet ist. Im Kontext der oben gezeigten Kosten für unterschiedliche Speichertechnologien sind Lastverschiebungsmaßnahmen aus wirtschaftlicher Sicht aktuell mit Batteriespeichern oder Schwungrädern zu vergleichen, die ebenfalls sehr kurzfristig eingesetzt werden können. Im Vergleich zu diesen Technologien ist die Mehrzahl der analysierten Lastverschiebungsmaßnahmen zu vergleichbaren Kosten realisierbar.

Eine Vergleichbarkeit mit langfristig eingesetzten Speichertechnologien, wie etwa Pumpspeichern oder Power-to-Gas Anlagen ist aufgrund der unterschiedlichen Einsatzzwecke wenig zielführend; es wurde jedoch gezeigt, dass die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen deutlich über jenen dieser System liegen.

¹⁹ Werte aus der Grafik gelesen.

6 Literaturverzeichnis

Albadi, M.H., und E.F. El-Saadany. „Demand Response in Electricity Markets: An Overview.“ Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, June 2007: 1-5.

Austrian Power Grid APG (2013) MASTERPLAN 2030 Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030. Mit Ausblick bis 2050.

BDEW. „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020.“ Gutachten, Bonn, 2011.

Borggreffe, F. und A. Nüßler. „Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze.“ ufw UmweltWirtschaftsForum, Dezember 2009: 333-343.

Felberbauer et al. (2012) Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme. Endbericht. Gefördert im Programm Neue Energien 2020 durch den Klima- und Energiefonds.

Grond et al. (2013) Systems analyses Power to Gas: A technology review. Part of TKI project TKIG01038 – Systems analyses Power-to-Gas pathways.

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2011) Mit Gas-Innovationen in die Zukunft. <http://tinyurl.com/ntp4xpx> [Zugriff: 4. April 2014].

Faruqui, A. und S. Sergici. „Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments.“ Journal of Regulatory Economics, October 2010: 193-225.

E-Control (2014) „Seit 2001 rund 2,1 Milliarden Euro an EIB-Darlehen für österreichische Energieprojekte“. Presseaussendung am 17.2.2014.

Faulstich M., Foth H., Calliess C., Hohmeyer O., Holm-Müller K., Niekisch M., Schreurs M. 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin, 2010. <http://tinyurl.com/mvldlj>, [Zugriff am 18.12.2013].

Gellings, C. Smith, und William. „Integrating Demand-Side Management into Utility Planning.“ Proceedings of the IEEE, June 1989: 908-918.

IFEU (2009) Elektromobilität und erneuerbare Energien. Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projektes „Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz“. <http://tinyurl.com/mubnxos> [Zugriff: 04. April 2014]

Klobasa, M. „Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market.“ IET Renewable Power Generation 4 (2010): 55-63.

Klobasa, M., F. Sensfuß, C. Cremer, und M. Ragwitz. „Modelltechnische Untersuchung von Demand Response Potenzialen zur verbesserten Integration der Windenergie.“ Internationale Energiewirtschaftstagung IEWT2007 an der TU Wien, 14.-16. 2. 2007. Wien, 2007.

Klobasa, M. „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regeltechnischen und Kostengesichtspunkten.“ 2007.

Klobasa, M. Erge, T. und Wille-Hausmann, B. „Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement.“ Tech. rep., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Fraunhofer-Institut für Solare Energieversorgung ISE, 2009.

Klobasa, M., Focken, U. und J.Bümmersiede. Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 2011.

Palensky, P. und D. Dietrich. „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads.“ IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS, August 2011: 381-388.

Steinmüller, H., Tichler, R., Reiter, G. et al. (2014) Power to Gas – eine Systemanalyse. Markt- und Technologiescouting und –analyse. Endbericht. Energieinstitut an der JKU Linz, TU Wien, MU Leoben. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend.

U.S. Department of Energy. „Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them.“ February 2006.
<http://energy.gov/oe/downloads/benefits-demand-response-electricity-markets-and-recommendations-achieving-them-report> (Zugriff am 05. 08 2013).

York, D., und M. Kushler. Exploring the Relationship Between Demand Response and Energy Efficiency: A Review of Experience and Discussion of Key Issues. Washington: American Council for an Energy-Efficient Economy, 2005.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Kategorien des Demand Side Managements, Quelle: Palensky und Dietrich (2011)	5
Abbildung 2-2:	Demand Response nach der Einteilung des U.S. Department of Energy, Quelle: U.S. Department of Energy (2006), S.15.....	6
Abbildung 2-3:	Möglichkeiten des Demand Response im Rahmen der Gesamtansätze von Demand Side Management im Bereich elektrischer Energie. Quelle: Gellings, Smith und William (1989), S.916.	8

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Kategorien von Demand Response Programmen.....	11



Netztechnische Betrachtung

Projektbericht 2/9

Christian Elbe, Michael Oberhofer,

Ernst Schmutzner

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 2/9 „Netztechnische Betrachtungen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Netztechnische Betrachtung der Lastverschiebung.....	4
1.1	Grundsätzliche Eigenschaften des elektrischen Energiesystems.....	4
1.2	Akteure am Strommarkt	4
1.2.1	Regelzonenführer	5
1.2.2	Bilanzgruppenkoordinator	5
1.2.3	Bilanzgruppenverantwortliche	5
1.2.4	Übertragungsnetzbetreiber.....	5
1.2.5	Verteilnetzbetreiber	5
1.3	Netztechnische Aufgaben	6
1.3.1	Netzregelung	6
1.3.2	Power Quality	8
1.3.3	Vermeidung von Überlastungen.....	8
1.3.4	Zusammenfassung	9
1.4	Netz- und Verbraucherstruktur	9
1.5	Interessen der Akteure	9
1.5.1	Regelzonenführer	9
1.5.2	Netzbetreiber	10
1.5.3	Verbraucher	10
1.6	Mögliche Lösungsansätze	10
2	Literaturverzeichnis	11
3	Abbildungsverzeichnis.....	11

1 Netztechnische Betrachtung der Lastverschiebung

Grundsätzlich ist bei Lastverschiebungen aus Netz- bzw. systemtechnischer Hinsicht zu berücksichtigen, wo, in welchem Ausmaß und mit welchem Zeitumfang diese erfolgen sollen. Zudem müssen die unterschiedlichen Zieldefinitionen und Randbedingungen herangezogen werden, um aussagekräftige Schlussfolgerungen in Bezug auf die Lastverschiebepotenzial-berechnungen ziehen zu können. Um eine solche Bewertung durchführen zu können, müssen deshalb die Interessen sowie Aufgabengebiete der jeweiligen Netzakteure bekannt sein. Im Bereich des Netzbetriebs ist zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) zu unterscheiden.

1.1 Grundsätzliche Eigenschaften des elektrischen Energiesystems

Durch die mangelnde Speicherbarkeit elektrischer Energie muss zu jedem beliebigen Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch gegeben sein. Diese Koordinationsaufgabe liegt im Aufgabenbereich des Bilanzgruppenkoordinators und des Regelzonenführers. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt den Betrieb des Höchstspannungsnetzes sicher und steuert die Lastflüsse so, dass die Fahrpläne (geplante Stromerzeugung und Bezug) eingehalten werden. Unter Berücksichtigung der technischen Grenzen müssen bei Bedarf Änderungen vorgenommen werden.

Im Gegensatz dazu stellt sich den Verteilnetzbetreibern in erster Linie die Aufgabe eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Der sich aus Erzeugung und Verbrauch einstellende Lastfluss hat zur Folge, dass es zu Spannungsabfällen oder Anhebungen entlang der Leitungen kommt. Insbesondere im Niederspannungsbereich ist das Netz bisher so strukturiert, dass die Grenzwerte eingehalten werden, solange die Netzkunden nur als Verbraucher auftreten. Durch die Integration von Erneuerbarer Energien, aufgrund der EU 20-20-20-Ziele, erzeugen die Netzkunden ihren Strom künftig immer mehr und mehr selbst (vor allem mittels PV-Anlagen) und verkaufen den Überschuss an den Netzbetreiber. Durch die in einem 0,4kV-Netzgebiet hohe Korrelation der resultierenden Einspeisezeiten kann es dazu kommen, dass die Spannungs- oder Stromwerte die vorgeschriebenen Grenzwerte übersteigen. Im Gegensatz dazu weist das Verbrauchsverhalten weniger Gleichzeitigkeiten auf als die PV-Einspeisung.

1.2 Akteure am Strommarkt

Im Folgenden werden die für die weiteren Ausführungen wichtigsten Akteure am Strommarkt in aller Kürze erklärt.

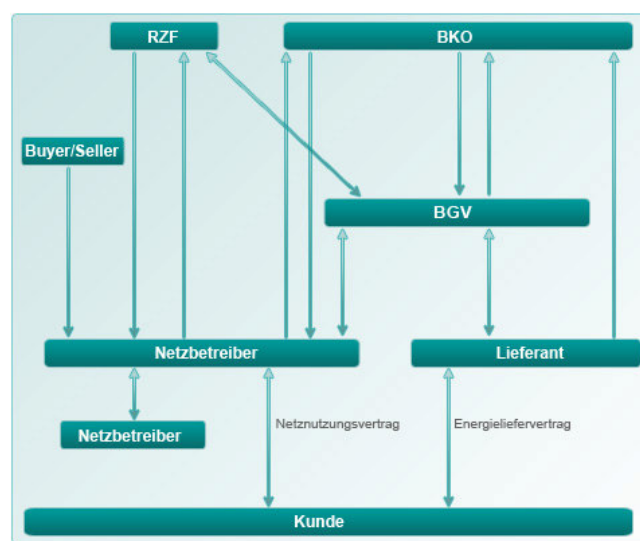


Abbildung 1-1:Akteure am Strommarkt

Quelle: EXAA (2013).

1.2.1 Regelzonenführer

Der Regelzonenführer (RZF) ist für die Leistungs-Frequenz-Regelung seiner Regelzone verantwortlich. Durch die Koordination von Regelkraftwerken ist sicherzustellen, dass ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrscht und die Soll-Netzfrequenz von 50 Hz eingehalten wird.

1.2.2 Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator (BKO) berechnet die Differenz zwischen Prognose der Bilanzgruppenverantwortlichen und den tatsächlichen Werte, die von den Netzbetreibern gemessen werden und verrechnet die jeweils gebrauchte Ausgleichsenergie.

1.2.3 Bilanzgruppenverantwortliche

Der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) ist für seine Bilanzgruppe verantwortlich. Eine Bilanzgruppe ist ein Zusammenschluss zwischen Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe innerhalb derer ein ausgeglichenes Verhalten zwischen Erzeugung und Verbrauch herrscht. In Österreich gibt es eine Vielzahl von Bilanzgruppen, in erster Linie sind das die großen Netzbetreiber, in zweiter Linie weitere Netzbetreiber aus Nachbarstaaten oder beispielsweise die Ökostrom-Bilanzgruppe. Insgesamt sind etwa 130 Bilanzgruppen bei der Austrian Power Clearing & Settlement (APCS) gemeldet.

1.2.4 Übertragungsnetzbetreiber

Das Übertragungsnetz (Verbundnetz) in seiner ursprünglichen Form dient der Reduktion von Überkapazitäten und Reservehaltung von Erzeugungsanlagen. Die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers sind der Betrieb des Übertragungs- bzw. Verbundnetzes. Dieses setzt sich aus dem 380kV sowie dem 220kV Netz zusammen. Es müssen Engpässe bei Kapazitätsproblemen im laufenden Betrieb durch Veränderung der Lastflüsse beseitigt werden.

1.2.5 Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber ist für den Betrieb des untergeordneten Netzes verantwortlich, dieses umfasst grundsätzlich die 110 kV, 10/20/30 kV und 0,4 kV Spannungsebenen. Durch die Verknüpfungen mit dem Verbundnetz steht der Verteilebene ein stabiles Netz zur Verfügung, welches hohe Leistungen abgeben, aber auch aufnehmen kann. In Österreich gibt es 124 Verteilnetzbetreiber, wobei mehr als $\frac{3}{4}$ davon in der Steiermark beheimatet sind. Die Verteilnetzbetreiber müssen sicherstellen, dass beim Kunden die Spannungsqualität eingehalten wird. Diese ist in der EN50160 festgelegt und beinhaltet als wesentlichen Punkt die Spannungshöhe. Der VNB ist demnach für die Spannungshaltung zuständig und muss mit seinen vorhandenen Mitteln die Spannung innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen halten können. Zusätzlich kann es zu lokalen Überlastungen aufgrund von hohen Stromflüssen kommen, falls sich ungünstige Erzeuger/Verbraucher-Konstellationen ergeben.

1.3 Netztechnische Aufgaben

Im Folgenden sind die Herausforderungen an das elektrische Energiesystem im Überblick zusammengefasst:

- Sicherstellung der Leistungsbilanz durch
 - Fahrplanmanagement und
 - Netzregelung
- Einhaltung der Spannungsqualität mittels
 - ausreichend dimensionierter Leitungen und Transformatoren
 - Stelltransformatoren
 - Kondensatoren und Spulen
 - Netztopologie
- Vermeidung von thermischen Überlastungen von Netzelementen

Fluktuierende, nicht planbare Einspeiser können vor allem in der Verteilnetzebene zu Problemen mit der Spannungsqualität führen. Auf Verbundnetzebene (global) ergeben sich teilweise Stabilitätsfragen (Vorhersagegenauigkeit) sowie lokal das Problem des Stromtransports mit den damit zusammenhängenden Beeinflussungen (Überstrom, Spannungshaltung).

1.3.1 Netzregelung

Zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, also des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, müssen die festgelegten Fahrpläne eingehalten werden. Fällt ein Kraftwerk aus oder erzeugt eine Anlage mehr als prognostiziert, muss die Differenz mithilfe von Regelkraftwerken ausgeglichen werden. Dabei muss die Netzfrequenz mit einem Sollwert von 50 Hz in einem engen Toleranzband geregelt werden. Überwiegt die Erzeugung dem Verbrauch steigt die Frequenz (Generatoren werden schneller), wird weniger erzeugt als verbraucht sinkt die Frequenz (Generatoren werden langsamer).

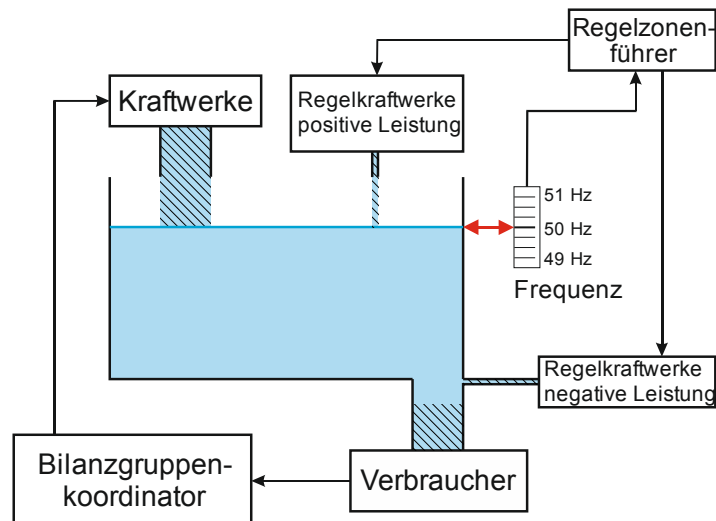


Abbildung 1-2: Schema der Netzregelung

Bei Palensky und Dietrich (2011) bezeichnet die *spinning reserve* die Primär- und Sekundärregelung; diese dient neben der Tertiärregelung dazu, die Netzfrequenz innerhalb der vorgegebenen Toleranzbänder zu regeln. Dabei werden Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung, die zu einer Änderung der Netzfrequenz führen, durch entsprechende Regelvorgänge bei Erzeugungseinheiten ausgeglichen. Dies erfolgt in mehreren Stufen. Die Primärregelung stabilisiert innerhalb weniger Sekunden die Frequenz bei einem Leistungsungleichgewicht. Die Sekundärregelung führt mit Zeitkonstanten im Minutenbereich die Frequenz wieder auf die Sollfrequenz zurück und stellt innerhalb ihrer Regelzone ein Leistungsgleichgewicht her. Die Tertiärregelung dient zur Ablösung der Sekundärregelung und wird üblicherweise manuell aktiviert.

Da wahrscheinlich signifikante Teile des Lastverschiebungspotenzials sowohl einer bestimmten Vorankündigungszeit bedürfen als auch eine vorgegebene Vorlaufzeit haben, ist eine Lastverschiebung zum vollen Umfang erst nach Ablauf beider Zeitintervalle möglich. Da diese Zeiträume bei den meisten Anwendungen oft mehrere Minuten dauern, kann somit die Lastverschiebung vor allem im Bereich der Tertiär- sowie in bestimmten Fällen auch bei der Sekundärregelung eingesetzt werden.

Seit 1. Jänner 2012 erfolgt für die Aufbringung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, die Gesamtösterreich umfasst, eine Ausschreibung, bei der nach technischer Präqualifikation für Bezug bzw. Lieferung von Tertiärregelreserve teilgenommen werden kann. Die ausgeschriebenen üblichen Mengen in der Regelzone APG sind +280 MW Leistungserhöhung (d.h. der Anbieter liefert an das Netz) und -125 MW Leistungsreduktion (d.h. Anbieter entnimmt Energie aus dem Netz). Somit ist für bestimmte Verbrauchseinheiten eine Teilnahme an diesem Ausschreibungsverfahren möglich, sofern die geforderten Leistungsgradienten, Arbeitsverfügbarkeiten, Mindestleistungen und informationstechnischen Anbindungen gegeben sind.

Eckdaten zur Sekundärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: ± 2 MW
- Mindestleistungsgradient je technischer Einheit: 2 % der Nennleistung pro Minute
- Maximal 5 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 5 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für sechs verschiedene Produkte erfolgen:

- Peak-Woche: 08:00 - 20:00 Mo. - Fr. (Peak+ für positive RL, Peak- für negative RL)
- Off-Peak-Woche: 20:00 - 08:00 Mo. - Fr.
- Wochenende: 00:00 - 24:00 Sa. - So.
- jeweils positiv und negativ

Eckdaten zur Tertiärregelung:

Technische Präqualifikationsbedingungen:

- Mindestregelband je technischer Einheit: $\pm 0,5$ MW
- Maximal 10 Minuten vom aktuellen Arbeitspunkt zu den Grenzen des Regelbandes des gesamten Pools
- Volle Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit im vertraglichen Zeitraum
- Mindestgebot eines Anbieters: 10 MW (Poolleistung)

Die Angebotsstellung kann für zwölf verschiedene Produkte erfolgen:

- Montag - Freitag 00:00 - 04:00
- Montag - Freitag 04:00 - 08:00
- ...
- Samstag - Sonntag 00:00 - 04:00
- Samstag - Sonntag 04:00 - 08:00
- ...

1.3.2 Power Quality

Die Power Quality (Spannungsqualität) berücksichtigt unter anderem folgende Faktoren (EN50160):

- Frequenz
- langsame/schnelle Spannungsänderungen
- Flicker
- Spannungseinbrüche
- Versorgungsunterbrechungen

Da Spannungsänderungen im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung sowie Lastverschiebung die bedeutendste Rolle spielen, werden diese im Folgenden näher betrachtet.

In Abbildung 1-3 sind für drei verschiedene Erzeugungs-/Lastsituationen die Spannungsverläufe entlang der Leitung aufgetragen. Der grüne Bereich kennzeichnet das zulässige Spannungsband (IEC 60038). Den bisherigen üblichen Lastzustand (nur Verbraucher) beschreibt die blaue Linie.

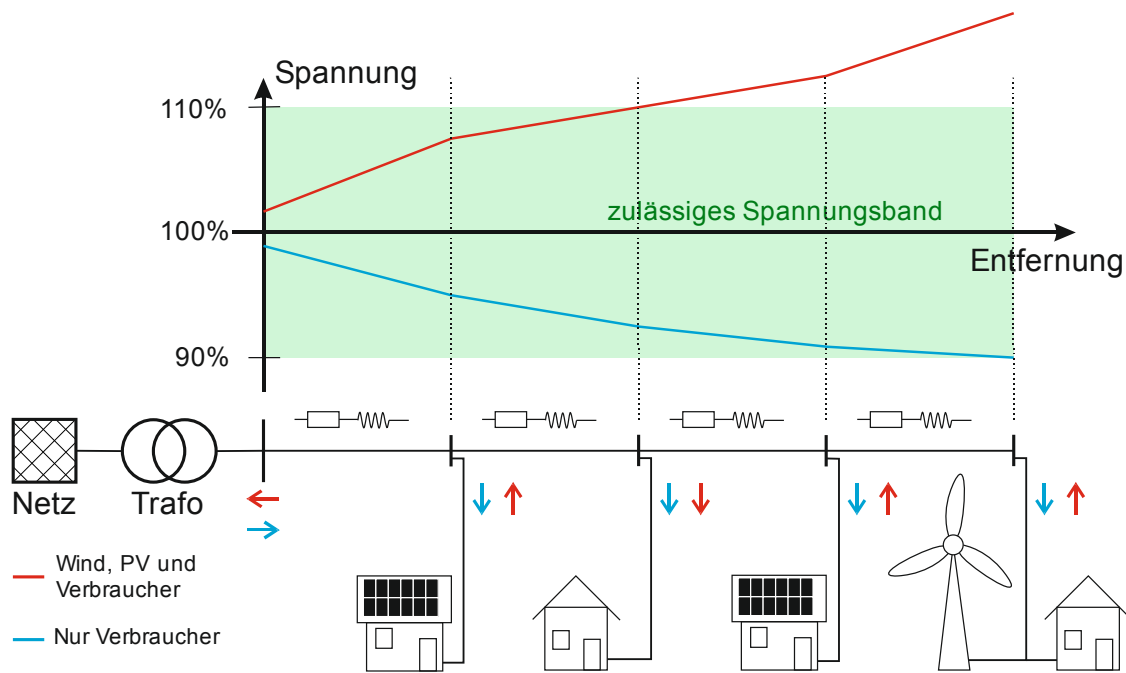


Abbildung 1-3: Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung bei unterschiedlichem Erzeuger/Verbraucherverhalten

Werden die eingezeichneten erneuerbaren Energiequellen als Erzeuger eingebunden, so verändert sich aufgrund des veränderten Lastflusses sowohl die Lastflussrichtung, als auch der Verlauf des Spannungspegels entlang der Leitung. Wie man in Abbildung 1-3 sieht, kann eine Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen die Spannung entlang einer Leitung anheben. Insbesondere die auftretenden Gleichzeitigkeiten bei den Erzeugungsanlagen zu Zeitpunkten mit teilweise geringem Verbrauch, können zu Spannungserhöhungen in bestimmten Leitungsabschnitten führen. Als Abhilfemaßnahme könnte hier beispielsweise ein Zuschalten von zusätzlichen Lasten im betreffenden Netzabschnitt, die Spannung auf Werte innerhalb des Toleranzbandes senken.

1.3.3 Vermeidung von Überlastungen

Ein dritter wesentlicher Punkt ist die unmittelbare Leistungsfähigkeit des Netzes. Alle elektrischen Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren, Schaltgeräte) können nur begrenzt mit Strom belastet werden. Der limitierende Faktor ist meistens die maximale Temperatur aufgrund eines bestimmten Stromflusses, die von den Betriebsmitteln nicht überschritten werden darf. Die Erwärmung wird zwangsweise durch den elektrischen Widerstand verursacht. Der Stromfluss in einer Leitung ist davon abhängig, welche Leistung übertragen wird. Kommen in einem vorhandenen Netzgebiet eine Vielzahl

dezentraler Einspeiser hinzu, ist es durchaus möglich, dass bei simultaner Erzeugung die Netzkapazitäten erschöpft sind und weiters auch die Verluste stark ansteigen.

Bei der Leistung wird zwischen Schein-, Wirk- und Blindleistung unterschieden. Im Normalfall wünscht man sich eine reine Wirkleistungsübertragung (Strom ist direkt proportional zur Leistung), was aber aufgrund nichtidealer Netzelemente sowie spezieller Verbraucher nicht möglich ist. Die Leitungsinduktivitäten bzw. –kapazitäten verursachen zusätzliche Ströme, die sich den Wirkströmen überlagern und so die effektive Übertragungsfähigkeit der Betriebsmittel senken. Durch die dezentrale Einspeisung können zusätzlich Blindströme ins Netz gelangen und die Übertragungskapazität weiter senken. Der Netzbetreiber (ÜNB und VNB) kann auf der Netzseite Blindströme in begrenztem Maße kompensieren. Bei chronischer Starklast müssen Verstärkungen oder Netzstrukturänderungen angedacht werden. Durch intelligente Verbraucher könnte beispielsweise als Abhilfemaßnahme der Strom lokal in Abhängigkeit der Erzeugung verbraucht werden, um Netzverluste gering zu halten und der Überlastung gegenzusteuern.

1.3.4 Zusammenfassung

Aus den vorhergehenden Betrachtungen können somit folgende Aufgaben bzw. Einsatzgebiete für die Lastverschiebung abgeleitet werden:

- Fahrplanmanagement und Netzregelung (global)
 - Aktive Beteiligung an der Fahrplanerstellung zur Engpassbeseitigung (planbar)
 - Bereitstellung von zusätzlicher Regelleistung (unmittelbar)
- Spannungshaltung (lokal)
 - Koordinierte Ab- und Zuschaltung von Lasten in sensiblen Netzbereichen je nach Spannungssituation (Über-/Unterspannung)
- Thermische Überlastung (lokal)
 - Koordinierte Ab- und Zuschaltung von Lasten in sensiblen Netzbereichen bei drohender Überlastung

1.4 Netz- und Verbraucherstruktur

Die vorherrschende Netzstruktur ist abhängig von der vorliegenden Verbraucherstruktur und teilweise auch historisch bedingt. Das heißt, dass beispielsweise die geografische Anordnung von Verbrauchern sowie auch deren maximaler Leistungsbezug und auch die Spannungsebene die Netzstruktur bestimmen.

So befinden sich beispielsweise Großverbraucher nur an bestimmten Netzknoten, während hingegen Kleinverbraucher viel häufiger auftreten und gleichmäßiger über das Netzgebiet verteilt sind. Bei der Anwendung der Lastverschiebung muss die vorherrschende Struktur für die Auswahl der Lösungsmöglichkeiten miteinbezogen werden, um alle netztechnischen Aspekte bestmöglich erfüllen zu können

1.5 Interessen der Akteure

Bedingt durch technische Gegebenheiten und wirtschaftlicher Interessen, kommt es zwischen den unterschiedlichen Akteuren zu Ziel-Konflikten, wobei jedoch die Lastverschiebung bei geeigneten Rahmenbedingungen gute Lösungsansätze liefern kann. Im Folgenden sind die einzelnen Ziele der unterschiedlichen Akteure zusammengefasst.

1.5.1 Regelzonenführer

Der Regelzonenführer ist bestrebt, kostengünstige und dennoch qualitativ hochwertige Regelleistung zu beziehen um die Netzregelung bestmöglich zu erfüllen. Die angebotene Leistung zur Netzregelung

muss wie bereits in Abschnitt 1.3.1 bestimmten Kriterien entsprechen. Deshalb sind nur bestimmte Prozesse für den Einsatz am Sekundär- oder Tertiärregelmarkt geeignet.

1.5.2 Netzbetreiber

Da die Netzbetreiber der Regulierung unterliegen, müssen sie mit den Erlösen des Netznutzungs- und Verlustentgelts wirtschaften und können die Preise nur in einem vorgegebenen Rahmen festlegen. Außerdem sind sie verpflichtet, Ausfallzeiten gering und die Zuverlässigkeit der Spannungsversorgung hoch zu halten. Um langfristige Investitionen ins Netz zu reduzieren, könnte in bestimmten Netzgebieten die Lastverschiebung eine kostengünstige Alternative zum Netzausbau darstellen und somit dem Netzbetreiber einen größeren wirtschaftlicheren Spielraum bieten.

1.5.3 Verbraucher

Die Interessen der Verbraucher liegen auch hier auf der wirtschaftlichen Seite. Trotz der sehr heterogenen Struktur, kann man weiters festhalten, dass die Verbraucher sich nur sehr ungern in ihrem Stromverbrauchsverhalten einschränken lassen. Hauptsächlich sind es die festgelegten Prozesse in Unternehmen, die es nur teilweise erlauben, den Stromkonsum zu flexibilisieren. Die Konsumenten haben also nur Interesse an der Lastverschiebung, wenn es sich finanziell lohnt bzw. die Auswirkungen sich nicht auf Ihren Komfort auswirken.

1.6 Mögliche Lösungsansätze

Für eine optimale Zusammenarbeit müssen sich die Interessen aller Akteure vereinen, sodass jeder von einer neuen Situation profitiert. Ein Ansatz der näher zu betrachten wäre, ist eine Verkleinerung und lokale Abgrenzung von Bilanzgruppen, die ihren Leistungshaushalt selbstständig überprüfen können und einhalten müssen. Diese Überlegung setzt voraus, dass genügend Verbraucher aktiv an der Lastverschiebung teilnehmen, um den Ausgleichsenergiebezug vom übergeordneten Netz zu reduzieren und somit die Kosten zu senken.

2 Literaturverzeichnis

- E-Control. Akteure am Strommarkt. 2013. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/strommarkt/akteure> (Zugriff am 10. 07 2013).
- . „Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009.“ 2009. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/recht/dokumente/pdfs/elektrizitaetsbinnenmarkt_richtlinie-130709.pdf (Zugriff am 15. 07 2013).
- Entelios AG. Entelios Portrait. 2013. <http://entelios.de/entelios/> (Zugriff am 15. 07 2013).
- EXAA. EXXA - Energy Exchange Austria. 2013. <http://www.exxa.at> (Zugriff am 02. 04 2013).
- Palensky, Peter, und Dietmar Dietrich. „Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads.“ 2011.

3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Akteure am Strommarkt	4
Abbildung 1-2: Schema der Netzregelung	6
Abbildung 1-3: Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung bei unterschiedlichem Erzeuger/ Verbraucherverhalten.....	8



Literaturvergleich

Projektbericht 3/9

Simon Moser

Energieinstitut an der JKU Linz

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet eine Cost Curve für gesamt Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 3/9 „Literaturvergleich“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: *Netztechnische Betrachtung*

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Literaturvergleich mit österreichischen Studien.....	4
1.1	Leistungseinsparpotenziale elektrischer Haushaltsgeräte	4
1.2	Potenziale für Power Demand Side Management in der Industrie	4
1.2.1	Ausgangssituation	5
1.2.2	Begünstigende Faktoren und Hemmnisse	5
1.2.3	Potenzial für Lastverschiebung	5
1.2.4	Demonstrative Beispiele	6
1.2.5	Kosten der Lastverschiebung	7
1.3	Anwendungen von industriellen DSM-Potenzialen	7
1.4	Potenziale und Kosten in Industrie und Gewerbe	8
1.4.1	Begünstigende Faktoren und Hemmnisse	8
1.4.2	Potenzial für Lastverschiebung – Top-Down-Analysen.....	8
1.4.3	Potenzial für Lastverschiebung – Bottom-Up-Analyse	9
1.4.4	Kosten der Lastverschiebung	10
1.5	Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten.....	13
2	Literaturvergleich mit deutschen Studien	14
2.1	Lastmanagement.....	14
2.1.1	Ausgangssituation	14
2.1.2	Demand Response Potenzial	14
2.2	Demand Response im gewerblichen Sektor	15
2.2.1	Ausgangssituation	15
2.2.2	Demand Response Potenzial	15
2.2.3	Kosten der Lastverschiebung	15
2.3	Lastverschiebungspotenziale in Deutschland	15
2.3.1	Ausgangssituation	15
2.3.2	Demand Response Potenzial	15
2.4	Gruber (2014)	16
2.4.1	Demand Response Potenzial	16
2.4.2	Kosten der Lastverschiebung	16
3	Abbildungsverzeichnis	18
4	Tabellenverzeichnis	18

1 Literaturvergleich mit österreichischen Studien

Dieses Arbeitspapier gibt einen Überblick über die im Rahmen des Projektes Loadshift analysierten Studien, die sich in der Vergangenheit bereits mit der Frage auseinandergesetzt haben, wie Lastverschiebungspotentiale genutzt werden können und in welchem Ausmaß sie in den einzelnen Wirtschaftsbereichen vorliegen.

1.1 Leistungseinsparpotenziale elektrischer Haushaltsgeräte

Schmautzer E., Aigner M., Fickert L., Anaca M. (2011) Leistungseinsparpotenziale elektrischer Haushaltsgeräte durch den koordinierten Einsatz smarter Technologien. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

Schmautzer et al. (2011) bestimmen das Leistungseinspar- bzw. Lastverschiebungspotenzial im österreichischen Haushaltssektor auf Basis der Einsatzverteilung der Haushaltsgeräte und entsprechender Lastgangkurven. Unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Parametern kommen die Autoren dieser Studie zu dem Schluss, dass in Österreich im Haushaltssektor ein theoretisches Schaltpotenzial von 600 MW existiert, wobei das realistische Potenzial mit ca. 100 MW angegeben wird. Folgende Ein-Stunden-Potenziale wurden angegeben:

- Waschmaschinen: 370 MW theoretisch / 50 MW realistisch
- Gefriergeräte: 70 MW theoretisch / 10 MW realistisch
- modifizierte Kühlschränke: 115 MW theoretisch / 10 MW realistisch
- Geschirrspüler: 160 MW theoretisch / 20 MW realistisch

Des Weiteren kommt die Studie zu dem Schluss, dass die Bereitschaft des Kunden an solchen Prozessen teilzunehmen vor allem von der jeweiligen Tätigkeit (Waschen, Geschirrspülen, Kühlen, etc.) abhängt. Andere Haushaltsgeräte wurden nicht betrachtet.

1.2 Potenziale für Power Demand Side Management in der Industrie

Gutschi, C. (2007) Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung. Dissertation am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Graz.

Gutschi, C. und Stigler, H. (2008) Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. Beitrag beim 10. Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz, 13.-15. Feb. 2008.

Gutschi und Stigler (2008) scheinen inhaltlich und strukturell deutlich auf einem Teil der Dissertation von Gutschi (2007) aufzubauen, wobei Gutschi und Stigler (2008) teils aktuellere Daten verwenden. Daher werden die beiden Papiere im Folgenden gemeinsam betrachtet.

1.2.1 Ausgangssituation

Gutschi und Stigler (2008) stellen eingangs dar, dass sich die Reservekapazitäten am europäischen Strommarkt seit Beginn der Regulierung (wahrscheinlich aus Effizienzgründen) reduziert und entsprechend verteuert haben. Sie zeigen grafisch auf Basis von Daten der E-Control, dass in der höchsten Jahresstundenspitze 400 MW mehr nötig sind als in der 35. Stunde und 500 MW mehr als in der 50. Stunde und deuten damit an, dass ein Lastabwurf für diese seltenen Fälle pro Jahr günstiger sein kann als eine Reservekapazität von Kraftwerken. Ziel ihres Papiers ist daher zu testen, inwieweit diese Reserveenergie auch durch einen Lastabwurf bereitgestellt werden kann.

1.2.2 Begünstigende Faktoren und Hemmnisse

In den Spitzenlaststunden, die primär bzw. fast ausschließlich im Winter anfallen, bestimmen die thermischen Kraftwerke und Stromimporte das Stromangebot (die Erzeugung aus Wasserkraft sinkt im Winter klimatisch bedingt auf die Hälfte des Sommers).

Gutschi und Stigler (2008) streichen für den Zeitpunkt der Publikation des Papiers hervor, dass aufgrund mangelnder Abrechnungsmöglichkeiten (d.h. Smart Metering) eine Lastreduktion über Tarifierung bei der breiten Masse nicht möglich war. Im industriellen Bereich sahen sie „vergleichsweise wenig organisatorische[n] und steuerungstechnische[n] Aufwand“ (siehe S.4.). Als Enabler der Lastverschiebung stehen zur Verfügung:

- Überdimensionierte Anlagenteile („Energiedienstleistungsspeicher“: Speicher, die ein energetisch geändertes Zwischen- oder Endprodukt lagern und damit indirekt die eingesetzte Energie lagern; z.B. Tanks, Materiallager, oÄ.)
- Eigenerzeugungsanlagen
- Verlagerung von Lasten auf das Wochenende (verbunden mit organisatorischen Herausforderungen)
- Produktionsunterbrechung (im Notfall, d.h. wenn es sich beim Prozess um einen limitierenden Engpassprozess handelt)

Ähnlich listet Gutschi (2007) in seiner Dissertation die Bereitschaft zur Lastverschiebung begünstigende Faktoren in der Industrie auf: Hohe Stromkosten, diskontinuierliche Prozesse, redundante Anlagen, überdimensionierte oder gering ausgelastete Anlagenteile, lagerfähige Zwischen- oder Endprodukte inkl. der Möglichkeit zur Produktion auf Vorrat und kostengünstige Lagerung, Fähigkeit zur kurzfristigen Unterbrechung, Stillstände z.B. nachts oder an Wochenenden, geringer Termindruck oder unterdurchschnittliche Auftragslage. Zur nachfolgenden Weiterverwendung können diese Eigenschaften als nicht stetige Vollauslastung aller Anlagenteile subsummiert werden.

1.2.3 Potenzial für Lastverschiebung

Spitzenlastwächter sind Geräte, die in Industriebetrieben automatisch Maschinen abwerfen, um eingestellte Spitzenlasten nicht zu überschreiten. Gutschi und Stigler (2008) folgern, dass Lastverschiebung grundsätzlich angewandt wird und daher möglich ist.

Aus der Elektrizitätsintensität pro 1.000 Euro Produkt leiten Gutschi und Stigler (2008) jene Branchen ab, die ein hohes Potenzial für Lastverschiebungen aufweisen: Papier/Pappe, Eisen/Stahl, Bergbau/Steine/Erden, Chemie, Nichteisenmetalle, Gießereien. Aus Klobasa et al. (2007) (Quelle siehe Tabelle 1-1) führen sie folgende Potenziale für Deutschland an:

- Chemie: 580 MW
- Papier: 810 MW
- Eisen/Stahl: 400 MW
- Nichteisenmetalle: 300 MW
- Zementherzeugung: 180 MW

Basierend auf einem begünstigenden Faktor in Gutschi (2007), nämlich der nicht zu allen Jahres- oder Tageszeiten gegebenen Vollausslastung, werden ebendort die errechneten Durchschnittslastwerte (Jahresverbrauch durch 8.760) und Maximallastwerte verglichen.

Aus Daten der UCTE wird abgeleitet, dass Lastverschiebung sowohl in Winter- als auch Sommermonaten eingesetzt werden kann und bei entsprechender Umsetzung in jedem Land zumindest 4 % der Spitzenlast reduzieren kann.

Aus statistischen und Unternehmensdaten sowie aus Befragungen leiteten Gutschi und Stigler (2008) ein Potenzial für die gesamte jeweilige Branche ab, welches die mögliche Lastreduktion für mindestens eine Stunde wiedergibt. Über *alle* Branchen summiert geben Gutschi und Stigler (2008) ein Potenzial von 664 MW an. Das Potenzial von *ausgewählten* Branchen wird in Tabelle 1-1 dargestellt.

Tabelle 1-1: Lastverschiebungspotenziale in ausgewählten Branchen.

Branche	Deutschland, aus Klobasa et al. (2007)	Österreich, aus Gutschi und Stigler (2008)
Chemie	580 MW	64 MW
Papier	810 MW	148 MW
Eisen/Stahl	400 MW	126 MW
Nichteisenmetalle	300 MW	26 MW
Zementherzeugung	180 MW	nicht explizit angeführt

Quellen: Gutschi und Stigler (2008, S.14); Klobasa M., Sensfuß F., Cremer C., Ragwitz M., Modelltechnische Untersuchung von Demand Response Potenzialen zur verbesserten Integration der Windenergie, IEWT 2007.

1.2.4 Demonstrative Beispiele

Zement: Rohmühle (2 MW) und Zementmühle (3 MW) stellen mechanische Anwendungen dar, hier werden lagerfähige Zwischen- bzw. Endprodukte erzeugt. Große Lager suggerieren eine leichte Möglichkeit zur Lastverschiebung. Dazwischen findet der stromintensive Prozess des Drehrohrofens (2 MW) statt, hier sind keine genauen Angaben zur Unterbrechbarkeit gegeben (Gutschi, 2007).

Papierindustrie: Hier werden von Gutschi und Stigler (2008) sowie Gutschi (2007) v.a. Schleifer (3-5 MW) und Refiner (15 MW) angeführt. Die mögliche Zwischenlagerung der gewonnenen Faser ist bis zu 18 h möglich und damit für einen Lastverschiebungsprozess ausreichend.

Steine und Erden: Zerkleinerungsvorgänge sind stromintensiv, werden in den Wintermonaten (betrachtet nach Volllaststunden) weniger genutzt und Lager sind kostengünstig, woraus sich insbesondere in diesen Monaten ein Lastverschiebungspotenzial ableiten lässt. Mit einem Potenzial von (nur) 500 kW bis 2 MW pro Betrieb, dafür aber einer Vielzahl von Betrieben bundesweit und einem quasi schlagartig möglichen Lastabwurf eignet sich die Branche gut für Lastverschiebung. Die Kosten könnten entsprechend gering sein.

Chemie: Die Betriebe der Chemiebranche sind sehr heterogen, außerdem sind starke gegenseitige Abhängigkeiten der stromintensiven Teilprozesse und folglich eine hohe Komplexität gegeben. Im Bereich der Chlor-Alkali-Elektrolyse und der Kalziumkarbid-Produktion gehen Gutschi und Stigler (2008) aber von Potenzialen aus.

- Chlor-Alkali: Hier kann der Elektrolyseur ohne Störung des Prozesses mit einer begrenzten Geschwindigkeit heruntergefahren werden, z.B. mit 1,5 %/min bis 10 % der Last, wodurch Megawatt für die Tertiärregelung bereitgestellt werden können.

Kosten: Die Leistungsreduktion scheint mit einer Reduktion des Produkt-Outputs in diesem Zeitraum verbunden zu sein.

- Kalziumkarbid: Die Leistung der Lichtbogenöfen kann von 17 auf 10 MW reduziert werden. Die Gesamtanlagen umfassen auch Brecher im Ausmaß von 7 MW, welche unterbrochen werden können.

Kosten: Zwar wird die grundsätzliche Eignung dieser Prozesse zur Lastverschiebung durch den von Gutschi und Stigler (2008) befragten Betrieb bestätigt, wie einfach die Lastverschiebung durchzuführen ist, bleibt in aber offen.

Weitere: Lichtbogenöfen in der Stahlerzeugung, die Erzeugung von Nichteisenmetallen, galvanische Prozesse, Kälte- und Wärmespeicher sowie die Wasserversorgung werden mit Verweis auf Gutschi (2007) als weitere mögliche Potenziale angegeben.

1.2.5 Kosten der Lastverschiebung

Anwendung: Am Intra-Day-Markt sehen Gutschi und Stigler (2008) mit Verweis auf Klobasa et al. (2007) keinen Anwendungsbereich, denn die Preise am Intra-Day-Markt sind gering und eine oftmalige Einflussnahme auf den Prozess ist mit hohen Kosten verbunden. Dagegen sind die Preise für Regelenergie höher und werden seltener abgerufen, wobei die Kosten der verbraucherseitigen Lastverschiebung für seltene Fälle sehr gering sind.

Die damals festgestellten geringsten Opportunitätskosten von etwa 200 €/MWh wurden von den Spotmarktpreisen an der EEX nur in 30-45 Stunden pro Jahr überschritten. Das kosteneffiziente Potenzial läge in diesen Stunden bei etwa 200 MW.

1.3 Anwendungen von industriellen DSM-Potenzialen

Hütter, D., Schüppel, A., Stigler, H. (2013) Mögliche Anwendungen von industriellen DSM Potenzialen und deren Auswirkungen. Beitrag bei der 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien

Hütter et al. (2013) definieren die vielversprechendsten Potenziale ebenfalls auf Basis des Elektrizitätseinsatzes pro Euro Wertschöpfung, da hier die höchsten Incentives bestünden. Anschließend teilen sie Branchen, offensichtlich auf Basis von Interviews, in Bereiche mit hohem/mittleren/geringen Potenzial ein und erreichen ein ähnliches Ergebnis wie Gutschi (2007) bzw. Gutschi und Stiegler (2008).

Für das Jahr 2009 finden Hütter et al. (2013) 40 Spitzenlaststunden, verteilt über 12 Tage, die einen Lastunterschied von 450 MW ausmachen. Diese Spitzenlaststunden treten nach Monaten v.a. Jänner, etwas weniger häufig aber ähnlich stark im Dezember und in geringerem Umfang im November und Februar auf. Nach Stunden treten sie, geringe Abweichungen vernachlässigend, zwischen 09:00 bzw. v.a. 11:00 und 13:00 und zwischen 17:00 und 20:00 auf.

Mit der im Papier beschriebenen Anwendung des Simulationstools ATLANTIS wurden Auswirkungen der Nutzung eines fix angenommenen Demand Response Potenzials von 300 MW auf CO₂-Emissionen, Redispatch, Gesamtenergieverbrauch etc. beschrieben, d.h. keine realen Kosten und Potenziale abgeleitet.

1.4 Potenziale und Kosten in Industrie und Gewerbe

Berger H., Eisenhut T., Polak S. und Hinterberger R. (2013) Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht.

1.4.1 Begünstigende Faktoren und Hemmnisse

Als förderlich für die Realisierung von Lastverschiebungspotenzialen listen Berger et al. (2013) die folgenden, „*im Zuge von internen und externen (Betriebsleiter, Experten) Diskussionen und anhand der vorgenommenen Literaturrecherche als wesentlich befundenen*“ Aspekte auf:

- große Einzelverbraucher („weil so bei relativ geringem Aufwand ein großes Potenzial erschlossen werden kann“)
- periphere Verbraucher („die nicht direkt im Hauptprozess eingebunden sind“, z.B. Zementmühlen, Brecheranlagen, Holzzerkleinerung)
- hohe Stromintensität
- einfach beherrschbarer Prozess (insbesondere mechanische Aufbereitungen)
- keine Vollausslastung (konjunkturabhängig)

Letztere Feststellung impliziert jedoch auch, dass in jenen Jahren, in denen Demand Response aus Sicht des Netzes eher benötigt wird (wenn die Konjunktur boomt), weniger Potenzial zur Verfügung steht und vice versa.

Obige Auflistung ergänzen Berger et al. (2013, S.184) in der Bottom-Up-Analyse um: Auslastung der Anlage(n), Möglichkeit der Lastabschaltung/-reduktion mit geringen/keinen Verlusten bez. Produktion und Zeit, geringer Aufwand zur Realisierung des Potenzials.

1.4.2 Potenzial für Lastverschiebung – Top-Down-Analysen

Für jede einzelne Branche wurden allen fünf angeführten Kriterien auf einer Ordinalskala mit --, -, o, +, oder ++ bewertet. Aus dem vorliegenden Bericht geht nicht klar hervor, wie es zu dieser Einteilung gekommen ist. In Folge werden die fünf Bewertungen nochmals mit einem Multiplikator gleichgesetzt, der ebenso willkürlich gewählt zu sein scheint. Die Autoren führen in diesem Sinne an, dass es sich um eine „Grobanalyse“ handle. Daraus errechnen Berger et al. (2013) weiters, dass das Gesamtpotenzial bei 1.516 GWh und damit bei 4,3 % des Gesamtverbrauchs liege. Sie unterstellen für die unterschiedlichen Sektoren durchschnittliche Betriebsstunden und kommen zu dem Schluss, dass das Gesamtpotenzial über alle Sektoren bei 207 MW liegt.

Auf Basis einer UCTE-Studie und freien Annahmen zur potenziellen Lastverschiebung in Haushalten (4 %) leiten Berger et al. (2013) für die Industrie ein Potenzial von 87 MW (1,9 %) zu Spitzenlastzeiten ab. Des Weiteren teilen sie die Potenziale auf die einzelnen Branchen auf, wobei sie exklusiv Standmotoren betrachten.

Tabelle 1-2: Sektorale Top-Down-Potenzialabschätzung auf Basis der Bewertung von „Erfolgskriterien“ sowie eine Berechnung auf Basis von UCTE-Daten und weiteren Annahmen.

Branche	Potenzial abgeleitet mittels Bewertungskriterien	Ergebnis der Berechnung auf Basis von UCTE-Daten
	[Anteil am sektoralen Gesamtstromverbrauchs] *	[MW zu Spitzenlastzeiten] **
Nahrungs-, Genussmittel, Tabak	2,0 %	8 MW
Textil und Leder	1,0 %	2 MW
Holzverarbeitung	6,5 %	11 MW
Papier und Druck	8,1 %	26 MW
Chemie und Petrochemie	1,2 %	8 MW
Steine und Erden, Glas, Keramik	15,2 %	11 MW
Eisen- und Stahlerzeugung	6,8 %	21 MW
Nichteisen-Metalle	2,4 %	6 MW
Maschinen- & Fahrzeugbau	1,2 %	19 MW
Öff. & Priv. Dienstleistungen	2,4 %	-

Quelle: * Berger et al. (2013, S.124); ** UCTE-Potenzial-Daten aus Berger et al. (2013, S.129), UCTE-Potenzial-Daten gerundet, entnommen aus Grafik.

1.4.3 Potenzial für Lastverschiebung – Bottom-Up-Analyse

Die Vorgehensweise der Bottom-Up-Analyse bestand darin, Daten vor Ort zu den Demand Response-tauglichen Aggregaten zu erheben (Leistung, Jahresenergie, Betriebsstunden, Fahrweise, Intervalle, Anzahl der Unterbrechungen, Vorlaufzeiten zwischen Benachrichtigung und Unterbrechung, Personaleinsatz) sowie allgemeine Firmendaten zu erhalten, wahrscheinlich v.a. um Hemmnisse zu klären (Strombedarf durchschnittlich und maximal, Eigenstromerzeugung, Tarif, Lastmanagement, Betriebsstunden, Schichtbetriebsweise, vorhandene Nebeneinrichtungen, etc.).

Die Studie beschreibt 5 Papierfabriken, 3 Stahlwerke, 4 Chemiewerke, 2 Zementwerke, 2 Werke im Bereich Steine und Erden, 2 Nichteisenmetall-Werke, 3 holzverarbeitende Werke, 1 Werk der Lebensmittelindustrie sowie aus dem Bereich der öffentlichen und privaten Dienstleistungen (ÖPD) die Abwasserbehandlung, eine Krankenanstalt, ein Kühlhaus und das Facility Management eines Bürogebäudes.

Die Potenziale werden in die Abschaltintervalle 5, 15, 60 und 240 Minuten eingeteilt. Berger et al. (2013) merken an, dass angesichts des Regel- und Ausgleichsenergiemarkts v.a. das 15- und 60-Minuten-Potenzial interessant sein dürften, jedoch sollen 5 und 240 Minuten als Extreme beleuchtet werden. Bei einem Intervall von 240-Minuten bleiben immer noch 160 MW aus den Sektoren Steine und Erden sowie aus Papier und Druck bestehen.

Für das 15- und 60-Minuten-Intervall werden die Potenziale laut Tabelle 1-3 abgeleitet. Langfristig wird eher von einer Reduktion des Lastverschiebungspotenzials ausgegangen: „Neuere Anlagen würden in der Regel weniger Strom konsumieren, wodurch sich die Potenziale eher schmälern würden“ (Berger et al., 2013, S.184).

Tabelle 1-3: Bottom-Up-Berechnung des Demand Response Potenzials.

Branche	Ergebnis der Bottom-Up-Analyse	Ergebnis der Bottom-Up-Analyse
	[15 Minuten] *	[60 Minuten] **
Papier und Druck	68,3 MW	70 MW
Eisen- und Stahlerzeugung	97,9 MW	95 MW
Nichteisen-Metalle	20,1 MW	20 MW
Chemie und Petrochemie	28,8 MW	30 MW
Steine und Erden, Glas	93,1 MW	85 MW
Holzverarbeitung	46,7 MW	50 MW
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	19,6 MW	15 MW
Maschinenbau, Fahrzeugbau	13,1 MW	5 MW
Textil und Leder	7,0 MW	5 MW
ÖPD: Krankenhäuser	115,8 MW	0 MW
ÖPD: Abwasserreinigung	6,4 MW	0 MW
ÖPD: Kühlhäuser	4,9 MW	5 MW
ÖPD: Facility Management	390,0 MW	0 MW
SUMME	843,5 MW (Summe) 843,5 MW (aus Text)	380 MW ** (Summe) 400 MW (aus Text)

Quelle: * 15-Minuten-Daten aus Berger et al. (2013, S.285); ** 60-Minuten-Daten aus Berger et al. (2013, S.189f), 60-Minuten-MW-Daten der Einzelsektoren gerundet, entnommen aus Grafik.

1.4.4 Kosten der Lastverschiebung

Berger et al. (2013) haben zur Berechnung der Kosten der Realisierung der Lastverschiebung die Betriebe befragt, welche Kosten ihnen anfallen. Primär wurden seitens der Betriebe Produktionsausfallskosten, An-/Abfahrkosten und Personalkosten angegeben. Lager- und Brennstoffkosten wurden ebenso erfragt, erhielten aber, so lässt sich der Text interpretieren, weniger Beachtung hinsichtlich der Kosten. Für die Arbeits- bzw. Produktivkosten von Arbeitern wurden Annahmen getroffen.

Am Spotmarkt werden in weniger als 25 Stunden pro Jahr Preise von 200 Euro pro MWh überschritten. Daher können Lastverschiebungspotenziale, die teurer als 200 Euro pro MWh sind, zu selten genutzt werden und werden vernachlässigt. Lastverschiebungspotenziale und verschobene Energiemengen mit Realisierungskosten unter 200 Euro pro MWh liegen in den Zeitintervallen wie folgt vor:

- 5-Minuten-Intervall: 550 MW und 21 GWh/a.
- 15-Minuten-Intervall: 480 MW und 31 GWh/a.
- 60-Minuten-Intervall: 340 MW und 41 GWh/a.
- 240-Minuten-Intervall: 188 MW und 22 GWh/a.

Auch hier gilt für die Studie von Berger et al. (2013), dass die Kosten nur grafisch dargestellt werden, außerdem in einer logarithmierten Skala. Daher werden im Folgenden die vier Grafiken (Abbildung 1-1 bis Abbildung 1-4) wiedergegeben.

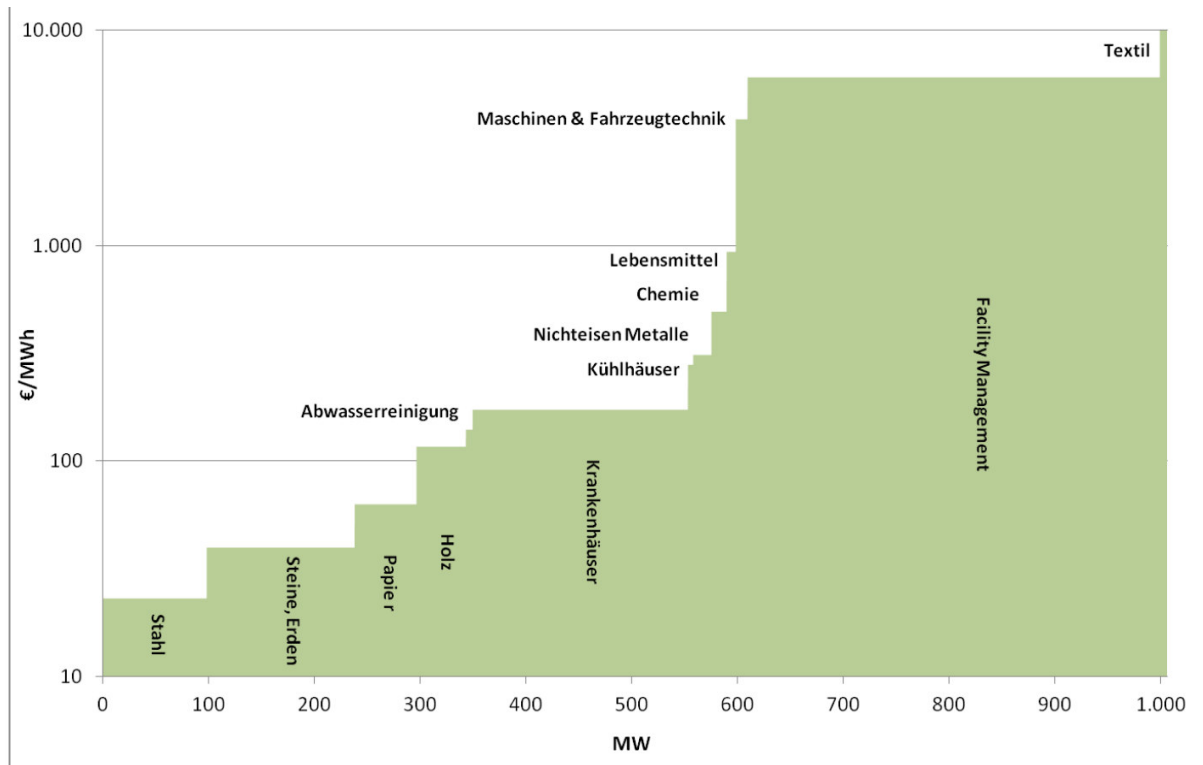


Abbildung 1-1: Cost Curves zum 5-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.

Quelle: Berger et al. (2013), S.199.

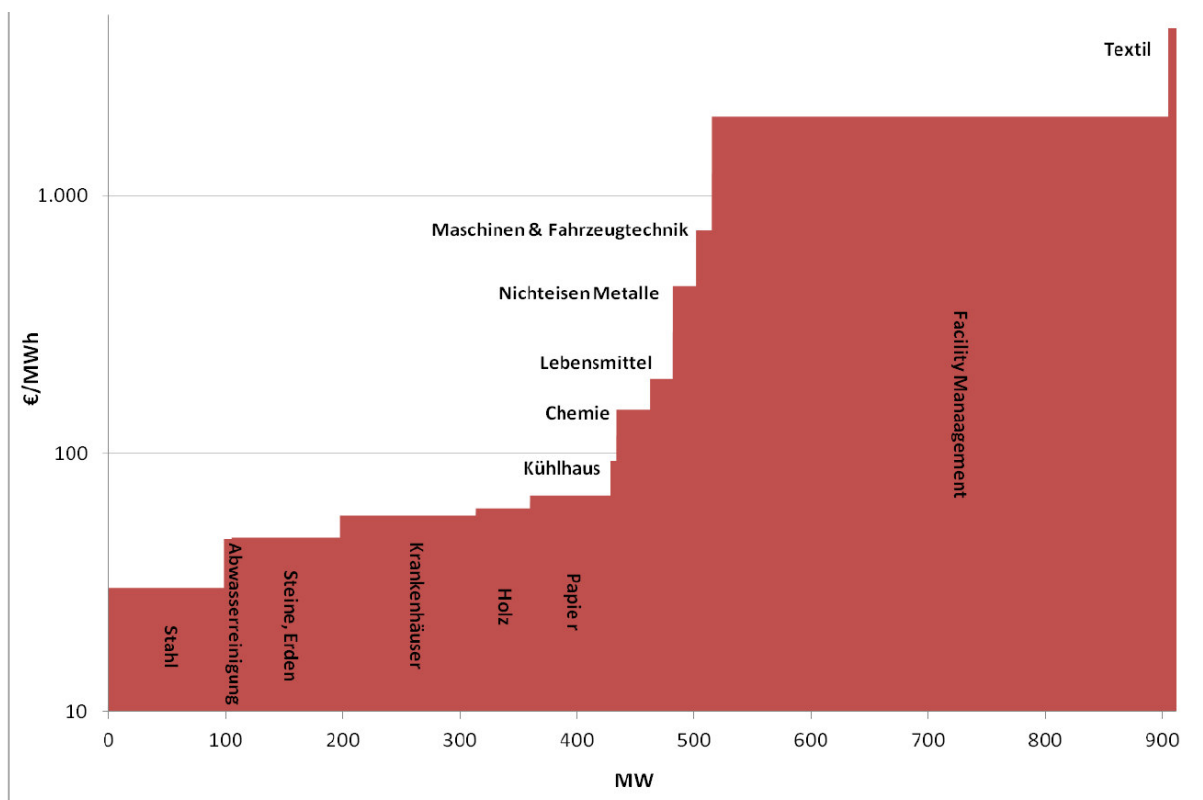


Abbildung 1-2: Cost Curves zum 15-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.

Quelle: Berger et al. (2013), S.201.

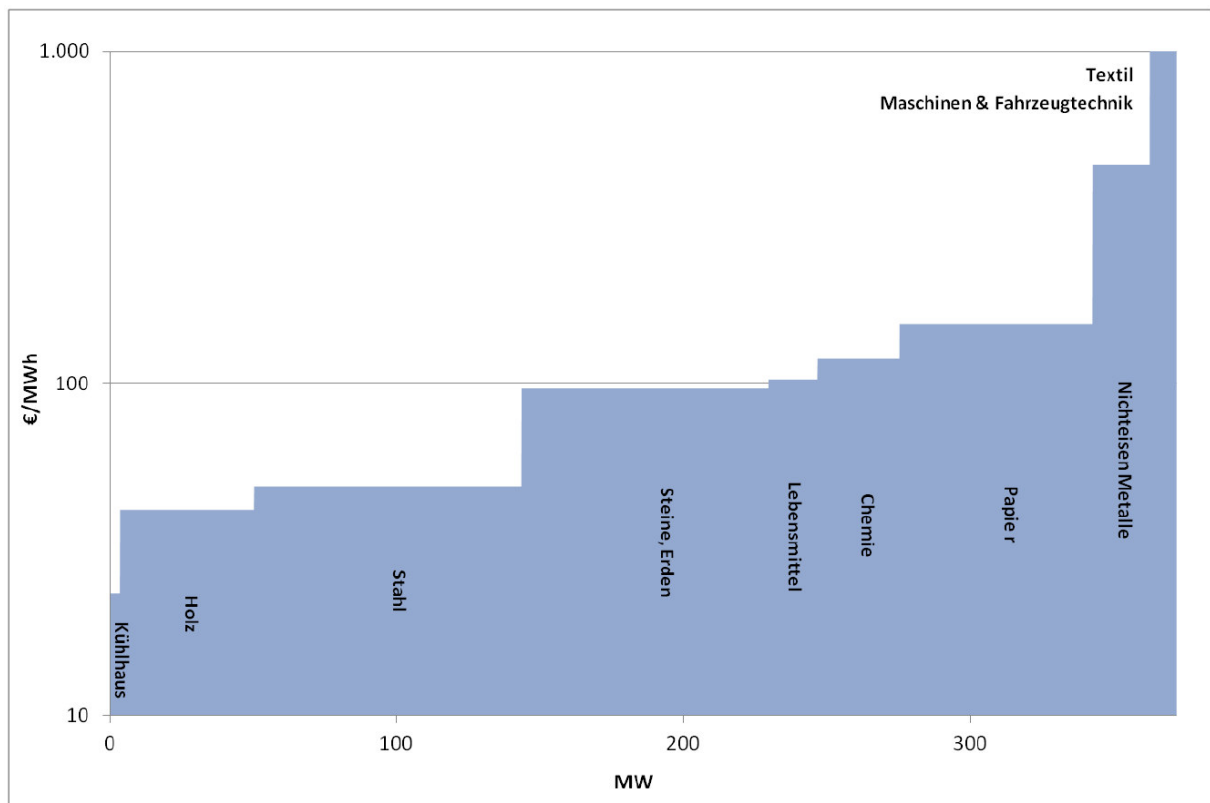


Abbildung 1-3: Cost Curves zum 60-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.

Quelle: Berger et al. (2013), S.203.

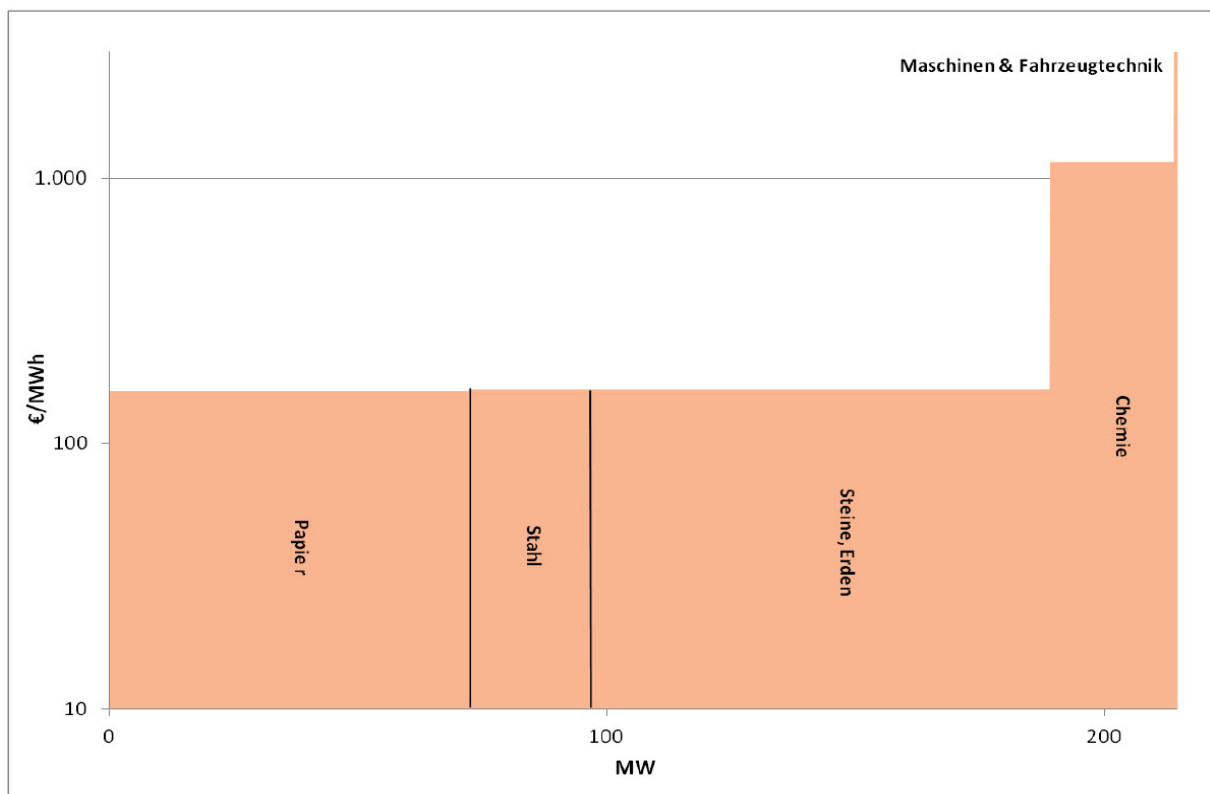


Abbildung 1-4: Cost Curves zum 240-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.

Quelle: Berger et al. (2013), S.205.

1.5 Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten

Becker G. et al. (2009): Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz. Technisches Büro Becker, Fachhochschule Wiener Neustadt – Campus Wieselburg, Carrier Kältetechnik Austria GmbH, oekostrom Vertriebs GmbH, MPREIS Warenvertriebs GmbH.

„Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz“ wurde 2009 abgeschlossen und befasste sich mit der Entwicklung eines Konzeptes zur Optimierung des Zusammenspiels von Energiespeicherung und Lastmanagement in Lebensmittelketten. Bei Umsetzung des entwickelten Konzepts zeigt sich, dass der Spitzenlastbedarf um 3-10 % gesenkt werden kann. Es werden in dieser Studie zudem Möglichkeiten aufgezeigt wie eine Spitzenstromverschiebung bei Lebensmittelketten funktionieren kann und wie das quantifizierte Potenzial gehoben werden kann, wobei ein wesentlicher Fokus auf Kühltechnik liegt.

2 Literaturvergleich mit deutschen Studien

Auch in Deutschland wurden technische und theoretische Lastverschiebungspotenziale unterschiedlicher Sektoren in mehreren Studien beschrieben sowie die mit der Realisierung verbundenen Kosten diskutiert bzw. ausgearbeitet. Die im Folgenden dargestellten Studien sind als mit dem Projekt LoadShift vergleichbar zu nennen und sollen betrachtet werden.

2.1 Lastmanagement

Klobasa M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, DISS ETH Nr. 17324.

2.1.1 Ausgangssituation

Klobasa (2007) untersucht in seiner Dissertation Lastverschiebungspotenziale für Deutschland. Dabei werden alle Sektoren behandelt. Genauso wie für Österreich lagen bis dahin auch für Deutschland kaum umfassende Erhebungen des theoretischen bzw. technischen Lastverschiebungspotenzials vor: Klobasa (2007) führt Studien von Gruber und Brand (1995), Hegemann et al. (1992) und Pilhar et al. (1997) an, die Erkenntnisse zu zeitlich verlagerbaren Potenzialen in Deutschland gesammelt haben. Die Möglichkeiten der Regel- und Kommunikationstechnik haben sich jedoch deutlich geändert, und so sei eine neue Betrachtung nötig, so Klobasa (2007) weiter.

2.1.2 Demand Response Potenzial

Insgesamt ermittelt Klobasa (2007) eine maximale Lastverlagerung von ca. 17 GW im Sommer und 9,5 GW im Winter (allerdings ohne Nachtspeicher und Wärmepumpen)

- Industrie: 2,8 GW
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen: 2,9 GW ohne Kälte- und Klimatechnik
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen: 10,3 GW mit Kälte- und Klimatechnik
- Haushalte: 3,7 GW ohne Wärmepumpen und Nachtspeicher
- Haushalte: 20,6 GW mit Wärmepumpen und Nachtspeicher

Auf die einzelnen industriellen Prozesse wird an dieser Stelle nicht eingegangen, diese sind zum Teil in den entsprechenden Kapiteln dargestellt. Klobasa (2007) nimmt an, dass das Potenzial bis 2020 wachsen wird, v.a. durch Kühlung im Haushalt und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

2.1.2.1 Kosten der Lastverschiebung

Auf die individuellen Kosten geht Klobasa (2007) nicht abschließend ein, obwohl diese bei der Bottom-Up-Betrachtung mehrfach diskutiert werden. Auch werden andere im Zusammenhang stehende Kosten (z.B. Rollout des Smart Metering in Italien) erwähnt.

2.2 Demand Response im gewerblichen Sektor

Focken U., Bümmerstede J., Klobasa M. (2011): Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Oldenburg: energy & meteo systems GmbH.

2.2.1 Ausgangssituation

Die Realisierung einer Lastverschiebung wurde für den kleinen und mittleren Industriebereich untersucht, im Besonderen für „Kühlhäuser, Gewächshäuser, Wasserwerke, Elektroöfen, Recycling, Altpapieraufbereitung und Zementmühlen“. Damit ist entgegen dem Titel auch ein Zusammenhang mit der Großindustrie gegeben (z.B. werden im Bereich Papier Refiner und Schleifer betrachtet).

2.2.2 Demand Response Potenzial

Die Anlagen hatten eine Gesamtleistung von 1.400 MW, von diesen seien „nach konservativer Schätzung“, so Focken et al. (2011), etwa 470 MW (schwankend zwischen 25 und 40 % der einzelnen Sektorpotenziale) zur Lastabsenkung nutzbar.

2.2.3 Kosten der Lastverschiebung

Focken et al. (2011) haben die Kosten für die Ausrüstung sehr genau betrachtet und man kann ableiten, dass primär Fixkosten in Form von Erstinvestitionen für Ausrüstung etc. anfallen: „Die Investitionen zur ersten Installation des Lastmanagements wurden detailliert abgeschätzt und liegen zwischen 7.000 (Kühlhäuser) und 12.000 Euro (Recycling) pro Anlage je nach Anwendungsbereich.“ Mit fortschreitender Standardisierung scheint eine Kostensenkung auf die Hälfte möglich. Angesichts der damaligen (2009) Preise am Spotmarkt bzw. für Tertiärregelleistung ergeben sich Erlöse von 15.000-30.000 Euro pro MW und Jahr, was die Erstinvestitionen schnell amortisiert hätte. Mit Stand 2011 sei laut Focken et al. (2011) eine „Kombination mit anderen Vermarktungswegen“ erforderlich.

2.3 Lastverschiebungspotenziale in Deutschland

VDE (2012): Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Juni 2012.

2.3.1 Ausgangssituation

Auch die an der Universität Magdeburg durchgeführte VDE-Studie „Demand Side Integration“ untersucht die Lastverschiebungspotenziale in Deutschland sowie die Möglichkeiten zur Spitzenlastreduktion. Kosten werden nicht angeführt.

2.3.2 Demand Response Potenzial

Für den Sektor Haushalte inkl. Elektromobilität identifiziert VDE (2012) ein Lastverschiebungspotenzial von etwa 13 GW im Jahr 2010, 18 GW im Jahr 2020 und bis zu 20 GW im Jahr 2030. Maßgeblich sind v.a. die sommerliche Klimatisierung und im Winter die

Wärmepumpen bzw. in beiden Fällen (verstärkt im Winter) die Warmwassererzeugung. Für den Bereich der Haushalte kommt wie angeführt die Elektromobilität hinzu, mit einem vernachlässigbaren Potenzial auch noch im Jahr 2020, aber einem Potenzial von 17 GW im Jahr 2030.

Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen gibt VDE (2012) für den Sommer bzw. den Winter 7 bzw. 10 GW für das Jahr 2010 an. Maßgeblich sind v.a. Lastverschiebungen im Bereich Büro, Handel und Gastgewerbe. Leichte Steigerungen bis 2030 werden erwartet, diese fallen aber gering aus.

Markant ist, dass die VDE-Studie für die gesamte deutsche stromintensive Industrie ein Lastverschiebungspotenzial von +0,5 GW bis -4,4 GW angibt, das damit deutlich kleiner ist als das für die deutschen Haushalte.

2.4 Gruber (2014)

Gruber A. (2014): The Merit Order of Demand Response in Industry. Vortrag bei der 9th Conference on Energy Economics and Technology (ENERDAY), April 2014.

2.4.1 Demand Response Potenzial

Das Demand Response Potenzial der stromintensiven Industrie gibt Gruber (2014) wie folgt an:

- Papier: 313 MW
- Chlor-Alkali-Analyse: 593 MW
- Zement: 152 MW
- Aluminium: 267 MW
- Stahl: 718 MW
- „Cross-sectional technologies“ (z.B. Lüftung / Kühlung): 1.400 MW

2.4.2 Kosten der Lastverschiebung

Gruber (2014) fasst für die stromintensive Industrie die Lastverschiebungspotenziale zusammen und berechnet die Kosten. Als Kosten der Lastverschiebung wird unterstellt, dass erstens fixe Kosten gedeckt werden müssen (Investitionen). Zweitens müssen variable Kosten abgegolten werden (u.a. Opportunitätskosten, ggf. Produktionsentgang). Da Strom oftmals selbst eingekauft wird, müssen auch die bereits angefallenen Stromkosten für den Zeitraum (betrachtet wird immer 1 h) gedeckt werden. Abschließend kommt auch noch eine Gewinnmarge hinzu, damit die Lastverschiebung (bei sonstiger Indifferenz) durchgeführt wird.

Gruber (2014) stellt die Merit Order des Demand Response grafisch für eine Stunde dar (Abbildung 2-1). 3.500 MW sind zu sehr geringen Kosten unter 20 Euro pro MW verfügbar.

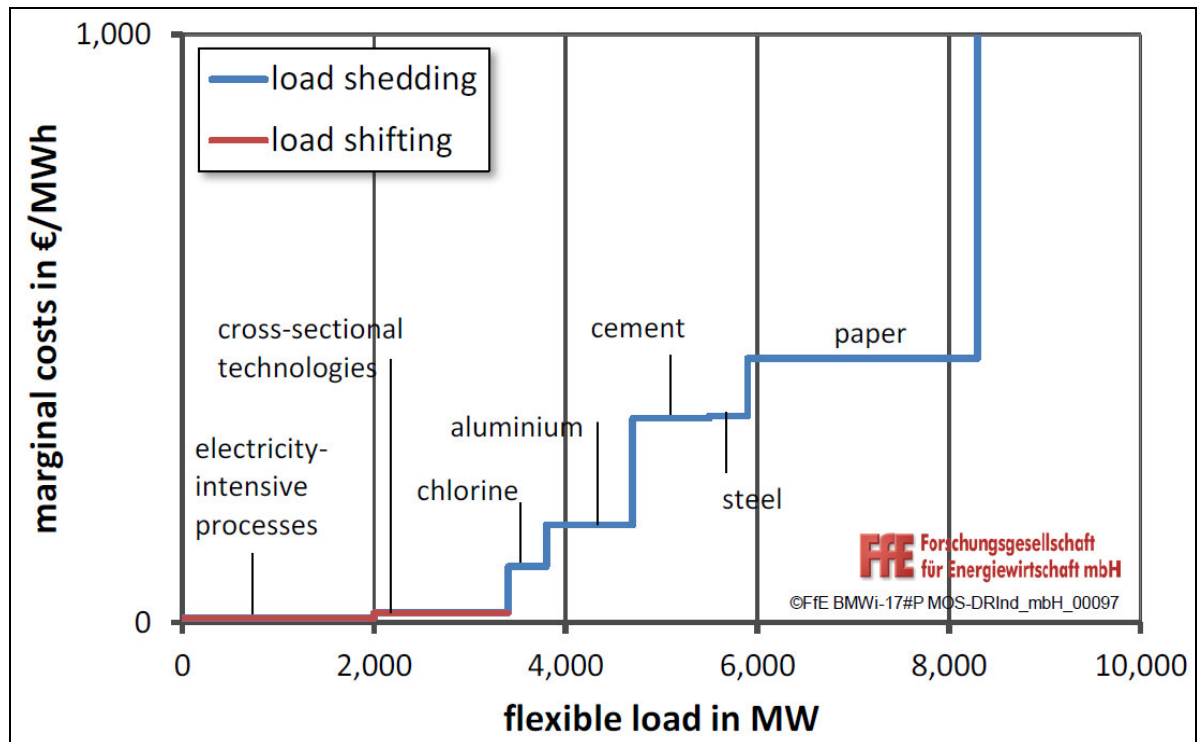


Abbildung 2-1: Lastverschiebungspotenzial in der deutschen stromintensiven Industrie.

Quelle: Gruber (2014).

3 **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1-1:	Cost Curves zum 5-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.....	11
Abbildung 1-2:	Cost Curves zum 15-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.....	11
Abbildung 1-3:	Cost Curves zum 60-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.....	12
Abbildung 1-4:	Cost Curves zum 240-Minuten-Demand-Response-Potenzial nach Sektoren.....	12
Abbildung 2-1:	Lastverschiebungspotenzial in der deutschen stromintensiven Industrie.....	17

4 **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1-1:	Lastverschiebungspotenziale in ausgewählten Branchen.....	6
Tabelle 1-2:	Sektorale Top-Down-Potenzialabschätzung auf Basis der Bewertung von „Erfolgskriterien“ sowie eine Berechnung auf Basis von UCTE-Daten und weiteren Annahmen.	9
Tabelle 1-3:	Bottom-Up-Berechnung des Demand Response Potenzials.	10



Lastverschiebung in der Industrie

Projektbericht 4/9

Michael Schmidthaler¹, Christian Elbe³, Andrea Kollmann¹, Alois Kraussler⁴,
Horst Steinmüller¹, Fabian Frank¹, Lukas Rebhandl¹, Ernst Schmutzner³,

¹ Energieinstitut an der JKU Linz

² e7 Energie Markt Analyse GmbH

³ TU Graz, Institut für elektrische Anlagen

⁴ 4ward Energy Research GmbH

⁵ Joanneum Research

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Ausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 4/9 „Lastverschiebung in der Industrie“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

INHALT

1	Lastverschiebung in der Industrie	6
1.1	Zielsetzung.....	6
1.2	Lastverschiebungsrelevante Anwendungen in der Industrie.....	7
1.3	Überblick der analysierten Industriesparten	8
2	Lastverschiebung in der Industrie: Einführung und Definitionen	9
2.1	Rahmenbedingungen der Analyse von Lastverschiebung in der Industrie	9
2.2	Elektrizitätsverbrauch und Lastverschiebung von Industrieunternehmen in Österreich	10
2.2.1	Motivation und Relevanz von Lastverschiebungsmaßnahmen in Österreich – Lastgangentwicklung und Versorgungssicherheit	11
2.2.2	Energetischer Endenergieverbrauch und Strombezug der Industrie	12
2.3	Literaturvergleich nationaler und internationaler Studien	14
2.3.1	Lastverschiebung in Österreich	14
2.3.2	Internationale Studien zu Lastverschiebung	16
2.3.3	Lastverschiebungspotenziale für Österreich	21
2.3.4	Prozessspezifische Potenziale und Kosten von Lastverschiebungsansätzen	21
3	Chemische Industrie.....	23
3.1	Chloralkali-Elektrolyse	23
3.1.1	Chloralkali-Elektrolyse International	23
3.1.2	Chloralkali-Elektrolyse in Österreich.....	24
3.1.3	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Chloralkali- Elektrolyse in Österreich	24
3.2	Luftzerlegung	27
3.2.1	Überblick Luftzerlegung	27
3.2.2	Luftzerlegung INTERNATIONAL	27
3.2.3	Luftzerlegung in Österreich	27
3.2.4	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Luftzerlegung in Österreich.....	28
3.3	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der chemischen Industrie	30
4	Elektrostahlerzeugung.....	32
4.1	Überblick Elektrostahlerzeugung	33
4.2	Technische Charakteristika der Elektrostahlerzeugung	33
4.3	Elektrostahlerzeugung INTERNATIONAL	35
4.4	Elektrostahlerzeugung in Österreich	35
4.4.1	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Elektrostahlerzeugung in Österreich.....	36
4.4.2	Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung	38
4.4.3	Lastverschiebungskosten	39

4.5	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Elektrostahlerzeugung in Österreich	40
5	Nichteisen-Metalle	42
5.1	Energieverbrauch und Eignung für Lastverschiebung	44
5.2	Literatur zur Lastverschiebung im Sektor Nichteisen-Metalle	45
5.3	Aluminiumerzeugung	45
5.3.1	Aluminiumerzeugung INTERNATIONAL	46
5.3.2	Aluminiumerzeugung in Österreich	46
5.3.3	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Aluminiumerzeugung	46
5.4	Kupfererzeugung	48
5.4.1	Kupfererzeugung INTERNATIONAL	49
5.4.2	Kupfererzeugung in Österreich	49
5.5	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Nichteisen-Metalle in Österreich	50
5.5.1	Lastverschiebungspotenziale bei Nichteisen-Metallen	50
5.5.2	Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung	52
5.5.3	Lastverschiebungskosten	52
6	Metallerzeugung und –bearbeitung	55
6.1	Überblick	55
6.1.1	Energieverbrauch und Branchenstruktur	56
6.1.2	Wertschöpfung und Beschäftigung im Sektor Metallerzeugung und –bearbeitung	58
6.2	Gießereien	58
6.2.1	Überblick	59
6.2.2	Gießereien INTERNATIONAL	59
6.2.3	Gießereien in Österreich	60
6.2.4	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Gießereien	63
6.3	Metallverarbeitung: Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung	65
6.3.1	Überblick Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung	66
6.3.2	Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung im internationalen Vergleich	66
6.3.3	Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung in Österreich	66
6.3.4	Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung	67
6.4	Zusammenfassung Metallerzeugung und –bearbeitung	69
6.4.1	Lastverschiebungspotenziale in der Metallerzeugung und –bearbeitung	69
6.4.2	Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung	71
6.4.3	Lastverschiebungskosten	71
7	Zellstoff- und Papierindustrie	73
7.1	Überblick Zellstoff- und Papierproduktion	73

7.2	Papierindustrie International	74
7.3	Papierindustrie in Österreich	74
7.4	Lastverschiebungspotenzial im Bereich der Papierindustrie in Österreich	76
7.5	Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale	80
7.6	Lastverschiebungskosten	80
7.7	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Zellstoff- und Papierindustrie in Österreich	81
8	Zementindustrie.....	82
8.1	Überblick Zementindustrie	82
8.1.1	Die Zementherstellung.....	82
8.2	Zementindustrie INTERNATIONAL	83
8.3	Zementindustrie in Österreich.....	84
8.4	Lastverschiebung in der Zementindustrie.....	85
8.4.1	Lastverschiebung in der Zementindustrie – international.....	85
8.4.2	Lastverschiebung in der Zementindustrie in Österreich	86
8.5	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Zementindustrie in Österreich.....	92
9	Zusammenfassung.....	94
9.1	Ableitung von Handlungsempfehlungen	95
9.2	Ausblick.....	95
9.3	Umsetzung und Anreize	95
9.4	Kostenkurve	97
10	Abbildungsverzeichnis.....	99
11	Tabellenverzeichnis.....	101
12	Literaturverzeichnis	105

1 Lastverschiebung in der Industrie

Michael Schmidthaler

Die Industrieunternehmen in Österreich erzielten im Jahr 2012 Umsatzerlöse von 265 Mrd. € und erwirtschafteten eine Bruttowertschöpfung von 79,33 Mrd. €. Dies sind rund 26 % des österreichischen Bruttoinlandsprodukts.¹

Rund 61.600 Unternehmen mit 960.000 Beschäftigten werden dem sekundären Sektor zugeordnet. Alle diese Unternehmen werden in einer international einheitlichen Form klassifiziert (Statistik Austria, 2008). Für den sekundären Sektor umfasst diese sogenannte ÖNACE² Klassifikation die folgenden fünf Hauptsektoren:

1. Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden (Abschnitt B)
2. Herstellung von Waren (Abschnitt C)
3. Energieversorgung (Abschnitt D)
4. Wasserversorgung und Abfallentsorgung (Abschnitt E)
5. Bau (Abschnitt F)

Diese fünf Hauptsektoren werden weiter unterteilt in über 750 Subsektoren (Abteilungen, Gruppen und Klassen), wobei dieses Arbeitspapier ausschließlich die Potenziale und Kosten für Lastverschiebung von Unternehmen des produzierenden Sektors (Abschnitt C, Herstellung von Waren) untersucht. Die Analyse der Lastverschiebungspotenziale dieses sekundären Sektors ist insbesondere aufgrund der Tatsache von Bedeutung, da rund 45 % des Gesamtstrombedarfes Österreichs von diesem Wirtschaftsbereich nachgefragt werden (Statistik Austria, 2012).

Die Bedeutung des produzierenden Sektors für Lastverschiebungsmaßnahmen wurde im Zuge eines ExpertInnenworkshops bestätigt. Lastverschiebungspotenziale, welche von Industrieunternehmen realisiert werden können, können demnach insbesondere gegenüber anderen Bereichen (wie beispielsweise Haushalten) meist kurzfristiger und kostengünstiger ausgeschöpft werden (Expertenworkshop Klima- und Energiefonds, 2013).

Dieses Arbeitspapier beinhaltet daher eine grundlegende Analyse dieses wirtschaftlich, energiepolitisch und gesellschaftlich wichtigen Sektors, stellt die Ergebnisse in Hinblick auf Lastverschiebungspotenziale sowie Kosten dar und leitet Handlungsempfehlungen ab.

1.1 Zielsetzung

Lastverschiebung ermöglicht eine Anpassung der Lasten an die Erzeugung und glättet potenzielle Spitzenlasten. In diesem Arbeitspapier werden prioritär Maßnahmen evaluiert, welche die Nachfrage nach elektrischer Energie in Schwachlastzeiten verschieben können. Die Analyse der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für eine umfassende Implementierung von Lastverschiebung sowie die Analyse der Auswirkungen für wichtige Stakeholder im Bereich der Industrie stellen die Hauptuntersuchungsgegenstände dieses Arbeitspapiers dar.

¹ Quelle: Statistik Austria; Aggregate berechnet mit laufenden Preisen. Die Bruttowertschöpfung im primären Sektor (Land- und Forstwirtschaft) betrug 4,43 Mrd. € und im tertiären Sektor (Markt- und nichtmarktmäßige Dienstleistungen) 193,83 Mrd. €. Das österreichische Bruttoinlandsprodukt (zu laufenden Preisen) betrug 2013 307,1 Mrd. €. Zur Errechnung des Bruttoinlandsprodukts werden zur Wertschöpfung der drei Sektoren noch Gütersteuern (35,64 Mrd. €) und Gütersubventionen (6,22 Mrd. €) hinzugerechnet.

² NACE steht für „Nomenclature générale des activités économiques dans les communautés européennes“.

Für eine umfassende Definition der Begrifflichkeiten in Hinblick auf Lastverschiebung ist auf das Arbeitspapier 1/9 „Einleitung und Rahmenbedingungen“ verwiesen. Nachfolgend werden ausschließlich einige für den Industriebereich besonders relevante Aspekte von Lastverschiebungen erläutert.

1.2 Lastverschiebungsrelevante Anwendungen in der Industrie

Zuerst gilt es die zur Ausschöpfung der Lastverschiebungspotenziale notwendigen, schaltbaren Verbraucher zu identifizieren. Bei industriellen Prozessen stellt dies eine große Herausforderung dar, da die Leistungsfähigkeit des Produktionsbetriebes nicht unter Lastverschiebungsmaßnahmen leiden darf. Alternativ sind Rahmenbedingungen für finanzielle Kompensationen auszuarbeiten, die Mehrkosten für Produktionsunterbrechungen oder -verschiebungen abgelten.

Zeit- und lastflexible Prozesse in Unternehmen sind speziell für Lastverschiebung geeignet. Darüber hinaus ermöglichen thermische oder stoffliche Speicherfunktionen vielfach die praktische Umsetzung von Lastverschiebungen. In der Literatur werden insbesondere folgende Anwendungen, Prozesse und Anlagen in Industriebetrieben als lastverschiebungstauglich klassifiziert³:

- Lüftungsanlagen, Pumpen- und Druckluftsysteme
- Mühlenanwendungen (bspw. Zement- oder Rohmehlmühlen in der Baustoffindustrie)
- Chlorherstellung in der chemischen Industrie
- Holzschleifer in der Holzstoffproduktion
- Zellstoffherstellung oder Altpapieraufbereitung in der Papierindustrie
- Strombetriebene Wärmeerzeuger (z. B. Öfen)
- Härtereiofen in der metallverarbeitenden Industrie
- Pumpen, Blockheizkraftwerke (BHKW), Druckluftanwendungen
- Weitere Anwendungen mit thermischen Trägheiten oder Stoffspeichermöglichkeiten

Die Bedeutung dieser Anwendungen aus energetischer Sicht (im Zuge der Nutzenergieanalyse für elektrische Energie) stellt Abbildung 1-1 dar.

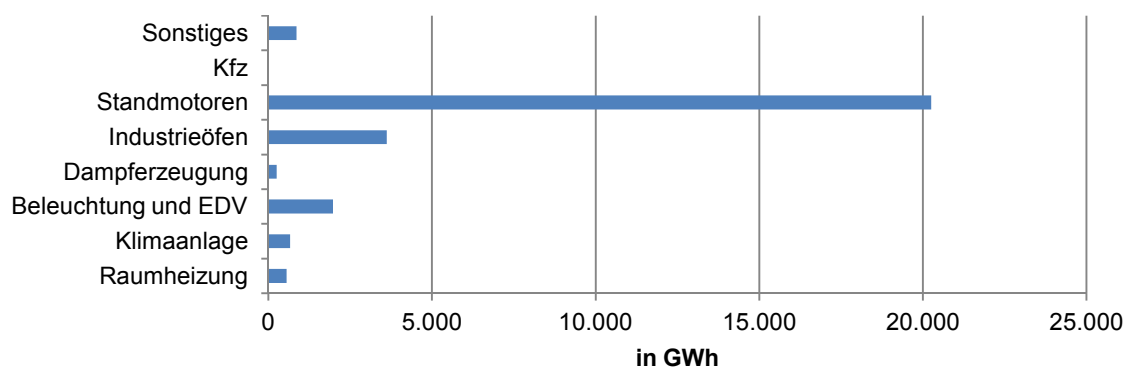


Abbildung 1-1: Nutzenergieanalyse elektrischer Energie im produzierenden Bereich für 2012

Quelle: Statistik Austria (2014)

³ Siehe Pilotprojekt Demand Side Management Bayern, (Deutsche Energie-Agentur, 2014).

Die enorme Bedeutung von Standmotoren für den produzierenden Bereich ist ersichtlich. Nachfolgend erfolgt eine Analyse der behandelten Sektoren und ein Überblick verschiedener Literaturquellen zum Thema Lastverschiebung in der Industrie wird gegeben.

1.3 Überblick der analysierten Industriesparten

Die österreichische Industrie umfasst eine Vielzahl von Sparten und Unternehmen, in denen Lastverschiebungspotenziale vorhanden sind. Gutschi und Stigler (2008) weisen folgenden Branchen ein hohes Potenzial für Lastverschiebungen zu:

- Nichteisen-Metalle
- Papier/Pappe
- Eisen/Stahl
- Bergbau/Steine/Erden
- Chemische Industrie
- Gießereien

Dieser Bewertung wird in diesem Arbeitspapier weitgehend gefolgt, sodass der Schwerpunkt auf der Analyse dieser Wirtschaftsbereiche folgt. Ziel des Arbeitspapiers ist es, jene Sektoren zu analysieren, in denen für Lastverschiebungen besonders relevante Prozesse durchgeführt werden. Ausschließlich für diese Sektoren sind vertiefende Analysen durchzuführen. Auf Basis von Literaturquellen und durch einen im Zuge des Projektes abgehaltenen Workshop wurden folgende – in Tabelle 1-1 dargestellten – Wirtschaftsbereiche aufgrund ihres Potenzials einen Beitrag zur Lastverschiebung zu leisten, ausgewählt (siehe Kapitel 2.2). Eine Klassifizierung und Auflistung relevanter Prozesse, Anwendungen und Technologien, die in weiterer Folge analysiert werden, sind ebenfalls in Tabelle 1-1 dargestellt.

Tabelle 1-1: Für Lastverschiebung analysierte Prozesse und Wirtschaftsbereiche

Prozess Bezeichnung	ÖNACE 2008 Abgrenzung		Bezeichnung der Anwendung	Bezeichnung der Technologie
Chemische Erzeugnisse	Herstellung Industriegasen	von	Luftzerlegung Chloralkali-Elektrolyse	Luftverflüssigung Elektrolyse
Elektrostahlerzeugung	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	und	Elektro-Stahlherstellung	Lichtbogenöfen
Nichteisen-Metalle (Alu, Kupfer, Zink-Blei)	Erzeugung und Bearbeitung Nichteisen-Metallen	erste von	Schmelzflusselektrolyse, Elektrolyseur	Affinierung
Metallerzeugung und bearbeitung	Gießerei Oberflächenveredlung, Wärmebehandlung	-	Leichtmetallguss Eisenguss Härten	Induktionsöfen Widerstandsöfen Lichtbogenöfen
Papierherstellung	Herstellung von Holz- und Zellstoff, Papier, Karton und Pappe		Holzstofferzeugung Aufbereitung von Altpapier Papierherstellung und Veredlung	Rohstoffaufbereitung Holzstofferzeugung Papiermaschine Nachbehandlung
Zementindustrie	Zementherstellung		Rohmaterialaufbereitung Mischbettzerkleinerung Klinkerproduktion Abluftventilation	Brecher Rohrmühlen Zementmühlen Abluftventilatoren

Quelle: Statistik Austria (2008)

Die Datenbasis dieses Arbeitspapiers setzt sich zusammen aus Spezialauswertungen der Energiegesamtrechnung, Wertschöpfungs- und Beschäftigtendaten, Gesprächen mit Vertretern der jeweiligen Sparte sowie energiespezifischen Literaturquellen. Als Basisjahr für Wirtschaftsdaten wurde das Jahr 2010 (je nach Verfügbarkeit, sonst 2008) gewählt. Sofern branchenspezifische Daten jüngeren Datums vorhanden sind, wurden diese verwendet.

2 Lastverschiebung in der Industrie: Einführung und Definitionen

Michael Schmidthaler

2.1 Rahmenbedingungen der Analyse von Lastverschiebung in der Industrie

Dieses Arbeitspapier untersucht Maßnahmen, die in der Lage sind, elektrische Lasten zu verschieben. Darüber hinaus müssen weitere Voraussetzungen erfüllt werden, um für Lastverschiebung geeignet zu sein (siehe Kriterien in

Tabelle 2-1). Diese Kriterien und Rahmenbedingungen sind notwendig um ausschließlich Maßnahmen, die für einen Praxiseinsatz tauglich sind, auszuweisen.

Tabelle 2-1: Kriterienkatalog für Lastverschiebungsmaßnahmen

Kriterium	Relevanz (1-5)
Beibehaltung der Produkt- und Prozessstandards	xxx
Beibehaltung sämtlicher Qualitätsstandards von Erzeugnissen und Dienstleistungen	xxxx
Beibehaltung der operativen Wertschöpfung unter Berücksichtigung eines Abgleichs etwaiger Mindereinnahmen durch Lastverschiebungsabgeltungen ⁴	x
Freiwilligkeit der Teilnahme als oberste Maxime ⁵	xxx
Mikroökonomische Optimierung (Kosten/Nutzen auf Individuums- und Unternehmensebene)	xx
Beibehaltung sämtlicher Sicherheitsstandards der Produktion	xxxxx

Quelle: Abschätzung auf Basis von Expertengesprächen und Projektworkshops

Die angeführten Kriterien wurden um die Tatsache erweitert, dass sämtliche Potenziale und Kosten von Lastverschiebungsansätzen unter der Annahme erhoben wurden, keine gesetzgeberischen Interventionen zu benötigen, sondern ausschließlich auf der freiwilligen Teilnahme von Unternehmen zu beruhen.

Das Lastverschiebungspotenzial wird durch die Notwendigkeit, kritische Prozesse aufrecht zu erhalten, eingeschränkt. Da vielfach bereits Vollauslastung besteht, ist es bei Fehlen

⁴ Dies wurde auf Basis Leistungs- und Strukturerhebung der Statistik Austria erhoben.

⁵ Gleiches gilt auch für zukünftig zu entwickelnde Businessmodelle, da Beteiligung und *win-win* Situationen ausschließlich bei freiwilliger Teilnahme möglich sind. Die einzelwirtschaftliche Optimierung ist somit Voraussetzung für sämtliche Lastverschiebungsmaßnahmen.

entsprechender Speicher nur möglich, Lastverschiebungsmaßnahmen umzusetzen, wenn gleichzeitig die Produktion deutlich reduziert wird.⁶ Dies gilt es ökonomisch zu bewerten.

Factbox Lastverschiebung

Unter Lastverschiebung wird in diesem Arbeitspapier die Fähigkeit verstanden, die Nachfrage nach elektrischer Energie für Industriekunden angebots- oder netzbezogen steuern zu können, (siehe auch VDE (2013)). Für eine genauere Definition der Begrifflichkeiten wird auf das Arbeitspapier 1/9 „Einleitung und Rahmenbedingungen“ verwiesen.

2.2 Elektrizitätsverbrauch und Lastverschiebung von Industrieunternehmen in Österreich

Zur Abschätzung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten ist die exakte Kenntnis der bezogenen elektrischen Energie und nachgefragten Leistung von teilnehmenden Unternehmen von großer Bedeutung. Der Jahreslastgang des österreichischen Stromverbrauchs ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

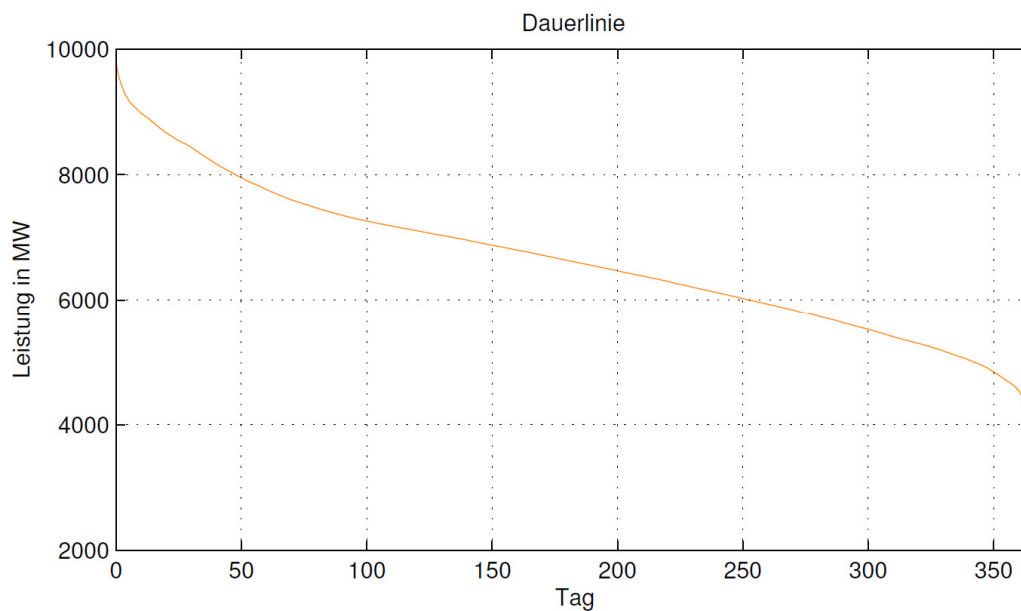


Abbildung 2-1: Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs 2011, Anzahl der Tage

Quelle: Oberhofer (2013)

Die Höchstlast von rund 10 GW wird nur an wenigen Stunden und der Grenzwert von 8 GW nur an rund 50 Tagen im Jahr überschritten. Die Reduktion der Jahreshöchstlast ist ein wichtiger Anreiz für Lastverschiebung.

⁶ Dies gilt vor allem bei kontinuierlichen Prozessen.

2.2.1 Motivation und Relevanz von Lastverschiebungsmaßnahmen in Österreich – Lastgangentwicklung und Versorgungssicherheit

Wie in Abbildung 2-1 ersichtlich ist für das gesamte österreichische Bundesgebiet eine Lastspitze von knapp über 10 GW dokumentiert⁷. Dies ist einerseits Zeugnis einer dynamischen Verbrauchsentwicklung. Andererseits wird bei steigenden Höchstlasten und konstanten Erzeugungskapazitäten die Notwendigkeit für Lastverschiebungsansätze größer.

Dieses Arbeitspapier untersucht daher die Möglichkeiten, die Lastspitze von rund 400 MW durch Maßnahmen der Industrie zu reduzieren. Diese Arbeitshypothese liegt international betrachtet innerhalb publizierter Potenziale. Eine Abschätzung des gesamtwirtschaftlichen Verlagerungspotenzials für Deutschland gibt eine mögliche Reduktion der Spitzenlast von vier Prozent an (Klobasa, 2007). Wird dies auf Österreich umgelegt, korrespondiert dies mit dem von Gutschi und Stigler (2008) vorgeschlagenen 400 MW-Ziel für Österreich.

Werden Maßnahmen zur Erreichung dieses Ziels zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Österreich (rund 10 GW) erreicht, bedeutet dies, dass die Spitzenlast auf rund 9.600 MW verringert werden könnte. Diese Zielvorgabe gilt es aus wissenschaftlicher Sicht im aktuellen Marktumfeld zu analysieren. Technisch stellt allerdings weder die aktuelle Spitze noch die geplante Reduktion ein Problem für die österreichische Versorgungssicherheit dar.⁸

Um die sehr gute Versorgungslage in Österreich abzubilden, stellt Abbildung 2-2 das aktuelle Niveau der Versorgungssicherheit Österreichs im internationalen Vergleich dar.

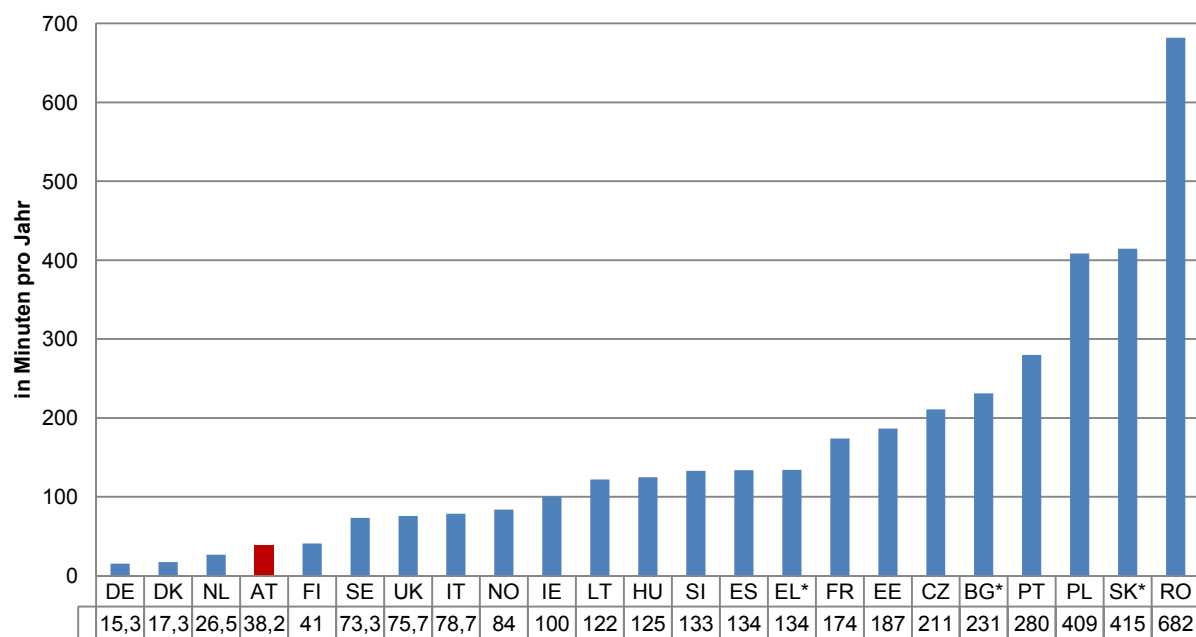


Abbildung 2-2: Ungeplante Versorgungsunterbrechungen in Europa in Minuten (CAIDI, 2009)

Quelle: Council of European Energy Regulators (2012), Alle Werte in Minuten p.a. inklusive aller Ereignisse, *ungeplante Unterbrechungen ohne außergewöhnliche Ereignisse.

⁷ Die historische Höchstlast trat im November 2013 auf (siehe E-Control (2014)). Dies ist um rund 400 MW höher als jene, die noch 2006 von Gutschi und Stigler (2008), welche eine sehr fundierte Analyse von Lastverschiebung in Österreich durchführten, festgehalten wurde.

⁸ In Anbetracht der herrschenden Systemstabilität in Österreich sind Lastverschiebungsansätze primär aus Effizienzgründen anzustreben.

Daraus ist ersichtlich, dass Österreich ein (in der Vergangenheit ebenfalls, im zeitlichen Verlauf) sehr hohes und beständiges Niveau an Versorgungssicherheit aufweist. Die Werte (Österreich: 38 min/Jahr) beziehen sich auf den *Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)*. Dies ist eine zentrale Maßeinheit für die Messung der Ausfallsminuten pro Verbraucher und Jahr. Weitere Analysen zum Thema Versorgungssicherheit und zur Situation in Österreich sind unter anderem in Schmidthaler et al. (2012) zu finden. Über den Beitrag zur Versorgungssicherheit hinausgehende Vorteile von Lastverschiebung sind beispielsweise die Möglichkeit einen Beitrag zum Regel- oder Ausgleichsenergiemarkt zu leisten, bzw. an diesem teilzunehmen.

2.2.2 Energetischer Endenergieverbrauch und Strombezug der Industrie

Der elektrische Gesamtenergieverbrauch des produzierenden Sektors belief sich im Jahr 2012 auf rund 28 TWh (Statistik Austria, 2014). Um eine Einordnung in die gesamt- und energiewirtschaftliche Bedeutung des produzierenden Sektors zu ermöglichen, ist in Abbildung 2-3 der sektorale Endverbrauch mit elektrischer Energie in Österreich 2012 dargestellt.

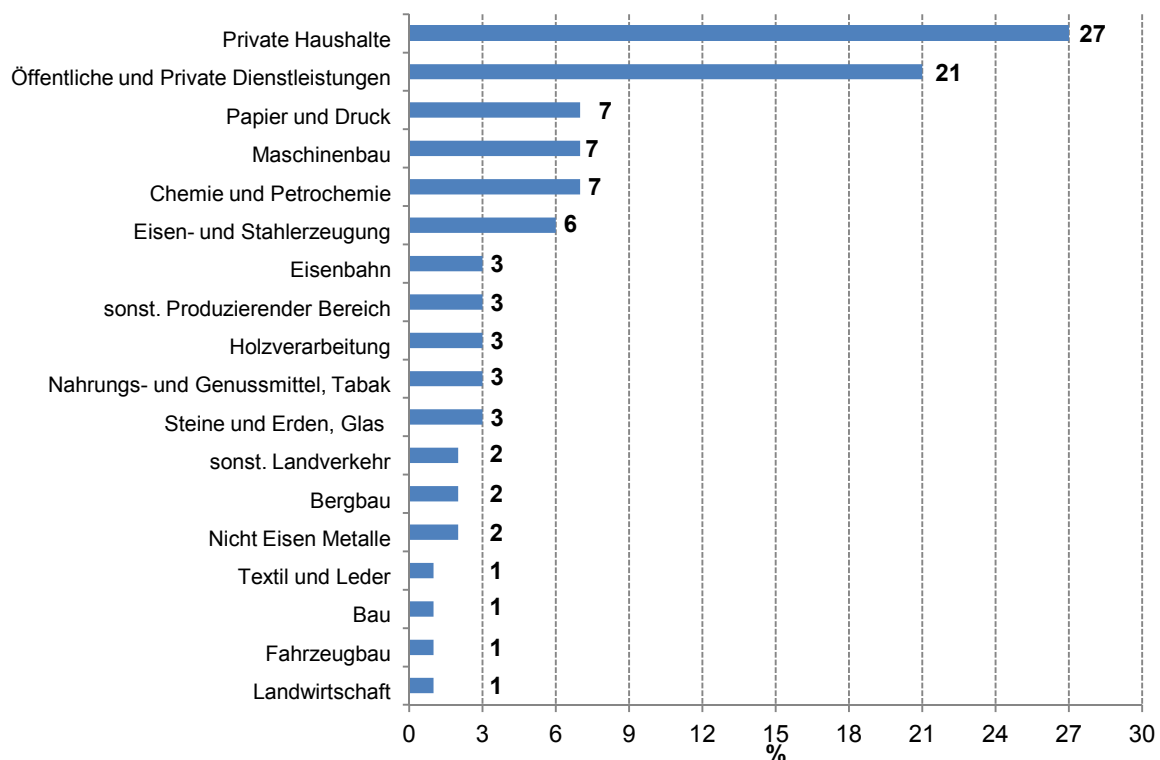


Abbildung 2-3: Sektoraler Stromverbrauch prozentuelle Verteilung Österreich 2012

Daten: Statistik Austria (2014)

Industrieunternehmen sind neben den Privathaushalten die wichtigste Einzelkonsumentengruppe in Österreich. Um eine Einordnung der historischen Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs dieser Sektoren zu ermöglichen, veranschaulicht Abbildung 2-4 den Endverbrauch mit elektrischer Energie der in diesem Arbeitspapier analysierten Branchen des produzierenden Sektors von 1999 bis 2008 in Österreich.

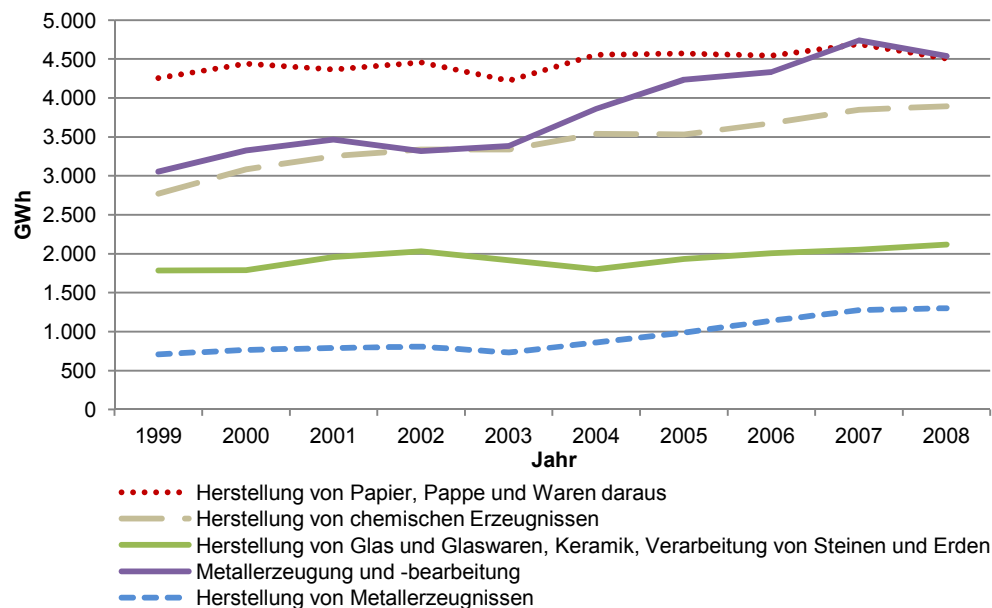


Abbildung 2-4: Entwicklung des jährlichen Endverbrauchs mit elektrischer Energie ausgewählter Wirtschaftsbereiche des produzierenden Sektors

Quelle: Statistik Austria (2010)

Aus Abbildung 2-3 ist ersichtlich, dass diese ausgewählten Sektoren für rund 32 % des österreichischen Gesamtstrombedarfs verantwortlich sind. Abbildung 2-5 stellt den relativen Anteil am sektoralen Stromverbrauch der untersuchten Sektoren dar.

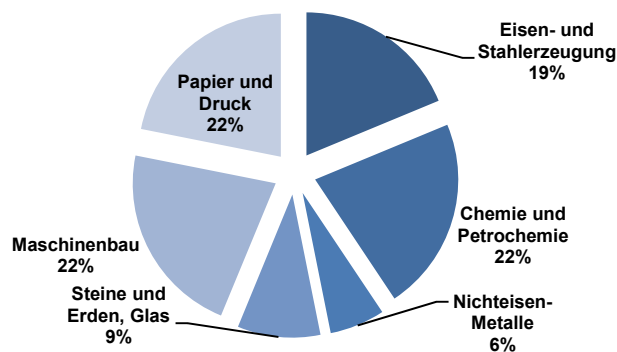


Abbildung 2-5: Verteilung der Endverbrauchs elektrischer Energie der in Loadshift untersuchten Sektoren

Quelle: Statistik Austria (2014)

Der elektrische Gesamtenergieverbrauch der in diesem Arbeitspapier analysierten Wirtschaftsbereiche beträgt 19,8 TWh. Diese werden nachfolgend ausführlich analysiert, um die Dimension der möglichen Lastverschiebungspotenziale und -kosten darzustellen.⁹

⁹ In Anbetracht der verschiedenen für Lastverschiebung geeigneten Sektoren ist die Setzung von Schwerpunkten notwendig. So finden Hinterberger und Polak (2011), dass: „Wirtschaftliches Lastverschiebungspotenzial erwartet [wird]. Dies gilt vor allem für die Grundstoffindustrie, [...] Papier, Metall, Zement, Glas (Keramik), da dort große Einzelverbraucher vorhanden sind. [...] 39 der 50 größten Stromverbraucher im industriellen Bereich kommen

2.3 Literaturvergleich nationaler und internationaler Studien

Lastverschiebungsansätze in der Industrie wurden sowohl national wie auch international in verschiedenen Projekten detailliert erhoben. Die Ergebnisse dieser Studien werden im Folgenden dargestellt.

2.3.1 Lastverschiebung in Österreich

In der Vergangenheit untersuchten verschiedene Studien (siehe auch Arbeitspapier 3/9 „Literaturvergleich“) die Lastverschiebungspotenziale und -kosten von Industrieunternehmen in Österreich. Die evaluierten Potenziale basieren auf teilweise unterschiedlichen Annahmen. Hütter et al. (2013)¹⁰ halten beispielsweise für Österreich fest, dass die gesamte jährlich verschiebbare Menge elektrischer Energie rund 100 bis 200 GWh entspricht. Dies entspricht rund 0,3 % der österreichischen Jahresstromproduktion. Die Autoren gehen von einem Verschiebungspotenzial von insgesamt 320 MW aus, welches mittels Simulationsansatz für Österreich getestet wurde.

Gutschi und Stigler (2008) berichten in ihrer sehr detaillierten Analyse von Lastverschiebungseignung und -kosten der österreichischen Industrie ein Gesamtverschiebungspotenzial von 664 MW, wobei Dienstleistungen und öffentliche Administration mit berücksichtigt wurden. Tabelle 2-2 zeigt diese Aufstellung sowie den Branchenstromverbrauch und eine Abschätzung des maximalen technischen Potenzials für verbraucherseitige Lastreduktion in Österreich.

aus den vier Sektoren Papier, Stahl, Chemie und Steine & Erden.[...]25 Betriebe sind für ca. 50 % des Gesamtstromverbrauchs in der Industrie verantwortlich“.

¹⁰ In dieser Studie wird ebenfalls festgehalten, dass rund 90 % dieses Verschiebepotenzials äquivalent zur Produktion von Gaskraftwerken stehen. Für die ökonomische Bewertung von Lastverschiebungsmaßnahmen ist demnach die Kostenstruktur von Gaskraftwerken ein bestimmender Faktor. Diese Kapazitäten sind üblicherweise als letzte in der *Merit-order* angeordnet und sind für die Abdeckung von Spitzenlasten verantwortlich.

Tabelle 2-2: Abschätzung des maximalen technischen Potenzials für verbraucherseitige Lastreduktion in Österreich

Branche	Branchenstromverbrauch		untersuchte Unternehmen			Gesamt-potenzial, [MW]
	2004 [MWh]	2005 [MWh]	Verbrauch [MWh]	Anteil	[MW]	
Eisen-und Stahlerzeugung	3.094.538	3.153.171	2.308.345	73 %	92	126
Chemie und Petrochemie	3.541.578	3.608.681	2.009.391	56 %	36	64
Nichteisen-Metalle	767.069	781.603	558.156	75 %	20	26
Steine und Erden, Glas	1.800.133	1.834.241	504.341	27 %	29	104
Fahrzeugbau	929.399	939.740	219.006	23 %	0,7	3
Maschinenbau	2.590.305	2.639.384	100.589	3,8 %	1,5	40
Bergbau	666.466	679.094	4.000	0,6 %	0,6	100
Nahrungs- und Genussmittel	1.528.029	1.566.981	53.813	3,5 %	0	4
Papier und Druck	4.908.586	4.879.684	4.258.637	87 %	129	148
Holzverarbeitung	1.198.074	1.441.193	-	-	-	8
Bau	440.119	480.009	8.040	1,7 %	0	0
Textil und Leder	628.236	640.140	-	-	-	4
sonst. produzierender Bereich	1.284.653	1.308.993	306.999	23 %	2,1	9
Eisenbahn	1.930.000	1.366.568	-	-	-	0
sonstiger Landverkehr	1.154.411	1.176.284	452	0,0 %	0	0
Transport in Rohrfernleitungen	174.326	177.629	-	-	-	0
Binnenschifffahrt	0	0	-	-	-	0
Flugverkehr	0	0	-	-	-	0
Öffentliche und private Dienstleistungen	12.995.195	13.241.419	45.881	0,3 %	0,1	28
Private Haushalte	14.429.348	14.661.925	0	-	-	0
Landwirtschaft	1.218.815	1.219.053	0	-	-	0
Summe	55.219.280	56.385.792	10.217.651		310	664

Quelle: Gutschi und Stigler (2008)

Das vorliegende Arbeitspapier folgt dieser Bewertung und analysiert sechs Wirtschaftsbereiche, die besondere Eignung für Lastverschiebung aufweisen. Diese Eignung sowie eine erste Abschätzung des elektrischen Energieverbrauchs je Wertschöpfungseinheit (als Approximation der Stromintensität) sind in Tabelle 2-3 dargestellt.¹¹

¹¹ Zusätzlich wird eine Unterscheidung in Metallerzeugung und –bearbeitung sowie Elektrostahlerzeugung angewandt.

Tabelle 2-3: Stromintensität österreichischer Wirtschaftsbranchen in Relation zur Bruttowertschöpfung (Basisjahr 2002)

Sektor mit hoher Eignung	Eignung für Lastverschiebung laut Gutschi und Stigler (2008)	Verbrauch elektr. Energie (kWh pro 1000 € Bruttowertschöpfung)
Papier & Pappe	Hoch	3.005
Eisen & Stahl	Hoch	1.868
Bergbau, Steine & Erden	Hoch	1.573
Chemie	Hoch	1.512
Nichteisen-Metalle	Hoch	1.129

Quelle: Gutschi und Stigler (2008)

Darüber hinaus analysieren Oberhofer (2013) sowie Berger et al. (2012) verschiedene Aspekte von Lastverschiebungsmaßnahmen in Österreich.

2.3.2 Internationale Studien zu Lastverschiebung

Deutschland gilt als Vorreiter in der Analyse von Lastverschiebung. Klobasa et al. (2007) untersuchen die Potenziale und Kosten sehr detailliert und definieren für Deutschland die in Tabelle 2-4 dargestellten Potenziale.¹²

Tabelle 2-4: Analyse des Lastverschiebungspotenzials in Deutschland

Sektor/Wirtschaftsbereich	Gesamt p.a.
Chemie	580 MW
Papier	810 MW
Eisen/Stahl	400 MW
Nichteisen-Metalle	300 MW
Zementherzeugung	180 MW
SUMME	2270 MW

Quelle: Klobasa et al. (2007)

Es gilt festzuhalten, dass dies in Hinblick auf relative Vergleichbarkeit eng mit den in Gutschi und Stigler (2008) publizierten Werten für Österreich in Verbindung steht.

Ebenfalls für Deutschland wurden in Popp (2013) detailliert die mögliche Maximaldauer, das maximale Verschiebepotenzial, die verschiebbare Energiemenge, die Anzahl der Aktivierungen sowie die lastverschiebungsrelevanten Produktionsanteile dargestellt. Insbesondere die zeitlichen Parameter (Dauer und max. Anzahl der Aktivierungen) ist aufgrund ähnlicher Prozessstrukturen auf Österreich übertragbar. Tabelle 2-5 stellt dies dar.

¹² Diese Potenziale sind als Richtwert für Österreich zu analysieren. Dies ist vor allem aufgrund bedingt vergleichbarer Wirtschafts- und Bevölkerungsstrukturen als relevanter Richtwert einzuordnen.

Tabelle 2-5: Sektorspezifisches Lastverschiebungspotenzial in Deutschland

Anwendung	Load-shifting [in GWh]	Max. Leistungsverschiebung [in MW]	Maximaldauer [in h]	Max. Anzahl an Aktivierungen	DSM relevante Produktionsanteile
Aluminiumelektrolyse	31	198	4	40	25 %
Papierherstellung (wood pulp production)	621	851	2	365	100 %
Elektrostahlherstellung	74	463	4	40	50 %
Stahlwalzanwendungen	43	361	3	40	50 %
Kühlkompressoren, Kühlhäuser	165	227	2	365	15 %
Chlorelektrolyse (Membrane)	146	914	4	40	67 %
Zement	121	111	3	365	50 %
Kupfer/Zink Elektrolyse	5	31	4	40	25 %
GESAMT	386	3.156	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung und Übersetzung, basierend auf Popp (2013)

In Popp und Klobasa (2013) wird auf Basis einer Befragung unter Industrieunternehmen die Sichtweise von potenziellen Teilnehmern hinsichtlich vorhandener Lastverschiebungspotenziale evaluiert. Gegenwärtig weisen einige Produktionsbereiche (bspw. Aluminium, Papier, Chlorerzeugung, u.a.) Lastverschiebungspotenziale auf. Interessanterweise wird dabei für das Jahr 2030 mit einer deutlichen Annäherung von Kosten für die Aktivierung von Lastverschiebungen in den verschiedenen Sektoren mit den Erlösen, die über verschiedene Marktmechanismen¹³ erzielt werden können, gerechnet, sodass (bis auf wenige Bereiche wie bspw. Walzstahl) sämtliche Prozesse für Lastverschiebung aus ökonomischer Sicht geeignet wären. Dazu zählen *real-time-pricing (RTP)*, *time-of-use (TOU)*, sowie *critical-peak pricing (CPP)* welche jeweils verschiedene Modelle zur Bereitstellung verschiebbarer Lasten implizieren. Tabelle 2-6 und Tabelle 2-7 stellen diese ausführlich dar.

Tabelle 2-6: Spezifische Erlöse verschiedener Wirtschaftsbereiche für die Bereitstellung notwendiger Kapazitäten für Lastverschiebung [€/MWh] (Basisjahr 2010)

spezifische Erlöse [€/MWh] 2010				
	Spez. Erlöse RTP	Spez. Erlöse TOU	Spez. Erlöse CPP	Aktivierungskosten
Aluminium	1 - 5	10 - 15	60 - 65	10 - 15
Papier		10 - 15	25 - 30	10 - 15
E-Stahl			40 - 45	70 - 75
Walzstahl				475
Kühlung, Ernährung	1 - 5	15 - 20	20 - 25	5 - 10
Chlor	5 - 10	15 - 20	55 - 60	1 - 5
Zement		10 - 15	15 - 20	10 - 15
Zink & Kupfer	5 - 10	10 - 15	40 - 45	5 - 10

Quelle: (Popp, 2013)

¹³ Dazu zählen *real-time-pricing*, *time-of-use* sowie *critical-peak pricing*.

Dies ist für die Analyse der Lastverschiebungskosten in Österreich relevant, da ähnliche Branchenstrukturen bestehen und die prognostizierte Entwicklung bis 2030 aller Voraussicht nach vergleichbar sein wird.

Tabelle 2-7: Spezifische Erlöse verschiedener Wirtschaftsbereiche für die Bereitstellung notwendiger Kapazitäten für Lastverschiebung [€/MWh] (Basisjahr 2030)

spezifische Erlöse [€/MWh] 2030				
	Spez. Erlöse RTP	Spez. Erlöse TOU	Spez. Erlöse CPP	Aktivierungskosten
Aluminium	210 - 215	40 - 45	70 - 75	10 - 15
Papier	55 - 60	45 - 50	50 - 55	10 - 15
E-Stahl	125 - 130	-	120 - 125	85 - 90
Walzstahl	125 - 130	-	-	574
Kühlung, Ernährung	70 - 75	50 - 55	55 - 60	5 - 10
Chlor	205 - 210	50 - 55	70 - 75	5 - 10
Zement	65 - 70	40 - 45	50 - 55	10 - 15
Zink & Kupfer	235 - 240	50 - 55	105 - 110	5 - 10

Quelle: Popp (2013)

Agora Energiewende (2013) analysiert verfügbare Lastmanagementansätze zur Nutzung im Regelleistungsmarkt. Tabelle 2-8 gibt einen Überblick der möglichen Kapazitäten für Lastverschiebungsmaßnahmen in Süddeutschland, bei Gewährung einer Vergütung, wie sie die AbLaV¹⁴ vorsieht (Leistungsvergütung als *flat rate* von 2.500 €/MW pro Monat und einer zusätzlichen Vergütung bei Abruf zwischen 100 und 400 €/MWh). Interessant sind vor allem die flexiblen Anteile, da diese Ergebnisse für Österreich übertragbar sind.

Tabelle 2-8: Verfügbare Lastmanagementansätze zur Nutzung im Regelleistungsmarkt beziehungsweise für Redispatch-Maßnahmen bei Anwendung der Vergütung auf Basis der AbLaV für Süddeutschland

Anwendung	max. Leistungsbedarf in MW	flexibler Anteil in %	Ökonom. nach AbLaV in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit pro Jahr
Zement (Roh- und Zementmühlen)	130	40	ca. 50	bis zu 4, z. T. länger	20- bis 50-mal
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	100	ca. 90	2, z. T. länger	20- bis 50-mal
Chlor (Elektrolyse)	250	65	ca. 160	ca.2	20- bis 50-mal
Stahl (Elektrostahlofen)	200	75	ca. 150	ca.2	20- bis 50-mal
Summe	-	-	ca. 450	ca.2	20- bis 50-mal
bisher genutzt im Regelleistungsmarkt	-	-	ca. 76	-	-
bisher genutzt für opt. Beschaffung	-	-	geschätzt 300 bis 400	-	-

Quelle: Agora Energiewende (2013)

In Hinblick auf die lastverschiebungsgerechten Prozesse kommen die verschiedenen Studien zu unterschiedlichen Ergebnissen. Agora Energiewende (2013) führte eine Erhebung bei Industriekunden durch.¹⁵ Tabelle 2-9 präsentiert die Ergebnisse dieser Studie, wobei die große Mehrheit die größten Potenziale in der Produktion sieht.

¹⁴ Siehe Arbeitspapier „Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage“, insbesondere der deutschen Abschaltverordnung.

¹⁵ Dort wurden folgende Fragen gestellt: „Welche Anwendungen sind an Ihrem Standort zur Lastverschiebung/Lastabschaltung geeignet? Größtes und Zweitgrößtes Potenzial?“

Tabelle 2-9: Ergebnis einer Befragung von deutschen Industrieunternehmen zur Eigenabschätzung der Lastverschiebungspotenziale

Anwendungen	Verschiebepotenziale [in % aller Antworten]	
	Größtes	Zweitgrößtes
Prozesswärme	12 - 14	7 - 9
Prozesskälte	9 - 11	5 - 7
Produktion	37 - 39	6 - 8
Klimatisierung	9 - 11	9 - 11
Fördertechnik	1 - 3	1 - 3
Druckluft	3 - 5	18 - 20
Belüftung	16 - 18	6 - 8
Beleuchtung	3 - 5	18 - 20

Quelle: Agora Energiewende (2013)

Tabelle 2-10 stellt die Antworten auf die Erhebung der maximalen Dauer der Lastverschiebung dar. Interessant ist, dass nahezu 99 Prozent der Teilnehmer eine maximale Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen von bis zu 30 Minuten als einfach realisierbar betrachten. Bei vier Stunden liegt dieser Wert nur mehr bei lediglich 15 Prozent. Diese ursprünglich für Deutschland erhobenen Werte sind aufgrund ähnlicher Prozessstrukturen als Näherungswert auch für Österreich anwendbar.

Tabelle 2-10: Eigenabschätzung der maximalen Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen gemäß Onlineumfrage unter deutschen Industrieunternehmen

max. Dauer der Lastflexibilisierung [in % aller Antworten]	
bis zu 30 Minuten	97 – 99 %
bis zu 2 Stunden	61 – 64 %
bis zu 4 Stunden	17 – 20 %
über 4 Stunden	15 – 18 %

Quelle: Agora Energiewende (2013), Vorankündigung mindestens 24 Stunden, Bereitstellung notwendiger Anreizstrukturen

Die Produktionsmengen, sowie die spezifischen Energieverbräuche und gegebenenfalls die Nutzungsdauer innerhalb eines Jahres (ähnlich der Volllaststunden) werden in Tabelle 2-11 dargestellt.

Tabelle 2-11: Leistungsbedarf von energieintensiven Prozessen in Süddeutschland

Branche	Anwendung	Produktion in Süd- deutschland	Spezifischer Strombedarf	Strom- bedarf	Benutzungs- dauer	Max Leistungs- bedarf
		in kt	in MWh/kt	in GWh	in h	in MW
Zement	Roh- und Zementmühlen	11.000	65	715	5.500	130
Papier	Holzschleifer	340	2.000	680	7.500	90
Metall	Elektrostahlofen	3.100	400	1.240	6.100	200
Chemie	Chlorherstellung	660	2.900	1.914	7.700	250
						670

Quelle: Agora Energiewende (2013)

Tabelle 2-12 zeigt eine Abschätzung der sektoralen Eignung verschiedener Ventilationsprozesse in Deutschland (Klobasa, 2007). Dies ist deshalb von großer Bedeutung, da anhand der Ventilation exemplarisch auf die großen Potenziale von Hilfsprozessen für Lastverschiebungszwecke eingegangen wird.

Tabelle 2-12: Sektorale Eignung für Lastmanagement von Ventilatoren in Industrieunternehmen

Branche	Strom-Bedarf (GWh/a)*	Anteil Ventilation %	Strombedarf Ventilation (GWh/a)	Abschätzung Last-management %	Durchschnittliches Potenzial (MW)
Maschinenbau	9.000	9	810	30	35
Fahrzeugbau	16.806	9	1.513	30	65
sonstige Wirtschaftszweige	22.833	11	2.502	30	107
Metallbearbeitung	11.167	12	1.340	25	48
Gummi und Kunststoff	11.500	9	1.035	15	22
Ernährung	13.861	10	1.386	15	30
Glas, Keramik	4.364	19	829	15	18
Nichteisen-Metalle, Erzeugung	20.111	7	1.408	-	-
Chemie	8.861	8	709	-	-
Grundstoffchemie	40.611	8	3.249	-	-
Eisen- und Stahlerzeugung	20.139	9	1.813	-	-
Zement und Kalk	7.861	10	786	-	-
Papier	16.700	16	2.672	-	-
Summe	203.814	10	20.052	11	325
* Strombedarf für 2002, Laufzeit Ventilatoren 7.000 h/a					

Quelle: Klobasa et al. (2011), sowie eigene Berechnungen

Es zeigt sich, dass allein in den Ventilationsprozessen der Industrie großes Lastverschiebungspotenzial steckt, sodass eine weitere Untersuchung hinsichtlich Lastverschiebungsmaßnahmen von Hilfs- und Nebenprozessen auch für Österreich angeregt werden kann.

2.3.3 Lastverschiebungspotenziale für Österreich

Aufgrund der Datenlage und Branchenstruktur ist vielfach eine Vergleichbarkeit mit den in Deutschland durchgeführten Studien gegeben. Tabelle 2-13 stellt daher als Ausgangspunkt der weiteren Analyse eine erste Abschätzung der Lastverschiebungspotenziale für Österreich mit den auf Basis einer sehr umfangreicher Studie für Deutschland gegenüber.

Tabelle 2-13: Indikative Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials in Österreich auf Basis der Berechnungen für Deutschland

Sektor	Berger et al. (2013)	Potenzialabschätzung für Österreich auf Basis von Klobasa et al. (2007)
Chemie und Petrochemie	30 MW **	58 MW ¹⁶
Papier und Druck	70 MW **	81 MW
Eisen- und Stahlerzeugung	95 MW **	40 MW
Nichteisen-Metalle	20 MW **	30 MW
Steine und Erden, Glas	85 MW **	18 MW ¹⁷
Summe ¹⁸	300 MW	227 MW

Quelle: Berger et al. (2013); ** die hier angegebenen Werte wurden einer Abbildung dieser Studie entnommen und entsprechen daher nur Schätzwerten. Abschätzung basieren auf Klobasa et al. (2007). Die Angaben gelten für Verschiebungspotenziale von einer Stunde.

Es zeigt sich, dass bei Anwendung einer ersten *top-down* Schätzung, die Potenziale im Aggregat ähnlich bewertet werden. Zwar werden einige Sektoren (so bspw. die Zementproduktion, die dem Bereich „Steine und Erden, Glas“ zugewiesen ist) in Österreich stärker berücksichtigt, dennoch bietet diese Gegenüberstellung einen Ausgangspunkt für die weitere Analyse in diesem Arbeitspapier. Gutschi und Stigler (2008) zeigen darüber hinaus, dass die Sektoren Papier und Druck, Eisen- und Stahlproduktion sowie Chemie und Petrochemie hohe Lastverschiebungspotenziale aufweisen.

2.3.4 Prozessspezifische Potenziale und Kosten von Lastverschiebungsansätzen

Von besonderer Relevanz ist die ökonomische Betrachtung dieser Lastverschiebungsmöglichkeiten, die in diesem Arbeitspapier als Lastverschiebungskosten definiert werden. Diese sind, wie in Tabelle 2-14 dargestellt, in Abhängigkeit des untersuchten Sektors sehr unterschiedlich. So werden beispielsweise für Wirtschaftsbereiche mit hohem Lastverschiebungspotenzial (bspw. Eisen- und Stahlerzeugung) spezifische Opportunitätskosten von 730 €/MWh angegeben, während für Maßnahmen im Bereich der Nichteisen-Metalle Kosten von bis zu 4.000 €/MWh auftreten.

¹⁶ In dieser Studie liegt der Fokus auf den Lastverschiebungspotenzialen der Chlor-Alkali Elektrolyse, als einem Teilbereich des Sektors „Chemische Erzeugnisse“.

¹⁷ Fokus auf Teilbereich Zement, der wiederum zur ÖNACE Abteilung „Steine und Erden, Glas“ zu zählen ist.

¹⁸ Das Aggregat bezieht sich auf die hier untersuchten Sektoren und stellt eine erste Abschätzung der relevanten Sektoren dar.

Tabelle 2-14 zeigt eine Abschätzung der Potenziale und der spezifischen Opportunitätskosten ausgewählter österreichischer Industriebetriebe, die für verbraucherseitiges Lastmanagement geeignet sind. Basis ist das Jahr 2005.

Tabelle 2-14: Abschätzung der spezifischen Opportunitätskosten ausgewählter österreichischer Industriebetriebe für verbraucherseitiges Lastmanagement (Basisjahr 2005)

Betrieb	Leistung [MW]	spezifische Opportunitätskosten [€/MWh]
Papierfabrik A (mit Holzschliffproduktion)	95	190
Papierfabrik B (mit Holzschliffproduktion)	85	200
Papierfabrik C (mit chemischen Aufschluss)	30	470
Papierfabrik D (mit chemischen Aufschluss)	90	400
Zelluloseerzeugung und -verarbeitung	65	550
Zementwerk A	13	510
Zementwerk B	10	580
Stahlwerk A (Baustahl)	35	210
Stahlwerk B (Edelstahl)	57	570
Eisen- und Stahlgusswerk	8,5	730
Kupferhütte (ohne Elektrolyse)	7,8	950
Holzverarbeitung	23	1.340
Aluminiumverarbeitung	6	440
Aluminiumgusswerk A	10	1.370
Aluminiumwalzwerk	16,5	2.330
Aluminiumgusswerk B	1,6	3.970

Quelle: Gutschi und Stigler (2008)

Diese von Gutschi und Stigler (2008) erhobenen Werte werden in diesem Arbeitspapier berücksichtigt. Es erfolgt darüber hinaus eine Aktualisierung sowie Verifizierung in den nachfolgenden Kapiteln.

3 Chemische Industrie

Christian Elbe, Michael Oberhofer

In der chemischen Industrie haben laut Klobasa et al. (2011) zwei Bereiche einen ausreichend großen Energiebedarf, bei dem zudem auch die Prozessverläufe für eine Lastverschiebung geeignet sind. Diese sind zum einen die Chloralkali-Elektrolyse und zum anderen die Luftzerlegung.

3.1 Chloralkali-Elektrolyse

Bei der Chloralkali-Elektrolyse werden die wichtigen Grundchemikalien Chlor, Wasserstoff und Natronlauge aus Natriumchlorid erzeugt. Dabei wird Steinsalz, das aus Kochsalz (Natriumchlorid) besteht, zur Elektrolyse verwendet. Aus 165 kg Natriumchlorid und 51 kg Wasser können 100 kg Chlor und 113 kg Natronlauge erzeugt werden (Festel et al., 2001).

Prinzipiell kann man bei dem Prozess für die Elektrolyse zwischen Amalgam-, Diaphragma- und Membranverfahren unterscheiden, wobei sich jedoch nur letzteres für eine Lastverschiebung eignet. Bei den anderen beiden erwähnten Verfahren wirken sich Leistungsänderungen zu stark auf die Lebensdauer der verwendeten Komponenten aus.

3.1.1 Chloralkali-Elektrolyse International

Weltweit existieren über 650 Produktionsstätten zur Herstellung von Chlor sowie Folgeprodukten mit einer Kapazität von 58 Mio. t Chlor sowie 62 Mio. t Natriumhydroxid („Natronlauge“), (WCC World Chlorine Council, 2011). 85 dieser Anlagen mit einer Kapazität von 12,6 Mio. t befinden sich in Europa und produzierten im Jahr 2011 etwa 10 Mio. t Chlor, wobei in Deutschland mit 4,35 Mio. t knapp die Hälfte der Produktionsmenge hergestellt wird. Der Anteil der Kapazität am verwendeten Elektrolyseverfahren (Stand 2011) teilt sich wie folgt auf: Membranverfahren (51 %), gefolgt vom Amalgamverfahren (31 %) sowie dem Diaphragmaverfahren (14 %) und andere (4 %), (Euro Chlor, 2012).

Tabelle 3-1 zeigt Kennzahlen für das hier betrachtete Verfahren.

Tabelle 3-1: Betrachtete für Lastverschiebung relevante Verfahren in Österreich

Betrachtetes Verfahren: Membranverfahren			
Spezifischer Energiebedarf [in kWh/t]	Bezeichnung nach ÖNACE 2008	Energieverbrauch in Österreich [in MWh/a]	Leistungsbedarf der Anwendung auf Sektorebene [in MW]
2.600	C20.11	200.000	22

Quelle: DonauChem (2012)

3.1.2 Chloralkali-Elektrolyse in Österreich

In Österreich führt nur ein einziges Unternehmen (Donau Chemie Brückl) in Kärnten eine Chloralkali-Elektrolyse durch. Die relevanten Kennzahlen des Betriebes sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Kennzahlen der Chloralkali-Elektrolyse in Österreich

Kennzahl	Durchschnittliche Werte	Quelle
Chlorproduktion / Tag	195 t/d	DonauChem (2012)
Chlorproduktion / Jahr	70.000 t/a	DonauChem (2012)
Natronlauge / Tag	220 t/d	Festel et al. (2001)
Natronlauge / Jahr	79.000 t/a	Festel et al. (2001)
Stromverbrauch / Jahr	200.000 MWh/a	DonauChem (2012)
Spezifischer Strombedarf	2,6 MWh/t _{Chlor}	DonauChem (2012)
Kosten	Durchschnittliche Spotpreise	Literaturquelle
Chlor / Tonne	200-400 EUR/t	ICIS (2013), Chemical Market
Natronlauge / Tonne	240-420 EUR/t	Associates Inc. (2011)

Quelle: Literaturwerte

Abbildung 3-1 stellt die historische Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs in der chemischen Industrie dar.

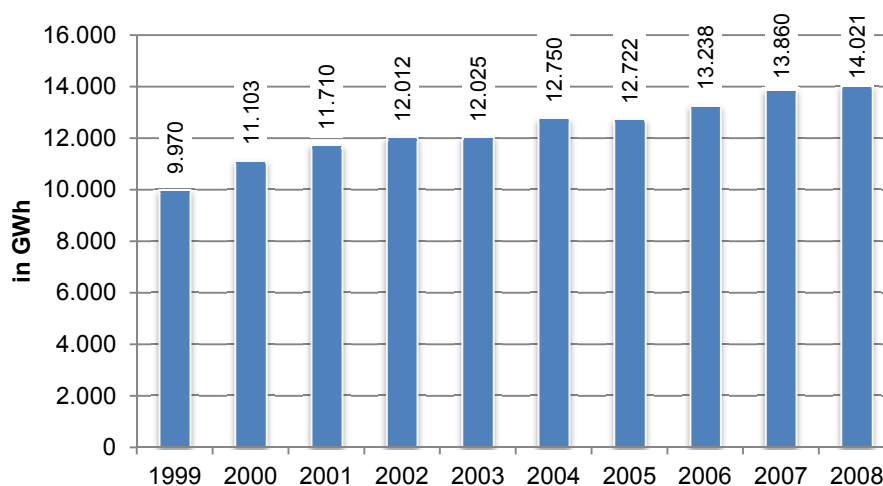


Abbildung 3-1: Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Herstellung von chemischen Erzeugnissen" in GWh, Quelle: Statistik Austria (2010)

3.1.3 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Chloralkali-Elektrolyse in Österreich

Bei der Analyse der Lastverschiebungspotenziale bei der Chloralkali-Elektrolyse ist zu beachten, dass die Minimallast zwischen 40 % und 60 % der Spitzenlast beträgt, da eine Totalabschaltung sich negativ auf die Lebensdauer der eingesetzten Membranen auswirken würde. Die Leistung kann zudem auch nicht abrupt reduziert werden, sondern nur kontinuierlich in einem Zeitraum von rund einer Stunde auf die Minimallast gesenkt werden.

3.1.3.1 Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale

Laut Schmittinger et al. (2000) können die Elektrolysezellen mit einer Stromdichte von 1,5-7 kA pro m² Membranfläche betrieben werden. Der normale Betriebsbereich liegt bei 3-5 kA/m² und ist abhängig vom Produktionsbedarf. Die Stromdichte kann zum Zweck der Lastverschiebung auf bis zu 0,9 kA/m² reduziert werden (O'Brien et al., 2005). Einem Handbuch für eine Membranfolie zufolge sind Laständerungen innerhalb einer Stunde durchführbar (Du Pont, 2000). Das bedeutet bei Reduktion auf 50 % der Spitzenleistung einem Leistungsgradienten von etwa 0,2 MW/min. In Tabelle 3-3 sind die wichtigsten elektrischen Parameter der Chloralkali-Elektrolyse angeführt. Die Chlorproduktion wird durchgehend, ausgenommen zu Wartungszwecken, also an nahezu 365 Tagen im Jahr durchgeführt.

Tabelle 3-3: Elektrische Parameter der Chloralkali-Elektrolyse in Österreich (Basisjahr 2012)

Elektrische Parameter	Wert
Spitzenlast in MW	22 MW
spez. elektrischer Energieverbrauch	2,6 MWh/t _{Chlor}

Quelle: DonauChem (2012)

3.1.3.2 Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung

In Österreich besteht nur eine einzige Anlage für die Chlorproduktion und diese ist planmäßig an fast 365 Tagen im Jahr bei maximaler Produktionskapazität in Betrieb. Aufgrund dessen würde eine Lastverschiebung eine Minderproduktion nach sich ziehen, da nur eine Leistungsreduktion durchführbar sowie sinnvoll wäre. Rein technisch bedeutet das, dass ein möglicher Lastverschiebungseinsatz, in Form einer Leistungsreduktion, grundsätzlich jederzeit erfolgen kann. Eine Reduktion auf 50 % der Nennleistung wäre dabei durchführbar und das theoretisch über mehrere Stunden hinweg. Allerdings spielt dabei die wirtschaftliche Betrachtung eine wesentliche Rolle, da zum einen Liefervereinbarungen sowie andere Verbindlichkeiten erfüllt werden müssen und somit eine Lastverschiebung in Form einer Leistungsreduktion nicht ohne weiteres durchgeführt werden kann. Eine solch detaillierte Bewertung auch unter Berücksichtigung von anderen zusätzlichen Kosten, beispielsweise vorzeitigem Verschleiß, kann nur vom Betrieb selbst durchgeführt werden.

3.1.3.3 Lastverschiebungskosten

Angenommene Randbedingungen

Eine Berechnung der tatsächlichen Lastverschiebungskosten kann allgemein nur vom Betrieb selbst durchgeführt werden und zudem ist eine so umfangreiche Detailanalyse im Rahmen dieses Projektes nicht durchführbar. Da im Projekt Loadshift das Ziel gesetzt wurde auch eine monetäre Bewertung der Kosten durchzuführen, wird im Folgenden eine Abschätzung über die Mindestkosten, die für den Betrieb auftreten, gemacht. Es sei hierbei nochmals ausdrücklich erwähnt, dass die tatsächlichen Kosten durchaus stark von den hier abgeschätzten Werten abweichen können. Allerdings bietet diese Abschätzung eine erste Größenordnung für weitere notwendige Detailbetrachtungen.

Aufgrund der fast durchgängigen Produktion ist, wie bereits erwähnt, nur eine Lastreduktion durchführbar. Deshalb wird versucht hier die Kosten bzw. die entgangenen Erträge abzuschätzen, welche durch eine Verringerung der Gesamtproduktionsmenge entstehen würden. Dabei wird eine Kennzahl ermittelt, die den Energieanteil der Lastverschiebung monetär bewertet. Die wirtschaftlichen Auswirkungen der verminderten Produktion werden dabei nicht berücksichtigt. Da die Preise der Rohstoffkosten Schwankungen unterliegen und zudem vertraglich zugesicherte Preise mit den Preisen vom Spotmarkt abweichen, wurde für Chlor als auch Natronlauge ein Erlöswert von 300 €/t als Annahme für die Berechnung herangezogen (siehe auch Tabelle 3-4).

Für eine Abschätzung der Opportunitätskosten (jener Kosten die entstehen, wenn eine Lastverschiebung durchgeführt wird) werden die Produktionsdaten aus Tabelle 3-2 und die elektrischen Parameter aus Tabelle 3-3 herangezogen. Mit der folgenden Vorgangsweise werden die Opportunitätskosten für das Unternehmen ermittelt: Ausgehend von der jährlichen Chlorproduktion von 70.000 t errechnet sich durch die Stöchiometrie ein Rohstoffeinsatz von 102.000 t Salz (NaCl). Die reinen Rohstoffkosten für NaCl können mit Daten der Destatis (2012) abgeschätzt werden und ergeben rund 40 €/t. Der Wareneinsatz (Rohstoffeinkaufskosten inklusive Transport, Zoll und Lagerhaltungskosten) zuzüglich eines Rohaufschlages bewegt sich meist im Bereich von 60 bis 70 €/t. Zieht man den Wert von 65 €/t im Einkauf heran (KOMMZEPT-Ingenieurbüro Hausmann, 2012), ergeben sich Einkaufskosten von 6,63 Mio. €/a. Weitere variable Kosten verursacht der Einsatz elektrischer Energie mit etwa 85 €/MWh (siehe Tabelle 3-4), welche somit in Summe pro Jahr 17 Mio. € verursachen. Zieht man die Einkaufs- und Stromkosten vom erwarteten Erlös von 44,7 Mio. €/a ab, erhält man einen Deckungsbeitrag zur Deckung der Fixkosten in Höhe von 21,07 Mio. €/a. Unter der Annahme einer linearen Erlös- und Kostenfunktion ergeben sich bezogen auf eine Tonne Chlor Opportunitätskosten in Höhe von rund 300 €/t.

Wird als Basis der Opportunitätskosten der Stromverbrauch verwendet, ergeben sich Opportunitätskosten in Höhe von 105,35 €/MWh, die auch mit Dena (2010) übereinstimmen. Das bedeutet nun, dass die bei einer Lastverschiebung (in diesem Fall Leistungsverminderung) entgangene Produktion mit zumindest rund 105 €/MWh Energieeinsparung zu bewerten ist. Unberücksichtigt bleiben etwaige Effizienzeinbußen bei Produktion außerhalb des Nennpunkts. Die Übersicht der Daten zur Durchführung der Berechnung sind Tabelle 3-4 zu entnehmen.

Tabelle 3-4: Kostenerhebung der Lastverschiebung bei Chlor-Alkali-Elektrolyse

Input	Wert	Quelle
NaCl	102.000 t/a	DonauChem (2012)
Kosten je t NaCl	65 €/t	KOMMZEPT (2012)
Elektrische Energie	200.000 MWh/a	DonauChem (2012)
Kosten je MWh (Energie)	55 €/MWh	E-Control (2013)
Kosten je MWh (Netz und Abgaben, Netzebene 5)	30 €/MWh	E-Control (2013)
Output		
Chlor	70.000 t/a	DonauChem (2012)
Erlös je t (Marktpreis 2012)	300 €/t	Annahme
Natronlauge	79.000 t/a	Festel et al. (2001)
Erlös je t (Marktpreis 2012)	300 €/t	Annahme
Summe Erlöse	44,7 Mio. €/a	(berechnet)
Lastverschiebungskosten		
Kosten je verringerter Produktion	> 301 €/t	(berechnet)
Entsprechende Kosten je eingesparter MWh	>105 €/MWh	(berechnet)
Lastverschiebungskosten Literatur	> 100 €/MWh	Dena (2010)

3.2 Luftzerlegung

Die Luftzerlegung ist ein Teilbereich der chemischen Industrie und für die Herstellung technischer sowie medizinischer Gase zuständig.

3.2.1 Überblick Luftzerlegung

Im Prozess der Luftzerlegung werden die chemischen Elemente der Luft großtechnisch mittels Luftverflüssigung getrennt. Mit Hilfe des Linde-Verfahrens wird die Luft in ihre einzelnen Elemente wie Sauerstoff, Stickstoff und Argon zerlegt. Im ersten Schritt wird die Luft mit Hilfe eines Kompressors auf einen Druck von ca. 200 bar verdichtet. Nach Abkühlung und Reinigung der Luft wird diese über eine Turbine entspannt, wobei sie dort stark abkühlt und den Verflüssigungspunkt erreicht. Die flüssige Luft kann mit Hilfe der Fraktionierung, also einer gezielten Ausnutzung der unterschiedlichen Siedepunkte der einzelnen Gase, getrennt werden.

Für die Lastverschiebung eignen sich die Verdichter, die zur Komprimierung der Luft notwendig sind und über eine hohe elektrische Anschlussleistung verfügen.

Tabelle 3-5 zeigt die Produktionsdaten der hergestellten Stoffe.

Tabelle 3-5: Betrachtete für Lastverschiebung relevante Stoffe

Betrachtetes Verfahren: Luftzerlegung (Verdichter zur Komprimierung der Luft)			
Stoff	Spezifischer Energiebedarf [in kWh/m ³]	Produktionsmenge nach ÖNACE 2008 [in Mio. m ³ /a]	Berechneter Energieverbrauch [in MWh/a]
Sauerstoff	0,35-0,57	850	391.000
Stickstoff	0,30	626	187.000

Quelle: Statistik Austria (2013), Beysel (2009), EIGA European Industrial Gases Association (2008), EIGA European Industrial Gases Association (2010), (eigene Abschätzung)

3.2.2 Luftzerlegung INTERNATIONAL

Für den von wenigen Herstellern dominierten Markt der Industriegase werden wenig bis keine Informationen zu den Produktionsdaten veröffentlicht. Weltweit wird der Bedarf an Industriegasen auf 530 Mrd. m³ für das Jahr 2014 geschätzt, wobei 40 % für chemische Produktionsprozesse sowie Raffinerien verwendet wird, weitere 24 % benötigt die Stahlindustrie, der Rest teilt sich auf die übrigen Bereiche (u.a. Medizin) auf (Market Research, 2010).

In Europa werden mit Stand 2008 220.000 t/Tag an Industriegasen produziert, hochgerechnet auf ein Jahr ergibt das etwa 80,3 Mio. t bzw. 56 Mrd. m³ (EIGA European Industrial Gases Association, 2008). Linde Gas installierte bereits über 2.800 Luftzerlegungsanlagen in 80 Ländern (Linde Engineering, 2013), Air Liquide etwa 500 Produktionseinheiten in 60 Ländern (Air Liquide, 2013).

3.2.3 Luftzerlegung in Österreich

Im Jahr 2011 wurden in Österreich 850 Mio. m³ Sauerstoff sowie 626 Mio. m³ Stickstoff produziert (Statistik Austria, 2013). Den österreichischen Markt teilen sich die drei Unternehmen Linde Gas, Air Liquide und Messer. In großem Maßstab produziert wird in

nächster Nähe der Stahlproduzenten in Linz, Donawitz und Graz. Weitere Anlagen stehen in Schwechat und Gumpoldskirchen, wobei noch viele kleine schwer erfassbare Luftzerleger direkt vor Ort (On-Site) beim Kunden existieren.

Um das Potenzial der Lastverschiebung an diesen Anlagen erfassen zu können, muss bekannt sein, welchen Strombedarf diese haben. Aufgrund des kleinen Marktes in Österreich sowie der Wettbewerbssituation, sind die Unternehmen sehr zurückhaltend was die Bekanntgabe von Informationen zu genauen Produktionsdaten betrifft. Deshalb wurde der Stromverbrauch auf Basis der Angaben zum spezifischen Stromverbrauch (siehe Tabelle 3-6) und der Produktionsdaten von Sauerstoff abgeschätzt.

Tabelle 3-6: Kennzahlen zur Luftzerlegung in Österreich (Basisjahr 2012)

Kennzahl	Durchschnittliche Werte	Quelle
Sauerstoffproduktion / Tag	2,3 Mio. m ³ /d	Statistik Austria (2013)
Sauerstoffproduktion / Jahr	850 Mio. m ³ /a	Statistik Austria (2013)
Stickstoff / Tag	1,7 Mio. m ³ /d	Statistik Austria (2013)
Stickstoff / Jahr	626 Mio. m ³ /a	Statistik Austria (2013)
Spez. Strombedarf O₂	245-400 kWh / t = 0,35-0,57 kWh/m ³ *	Beysel (2009), EIGA European Industrial Gases Association (2010)
Spez. Strombedarf N₂	243 kWh / t = 0,30 kWh / m ³ **	EIGA European Industrial Gases Association (2010)
Stromverbrauch / Jahr (O₂)	391.000 MWh/a = 0,46 kWh / m ³	(berechnet, Schätzung)
Anteil elektr. Energie am Gesamtenergiebedarf	90 %	(Schätzung)

* 1 t O₂ entspricht 700 m³ O₂, ** 1 t N₂ entspricht 800 m³ N₂, Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Der abgeschätzte Jahresstromverbrauch ergibt sich aus der Annahme, dass die Anlagen sauerstoffgeführt produzieren (erkennbar an der Menge, bei gleichwertiger Produktion müsste das ausgestoßene Volumen das Verhältnis 78 % N₂ zu 21 % O₂ aufweisen, Anm.) und der spezifische Strombedarf dem Mittelwert der in der Tabelle 3-6 genannten Zahlen entspricht.

3.2.4 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Luftzerlegung in Österreich

Der Information eines Anlagenbetreibers in Österreich zufolge (Messer Austria GmbH, 2012), ist eine Leistungsreduktion auf 70 % der Nennlast möglich, diese wird aber nur zu besonderen Zeiten (Ferien bzw. Urlaubszeit), wenn der Hauptkunde weniger abnimmt, in Anspruch genommen. Die Anlage ist sonst, außer für Wartungszwecke, 24 Stunden am Tag mit Nennlast in Betrieb. Ein weiterer Anlagenbetreiber gibt zudem an, dass der Vorgang der Leistungsänderung aufgrund des trägen Systems im Bereich von Stunden liegt. Außerdem muss bedacht werden, dass der optimale Betriebspunkt der Anlage bei Leistungsreduktion verlassen wird.

3.2.4.1 Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale

Allgemein gültige Angaben über die Laständerungsgeschwindigkeit sind in der Literatur zum Thema Luftzerlegung nicht angegeben, jedoch ist ein guter Anhaltswert aus einer

Prozesssimulation 4 min/1 % Nennlast (Xu et al., 2011). Das bedeutet für eine Spitzenlast von 47 MW einen effektiven Leistungsgradienten von 0,12 MW/min. Ein Beispiel für die Anpassung des Erzeugungs-Wochenrhythmus an den Strompreis mittels Lastvariation und Abschaltung wird beispielsweise in Mitra (2012) skizziert. Der Hersteller von Luftzerlegungsanlagen AirProducts bietet Zusatzlösungen (hauptsächlich Speicherlösungen) für seine Anlagen an, um elektrisches Lastmanagement betreiben zu können (Air Products, 2013). Tabelle 3-7 zeigt die elektrischen Parameter der Luftzerlegung in Österreich.

Tabelle 3-7: Elektrische Parameter der Luftzerlegung in Österreich

Elektrische Parameter	Wert	Quelle
Spitzenlast in MW	47 MW	Ann. 95 % Auslastung
Durchschnittslast in MW	44,63 MW	(berechnet)

Quelle: eigene Abschätzung

3.2.4.2 Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung

Aufgrund der fast durchgehenden Produktion kann, ähnlich wie bei der Chloralkali-Elektrolyse auch im Bereich der Luftzerlegung nur eine Leistungsreduktion durchgeführt werden (siehe auch Abschnitt 3.1.3.1). Durch die begrenzte Speicher- bzw. Lagerfähigkeit ist eine Lastreduktion ohne Produktionseinbußen nur für kurze Zeit möglich. Zusätzlich verringert die langsame Laständerungsgeschwindigkeit der Anlage die effektive Nutzungsdauer der Lastverschiebung.

3.2.4.3 Lastverschiebungskosten

Angenommene Randbedingungen

Bei den Abschätzungen sei auf die Anmerkungen in Abschnitt 3.1.3.3 hingewiesen, da auch bei der Luftzerlegung im Rahmen des Projektes Loadshift keine Kosten-Detailanalyse, die nur vom entsprechenden Betrieb selbst vorgenommen werden kann, zur Berechnung der Opportunitätskosten (jener Kosten, die entstehen, wenn eine Lastverschiebung erfolgt) durchgeführt werden kann.

Bei bestimmten Luftzerlegungsanlagen gibt es die Besonderheit, dass ein Großteil der Produktion vorwiegend an einen einzigen Kunden geliefert wird, der direkt mittels Rohrleitungen angeschlossen ist. Je nach Auslegung der Anlagenkapazität ist es durchaus möglich, mit einem geeigneten Speicher die Prozesse voneinander zu entkoppeln. Ist das nicht möglich, entstünden dem Kunden deutliche Nachteile, wenn die Luftzerlegungsanlage nicht mit voller Leistungsfähigkeit arbeitet und die benötigte Menge nicht zur Verfügung stellen kann. Dies würde auch ungewünschte Auswirkungen auf die nachfolgenden Prozesse haben. Diese Aspekte bleiben bei der Berechnung allerdings unberücksichtigt, da, wie bereits erwähnt, diese Bewertung nur die Unternehmen selbst durchführen können.

Ähnlich wie in Abschnitt 3.1.3.3 erfolgt die Kostenbetrachtung anhand der Produktionsdaten. Die variablen Kosten für die Erzeugung von Sauerstoff und Stickstoff setzen sich hauptsächlich aus den Kosten für die elektrische Energie zusammen. Zur Abschätzung dieser Kosten wird der Stromverbrauch aus Tabelle 3-6 mit den Stromkosten von 85 €/MWh multipliziert. Zu den Verkaufserlösen bzw. Produktionswerten veröffentlicht die Statistik Austria in der Konjunkturstatistik zusätzlich zur Produktionsmenge den zugehörigen

Produktionswert in Euro. Die Summe der Produktionswerte (Verkaufserlöse) für Sauerstoff und Stickstoff betragen für das Jahr 2011 128,2 Mio. €/a. Zieht man hiervon die variablen Kosten für den Strom ab, erhält man einen Deckungsbeitrag in Höhe von rund 95 Mio. €/a, welcher zur Deckung der fixen Kosten zur Verfügung steht. Wird der Deckungsbeitrag durch den gesamten jährlichen elektrischen Energiebedarf dividiert, erhält man rund 243 €/MWh. Aufgrund der Annahme, dass sich der Energiebedarf linear zu der Produktionsmenge verhält sowie, dass den Produktionserlösen eine lineare Erlösfunktion zu Grunde liegt, bedeutet das, dass bei einer Verringerung der Produktion um eine MWh zumindest Opportunitätskosten in Höhe von 243 € entstehen, sodass beide Situationen für das Unternehmen gleichwertig sind. Die 243 €/MWh stellen somit eine untere Schranke bei den verwendeten Energiepreisen, für die Kosten der Lastverschiebung in diesem Sektor dar. Tabelle 3-8 zeigt eine Aufschlüsselung der spezifischen und berechneten Kosten.

Tabelle 3-8: Kostenerhebung der Lastverschiebung bei Luftzerlegung

Input	Wert	Quelle
Elektrische Energie	391.000 MWh	(berechnet, Schätzung)
Kosten je MWh (Energie)	55 €/MWh	E-Control (2013)
Kosten je MWh (Netz und Abgaben, Netzebene 5)	30 €/MWh	E-Control (2013)
Output		
Sauerstoff (O₂)	850 Mio. m ³	Statistik Austria (2013)
Produktionswert O₂	77,4 Mio. €	Statistik Austria (2013)
Spez. Produktionswert O₂	9,1 ct/m ³	(berechnet)
Stickstoff (N₂)	626 Mio. m ³	Statistik Austria (2013)
Produktionswert N₂	50,8 Mio. €	Statistik Austria (2013)
Spez. Produktionswert N₂	8,1 ct/m ³	(berechnet)
Lastverschiebungskosten		
Kosten je eingesparter MWh	>243 €/MWh	(berechnet)

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

3.3 Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der chemischen Industrie

Im Rahmen des Projektes Loadshift wurden im Bereich der chemischen Industrie die Teilbereiche Chloralkali-Elektrolyse und Luftzerlegung untersucht.

Die Chloralkali-Elektrolyse wird in einem einzigen Betrieb in Österreich durchgeführt. Im Normalbetrieb produziert dieser Betrieb ununterbrochen das gesamte Jahr über, weshalb als Lastverschiebepotenziale nur Leistungsverminderung angegeben wird. Die maximale Leistungsreduktion wurde mit rund -11 MW bei geschätzten Kosten von 105 €/MWh errechnet.

Im Bereich der Luftzerlegung sind mehrere Betriebe für das österreichische Produktionsvolumen verantwortlich. Auch hier ergibt sich durch die grundsätzlich hohe Auslastung im Normalbetrieb ausschließlich eine Leistungsreduktion, welche mit maximal rund -13 MW und geschätzten Kosten von rund 240 €/MWh errechnet wurde.

Einordnung der Ergebnisse in die vorhandene österreichische Literatur:

- Gutschi und Stigler (2008) geben das Lastverlagerungspotenzial der gesamten chemischen Industrie (Chemie und Petrochemie) mit 64 MW an.

- Berger et al. (2013) geben ein top-down berechnetes Lastverschiebungspotenzial, (in MW zu Spitzenlastzeiten) von 8 MW bzw. 1,2 % des gesamten Stromverbrauchs der chemischen Industrie an. Sie erweitern diese Berechnung in ihrer Studie zudem um eine bottom-up Analyse, im Rahmen derer sie ein 15 Minuten- in Höhe von etwa 28,8 MW und ein 60 Minuten- in Höhe von etwa 30 MW errechnen (*Anmerkung: diese Werte entstammen jeweils Grafiken aus dieser Studie und sind damit gerundet*). Gemäß der in dieser Studie auch beschriebenen Cost Curve ergeben sich für das 15 min Verschiebepotenzial spezifische Verschiebungskosten des Sektors Chemie von etwa 1.200 €/MWh.

Weitere Erkenntnisse aus internationalen Studien:

- Popp und Klobasa (2013) geben die maximale Verschiebedauer bei der Chlor-Alkalianalyse mit 4 Stunden an und schätzen die Anzahl der Aktivierungen, die pro Jahr maximal möglich sind, auf 40 Mal.

Factbox Lastverschiebung in der Chemischen Industrie in Österreich

Grundsätzliche Eignung der chemischen Industrie im Allgemeinen und der Chlorerzeugung für DSM im Speziellen ist von 0 bis 24 Stunden gegeben. Diesbezüglich gibt es keine Einschränkung der Verlagerungsmöglichkeit. Es ist jedoch zu beachten dass die Chloralkali-Elektrolyse nur von einem einzigen Hersteller in Kärnten durchgeführt wird. Das relative Verschiebepotenzial liegt dabei zwischen -5 % bei einer Dauer von 5 Minuten bis zu -50 % bei einer Dauer von 24 Stunden. Eine zeitliche Streckung der Verlagerungsmöglichkeit ist eingeschränkt durch die Vorgabe, dass rund eine Stunde Vorlaufzeit benötigt wird, um auf -50 % Teillastbetrieb zu kommen. Das sich aus den quantitativen Lastverschiebungsmöglichkeiten (Summe aller Einzelprozesse in MW) ergebende absolute Verschiebepotenzial beträgt -1,1 MW bei 5 Minuten und bis zu -11 MW bei 24 Stunden.

In Summe mit dem Potenzial der Luftzerlegung welches sich auf maximal -13 MW beläuft ergibt sich ein maximales Verschiebungspotenzial für den gesamten Sektor von -24 MW bei einer Dauer von 24h.

4 Elektrostahlerzeugung

Michael Schmidthaler

Der Werkstoff Stahl ist aus modernen Gesellschaften aufgrund seiner vielfältigen Einsatz- und Anwendungsgebiete nicht mehr wegzudenken. Stahl zählt zu den am häufigsten eingesetzten Materialien in der Industrie. Die Herstellung von Stahl ist darüber hinaus aufgrund der Energieintensivität (im Falle von Elektrostahlerzeugung der Stromintensität) sehr bedeutend für Lastverschiebungsmaßnahmen.

Die globale Stahlindustrie¹⁹ zählt mit einer weltweiten Jahresproduktion von etwa 1.550 Mio. t Stahl (Worldsteel Association, 2012) zu einem der wichtigsten Wirtschaftszweige vieler Länder und ist essentieller Bestandteil der Schwerindustrie.

Die metallverarbeitenden Unternehmen in Österreich sind in der aktuellen Wirtschaftsnomenklatur (ÖNACE 2008) in Abschnitt C, Abteilung 24 zusammengefasst. Es handelt sich um ein Aggregat aus verschiedenen Gruppen.²⁰ Die in Tabelle 4-3 dargestellte Abteilung der ÖNACE betrifft sämtliche Unterkategorien der Stahlerzeugung in Österreich. Tabelle 4-1 stellt die Relevanz der Elektrostahlproduktion, die in diesem Arbeitspapier untersucht wird, für den Gesamtsektor dar.

Tabelle 4-1: Untersuchte Unternehmen in ÖNACE Abteilung 24 Abschnitts C: Metallerzeugung und -bearbeitung

Sektor	Bezeichnung	Anteil der Elektrostahlerzeugung
C 24.1	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	9-13 % des Gesamtoutputs

Quelle: Eurofer – The European Steel Association (2014)

Die Einordnung der Produktionsmenge, welche im Zuge von Elektrostahlverfahren hergestellt wird, ist in Tabelle 4-2 dargestellt.

Tabelle 4-2: Jährliche Statistik der Produktion von Stahl und Elektrostahl (Basisjahr 2009)

Code	Bezeichnung	Menge in 1.000 Tonnen
5040	Rohstahl	6.149.000
5041	davon Elektrostahl	711.000

Quelle: Statistik Austria (2009)

Die für Lastverschiebungsansätze in Österreich besonders relevanten Elektrostahlerzeugungsunternehmen produzierten insgesamt rund 711.000 Tonnen Rohstahl.

¹⁹ Dies betrifft nicht ausschließlich elektrostahlbasierte sondern sämtliche Herstellungsverfahren.

²⁰ Ehemals wurde die Wirtschaftsklassifikation in der 4-steller Ebene durchgeführt. Die Einordnung in der nun europaweit einheitlich verwendeten NACE-Nomenklatur, befindet sich in Tabelle 4-1.

4.1 Überblick Elektrostahlerzeugung

Eine Einordnung der Bedeutung der Elektrostahlerzeugung in die Gesamtstahlerzeugung, geben Pulm und Raupenstrauch (2014).²¹ Die Autoren bieten in ihrer sehr fundierten Analyse der technologischen Charakteristika der globalen Stahlerzeugung eine intuitive Zusammenfassung der vier gängigsten Stahlerzeugungsrouten. Diese sind:

- Integrierte Hochofen-Route
- Integrierte Schmelzreduktions-Route (z.b. COREX)
- Integrierte Direktreduktions-Route
- Mini-Mill Route

Grundsätzlich können diese Erzeugungsrouten unterschiedliche Anteile elektrischer Reduktionsverfahren aufweisen. Die Mini-Mill Route sowie der Elektrostahlerzeugungsanteil der integrierten Direktreduktions-Route sind jedoch insbesondere dafür prädestiniert. Letztere ist vor allem in Anbetracht erwarteter Zunahmen der Wiederverwertung von Stahl zukünftig relevant, da sie als einzige dieser vier Produktionsformen hochlegierte und rostfreie Stähle rezyklieren kann.²²

Die mittels Elektroreduktion hergestellten Anteile an der Gesamtstahlproduktion schwanken je nach Land und Nachfrage und liegen im weltweiten Schnitt bei etwa 29 %. In Österreich liegt dieser Anteil historisch zwischen 9 % und 13 % (aktuell 9,3 %). Europaweit werden etwa 41,7 % der Gesamtstahlerzeugung mittels Elektrostahlverfahren hergestellt (Pulm und Raupenstrauch, 2014).

Der Fokus dieses Arbeitspapiers liegt auf dem Produktionsverfahren der Elektrostahlerzeugung. Deshalb wird ausschließlich die Eignung von Unternehmen dieses Sektors, eine Verschiebung elektrischer Lasten zu ermöglichen, analysiert.²³

4.2 Technische Charakteristika der Elektrostahlerzeugung

Elektrostahlverfahren verwenden meist andere Ausgangsstoffe als dies bei anderen Verfahren (wie der Hochofenroute) der Fall ist. Meist werden angereicherte (reiche) Erze, Schrotte oder vorab produzierter Eisenschwamm (Pellets) in speziellen Öfen (meist mittels Lichtbogentechnologie) zu Stahl oder anderen Eisensorten (Guss) verarbeitet. Weltweit ist die Anwendung dieser Produktionsform seit rund 30 Jahren steigend. Neue Technologien²⁴ ermöglichen kontinuierlichere Betriebsweisen bei reduziertem Energie- und Elektrodeneinsatz.

Die Elektrostahlerzeugung weist sehr hohe Stromverbräuche bei – verglichen mit anderen Reduktionsverfahren – geringen Verbräuchen anderer (fossiler) Energieträger²⁵ auf. Abbildung 4-1 stellt die historischen Entwicklungen des elektrischen Endenergiebedarfs aller metallerzeugenden Betriebe in Österreich dar.²⁶

²¹ Darüber hinaus definieren Apel et al. (2012) in einer vereinfachten Variante zwei grundsätzlich unterschiedliche Verfahren zur Rohstahlerzeugung: das Oxygenverfahren und Elektrostahlverfahren.

²² Dies hängt jedoch sehr von der Verfügbarkeit entsprechender Schrottqualitäten ab (Pulm und Raupenstrauch, 2014).

²³ Lastverschiebungsmaßnahmen in der Elektrostahlerzeugung sind für diese Studie insbesondere auch daher von Bedeutung, da die besondere Eignung dieses Sektors zum Zwecke der Lastverschiebung in verschiedenen Studien im In- und Ausland aufgezeigt wurde.

²⁴ Dazu zählt etwa der neuentwickelte Siemens-VAI Ofen, siehe Industriemagazin (2012).

²⁵ Dazu zählt bspw. das Reaktionsmedium Koks, welches im Hochofenprozess zum Einsatz kommt.

²⁶ Dies umfasst auch andere Produktionsformen von Stahl sowie auch Elektrostahlverfahren.

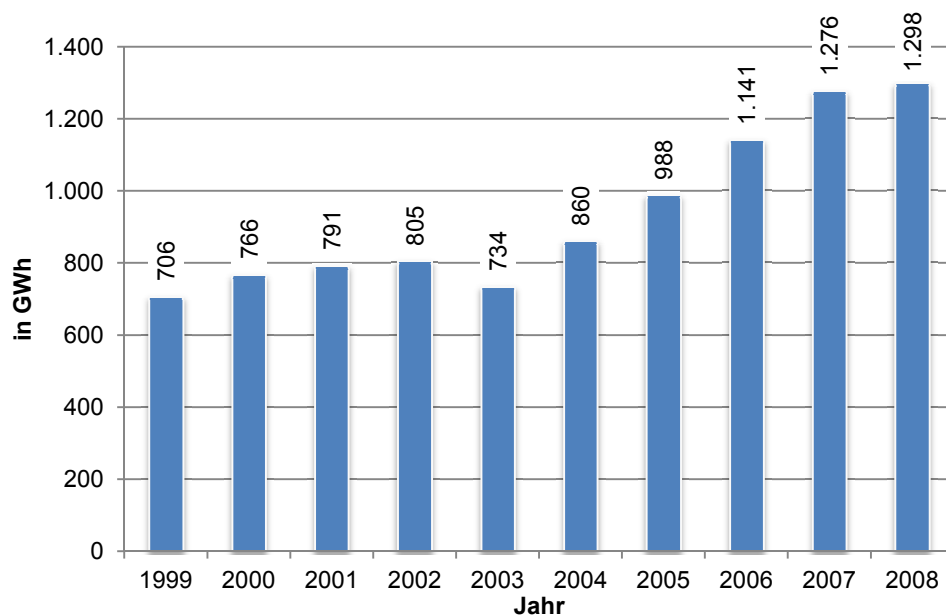


Abbildung 4-1: Entwicklung des elektrischen Endenergieverbrauchs des Sektors "Herstellung von Metallerzeugnissen" in GWh

Quelle: Statistik Austria (2010)

Die für dieses Arbeitspapier relevante Elektrostahlerzeugung beinhaltet Verfahren zur Herstellung von verschiedenen Stahlsorten. Schrott und andere Ausgangsstoffe werden bei Temperaturen von mehr als 3.000 °C eingeschmolzen. Neben Stahlschrott kann auch Eisenschwamm oder Roheisen mit verarbeitet werden. Zum Einsatz kommen dabei sowohl Wechselstrom als auch Gleichstrom-Lichtbogenöfen. Abbildung 4-2 zeigt den Energieverbrauch je Prozessschritt bei der Erzeugung von Warmband im Elektrostahlwerk.

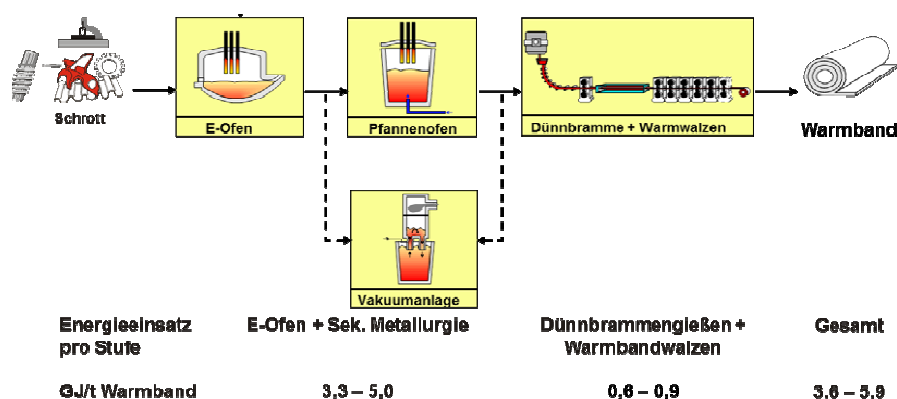


Abbildung 4-2: Energieverbrauch je Prozessschritt bei der Erzeugung von Warmband im Elektrostahlwerk

Quelle: Pulm und Raupenstrauch (2014)

Insbesondere der hohe elektrische Energiebedarf des metallurgischen Prozessschrittes prädestiniert diese Produktionsform für Lastverschiebungsansätze.

4.3 Elektrostahlerzeugung INTERNATIONAL

2010 wurden weltweit rund 400 Mio. t Elektrostahl produziert. Dies entspricht ca. 29 % der gesamten Stahlproduktion (Siemens, 2012). In Deutschland wurde rund ein Drittel der Gesamtproduktionsmenge (von 45 Mio. t) im Elektrostahlverfahren hergestellt. Dies entspricht ca. 15 Mio. t Rohstahl (Apel et al., 2012). Deutschland produziert dabei etwa das 20-fache der österreichischen Elektrostahlproduktion.

In den letzten Jahren wurde die Energieeffizienz in der Stahlherstellung insgesamt und in der Elektrostahlproduktion im Speziellen deutlich gesteigert. Diese Effizienzsteigerungen waren verantwortlich dafür, dass neben Energieeinsparungen auch eine Verringerung der Treibhausgasemissionen in signifikantem Ausmaß ermöglicht wurde. Pulm und Raupenstrauch (2014) analysierten diese Verbesserungen und fanden: „[Dass es] gelungen [ist] durch Stromeinsparungen beim Elektrolichtbogenofen, den Treibhausgasausstoß von 1990 bis 2010 von 585 auf 439 g CO₂ pro Tonne zu senken. [...]“

In vielen Ländern hat die Elektrostahlerzeugung großen Anteil am Gesamtelektrizitätsverbrauch aller industriellen Sektoren.²⁷

4.4 Elektrostahlerzeugung in Österreich

Die Eisen- und Stahlproduktion hat in Österreich wie auch in vielen anderen europäischen Ländern eine hohe volkswirtschaftliche Bedeutung. Tabelle 4-3 stellt die wirtschaftlichen Eckdaten der Roheisen- und Stahlproduktion in Österreich dar. Die Elektrostahlerzeugung ist darüber hinaus mit einem Anteil von 9,3 % der Gesamterzeugung und unter besonderer Rücksichtnahme auf die überproportional energieintensiven Lichtbogenprozesse in Bezug auf den Jahresenergieverbrauch ein sehr bedeutender Faktor für die österreichische Elektrizitätswirtschaft.

Tabelle 4-3: Auszug der Gütereinsatzstatistik 2012 für Roheisen- und Stahlerzeugung

ÖNACE-Gruppe Jahr 2012	Zahl der meldenden Betriebe	Wirtschaftliche Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Güter-einsatz in 1.000 Euro	Güter-einsatz in %	Energie-einsatz in 1.000 Euro	Energie-einsatz in %
C24.1	14	7.593.662	4.102.853	54,0	1.218.374	16,0

Quelle: Statistik Austria (2012)

Die Erzeugung von Elektrostahl verzeichnete in Österreich eine überproportionale Zunahme auf zuletzt rund 750.000 t. Dies entspricht rund einem Zehntel der gesamten Rohstahlproduktion (WKO, 2011/2012).

Tabelle 4-4 stellt den Leistungsbedarf, die Größe der Produktionsanlagen und die Gesamtproduktion dieser drei Hauptproduzenten sowie von zwei weiteren Unternehmen im

²⁷ Gemäß Roon & Gobmaier (2010) beläuft sich der Stromverbrauch in der deutschen Eisen- und Stahlerzeugung auf ca. 30 % des gesamten Industriestromverbrauchs. Eine Abschätzung des Anteils der Elektrostahlerzeugung am Gesamtstromverbrauch ist nicht trennscharf möglich. Ein Indiz für die hohe energiewirtschaftliche Bedeutung der Eisenerzeugung bieten auch Samad und Kiliccote (2012). Sie berichten für die USA, dass der Stromverbrauch im Durchschnitt 320 GWh für jedes der rund 150 amerikanischen Stahlwerke beträgt. Davon wendet ein Großteil Elektrostahlverfahren an.

Bereich der Guss- und Elektrostahlproduktion dar (siehe Pulm und Raupenstrauch (2014), sowie Gara und Schrimpf (1998)).²⁸

Tabelle 4-4: Auflistung der Elektrostahlwerke, Produktionsart und -charakteristika in Österreich

Stahlwerk	Leistungsbedarf	Ofengröße	Stahlproduktion p.a.
Breitenfelder	ca. 40 MW	65 t	130.000 t (2008/09)
Stahlwerk Böhler	ca. 15 MW	55 t	150.773 t
Marienhütte	ca. 30 MW	36 t	365.000 t
Treibach in Kärnten	ca. 5 MW	-	-
Maschinenfabrik Liezen	ca. 2,5 MW	-	ca. 7.000 t Guss (2009)
	ca. 1,5 MW	-	
Summe	ca. 94 MW		ca. 750.000 t

Quellen: TUG (2013)²⁹, DerStandard (2009), Breitenfeld AG (2014), Böhler Edelstahl GmbH & Co KG (2011), Marienhütte Stahl- u. Walzwerk GesmbH (2014), Umweltbundesamt (2012), Maschinenfabrik Liezen und Gießerei Ges.m.b.H. (2014)

4.4.1 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials der Elektrostahlerzeugung in Österreich

Bei Bereitstellung ausreichender Anreizstrukturen wird die Stahlerzeugung mittels elektrischer Reduktion (Elektrostahlerzeugung) in verschiedenen Literaturquellen als sehr gut geeignet für die Verschiebung elektrischer Lasten gesehen (Klobasa et al., 2011).³⁰

Die Abschätzung des jährlichen Gesamtstromverbrauchs der Elektrostahlproduktion in Österreich erfolgt auf Basis relativer Verbrauchsdaten sowie der Jahresgesamtproduktion. Tabelle 4-5 stellt einen Überblick der spezifischen Energieverbräuche sowie eine erste Schätzung des Gesamtendenergieeinsatzes der österreichischen Elektrostahlerzeugung dar.

²⁸ In Hinblick auf die Zukunftsaussichten der Elektrostahlherstellung hält beispielweise Siemens (2012) die prognostizierte Zunahme der Recyclingaktivitäten sowie die damit einhergehende Effizienzsteigerung bei weiterer Erhöhung des Elektrostahlherstellungsverfahrens hervor: „Im Jahr 2010 wurden weltweit rund 400 Millionen t Elektrostahl erzeugt, das sind knapp 29 Prozent der Stahlproduktion. In Europa liegt der Anteil bei knapp 50 Prozent, in Nordamerika, Afrika, Indien und dem Nahen Osten zum Teil noch deutlich höher. Haupteinsatzmaterialien sind Schrott und direktreduziertes Eisen (DRI), letzteres hauptsächlich in Indien und im Nahen Osten. [...]“. In Tabelle 4-4 sind die österreichischen Elektrostahlwerke, Leistungsbedarf und Größe der Öfen aufgelistet, jedoch sind Triebach und Liezen atypische Produktionsstätten, sodass die verbleibenden drei meist als Elektrostahlhütten genannt werden. Gießereien, welche ebenfalls in Österreich beheimatet sind, betreiben vielfach ebenfalls Schmelzöfen (meist Elektrolichtbogen- und Induktionsöfen). Deren Analyse erfolgt in einem speziellen Kapitel.

²⁹ Persönliche Kommunikation

³⁰ Die Autoren stellen fest, dass „Die Charakteristik der Elektrostahlerzeugung [...] sich auf Grund der Beladung des Ofens sehr gut zur Verlagerung [eignet]. Typischerweise lässt sich bei einer gewissen Vorlaufzeit der Prozessbeginn verschieben oder bei hohen Erlösen den Schmelzvorgang unterbrechen. Unter der Annahme, dass ein Teil der Produktion, z. B. für hochwertige Stähle, nicht für Lastmanagement zur Verfügung steht, sollte das Verlagerungspotenzial dennoch bei über 50 % [in Deutschland entsprechend bei 400 MW, Anm.] liegen.“

Tabelle 4-5: Spezifischer Energiebedarf und Abschätzung des prozessspezifischen Gesamtenergiebedarfs der Elektrostahlerzeugung in Österreich

Produktions- menge 2011 [in t]	Spezifischer Strombedarf [in kWh/t]	Endenergiebedarf elektrischer Energie [in GWh]	Quelle
750.000	533	400	Hassan (2011) ³¹
750.000	792	594	Apel et al. (2012)
750.000	525	393	Gils (2013)
750.000	525	393	Paulus und Borggreffe (2009) ³²
750.000	490	367	Küchler (2012)
750.000	1.000	750	Pulm und Raupenstrauch (2014). <i>Eigene Berechnung, Untergrenze</i> ³³
750.000	1.638	1.229	Pulm und Raupenstrauch (2014). <i>Eigene Berechnung, Obergrenze</i>
750.000	600	450	Eigene Abschätzung

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Auf Basis der Produktionsmenge und des spezifischen Energiebedarfs wird der gesamte in der Elektrostahlerzeugung anfallende Verbrauch elektrischer Energie unter Verwendung des Mittelwerts für die weiteren Analyseschritte mit 450 GWh angenommen.³⁴

Dies geschieht unter der Annahme, dass die österreichische Elektrostahlerzeugung energetisch betrachtet effizienter als der internationale Wettbewerb ist. Bestätigung findet diese Annahme auch in der Literatur.³⁵

Unter der Annahme, einer kontinuierlichen Produktionsweise ergibt sich ein jährlicher Durchschnittsleistungsbedarf von 62,5 MW/Mio. t Stahl, was in Anbetracht der Chargenproduktion als Untergrenze zu werten ist. Dies wird anhand der in Tabelle 4-4 dargestellten Anschlusswerte der österreichischen Hauptproduzenten bestätigt. Diese Unternehmen weisen für den Hauptprozess Anschlussleistungen von rund 85 MW auf.

Dies deckt sich mit einer weiteren Abschätzung auf Basis der für Deutschland berechneten jährlichen Energiemenge, die maximal verschoben werden kann. Popp und Klobasa (2013) beziffern diese für Deutschland mit 74 GWh. Österreich, das sehr ähnliche Charakteristika in Hinblick auf die Elektrostahlerzeugung aufweist, verfügt demnach umgerechnet³⁶ über ein Verlagerungspotenzial von etwa 3,7 GWh.

³¹ Dieser elektrischer Energiebedarf von 533 kWh je t Elektrostahl wird für Deutschland angegeben. Umgerechnet für Österreich entspricht dies einem Gesamtstromverbrauch von rund 400 GWh.

³² Paulus und Borggreffe (2009) definieren einen spezifischen Energiebedarf von 0,525 MWh/t Stahl, bei dem der Schmelzprozess 45 min und das Nachfüllen 15 min Zeit in Anspruch nimmt.

³³ Eine Vergleichbarkeit ist nur bedingt gegeben, da teilweise weitere (sekundärmetallurgische) Verfahrensschritte in die Berechnung miteinbezogen werden. Die Autoren finden: „Das Schmelzen des Stahlschrottes im Elektrolichtbogenofen verursacht einen Energieaufwand von ungefähr 3 – 4 GJ / t. [...] Hinzugerechnet wurden die sekundärmetallurgischen Verfahrensschritte im Pfannenofen, bzw. eine Vakuumbehandlung, die wie bei der integrierten Route mit ca. 0,3 – 1 GJ / t zu Buche schlagen. Geht man, wie in Elektrostahlwerken üblich, von einer Dünnbramme aus, ergibt sich im Vergleich zum Strangguss und späterem Warmwalzen ein geringerer Energieaufwand von 0,6 – 0,9 GJ / t. Gesamt ergibt sich somit ein Energieaufwand zwischen 3,6 und 5,9 GJ / t Warmband.“

³⁴ Dies wird von der jährlich erscheinende „Statistik über die Elektroenergiebilanz der Stahlwerke“ in der Letztfassung aus 2009 (Statistik Austria, 2009) bestätigt. Elektrostahlwerke und Stranggussanlagen verbrauchten demnach im Jahr 2009 elektrische Energie im Ausmaß von 451.799 MWh (Statistik Austria, 2009).

³⁵ Pulm und Raupenstrauch (2014) befinden, dass „Durch vielfältige Maßnahmen [] auch die Elektrolichtbogenofenroute in den letzten Jahrzehnten wesentlich effizienter geworden [ist]. So konnte der Stromverbrauch um etwa 20 % gesenkt werden. Auch die österreichischen Betreiber [...] gehören bereits jetzt zu den weltweiten Top-Performern.“

³⁶ Dies basiert auf der Annahme, dass Österreich etwa 5 % der Produktionsmenge Deutschlands mit vergleichbaren Produktionscharakteristika aufweist.

4.4.2 Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung

Elektrostahl wird meist im Chargen-Verfahren produziert. Da Effizienz und Wärmeaufrechterhaltung großen Einfluss auf die Gesamtkosten haben, sind Anreize für Lastverschiebungsmaßnahmen entsprechend auszugestalten. Werden Abschaltungen allerdings in die Produktionsplanung eingebunden, ist ein Unterbrechen einer Charge möglich. Dies betrifft den Zeitraum von 30 Minuten bis zu 4 Stunden, sodass nur in diesem Zeitraum Lastverschiebung möglich ist (Agora Energiewende, 2013).³⁷ Darüber hinaus können diese Lastverschiebungspotenziale höchstens 40-mal jährlich aktiviert werden.

Dena (2010), Agora Energiewende (2013) und Popp und Klobasa (2013) kommen zum Schluss, dass rund 70 % des insgesamt vorhandenen Lastverschiebungspotenzials genutzt werden können, da nur dieser Teil flexibel genug sei, um für verbraucherseitige Maßnahmen geeignet zu sein. Somit ergibt sich durch zeitliche Verlagerung der Schmelzprozesse eine mögliche Nutzung der vollen 70 % des gesamten Potenzials in einem Zeitraum von 1 h bis 4 h. Dies ist in Tabelle 4-6 dargestellt.

Tabelle 4-6: Übersicht möglicher Lastverschiebungszeiträume in der Elektrostahlerzeugung

Anwendung	Last-verschiebungs-zeitraum [in h]	Last-verschiebungs-häufigkeit p.a.	Lastverschiebung [in % der Leistung]	Quelle
Elektro-stahlerzeugung	-	-	33%	Eigene Berechnung der verschiebbaren (generischen) Jahresdauerlast auf Basis von Gutschi und Stigler (2008)
	0-4	40	-	Popp und Klobasa (2013)
	2	-	-	Agora Energiewende (2013)
	1-4	-	20-70%	Dena (2010)

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

In Hinblick auf die verschiebbaren Anteile der regulär benötigten elektrischen Leistung geben Gutschi und Stigler (2008) eine verschiebbare Last von 33 % der (generischen) Jahresdauerlast³⁸ an. Hinterberger und Polak (2011) weisen im Gegensatz dazu das Verschiebepotenzial in der Stahlindustrie sehr konzentriert bis einschließlich 30 Minuten aus. Tabelle 4-7 enthält eine Abschätzung des zeitlichen Verlaufs der verschiebbaren Leistung.

³⁷ Popp und Klobasa (2013) geben die maximale Dauer der Lastverschiebung im Bereich der Elektrostahlproduktion für Deutschland ebenfalls mit 4 Stunden an.

³⁸ Umlegung des jährlichen Gesamtstrombedarfs unter Annahme eines kontinuierlichen Betriebs.

Tabelle 4-7: Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100 %)

Sektor	0-5 min	6-15 min	16-59 min	1 h- 3 h 59 min	4 h- 11 h 59 min	12 h- 23 h 59 min	Durchschnitt
C 24.5	15%	33 %	70 %	33 %	0%	0 %	20 %

Quelle: Eigene Abschätzung

Diese Werte sind als Obergrenze zu interpretieren, sodass über den gesamten Zeitraum von einem Potenzial zwischen 15 und 20 % ausgegangen werden kann. Konservativ wird daher ein durchschnittliches Lastverschiebungspotenzial von 20 % mit Spitzen bis 70 % angenommen. Dies resultiert in Spitzenlastverschiebung von maximal 60 MW.

4.4.3 Lastverschiebungskosten

Küchler (2012) weist die Energiekosten mit einem Anteil von 7 % am Produktionsprozess aus. Die gebotenen finanziellen Anreize müssten somit signifikant sein, um tatsächliche Produktionsablaufänderungen zu rechtfertigen. Dies ist in Hinblick auf mögliche Interaktionen von Lastverschiebungsansätzen mit dem Ausgleichs- und Regelenergiemarkt zu sehen, der einen Benchmark für mögliche Obergrenzen von Anreizstrukturen setzt.

In der Literatur finden sich für Österreich einige approximative Angaben, jedoch teilweise für den Gesamtsektor Eisen- und Stahlerzeugung, ohne explizit auf die sehr stromintensive Elektrostahlerzeugung einzugehen. Tabelle 4-8 stellt einen Überblick verschiedener Literaturwerte und die in diesem Arbeitspapier erhobenen Lastverschiebungskosten dar.

Tabelle 4-8: Lastverschiebungskosten der Elektrostahlherstellung in Österreich

Lastverschiebungskosten in €/MWH	Quelle
31	Hinterberger und Polak (2011)
570 (Erzeugung von Edelstahl als Näherungswert)	Gutschi und Stigler (2008)
210 (Erzeugung von Baustahl als Näherungswert)	Gutschi und Stigler (2008)
304³⁹	Oberhofer (2013)
~200	Eigene Abschätzung/Gesamtsektor

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

³⁹ Dies ist in Hinblick auf die Ausfallkosten der Leistungs- bzw. Energiebereitstellung als Obergrenze des Gesamtsektors der Stahlindustrie zu interpretieren, unterstreicht allerdings die im Vergleich zu anderen Sektoren moderaten Kosten im Bereich der Elektrostahlerzeugung.

4.5 Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Elektrostahlerzeugung in Österreich

Dieses Kapitel analysiert Lastverschiebungspotenziale und –kosten in der Elektrostahlproduktion. In diesem Sektor sind elektrothermische Anwendungen (insbesondere Lichtbogenöfen) für einen Großteil der elektrischen Leistungserfordernisse verantwortlich. Auf Grund der hohen Anforderungen bei guter Planbarkeit ist die Elektrostahlproduktion in Hinblick auf Lastverschiebungsmaßnahmen gut geeignet. Tabelle 4-9 stellt die Analyse der Lastverschiebungspotenziale in der Elektrostahlerzeugung dar.

Tabelle 4-9: Zusammenfassung der Last- und Energieverschiebungspotenziale der Elektrostahlerzeugung in Österreich

Standort/Produktion	Sektornachfrage nach elektrischer Energie/Leistung	Energieverschiebungspotenzial [in MWh]	Lastverschiebungspotenzial in MW	Quelle
Elektrostahlerzeugung	-	7.000	~70	Hinterberger und Polak (2011)
Österreich/ Eisen -& Stahlindustrie insgesamt	-	-	120	Hütter et al. (2013) ⁴⁰
Elektrostahlwerke und Stranggussanlagen	-	18.000	2,6	Eigene Berechnung auf Basis von Klobasa (2007) ⁴¹
Eisen- und Stahlerzeugung	3.094.538 MWh	-	126	Gesamte Eisen- und Stahlerzeugung Gutschi und Stigler (2008)
Elektrostahlerzeugung (Hauptproduzenten)	85 MW	29.800	3,4	Kontinuierliche Imputation der drei Hauptbetriebe <i>Untergrenze</i> ⁴²
Elektrostahlerzeugung (Hauptproduzenten)		3.700	23	Interpolation des Potenzials auf Basis der Produktion in Deutschland ⁴³
Stahlindustrie⁴⁴	111 MW	-	-	Oberhofer (2013)
Eigene Abschätzung /GESAMTSEKTOR	85 MW	-	~60	

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

⁴⁰ Eine gesonderte Auswertung des Elektrostahlanteils ist nicht vorgesehen.

⁴¹ Unter Anwendung linearer Faktoren in Bezug auf die Jahresarbeitsleistung (8.760 Volllaststunden p.a.) sowie der in Klobasa (2007) verwendeten Approximationsmethoden (4 % Verschiebungspotenzial) erhält man als erste Näherung für das approximative Volumen der Verschiebepotenziale ein Dauerlastverschiebungspotenzial von 2,06 MW. Die maximal verschiebbare Jahresenergie beläuft sich auf 18 GWh.

⁴² Diese Abschätzung wird auf Basis der Anschlussleistung dreier Hauptunternehmen und eines 4% Potenzial, bei einer im Jahres-, Wochen- und Tagesdurchschnitt konstanten Produktion durchgeführt.

⁴³ Wie im Text beschrieben auf Basis von Popp und Klobasa (2013) unter der Annahme von 5 % der Produktion Deutschlands.

⁴⁴ Die notwendige Leistungs- bzw. Energiebereitstellung in der Elektrostahlindustrie ist geringer als die hier definierte Obergrenze des Gesamtsektors der Stahlindustrie und basiert auf einer Produktion von 90 t Stahl pro Stunde zu Kosten von je 375€/t.

Das Gesamtlastverschiebungspotenzial dieses Sektors beträgt somit rund 60 MW zu Kosten von etwa 200 €/MWh.

Elektrostahl wird weiterhin an Bedeutung gewinnen, da vor allem die Möglichkeit großteils Schrott als Rohstoff einzusetzen, sowie der um bis zu 55 % niedrigeren Energieverbrauch, diese Form der Stahlerzeugung zukünftig besonders interessant machen. Auxilliärprozesse wurden in diesem Arbeitspapier nicht analysiert. Deren Verlagerungspotenzial ist, in Anbetracht des enormen Leistungsbedarfs des Kernprozesses, als untergeordnet zu betrachten.

Factbox Lastverschiebung in der Elektrostahlerzeugung in Österreich

In der Elektrostahlerzeugung bestehen österreichweit bedeutende Lastverschiebungspotenziale von rund 60 MW. Dies ist allerdings vor allem in Hinblick auf die hohe Wertschöpfung in diesem Sektor nur unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen möglich. Eine Ausschöpfung eines Teils des österreichischen Verlagerungspotenzials im Bereich Elektrostahlzeugung ist zu Kosten von unter 200 €/MWh möglich. Im Durchschnitt sind jedoch Anreizstrukturen um 200 €/MWh notwendig, um ausreichende Kapazitäten bereitstellen zu können. Die Bedeutung dieser Methode zur Stahlproduktion ist durch die erwartete Zunahme des mittels Elektrostahlherstellungsverfahrens hergestellten Stahl insbesondere in der Zukunft hoch relevant.⁴⁵

⁴⁵ Pulm und Raupenstrauch (2014) stellen beispielsweise fest, dass: „Der Anteil der Stahlproduktion über die Elektrolichtbogenofenroute in den EU27 kontinuierlich an[steigt]. Weltweit ist er durch die stark gestiegenen Kapazitäten der chinesischen integrierten Stahlwerke stagniert. Es ist jedoch anzunehmen, dass sobald die chinesische Stahlproduktion auf ein Plateau stößt, der Anteil der Stahlproduktion über die Elektrolichtbogenofenroute auch global weiter steigen wird. [...]“

5 Nichteisen-Metalle

Michael Schmidthaler

Zu den Nichteisen-Metallen zählen sämtliche Metalle bei denen Eisen nicht als Hauptelement (Anteil < 50 %) vorkommt. Dabei stellen Aluminium und Kupfer zwei der quantitativ wichtigsten Nichteisen-Metalle dar. Durch die hohe elektrische Leitfähigkeit beider Metalle zählen diese zu den am häufigsten verwendeten Materialien bei der Herstellung von elektrischen Leitern und anderen Komponenten. Während Kupfer eines der ersten vom Menschen verwendeten Metalle ist⁴⁶, hat vor allem Aluminium in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts deutlich an Bedeutung gewonnen. Viele Anwendungen sind heute ohne diese beiden Materialien nicht denkbar.

Für Lastverschiebungsmaßnahmen kommen Herstellungsverfahren für beide Metalle in Frage⁴⁷, da sowohl Aluminium als auch Kupfer durch einen sehr energie- und insbesondere stromintensiven Erzeugungs- und Aufbereitungsprozess gekennzeichnet sind. Bei Aluminium machen die Energiekosten beispielsweise etwa 40 % der Gesamtherstellungsaufwendungen aus (Pulm und Raupenstrauch, 2014).⁴⁸ Vielfach sind aufgrund dieser hohen Energieintensität bereits Lastmanagementsysteme eingeführt, sodass für Lastverschiebungsmaßnahmen günstige Voraussetzungen herrschen.

Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Sektors Nichteisen-Metalle wird in Tabelle 5-1 dargelegt. Diese zeigt einen Ausschnitt der Gütereinsatzstatistik 2012 der Nichteisen-Metallerzeugung in Österreich nach ÖNACE Klassifikation.

Tabelle 5-1: Gütereinsatzstatistik der Nichteisen-Metalle im Jahr 2012

ÖNACE-Gruppe	Zahl der meldenden Betriebe	Wirtschaftliche Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Güter-einsatz 1) in 1.000 Euro	Güter-einsatz in % 2)	Energie-einsatz in 1.000 Euro	Energie-einsatz in % 3)
Erzeugung v. Nichteisen-Metallen (c24.4)	31	4.068.158	3.172.212	77,5	91.705	2,2

Quelle: Statistik Austria (2012)

Ersichtlich ist die hohe energie- wie auch volkswirtschaftliche Bedeutung dieses Wirtschaftsbereichs. Auch in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird beiden Produktionsbereichen hohe Bedeutung vorhergesagt. Vor allem durch die Möglichkeit des Materialeinsatz von Recyclingmaterialien wird eine weitere Zunahme prognostiziert.

Nichteisen-Metalle zeichnen sich bereits jetzt durch hohe Anteile von Sekundärmaterialien als Ausgangsstoffe aus. In Deutschland wurden rund 60 Prozent des Aluminiums sowie rund 40 Prozent des Kupfers aus wiederverwerteten Ausgangsmaterialien produziert

⁴⁶ Dazu zählen auch die Legierungen Bronze und Messing.

⁴⁷ Apel et al. (2012) weisen Nichteisen-Metallen (insbesondere Aluminium) in einer Studie für Deutschland signifikante Potenziale für Demand Side Management zu.

⁴⁸ Bei Kupfer hat insbesondere der Gewinnungs- und Konditionierungsprozess großen Anteil am Gesamtenergieverbrauch.

(Statista, 2014). Für Österreich, das gänzlich auf importierte Vorprodukte angewiesen ist, ist dieser Anteil noch höher. Die Produzenten in Österreich sind meist hochspezialisierte Unternehmen. Tabelle 5-2 listet die wichtigsten Produktionsbetriebe der Nichteisen-Metallbranche in Österreich auf.

Tabelle 5-2: Überblick der Produktion von Nichteisen-Metalle in Österreich

Produktionsbetrieb	Ort	Art der Produktion	Menge/Anmerkungen
Montanwerke Brixlegg	Brixlegg	Sekundärmaterial, Kupfer und Silber	130.000 t (2008/09)
Austria Buntmetall GesmbH	Amstetten	Kupfer und Kupferlegierungen	150.773 t
AMAG Metall AG	Ranshofen	Aluminium-Halbzeug- und Gießereiprodukte	365.000 t
Salzburger Aluminium AG	Salzburg	Aluminium-Komponenten	-
Hütte Klein-Reichenbach GesmbH.	Kleinreichenbach	Aluminium-Schmelzwerk	-
Neuman Aluminium GesmbH.	Marktl	Aluminiumbutzen, Strang- und Fließpressprodukte	-
BMG Metall und Recycling GesmbH.	Arnoldstein	Sekundär-Bleihütte zum Recycling von Bleiakkumulatoren und bleihaltigen Reststoffen.	-
Plansee AG	Reutte	Refraktärmetallen Produkte aus Molybdän, Wolfram, Tantal, Niob und Chrom	-
Wolfram Bergbau und Hütten AG	St Martin im Sulmtal	Herstellung hochreiner und extrem feiner Wolframoxid-, Metall- und Carbidpulver für die pulvermetallurgische (PM) Industrie.	-
Treibacher AG	Althofen	Hochleistungskeramik, Hartmetallen, seltenen Erden und Legierungselementen für die Eisen- und Stahlindustrie. Recycling von Sekundärrohstoffen, metallhaltiger Katalysatoren aus Erdölraffinerien.	ca. 7.000 t Spezialguss (2009)
Summe			ca. 750.000 t

Quelle: Pulm und Raupenstrauch (2014)

Der Produktionswert der Nichteisen-Metallindustrie in Österreich im Jahr 2012 betrug rund 3,9 Mrd. € (WKO, 2012). Abbildung 5-1 stellt die Entwicklung der Anzahl der Betriebe und der abgesetzten Produktion im historischen Kontext dar.

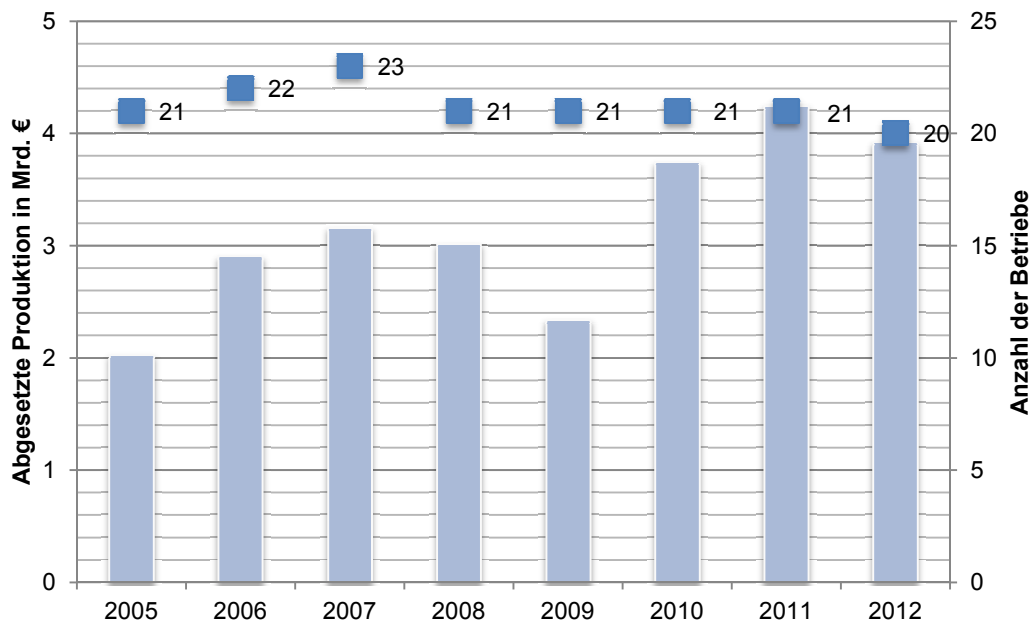


Abbildung 5-1: Anzahl der Betriebe und abgesetzte Produktion (in Mrd. €) der Nichteisen-Metallindustrie in Österreich

Quelle: WKO (2012)

In Hinblick auf die Bedeutung der Kupfer- und Aluminiumindustrie sowie als Ausblick auf die zukünftigen Entwicklung ist die in jüngsten Jahren zunehmend volkswirtschaftliche Relevanz (abgesetzten Produktion) gut erkennbar.

5.1 Energieverbrauch und Eignung für Lastverschiebung

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die Nichteisen-Metallindustrie ein bedeutender Abnehmer. Tabelle 5-3 stellt den Branchenstromverbrauch der Nichteisen-Metallindustrie für die Jahre 2011 und 2012 dar.

Tabelle 5-3: Branchenstromverbrauch der Nichteisen-Metallindustrie

Stromverbrauch	2011	2012
Gesamt [MWh/a]	1.062.260	978.839

Quelle: Statistik Austria (2012)

Der Branchenstromverbrauch des Sektors Nichteisen-Metalle belief sich im Jahr 2012 auf 978.839 MWh (Statistik Austria, 2012). Dies entspricht rund 1,6 % des Gesamtstromverbrauchs in Österreich.

Pulm und Raupenstrauch (2014) analysieren den spezifischen Energieverbrauch bei der Herstellung von Nichteisen-Metallen. Aluminium weist einen spezifischen Energieverbrauch von etwa 55,5 MWh/t (200 GJ/t) auf, wobei mehr als 44 MWh/t (160 GJ/t) auf die Reduktion⁴⁹ an sich zurückzuführen sind. Bei Kupfer wird ein Großteil der elektrischen Energie für vorbereitende Schritte aufgewendet. Wie für die Stahlherstellung, gilt auch für Nichteisen-Metalle, dass die Verwendung von Recycling-Ausgangsstoffen positiv für die Energiebilanz

⁴⁹ Dies gilt insbesondere für die Elektrolyse, die für die Anwendung größtenteils elektrische Energie benötigt.

ist. Bei Aluminium reduziert sich in diesem Falle der allgemeine Energieverbrauch um bis zu 91 %, bei Kupfer um bis zu 39 %. Dies ist insbesondere für die in Europa erwartete Zunahme der Produktion aus Sekundärausgangsstoffen relevant. Auch für Lastverschiebungsmaßnahmen ist dies von Bedeutung, da geringere Potenziale durch die Verwendung von Recyclingmaterialien resultieren.

5.2 Literatur zur Lastverschiebung im Sektor Nichteisen-Metalle

Gutschi und Stigler (2008) analysieren Möglichkeiten für Lastverschiebung im Bereich der Nichteisen-Metalle. Bei einem Branchenstromverbrauch von 770.000 MWh (Wert aus 2005) im Nichteisen-Metall-Sektor, wurden 26 MW als Potenzial für Lastverschiebung definiert.

Hinterberger und Polak (2011) geben das Lastverschiebungspotenzial im Sektor Nichteisen-Metalle mit jährlich 2 GWh an. Eine direkte Umrechnung dieses Energieverschiebungspotenzials auf die verschiebbare Leistung erfolgte nicht. Da verschiedene Produktionsauslastungen bestehen, ist diese nur bei Annahme spezifischer Volllaststunden möglich. Hütter et al. (2013) weisen hingegen das Lastverschiebungspotenzial für diesen Bereich mit 14 MW und somit deutlich niedriger als Gutschi und Stigler (2008) aus. Diesem ersten Überblick folgend werden in den weiteren Kapiteln die Prozesscharakteristika sowie die Gegebenheiten in Österreich analysiert.

5.3 Aluminiumerzeugung

Aluminium zählt mit seinem geringen Gewicht und seiner Langlebigkeit zu einem wichtigen Werkstoff im Bereich des Automobilbaus, der Verpackungsindustrie und in vielen anderen Einsatzgebieten. Er lässt sich im Vergleich zu Stahl auch bei niedrigeren Temperaturen gut gießen und leicht umformen. Die Rohstoffgewinnung kann einerseits durch Minengewinnung mit entsprechender Umwandlung/Bearbeitung und andererseits durch das Recyceln von Aluminiumschrott erfolgen.

Da der Elektrolysevorgang äußerst energieintensiv ist, haben die Kosten für elektrische Energie einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Aluminium-produzierenden Betriebe. Beim Recyceln von Aluminium zur Herstellung von Sekundäraluminium sind rund 5 % der Energie nötig⁵⁰, die bei der Herstellung von Primäraluminium verbraucht wird (Hydro, 2013).

Die Gewinnung von Aluminium erfolgt durch die Aufbereitung des Bauxit-Erzes welches überwiegend in Tagebau-Minen abgebaut wird. Australien besitzt gefolgt von China die größten Abbaukapazitäten und Reserven.⁵¹ Danach erfolgen weitere Prozessschritte bis im letzten Schritt das Endprodukt Aluminium durch Elektrolyse hergestellt wird. Da der Elektrolysevorgang äußerst energieintensiv ist, haben die Kosten für elektrische Energie einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Aluminium-produzierenden Betriebe. International wird der Aluminiumproduktion großes Lastverschiebungspotenzial eingeräumt (siehe Klobasa et al. (2011).

⁵⁰ Der Energiebedarf für Sekundäraluminium bzw. Recycling-Aluminium ist vergleichsweise gering, weshalb diese Prozesskette nachfolgend nicht betrachtet wird (Küchler, 2012).

⁵¹ In weiteren Prozessschritten wird das gewonnene Bauxit in einem Druckbehälter bei einer Temperatur von ca. 150 °C und einem Druck von ca. 5-7 bar mit 35%-iger Natronlauge gerührt. Es folgt eine Abtrennung des gebildeten Rotschlammes

5.3.1 Aluminiumerzeugung INTERNATIONAL

Im Jahre 2010 wurden weltweit 41,2 Mio. t Primäraluminium sowie 8,4 Mio. t Sekundäraluminium produziert (Aluinfo, 2011). Deutschland lag 2011 bei einer Jahresproduktion von 0,43 Mio. t Primäraluminium und 0,63 Mio. t Sekundäraluminium (Aluinfo, 2011). Die deutschen Hersteller und Verarbeiter von Aluminium setzten im Jahr 2011 etwa 14,7 Mrd. € mit 74.000 Beschäftigten um. Popp (2013) weist für Deutschland ein Lastverschiebungspotenzial der Aluminiumproduktion von 198 MW aus. Dies betrifft vor allem die Möglichkeit der Verlagerung von Spitzenlasten. Als mögliche Anreizstruktur für Lastverschiebung wird ein Regime vorgeschlagen, dass dieses Potenzial für den gesamten Sektor für eine Dauer von bis zu 4 h während 40 Tagen im Jahr finanziell abgilt.

5.3.2 Aluminiumerzeugung in Österreich

Österreichs führender Hersteller von Aluminium-Halbzeug- und Gießereiprodukten befindet sich in Ranshofen. Dieser Verarbeitungsbetrieb (Austria Metall AG Ranshofen) bietet durch die vertikale Integration u.a. mit einer kanadischen Produktionsstätte eine Vielzahl an Produktionsformen und Spezialprodukte an.

Die Aluminiumherstellung in Österreich hat einen großen volks- und energiewirtschaftlichen Stellenwert. Die Produktion in Ranshofen erwirtschaftet mit rund 1.550 Mitarbeitern einen Umsatz von rund 800 Mio. € (AMAG, 2014) und stellte dabei 329.600 t Aluminium her.

In Hinblick auf die Lastverschiebungsrelevanz sei auf die energiewirtschaftliche Bedeutung des Hauptprozesses (Elektrolyse) verwiesen. Die Anbindung an die höchste Spannungsebene des österreichischen Verbundnetzes ist die logische Folge dieser Stromintensität.

5.3.3 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Aluminiumerzeugung.

Der Verfahrensschritt der Elektrolyse stellt bei der Aluminiumproduktion mit Abstand den größten elektrischen Verbraucher dar.⁵² Dennoch konnte die Aluminiumproduktion den Energieeinsatz während der letzten 100 Jahre um etwa den Faktor 2-2,5 reduzieren. Aktuell wird von einem Energiebedarf von 45 MWh/t (163 GJ/t) Primäraluminium ausgegangen. Dies ist in der folgenden Tabelle detailliert dargestellt.

Tabelle 5-4: Relativer Energiebedarf der Primäraluminiumproduktion

Prozessschritt	Menge	Gesamtenergiebedarf (in MWh/t)	Anteil am Gesamtbedarf in %
Tonerdeherstellung	1,94	7,7	16,9
Schmelzflusselektrolyse	1,02	36,0	79,2
Schmelzereinigung	1,02	1,2	2,7
Vergießen	1,00	0,5	1,2
Summe (1 t Primäraluminium)		45,5	100,0

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Pulm und Raupenstrauch (2014)

⁵² Bedingt durch das Fehlen einer Rohstoffgewinnung in Österreich (Abbau von Bauxit) wird auf den anfallenden (jedoch vergleichsweise geringe) Stromverbrauch von 2 kWh/t (Umweltbundesamt, 2014) nicht eingegangen.

Andere Literaturquellen geben einen davon abweichenden spezifischen Energiebedarf an. Die Dena Netzstudie (Dena, 2010) weist den Strombedarf für die Aluminiumelektrolyse mit 15 MWh/t aus. Gils (2013) beziffert den elektrischen Energieverbrauch in der Aluminiumelektrolyse in Europa und Nordafrika mit 14 MWh/t. Laut Kühler (2012) benötigt die Primäraluminiumgewinnung ebenfalls etwa 14 MWh/t Strom. Paulus und Borggreffe (2009) wiederum geben 15 MWh/t elektrischen Energiebedarf für die Aluminiumelektrolyse an. Aus dem von Apel et al. (2012)⁵³ angegebenen Strombedarf und der Produktionsmenge wurde auf den spezifischen elektrischen Energieverbrauch der Elektrolyse und des Gesamtprozesses rückgeschlossen.

Tabelle 5-5 zeigt typische energiespezifische Kennzahlen der Aluminiumherstellung aus Deutschland, wobei in verschiedenen Studien auf die energiewirtschaftliche Bedeutung der Aluminiumproduktion hingewiesen wird.

Tabelle 5-5: Spezifischer elektrischer Energiebedarf in der Aluminiumherstellung

Spitzenlast [MW]	spez. elektrischer Energieverbrauch [kWh/t]	Quelle
1.000 (Deutschland)	14.000	Apel et al. (2012)
1.240 (Deutschland)*	13.000-15.000	Institut für ZukunftsEnergy Systeme (2011)
-	14.000	Kühler (2012)
-	14.000	Paulus und Borggreffe (2009)
-	15.000	Gils (2013)

* Die angegebene elektrische Anschlussleistung von 200 Megawatt einer Hütte mit 100.000 Tonnen Aluminium Jahreskapazität wurde auf die Deutsche Produktionskapazität von 620.000 t von Apel et al. (2012) hochgerechnet.

Der Anteil der elektrischen Energie an den geschätzten durchschnittlichen Produktionskosten für Primäraluminium wird in Deutschland mit rund 40 % der Gesamtkosten angegeben (Institut für ZukunftsEnergySysteme, 2011). Dies entspricht rund 800 €/t (Stand 2011), bei einem Strompreis von ca. 0,05-0,06 €/kWh.

Abbildung 5-2 zeigt die Anteile der verschiedenen Produktionsfaktoren für Primäraluminium.

Aus diesen Überlegungen sind nicht produktionseinschränkende Verlagerungspotenziale in der Aluminiumerzeugung prozesstechnisch anspruchsvoll. Bedingt durch weitreichende Effizienzsteigerungen sind beim Hauptprozess (Schmelzflusselektrolyse) keine nennenswerten Verschiebepotenziale bei weiter aufrechterhaltener Produktion möglich. Die Verschiebung von Chargen ist bei entsprechender Vorwarnzeit und finanzieller Abgeltung zwar möglich, allerdings ist die damit gesicherte Leistungsreserve als sehr eingeschränkt anzusetzen.

⁵³ Quelle: „Aluminium [stellt] die größte Gruppe an Nichteisen-Metallen dar[...]. Aluminium wird in zwei Produktionsstufen gewonnen. Zunächst wird im Bayer-Verfahren Aluminiumoxid mittels Natronlauge abgetrennt. Anschließend wird es durch Schmelzflusselektrolyse zu reinem Rohaluminium aufbereitet. Eine Hütte von 100.000 Tonnen Aluminium Jahreskapazität benötigt rund 200 Megawatt elektrische Anschlussleistung und etwa 13 bis 15 MWh Strom pro Tonne Aluminium, weshalb die Primäraluminiumgewinnung zur stromintensiven Industrie zählt. [...] Die neun deutschen Produktionsreihen mit 1.178 Elektrolysezellen haben in Summe eine installierte Leistung von 1 GW und einem jährlichen Strombedarf von 5,6 TWh. Insgesamt beträgt der jährliche Strombedarf der Primäraluminiumherstellung (komplette Produktionskette) 6,3 TWh“ (Institut für ZukunftsEnergy Systeme, 2011)

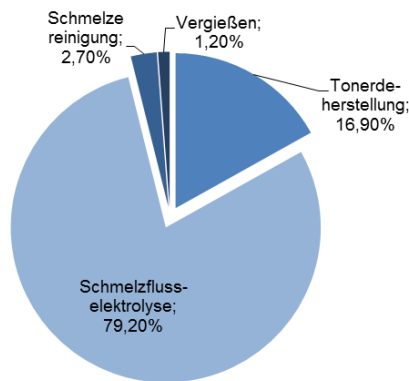


Abbildung 5-2: Energieverbrauch und relative Produktionsfaktoren für Primäraluminium

Quelle: Apel et al. (2012)

5.4 Kupfererzeugung

Kupfer kann einerseits aus Primärrohstoffen durch den Abbau von Kupfererz sowie andererseits aus Sekundärrohstoffen durch das Recycling von Kupferschrott gewonnen werden. Die wichtigste Erzquelle stellt der kupferhaltige Kupferkies dar.

Österreich verfügt aktuell über keinen aktiven Kupferabbau. Allerdings bestehen hochqualitative Sekundär- und Verarbeitungskapazitäten. Die österreichische Kupferproduktion unterscheidet sich wesentlich von der Produktion aus Erzen in Kupferminen.⁵⁴ Je nach Qualität des Sekundärmaterials wird dieses im entsprechenden Prozessschritt zur Aufbereitung zugeführt. Abbildung 5-3 zeigt die einzelnen Prozessschritte in Abhängigkeit der Rohmaterialqualität.

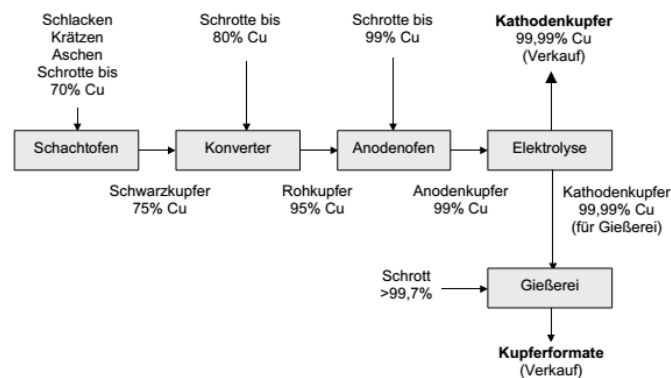


Abbildung 5-3: Aufbereitungsschritte von Kupfer in Abhängigkeit der Ausgangsmaterialqualität

Quelle: Umweltbundesamt (2004)

In den nachfolgenden Kapiteln wird auf die Eigenschaften der Kupferproduktion und deren Eignung für Lastverschiebung eingegangen.

⁵⁴ Die Produktion und Verarbeitung in Kupfer basiert zu 100 % auf der Verwendung von Sekundärmaterialien. Aufgrund dieser Tatsache wird auf eine Untersuchung der Prozessschritte bei der Produktion aus Primärmaterialien (Erzen) verzichtet. Die energieintensiven Prozessschritte welche bei der Aufbereitung der Sekundärmaterialien stehen daher im Fokus dieser Analyse, wobei die Potenziale geringer ausfallen als dies bei der Primärproduktion der Fall wäre.

5.4.1 Kupfererzeugung INTERNATIONAL

Weltweit werden jährlich etwa 16 Mio. t Kupfer aus Erz gewonnen. Die wichtigsten Länder in denen Kupfererz gefördert wird, sind Chile, Peru, USA, Indonesien, China und Australien. Tabelle 5-6 zeigt die weltweite Kupferproduktion und Nachfrage im Jahr 2010.

Tabelle 5-6: Kennzahlen der globalen Kupferproduktion (Basisjahr 2010)

Minenproduktion [in Mio. t]	Kupferproduktion raffiniert [in Mio. t]	Kupfernachfrage [in Mio. t]
16,1	18,9	19,4

Quelle: ICSG – International Copper Study Group (2013)

Die weltweite Nachfrage lag bei fast 20 Mio. t. Im Jahr 2010 wurden darüber hinaus rund 1,8 Mio. t Halbzeug (inkl. Leitmaterial) und Metallguss produziert (Kupferinstitut, 2010).

Die Herstellung von Kupfer hat auch in Europa hohen Stellenwert. Die Produktion von raffiniertem Kupfer in Deutschland betrug 2013 rund 711.000 t. Dieser Produktionszweig erwirtschaftet im benachbarten Deutschland einen Umsatz von 13,8 Mrd. € (Wirtschaftsvereinigung Metalle, 2013). Aufgrund dieser energie- wie volkswirtschaftlichen Bedeutung wurde das Lastverschiebungspotenzial der Kupferproduktion für Deutschland eingehend analysiert. Die verschiebbare elektrische Energiemenge für die Kupferproduktion wurde mit bis zu 31 GWh angegeben (siehe Popp und Klobasa, 2013). Dies ist bedeutsam und wird nachfolgend für Österreich analysiert.

5.4.2 Kupfererzeugung in Österreich

Mit einer Kupferproduktion von rund 113.500 t im Jahr 2012 hergestellt aus 100 % recycelten Kupferschrott ist die Kupferhütte Montanwerke Brixlegg (Montanwerke Brixlegg, 2014) der einzige Erzeuger von Kupfer in Österreich. Die Potenzialerhebung gestaltet sich für die Kupferproduktion schwierig. Bedingt durch eine große Verarbeitungsstätte ist auf die ökonomischen Charakteristika und Auslastung der Produktion höchsten Wert zu legen. Für den Bereich der Kupferherstellung besteht darüber hinaus eine sehr hohe Auslastung des österreichischen Hauptwerkes (Brixlegg) von rund 95 % (Oberhofer, 2013). Diese hohe Auslastung impliziert, dass sämtliche Potenziale nahezu ausschließlich mittels reduzierter Produktion zu heben sind. Gemeinsam mit der hohen sektorspezifischen Wertschöpfungstätigkeit ist das verfügbare Potenzial für Lastverschiebung deutlich reduziert.

Eine monetäre Bewertung der potentiellen Höhe eines Produktionsausfalls wird auf Basis der in Tabelle 5-7 dargestellten Eckdaten der österreichischen Produktion von Kupfer vorgenommen. Unter Verwendung der in der Tabelle gezeigten Produktionsdaten sowie der dem durchschnittlichen Kupferpreis ergeben sich (prohibitiv hohe) Opportunitätskosten von rund 5.800 €/MWh.

Tabelle 5-7: Struktur der Kupferproduktion in Österreich und Opportunitätskosten in der Kupferproduktion

Input	Wert	Quelle
Kupferproduktion 2012	113.578 t/a	Nachhaltigkeitsbericht Montanwerk Brixlegg 2012
Gesamter Einsatz Elektrischer Energie	80,8 GWh/a	Nachhaltigkeitsbericht Montanwerk Brixlegg 2012
Durchschnittliche Leistung	4,5 MW**	Eigene Berechnung
Opportunitätskosten	Bis 5.780€/MWh ⁵⁵	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (2013)

*unter der Annahme eines spezifischen Stromverbrauchs von 350 kWh/t (Quelle: Oberndorfer); **bei äußerst konservativer Annahme durchlaufender Produktion (kein Chargenbetrieb, daher 8760 Jahresproduktionsstunden); Kupfer wird an der London Metal Exchange gehandelt, der Preis für eine Tonne Kupfer bewegte sich in den Jahren 2012 und 2013 zwischen rund 7.000-8.500 US\$ und betrug im Jahr 2013 im Durchschnitt 7.300 US\$ (Quelle: westmetall.com). Die Umrechnung erfolgt hier bei einem angenommenen Wechselkurs von 1,35 €/US\$. *** nicht berücksichtigt ist hierbei, dass bei einer Nichtproduktion auch keine (teuren) Rohstoffe eingesetzt werden müssten.

5.5 Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Nichteisen-Metalle in Österreich

Eine lineare Umlegung der Lastverschiebungscharakteristika, die für den wichtigen Leitmarkt der deutschen Aluminiumproduktion berechnet wurden, (siehe Popp, 2013) ist für Österreich bedingt durch die Unterschiede der Produktionsstruktur nicht möglich. Nachfolgend wird auf die wichtigsten Parameter zur Berechnung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten eingegangen.

5.5.1 Lastverschiebungspotenziale bei Nichteisen-Metallen

Das gesamte sektorspezifische Lastverschiebungspotenzial wird in diesem Arbeitspapier mit 28 MW angenommen. Diese Abschätzung der Lastverschiebungspotenziale der beiden Hauptproduktionsketten von Nichteisen-Metallen in Österreich erfordert eine Einordnung in bestehende Literaturdaten. Das Lastverschiebungspotenzial für den gesamten Bereich der Nichteisen-Metalle in Österreich wird von Hütter et al. (2013) mit 14 MW angegeben. Die Aluminiumproduktion ist aufgrund der höheren Wertschöpfungsrelevanz der volkswirtschaftlich bedeutendere Sektor, jedoch gilt es sämtliche Möglichkeiten auszuloten, um einfach erreichbare Lastverschiebungspotenziale sowohl in der Kupfer-, als auch in der Aluminiumproduktion heben zu können. Gutschi und Stigler (2008) analysieren Möglichkeiten für Lastverschiebung im Bereich der Nichteisen-Metalle. 2005 betrug der Branchenstromverbrauch demnach 767.069 MWh im Nichteisen-Metall Sektor, wovon rund 26 MW als Potenzial für Lastverschiebung gesehen werden können.

Tabelle 5-8 stellt das in diesem Arbeitspapier erhobene Lastverschiebungspotenzial der Nichteisen-Metalle gemeinsam mit verschiedenen Literaturquellen dar.⁵⁶

⁵⁵ Wird auf Opportunitätskostenansatz zurückgegriffen, kann der Wert der Produktion abgeschätzt und somit eine Obergrenze der Lastverschiebungskosten (Ausfall der Gesamtproduktion) evaluiert werden. Dieser *worst case* (einem Ausfall sämtlicher Produktionsmöglichkeiten) weist für diesen Sektor einen Wert von 5,78 €/kWh zu.

Tabelle 5-8: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale der Nichteisen-Metalle

Standort/Produktion	Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie (MWh)	Energieverschiebungspotenzial [in MWh]	Lastverschiebungspotenzial [in MW]	Quelle
Nichteisen-Metalle	767.069 (2005)	-	26	Gesamte Nichteisen-Metallbranche aus Gutschi und Stigler (2008)
Nichteisen-Metalle	978.839 (2012) Statistik Austria (2012)	-	33 (Aktuell anzusetzender Wert)	Fortschreibung der Werte aus Gutschi und Stigler (2008) mit aktuellen Verbrauchsdaten (2012)
Kupfer	-	-	11	Eigene Schätzung auf Basis von Gutschi und Stigler (2008) ⁵⁷
Nichteisen-Metalle	-	-	14	Hütter et al. (2013)
Nichteisen-Metalle	-	2.000	-	Hinterberger und Polak (2011)
Aluminiumproduktion ⁵⁸	-	-	34,1	Gutschi und Stigler (2008)
Kupfer	-	7.200 ⁵⁹	-	Eigene Abschätzung auf Basis von Popp und Klobasa (2013)
Nichteisen-Metallindustrie	-	-	4,5 ⁶⁰	Oberhofer (2013)
Eigene Abschätzung /GESAMTSEKTOR	-	-	~28	

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Im Vergleich zur Studie von Gutschi und Stigler (2008) wurde im Jahr 2012 rund ein Viertel mehr Strom nachgefragt.

⁵⁶ Der Großteil des Gesamtpotenzials ist im Bereich der Aluminiumproduktion verfügbar. Für Kupfer wird das Verlagerungspotenzial in Deutschland bei der Kupfer- und Zinkelektrolyse von Popp und Klobasa (2013) auf 5 GWh bei einer Spitzenlast von 31 MW angegeben.

Für den österreichischen Standort welcher bei einer Jahresproduktion von 113.500 t Kupfer ca. 16 % der deutschen Menge mit 711.000 t aufweist bedeutet dies ein Verlagerungspotenzial von 800 MWh bei einer Spitzenlast von jedenfalls kleiner 5 MW.

⁵⁷ Es wird angenommen, dass rund 40 % der gesamten Wertschöpfung im Bereich Nichteisen-Metalle mit Kupfer und dessen Legierungen erwirtschaftet wird. Die Berechnung des Lastverschiebungspotenzials erfolgt unter Berücksichtigung der Kupferproduktion und Zuweisung dieses Wertes.

⁵⁸ Aggregat aus Aluminiumverarbeitung, Guss- und Walzwerken.

⁵⁹ Diese beziffern Popp und Klobasa (2013) mit 31 GWh. In Anbetracht der sehr ähnlichen Charakteristika in Hinblick auf die Elektrostahlerzeugung, deren Wertschöpfungszusammensetzung, Prozesstechnik und der etwa 4,2 fachen Größe (gemessen am Umsatz) von Deutschland im Vergleich zu Österreich wird von einem Verlagerungspotenzial von etwa 7,2 GWh für Österreich ausgegangen.

⁶⁰ Dies sind typische Leistungs- bzw. Energienachfrage der Nichteisen-Metallindustrie bei einer durchschnittlichen Produktion von rund 12,9 t je Stunde (Oberhofer, 2013).

5.5.2 Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung

Tabelle 5-9 stellt den Zeitraum, welcher für Lastverschiebung geeignet ist dar. Dies basiert auf verschiedenen Expertengesprächen sowie einer qualitativen Analyse und Synopsis bestehender Literaturquellen und dient der konservativen Abschätzung des (zeitabhängigen) Lastverschiebungspotenzials.

Tabelle 5-9: Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100 %)

Sektor	0-5 min	6-15 min	16-59 min	1 h-3 h 59 min	4 h-11 h 59 min	12 h-23 h 59 min
Nichteisen-Metalle	0%	15%	25%	25%	0%	0%

Quelle: Eigene Abschätzung

Für Aluminium wird eine zeitliche Verlagerung des Elektrolyseprozesses in einem Zeitraum von 6 min bis 4 h in der Literatur angeführt. Das nutzbare Lastverschiebungspotenzial beläuft sich in diesem Zeitraum dabei auf 25 % (Popp und Klobasa, 2013).

Für Kupfer ist die Ausgangslage der Lastverschiebungspotenziale heterogener. Die gesamte Kapazität des Werkes in Brixlegg wird mit 118.000 t/a angegeben (Montanwerke Brixlegg, 2014). Diese grundsätzlich hohe Auslastung ist bei der Beurteilung des tatsächlichen Lastverschiebungspotenzials jedenfalls ausschlaggebend. Popp und Klobasa (2013) zeigen, dass aus technischer Sicht die maximale Dauer der Lastverschiebung im Bereich von bis zu 4 Stunden liegen kann. Darüber hinaus können diese Lastverschiebungspotenziale maximal 40 Mal jährlich aktiviert werden. Der für Lastverschiebung relevante Produktionsanteil ist mit ca. 25 % begrenzt.

Sämtliche Werte sind als Obergrenze zu interpretieren, sodass über den gesamten Zeitraum ein aggregiertes Potenzial von rund 15 % vorhanden ist.

5.5.3 Lastverschiebungskosten

Für die Produktion von Nichteisen-Metallen (insbesondere von Aluminium) ist der Inputfaktor Elektrizität sowohl prozesstechnisch wie auch wirtschaftlich sehr bedeutsam. Dies wird anhand des Anteils von Strom an der Gesamtwertschöpfung von etwa 40 %⁶¹ verdeutlicht (siehe Abbildung 5-2). Die Stromintensität beträgt etwa 14 kWh Elektrizität je kg Aluminium (Hydro Aluminium, 2007). Daher ist der Einfluss von Preisänderungen der elektrischen Energie sehr bedeutend. Tabelle 5-10 stellt Szenarien zu den Auswirkungen sich verändernder Strompreise für die Produktionskosten von Primäraluminium dar.

⁶¹ Dies bezieht sich auf die energieintensive Primäraluminiumproduktion.

Tabelle 5-10: Aufbereitungsschritte in Abhängigkeit der Schrottqualität

Strompreisentwicklung	Strombezugspreis (netto) in ct/kWh	Produktionskosten Primäraluminium	Auswirkungen der Stromkosten auf Produktionskosten
+15 %	5,95	1.895 €	106,1 %
+10 %	5,69	1.859 €	104,1 %
+5 %	5,43	1.823 €	102,0 %
0	5,17	1.787 €	100 %
-5 %	4,91	1.751 €	98,0 %
-10 %	4,66	1.714 €	95,9 %
-15 %	4,4	1.678 €	93,9 %

Quelle: Institut für ZukunftsEnergieSysteme (2011)

Die Auswirkung erhöhter Strompreise sowie der Nichtverfügbarkeit elektrischer Energie sind für die Aluminiumproduktion signifikant, was wiederum auf die hohen Kosten für Lastverschiebungsansätze schließen lässt. Tabelle 5-11 stellt die Lastverschiebungskosten der österreichischen Nichteisen-Metallindustrie im Aggregat dar.

Tabelle 5-11: Lastverschiebungskosten der Nichteisen-Metalle in Österreich

Last-verschiebungs-kosten [in €/MWh]	Quelle
3.000	Hinterberger und Polak (2011)
5.780	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (2013) blackout-simulator.com , Obergrenze, Verwendung eines Opportunitätskostenansatzes
2.670	Arithmetisches Mittel zweier Aluminiumgusswerke in Gutschi und Stigler (2008)
2.330	Aluminiumwalzwerk Gutschi und Stigler (2008)
19.109	Oberhofer (2013)
~2.850	Eigene Abschätzung/Gesamtsektor

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Hinterberger und Polak (2011) geben für das 15-min Potenzial spezifische Verschiebungskosten des Sektors der Nichteisen-Metalle in Höhe von etwa 3.000 €/MWh an. Unter Verwendung des gesamten österreichischen Verlagerungspotenzials von 7,2 GWh würde dies Verschiebungskosten in der Höhe von 21,6 Mio. € p.a. entsprechen.

Dies wird auch bei Betrachtung der Schadenskosten im Falle von Stromausfällen verdeutlicht. Unter Annahme des schlechtesten Zeitpunkts zur Berechnung des Kostenmaximums würde „The value of lost load“ für einen vierstündigen Stromausfall in ganz Österreich um 12:00 Uhr etwa 5.780 €/MWh betragen. Dieser Wert ergibt sich unter Verwendung des Tools blackout-simulator.com (Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2013).

Factbox Lastverschiebung in der Nichteisen-Metallindustrie in Österreich

In Anbetracht der Heterogenität dieses Sektors und der Branchenstruktur wird von einem Lastverschiebungspotenzial von 28 MW ausgegangen. Es wird ein gesamtstaatliches Verschiebepotenzial von 800 bis 7.200 MWh p.a. identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 2.850 € je MWh zur Verfügung.

6 Metallerzeugung und –bearbeitung

Michael Schmidthaler

Lastverschiebungsansätze im Wirtschaftsbereich der „Metallerzeugung und –bearbeitung“ weisen im Vergleich zu anderen Sektoren sehr heterogenere Voraussetzungen auf. Dies betrifft sowohl die Branchenstruktur, die Anzahl der Volllaststunden in den verschiedenen Produktionsbereichen, die Größe der Unternehmen, die Energieintensität der Produktion sowie andere Charakteristika.

Die Analyse der Potenziale und Kosten von Lastverschiebungsmaßnahmen dieses volks- wie auch energiewirtschaftlich wichtigen Sektors ist Gegenstand dieses Arbeitspapiers. Nicht zuletzt werden diesem Bereich – trotz teils sehr unterschiedlicher Angaben aus der Literatur – Lastverschiebungspotenziale bei vergleichsweise geringen Kosten beschieden.⁶² In diesem Arbeitspapier werden verschiedene (oft nomenklaturübergreifende) Prozesse und Anwendungen im Sektor „Metallerzeugung und -bearbeitung“ zusammengefasst und hinsichtlich ihrer Eignung für Lastverschiebung analysiert. Des Weiteren werden anhand von Fallbeispielen der wichtigen Subsektoren *Gießereien* sowie *Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung* die Charakteristika und Problemstellungen von Lastverschiebungsmaßnahmen dargestellt.

6.1 Überblick

Metallverarbeitenden Unternehmen in Österreich werden in der Wirtschaftsnomenklatur ÖNACE 2008 in Abschnitt C, Abteilung 24 zusammengefasst. Es handelt sich hierbei um ein Aggregat aus verschiedenen Subsektoren⁶³. Tabelle 6-1 sowie Tabelle 6-2 fassen die enthaltenen Gruppen des Abschnitts der Metallerzeugung und -bearbeitung zusammen.

Tabelle 6-1: Gruppen der Abteilung 24 Abschnitt C: Metallerzeugung und -bearbeitung

ÖNACE 2008	Sektor Bezeichnung
C 24.1	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen
C 24.2	Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl
C 24.3	Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl
C 24.4	Erzeugung und erste Bearbeitung von Nichteisen-Metallen
C 24.5	Gießereien

Quelle: Statistik Austria (2008)

⁶² Metallerzeugung und -bearbeitung ist neben der Stahlerzeugung, die in diesem Arbeitspapier in einem eigenständigen Kapitels behandelt wird, als zweiter wichtiger Wirtschaftsbereich in der Eisen- und Stahlindustrie zu nennen und bedeutsam für die Analyse der Lastverschiebungseignung.

⁶³ Abschnitte und Abteilungen in der ÖNACE Nomenklatur ersetzen die ehemalige 4-steller Ebene in der nun europaweit einheitlich verwendeten NACE-Nomenklatur.

Tabelle 6-2: Übersicht des Sektors in ÖNACE der Abteilung 25 Abschnitt C: Herstellung von Metallerzeugnissen

ÖNACE 2008	Sektor Bezeichnung
C 25.1	Stahl- u. Leichtmetallbau
C 25.2	Herstellung von Metalltanks u. Heizkörpern
C 25.3	Herstellung von Dampfkesseln
C 25.4	Herstellung von Waffen u. Munition
C 25.5	Herstellung von Schmiede- u. Stanzteilen
C 25.61	Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung
C 25.7	Herstellung von Schneidwaren u. Werkzeugen
C 25.9	Herstellung von sonstigen Metallwaren

Quelle: Statistik Austria (2008)

Die Unternehmen dieser Sektoren sind neben der energiewirtschaftlichen Bedeutung (hohe nachgefragten Menge elektrischer Energie) vor allem aufgrund ihrer Prozessstruktur für Lastverschiebung zu analysieren. In einer aktuellen Studie von Agora Energiewende (2013) wurde im Rahmen einer Onlinebefragung die Eigeneinschätzung für Lastmanagementansätze von Unternehmen abgefragt. Die selbstgenannten Potenziale wurden mit 10 bis 20 % der nachgefragten Last angegeben, wobei hauptsächlich Warmhalte- sowie Schmelzöfen für Lastmanagement genutzt werden könnten.⁶⁴ Nachfolgend wird auf Energie- und Branchenstruktur dieses Wirtschaftsbereichs eingegangen.

6.1.1 Energieverbrauch und Branchenstruktur

Unternehmen der Metallerzeugung und –bearbeitung haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung. Wie in Tabelle 6-3 dargestellt, weist der Gesamtsektor einen Jahresbedarf an elektrischer Energie von etwa 4,8 TWh auf. Die hier analysierten Unternehmen im Sektor „Gießereien“ benötigen jährlich rund 441 GWh an elektrischer Energie

Tabelle 6-3: Nachfrage nach elektrischer Energie von Unternehmen im Sektor Metallerzeugung- und bearbeitung sowie von Gießereien in Österreich (Basisjahr 2010)

Intermediärverbrauch	ÖNACE 2008	in MWh
Metallerzeugung und -bearbeitung	C 24	4.748.964
davon Gießereien	C 24.5	441.595

Quelle: Statistik Austria (2014)

Ersichtlich ist darüber hinaus ein Anteil der Gießereien von etwa zehn Prozent. Auch die historische Entwicklung des sektoralen Bedarfs nimmt zu. Der Bezug elektrischer Energie ist in Tabelle 6-1 dargestellt.

⁶⁴ Die Studie befindet weiters, dass: „Die Auswertung des Onlinefragebogens zur Metallindustrie zeigt, dass hier ein sehr interessanter Bereich für ein zusätzliches Lastmanagement zur Verfügung steht. Aufgrund der geringen Anzahl an antwortenden Unternehmen konnte hieraus keine Hochrechnung auf Baden-Württemberg und Bayern vorgenommen werden, allerdings weisen die Angaben der Unternehmen darauf hin, dass hier weitere Potenziale im mindestens zweistelligen MW-Bereich zur Verfügung stehen.“

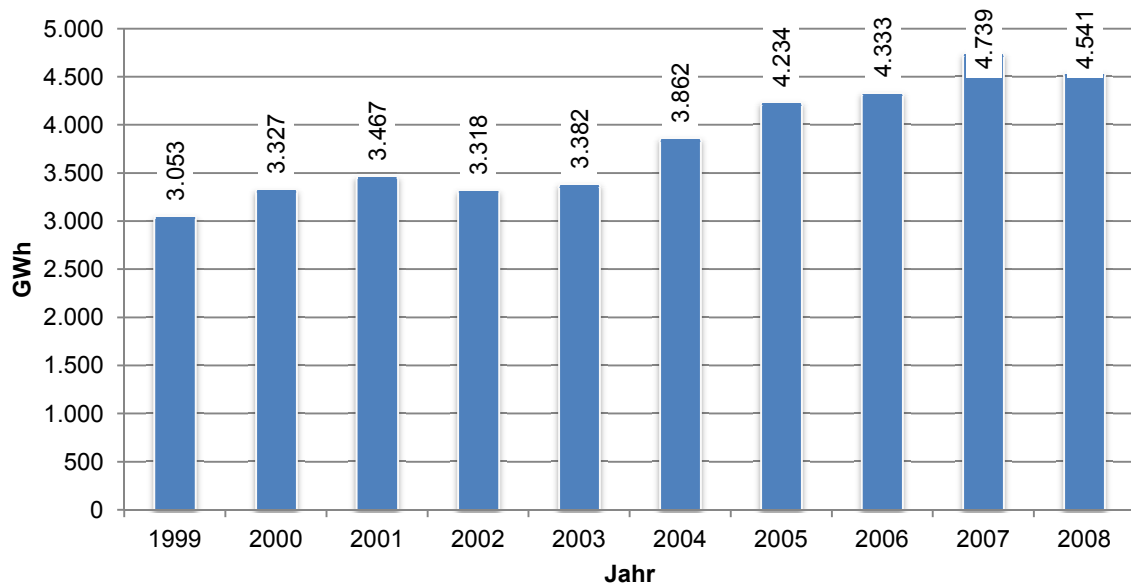


Abbildung 6-1: Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Metallerzeugung und –bearbeitung" in GWh

Quelle: Statistik Austria (2010)

Die Zunahmen des elektrischen Endenergieverbrauchs spiegeln einerseits eine allgemeine Zunahme der Produktion und damit einhergehend des Energiebedarfs wider. Andererseits deutet diese Trendentwicklung vor allem bei Berücksichtigung des Gesamtenergiebedarfs auf eine Verlagerung in Richtung elektrischer Anwendungen hin. Der Gesamtstromverbrauch des Sektors *Herstellung von Metallerzeugnissen* sowie der hier analysierte Bereich der Oberflächenveredelung werden in Tabelle 6-4 dargestellt.

Tabelle 6-4: Nachfrage nach elektrischer Energie von Unternehmen im Sektor Herstellung von Metallerzeugnissen sowie Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung in Österreich (Basisjahr 2010)

Intermediärverbrauch		ÖNACE 2008	in MWh
Herstellung von Metallerzeugnissen		C 25	1.327.247
davon Mechanik	Oberflächenveredelung,	C25.6	395.858

Quelle: Statistik Austria (2014)

Unternehmen dieses Sektors sind in ÖNACE Gruppe C25.6. zusammengefasst und weisen einen Gesamtstrombedarfs von rund 400 GWh p.a. (oder rund 30 % des Gesamtsektors) auf. Im Aggregat weisen die beiden analysierten Sektoren demnach einen Jahresstromverbrauch von 837.453 MWh auf. Dies entspricht für sich rund 1,3 % der Gesamtstromnachfrage in Österreich.

6.1.2 Wertschöpfung und Beschäftigung im Sektor Metallerzeugung und –bearbeitung

Darüber hinaus ist die Bedeutung der analysierten Sektoren für die österreichische Volkswirtschaft hoch. Wie in Tabelle 6-5 dargestellt, weisen die relevanten Bereiche (C 24.5 sowie C 25.6) eine Gesamtproduktion von rund 2,6 Mrd. € bei einem Gütereinsatz von 1,5 Mrd. € auf. Dies ist ein Indiz für eine besonders hohe Wertschöpfung in diesen Wirtschaftsbereichen. Diese hohe Wertschöpfungsintensität schränkt jedoch die Potenziale für in Hinblick auf Lastverschiebungseignung deutlich ein. Die Gesamtstromintensität beträgt 317 kWh/1.000 € Bruttoproduktion.

Tabelle 6-5: Volkswirtschaftliche Bedeutung des Sektors Metallerzeugung und -bearbeitung in Österreich

ÖNACE-Gruppen	# Betriebe in der Konjunkturstatistik	# Betriebe in der Gütereinsatzstatistik	Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Gütereinsatz ¹⁾ in 1.000 Euro	Energieeinsatz in 1.000 Euro
Gießereien (C24.5)	33	23	1.146.268	376.282	53.502
Oberflächenveredlung (25.6)	284	25	1.489.966	1.104.604	20.285
SUMME	317	48	2.636.234	1.480.886	73.787

Quelle: Statistik Austria (2012)

Apel et al. (2012) sowie Gutschi und Stigler (2008) weisen darüber hinaus einen spezifischen Stromverbrauch speziell für die Gießereiindustrie von bis zu 1.112 kWh/1.000 € Bruttowertschöpfung aus.⁶⁵

Diese hohen Stromnachfrage je € erwirtschafteter Wertschöpfung ist als Indiz für das vorhandene Lastverschiebungspotenzial zu interpretieren. In den folgenden Kapiteln wird speziell auf die analysierten Subsektoren eingegangen.

6.2 Gießereien

Gießereien repräsentieren einen wichtigen Teil der Metallindustrie. Es werden Eisen- und Nichteisen-Metalle sowie Legierungen geschmolzen um diese in Gießformen zur endgültigen Form erstarren zu lassen. Der spätere Einsatzzweck und die Anforderungen an das Gussteil, meist in Form von Halbzeug, bestimmen dabei über die Metallzusammensetzung, Gussform, Einsatzmenge, Seriengröße, Gusstemperatur und über weitere Schritte der Nachbearbeitung, welche oft extern erfolgt. Die Standorte der Gießereien befinden sich daher oftmals in der Nähe von weiterverarbeitenden Betrieben.

Je nach eingesetztem Metall gliedert sich der Wirtschaftszweig im Wesentlichen in Eisen- und Nichteisen-Gießereien. Typische Hauptabnehmer solcher Guss-Erzeugnisse sind die Automobilindustrie (Anteil von rund 50 %), der allgemeine Maschinenbau (30 %) und das Baugewerbe (10 %) (Umweltbundesamt, 2004).

⁶⁵ Dies ist eine Darstellung der Energieintensität eines Sektors und gibt neben der absoluten Produktionsmenge Aufschluss über die Wertschöpfung eines Sektors.

6.2.1 Überblick

Das Gießen zählt als eines der ältesten Formgebungsverfahren und dient der Herstellung von Metallprodukten in verschiedenster Gestalt und Form. Bei Gussanwendungen wird zwischen verschiedenen Verfahrensschritten unterschieden. Diese gliedern sich gemäß Svehla et al. (2012) in:

- Formenherstellung
- Schmelzbehandlung und Gießen
- Ausschlagen und Nachbearbeitung
- Sandaufbereitung

Der Fokus dieses Arbeitspapiers liegt auf Leichtmetallguss- (diese sind in der ÖNACE Klassifikation C24.53 inkludiert) und Eisengussverfahren (C24.51). Dies ergibt sich aufgrund der großen Anzahl der Unternehmen in diesem Bereich sowie der hohen Elektrizitätsverbräuche dieser beiden Hauptwirtschaftszweige des ÖNACE Gießereisektors C.24.5. In Hinblick auf Lastverschiebung stellen Klobasa et al. (2011) fest, dass die Gießereibranche grundsätzlich für Lastverschiebung geeignet ist. Es bedarf jedoch spezieller Anreizstrukturen, um die logistischen und prozesstechnischen Herausforderungen dieses Wirtschaftsbereichs für den Fall einer unterbrechbaren Produktionskette meistern zu können. Tabelle 6-6 stellt verschiedene Anwendungen, Öfen und Charakteristika von Gussprozessen dar.

Tabelle 6-6: Metalle und ihre Schmelzaggregate zur Verflüssigung

Verwendetes Material	Induktions-ofen	Elektrolicht-bogenofen	Kuppel-ofen	Dreh-trommel ofen	Schacht-schmelzofen	Tiegel-ofen	Wannen-schmelz ofen
Gusseisen	x	x	x				
Stahl		x					
Aluminium	x				x	x	x
Magnesium						x	
Kupfer-legierungen				x		x	
Blei						x	

Quelle: Svehla et al. (2012)

Die Möglichkeiten der Lastverschiebung sind insbesondere deswegen von Relevanz, da die aufgrund der Größenordnungen typischerweise eingesetzten Induktions-, Lichtbogen- und Widerstandsöfen Anschlussleistungen bis zu Größenordnungen von mehreren MW aufweisen können.

6.2.2 Gießereien INTERNATIONAL

China ist im internationalen Vergleich mit einer Gussmenge von über 40 Mio. t pro Jahr der mit Abstand größte Produzent gefolgt von den USA und Indien. An vierter Stelle reiht sich Deutschland als größter europäischer Produzent ein. Abbildung 6-2 zeigt die Produktion von Guss nach Ländern weltweit im Jahr 2011.

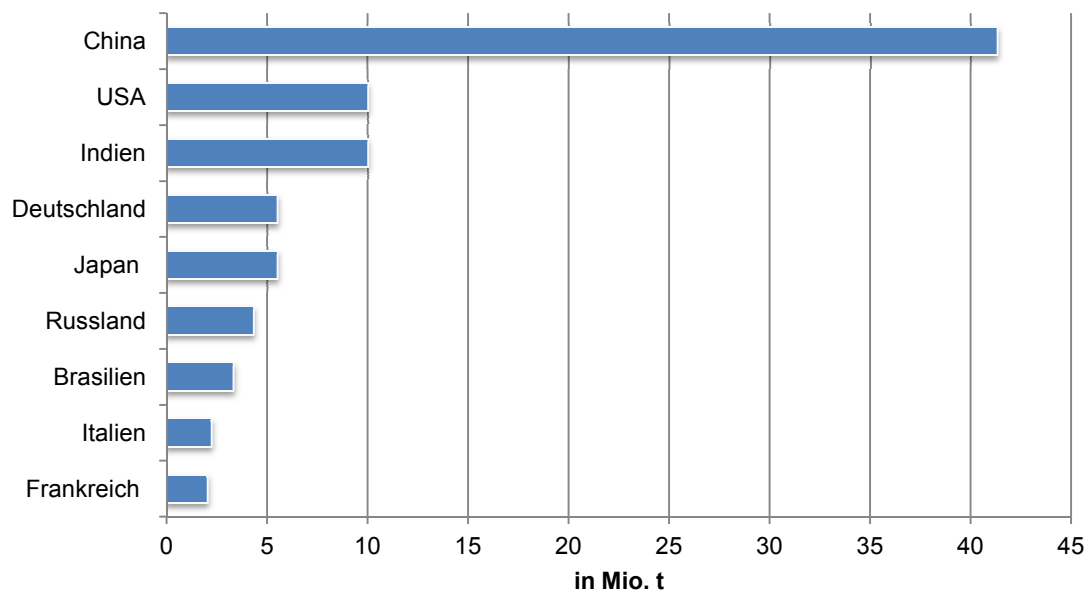


Abbildung 6-2: Produktion von Guss nach Ländern weltweit in Mio. t (Basisjahr 2011)

Quelle: Statista (2011)

Mit einem Jahresproduktionsvolumen von 5,5 Mio. t Guss (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie, 2011) befindet sich Deutschland auf Platz 4 der Weltrangliste. Der für diese Produktion eingesetzte Strombedarf beläuft sich auf 4,3 TWh. Die spezifische Menge elektrischer Energie je t Gussproduktion beträgt in Deutschland 781 KWh/t Gussproduktion. Die ausschließlich mengenbezogene Betrachtung ist insbesondere in Hinblick auf die volkswirtschaftliche Bedeutung der österreichischen Gießereien nicht zielführend. Nachfolgend wird daher die besonders hohe Spezialisierung und Wertschöpfungsrelevanz der österreichischen Gießereiunternehmen dargestellt und die Eignung des Sektors für Lastverschiebung analysiert.

6.2.3 Gießereien in Österreich

Österreich beheimatet im internationalen Vergleich sehr spezialisierte Gießereibetriebe mit einer sehr wertschöpfungsorientierten Produktion. Für Lastverschiebungsansätze bedeutet dies, dass die teilweise sehr hochwertigen (und komplexen) Gießereiprodukte und -prozesse nur bedingt für verbraucherseitige Lastverschiebungsmaßnahmen geeignet sind. Tabelle 6-7 zeigt den für Gießereien relevanten Auszug aus der Gütereinsatzstatistik 2011.⁶⁶

Tabelle 6-7: Auszug der Gießereien aus der Gütereinsatzstatistik (Basisjahr 2011)

ÖNACE-Gruppen (3-Steller)	Zahl der meldenden Betriebe	Wirtschaftliche Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Güter-einsatz 1) in 1.000 Euro	Güter-einsatz in % 2)	Energie-einsatz in 1.000 Euro	Energie-einsatz in % 3)
Gießereien (C24.5)	22	1.142.668	373.825	32,7	51.956	4,5

Quelle: Statistik Austria (2012)

⁶⁶ Ein Blick auf die Gütereinsatzstatistik spiegelt die Branchenstruktur der österreichischen Gießereien sowie die Spezialisierung wider. In Österreich sind es großteils kleine und mittlere Unternehmen, die Produkte des Eisen- und Leichtmetallgusses herstellen.

Österreichweit waren 2011 etwa 7.023 Arbeitnehmer in 46 Gießereien beschäftigt (WKO, 2011). Die mengenmäßige Produktion der Metallgießereien ist etwas geringer als die der Eisengießereien, mit 150.899 t gegenüber 173.012 t p.a. im Bereich des Eisengusses.

In Hinblick auf den Umsatz dieser Unternehmen ist das Verhältnis umgekehrt mit etwa 911 Mio. € im Bereich der Aluminium- und Magnesiumgießereien (inkl. Zink-Druckguss und Schwermetallguss) beziehungsweise von 444 Mio. € bei den Unternehmen, die Grauguss, Gusseisen und Stahlguss herstellen (WKO, 2011). Tabelle 6-8 gibt einen Überblick der österreichischen Produktion in den Gießereien (WKO, 2011/2012).

Tabelle 6-8: Produktion von Eisenguss, Schwer- und Leichtmetallguss in Österreich (Basisjahr 2011/2012)

Eisenguss	2011 [in Tonnen]	2012 [in Tonnen]	Veränderung in %
Grauguss	40.583	39.700	-2,2
Duktiles Gusseisen (inkl. Temperguss)	113.854	104.527	-8,2
Stahlguss	18.575	17.258	-7,1
Eisenguss gesamt	173.012	161.485	-6,7
Zink-Druckguss und Schwermetallguss	2011 [in Tonnen]	2012 [in Tonnen]	Veränderung in %
Zink-Druckguss und Schwermetallguss	15.524	15.441	-0,5
Leichtmetallguss	2011 [in Tonnen]	2012 [in Tonnen]	Veränderung in %
davon Al-Druckguss	58.588	58.293	-0,5
davon Al-Kokillenguss	69.652	64.566	-7,3
davon Al-Sandguss	1.198	1.006	-16
davon Mg-Guss	5.937	5.687	-4,2
Leichtmetallguss gesamt	135.375	129.552	-4,3
Gesamte Gussproduktion	2011 [in Tonnen]	2012 [in Tonnen]	Veränderung in %
Gesamte Gussproduktion	323.911	306.478	-5,4

Quelle: WKO (2011/2012)

Die gesamten produzierten Mengen an Gussprodukten (in Leichtmetall- und Eisengussproduktionsbetrieben) erreichten im Jahr 2012 323.911 t, was einer Reduktion um -5,4 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht.⁶⁷

In der nachfolgenden Tabelle 6-9 sind die wichtigsten Gießereien in Österreich aufgelistet. Eine Beschreibung der Beschäftigten und Produktionscharakteristika dient dem besseren Verständnis der österreichischen Gussproduktion.

⁶⁷ Dies entspricht etwa 5,9 % der Produktion in Deutschland.

Tabelle 6-9: Übersicht der Gießereien in Österreich

Unternehmen	Beschreibung
Austria Druckguss GmbH & Co KG	Beschäftigte: 260 (2010) Verarbeitete Produktmenge: 4000 t/a Produktionskapazität: 8.000 t/a Umsatz: 32 Mio. Euro Standort: Gleisdorf, Steiermark
Gruber & Kaja High Tech Metals GmbH	Beschäftigte: 349 (2013) Produktionskapazität: 8.500t /a Energiebedarf: 804,3 kW- Anschlussleistung Umsatz: 51 Mio. Euro Standort: St. Marien, Oberösterreich
Nemak Linz GmbH	Beschäftigte: 450 Verarbeitete Produktmenge: 1,3 Mio. Zylinderköpfe (2011) Standort: Linz, Oberösterreich
Georg Fischer GmbH & Co KG	Beschäftigte: 510 Produktionskapazität: 11.700 t/a (2011) Umsatz: k.A. Standort: Altenmarkt, Salzburg
Borbet Austria GmbH	Beschäftigte: 750 Produktionskapazität: 47.690 t/a (2011) Umsatz: 165 Mio. Euro (Schätzung) Standort: Braunau-Ranshofen, Oberösterreich
Banner GmbH	Beschäftigte: 480 Verarbeitete Produktmenge: 4.000.000 Starterbatterien Umsatz: 225 Mio. Euro (2010) Standort: Leonding, Oberösterreich
Eisenwerk Sulzau-Werfen R. & E. Weinberger AG	Beschäftigte: 260 (2011) Produktionskapazität: 24.000 t/a Umsatz: 79 Mio. Euro Standort: Tenneck, Salzburg
Duktus Tiroler Rohrsysteme GmbH	Beschäftigte: 200 Verarbeitete Produktmenge: 30.000 t/a Umsatz: 60 Mio. Euro Standort: Hall in Tirol, Tirol
Wagner Schmelztechnik GmbH & Co KG	Beschäftigte: 120 Verarbeitete Produktmenge: 6.000 t/a Grau bzw. Spähguss Umsatz: 10,10 Mio. Euro (Schätzung) Standort: Enns, Oberösterreich
SLR Gusswerk II Betriebsgesellschaft mbH	Beschäftigte: 240 (2012) Produktionskapazität: 30.000 t/a Umsatz: 60 Mio. Euro Standort: Steyr, Oberösterreich
voestalpine Gießerei Linz GmbH	Beschäftigte: 400 Verarbeitete Produktmenge: 10.000 t/a (2010) Umsatz: 99,89 Mio. Euro (Schätzung) Standort: Linz, Oberösterreich
Johann Nemetz & Co GmbH	Beschäftigte: 100 Verarbeitete Produktmenge: 3.000 t/a Umsatz: 16,7 Mio. Euro (Schätzung) Standort: Wr. Neustadt, Niederösterreich
Georg Fischer Fittings GmbH	Beschäftigte: 460 Produktionskapazität: 14.600 t/a (2008) Umsatz: k.A. Standort: Traisen, Niederösterreich
Dipl.Ing. Ernst Ehrlich & Co	Beschäftigte: 460 (gesamter Betrieb inkl. Gießerei) Verarbeitete Produktmenge: 4-12 t/a Umsatz: 53,54 Mio. Euro (Schätzung) Standort: Wien, Wien
Grassmayr Glockengießerei GmbH	Beschäftigte: 40 (2011) Verarbeitete Produktmenge: 80-100 t/a Umsatz: 3,1 Mio. Euro Standort: Innsbruck, Tirol
Maschinenfabrik Liezen und Gießerei GesmbH	Beschäftigte: 800 Verarbeitete Produktmenge: 7.000 t/a (2009) Umsatz: 114 Mio. Euro Standort: Liezen, Steiermark

Quellen: Umweltbundesamt (2014), Gruber & Kaja High Tech Metals GmbH (2013), SLR Steyr (2012), Georg Fischer Fittings GmbH (2014), FirmenABC Marketing GmbH (2014), FirmenABC Marketing GmbH (2014), FirmenABC Marketing GmbH (2014), FirmenABC Marketing GmbH (2014), FirmenABC Marketing GmbH (2014)

Es zeigt sich, dass im Gegensatz zu anderen Sektoren (bspw. den Nichteisen-Metallen) keine nennenswerten Konzentrationen an einigen wenigen Standorten auftreten. Ein etwaiges Anreizmodell zur Lastverschiebung muss daher insbesondere im Sektor Gießereien dem Umstand vieler heterogener Einheiten Rechnung tragen.

6.2.4 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Gießereien

Die im Bereich Gießereien für Lastverschiebung geeigneten Anwendungen sind bei Berücksichtigung der angeführten Einschränkungen vor allem Prozesse unter Verwendung von Induktions-, Lichtbogen- und Widerstandsöfen. Diese thermischen Anwendungen und deren elektrischer Leistungsbedarf hängen vom zu schmelzenden Material ab. Energetisch sehr effizient sind in diesem Sektor eingesetzte Induktionsrinnenöfen, da vergleichsweise niedrige Verluste durch Kühlwasser, Außenverluste, Abwärme und Abgase entstehen.

Heutzutage verfügen viele Gießereiunternehmen bereits über ein integriertes betriebliches Lastmanagement, sodass meist überproportional netzbelastende Anforderungen vermieden werden können.⁶⁸ Dies stellt bereits einen ersten Lastverschiebungsansatz dar.

Behrens und Baake (2002) sowie Bosse (2014) analysieren verschiedene Energiemanagementsysteme sowie Lastverschiebungspotenziale im Gießerei-Sektor und stellen fest, dass dies aus betriebswirtschaftlicher Sicht jedenfalls anzustreben ist. Um die spezielle Ausgangslage in Österreich zu analysieren wird nachfolgend auf die energiespezifischen Charakteristika der Gießereien eingegangen.

6.2.4.1 Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale

Mit 40 % bis 60 % der verbrauchten Energie (500 kWh/t bis 1.200 kWh/t in Abhängigkeit vom verwendeten Ofen und Metall⁶⁹) zählt der Schmelzvorgang zu den energieintensivsten Prozessen im Gießereibetrieb (Umweltbundesamt, 2004). Bei Aufrechterhaltung dieses kritischen Prozessschrittes ist dieser Teil des Gesamtenergiebedarfs nur bedingt in der Lage einen Beitrag zur Lastverschiebung⁷⁰ zu leisten.⁷¹ Im Vergleich mit anderen Sektoren sind darüber hinaus noch verschiedene qualitätsbedingte Kriterien von entscheidender Bedeutung, sodass Lastverschiebungsmaßnahmen nur bei speziellen Voraussetzungen und in geringem Umfang möglich sind.

Dichtl (1994) stellt die spezifische Energieintensität (Primärenergieverbrauch je Tonne Gussproduktion) der Produktion von Gusseisen in Österreich und Europa fest. Diese sind in Tabelle 6-10 sowie in Tabelle 6-11 angeführt.

⁶⁸ Auch in Hinblick auf die Energieintensität sind österreichische Gießereibetriebe weltweit im Spitzenfeld. Allerdings ist aus Sicht der Lastverschiebungseignung festzuhalten, dass hohe Auslastungen der Anlagen sowie kurze Standzeiten die Energieeffizienz der Anlagen deutlich erhöhen. Obwohl in diesem Projekt primär auf die zu verschiebenden Lasten eingegangen wird, gilt festzuhalten, dass weitere Energieeffizienzmaßnahmen möglich sind und nicht in Konkurrenz (oder Widerspruch) zu Lastverschiebungsansätzen stehen sollten.

⁶⁹ Die Technologien sind oft speziell an die Bedürfnisse angepasst, jedoch sind elektrische Anwendungen in Induktions-, Lichtbogen- und Widerstandsöfen die Bereiche, welche die größten Elektrizitätsverbräuche aufweisen.

⁷⁰ Wiederum ohne Reduktion der spezifikationsgerechten Produktionsweise.

⁷¹ Über die für die Normalproduktion notwendigen thermischen Trägheiten hinausgehende Wärmespeicher oder bedeutende Speichermedien wie dies beispielsweise bei der Vorhaltung in Silos der Falls ist, sind im Gießerei-Sektor meist nicht vorhanden

Tabelle 6-10: Spezifischer Energieverbrauch der Gießereien in Österreich

	Verbrauch in GJ/t	Verbrauch in kWh/t
Gusseisen mit Lamellengraphit	4,2–12,6	1.200-3.500
Gusseisen mit Kugelgraphit	10,8–25,2	3.000-7.000
Stahlguss	12,6–25,2	3.500-7.000

Quelle: Dichtl (1994), eigene Abschätzung

Tabelle 6-11: Spezifischer Energieverbrauch der Gießereien in Europa

	Verbrauch in GJ	Verbrauch in kWh/t
Eisengießereien	7–17	1.900-4.700
Nichteisen-Metallgießereien	16–29	4.400-8.100

Quelle Dichtl (1994)

Klobasa et al. (2011) geben an, dass die typische elektrische Anschlussleistung eines sektortypischen Induktionsofens zwischen 100 kW und mehreren MW liegt und für Lastmanagement geeignet sind. Hasse (2006) und Muras (2010) bieten eine fundierte Übersicht der Form- und Gießverfahren. In Tabelle 6-12 sind die Unterschiede in der Produktion verschiedener Metallgussprodukte angegeben. Von besonderem Interesse ist hierbei der für das Schmelzen notwendige elektrische Energiebedarf. Dieser wird in kWh je t Schmelzprodukt angegeben (Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, 2005).

Tabelle 6-12: Unterschiede in der Prozesskette von Gießereien und Leistungsbedarf verschiedener Anwendungen

Metall	Schmelztemperatur [°C]	Schmelzenthalpie und Überhitzungswärme [kWh/t]	Wirkungsgrad [%]	Energiebedarf elektrisch [kWh/t]
Stahl	1700	395	65 – 75	525 – 610
Gusseisen	1.550	368	60 – 70	535 – 620
Kupferlegierung	1.200	205	60 – 70	290 – 340
Aluminiumlegierung	750	329	60 – 70	440 – 550

Quelle: Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2005)

Es wird daher ein spezifischer elektrischer Energiebedarf von 600 kWh je Tonne Stahl- und Gusseisenproduktion sowie von 400 kWh je Tonne Kupfer- und Aluminiumlegierung angenommen.

Legt man die in Österreich für das Jahr 2011 verfügbaren Produktionsdaten der Gießereien auf den Energie- und Leistungsbedarf um, so ergibt sich ein durchschnittlicher Energiebedarf von rund 100 GWh im Bereich des Eisengusses, von etwa 80 GWh im Bereich Nichteisen-Metallguss sowie ein kontinuierlicher Leistungsbedarf von rund 11,5 MW, bzw. 9,2 MW (siehe Tabelle 6-13).⁷²

⁷² Approximativ wurden für den Eisenguss der Leistungsbedarf für Gusseisen, für den Bereich Metallguss der Leistungsbedarf für Aluminium (arithmetisches Mittel) verwendet. Für diese erste Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials wurde ein Dauerlastbetrieb unterstellt. Dies ist jedenfalls als Untergrenze anzusehen, da primär im Chargenbetrieb gearbeitet wird und die Berechnung mittels Dauerlast einen kontinuierlichen Betrieb voraussetzt.

Tabelle 6-13: Energie- und Leistungsbedarfs sowie eine Abschätzung des Lastverschiebungspotenzial von Gießereien in Österreich

Produktion/Quelle	Jährliche Produktionsmenge in t	Energieverbrauch p.a. in GWh	Konstantleistungsbedarf in MW	Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials
Eisengießereien	173.012	103 ⁷³	11,5	460 kW (Untergrenze, 4 % Regel, Basis Dauerlastannahme)
Nichteisen-Metallgießereien	135.375	54	9,2	250 kW (Untergrenze 4 % Regel, Basis Dauerlastannahme)
SUMME	308.387	157	17,8	710 kW

Quelle: Dichtl (1994), Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (2005) sowie Klobasa et al. (2011)

Dieses Lastverschiebungspotenzial von kleiner 1 MW ist als Untergrenze⁷⁴ anzusetzen. Als Abgleich wird auf Basis des sektoralen Gesamtenergieverbrauchs sowie des in der Literatur vielfach zitierten Gesamtverschiebepotenzials von vier Prozent des jährlichen Elektrizitätsbezugs (Klobasa, 2007) ein Verschiebungspotenzial der Metallerzeugung und -bearbeitung von maximal 53 GWh pro Jahr angegeben. Dies entspricht einer Leistung von 6 MW (bei linearer Leistungsannahme).⁷⁵

6.3 Metallverarbeitung: Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung

Bei der Metallverarbeitung werden Werkstücke durch verschiedenste Bearbeitungsverfahren geformt und verarbeitet. Man unterscheidet dabei im Wesentlichen zwischen spanabhebenden (Bohren, Drehen Fräßen, Schleifen), nicht spanabhebenden (Hämmern, Biegen) und verbindenden (Schweißen, Löten, Kleben) Bearbeitungen. Bei der Wärmebehandlung hingegen werden meist die Materialeigenschaften des gesamten Werkstücks durch verschiedene Erhitzungs- und Abkühlprozesse verbessert bzw. angepasst, um diese je nach Anforderung widerstandsfähiger, fester oder biegsamer zu machen.

In diesem Arbeitspapier werden ausschließlich Unternehmen in Österreich berücksichtigt, die dem Sektor Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung in ÖNACE Gruppe 25.61 angehören.

⁷³ Eigene Berechnung auf Basis von Dichtl (1994).

⁷⁴ Dies ist bedingt durch die Annahme eines durchschnittlichen Jahreslastgang, welcher nur näherungsweise den typischerweise angewandten Chargenbetrieb abbildet.

⁷⁵ Bedingt durch die teilweise suboptimale Datengrundlage ist es möglich einen Opportunitätskostenansatz (Kosten für den Sektor im Falle einer Versorgungsunterbrechung) anzuwenden. Unter Annahme des schlechtesten Zeitpunkts zur Berechnung des Kostenmaximums würde „The value of lost load“ für einen einstündigen Stromausfall in ganz Österreich um 12:00 im Falle eines einstündigen Stromausfalls etwa 7,90 €/kWh und bei 4 h etwa 5,78 €/kWh betragen. Dieser Wert ergibt sich unter Verwendung des Tools (blackout-simulator.com, 2013).

6.3.1 Überblick Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung

Bedingt durch die notwendigen Prozesstemperaturen stellen Anwendungen der Wärmebehandlung meist sehr energieintensive Behandlungsstufen der Metallverarbeitung⁷⁶ dar. Ähnlich den Gießereien gilt für viele Prozesse der Oberflächenbearbeitung und Wärmebehandlung, dass oftmals Induktions- und Widerstandsöfen verwendet werden (Klobasa et al., 2011).⁷⁷

Die elektrischen Anschlussleistungen der Öfen welche zum Erhitzen der Werkstoffe dienen befinden sich im Bereich bis zu 400 kW. Klobasa et al (2011) definieren hier zwei zentrale Technologien, die hauptsächlich Verwendung finden: Kammer- bzw. Rollenherdwagenöfen, sowie Durchlauföfen.

Betriebe im Bereich Lohnhärtereien weisen in Deutschland im Schnitt ca. 1 bis 1,5 MW Leistungsbedarf für Wärmebehandlungsöfen auf (Klobasa et al, 2011).

Insbesondere für Österreich sind in Hinblick auf thermischen Trägheiten und für Lastverschiebung geeignete Anwendungen vergleichsweise geringe Potenziale anzunehmen. Nicht zuletzt deshalb sind weitere Forschungsanstrengungen notwendig, um mögliche Umsetzungsstrategien bestmöglich unterstützen zu können.

6.3.2 Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung im internationalen Vergleich

International gibt es bedeutende Kapazitäten in der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung, die oftmals sehr eng in Verbindung mit Maschinen- oder Fahrzeugbau stehen. Hinsichtlich der Abgrenzung der berücksichtigten Sektoren sind länderübergreifende Unterschiede zu berücksichtigen. Klobasa et al. (2011) stellen beispielsweise in ihrer Analyse für Deutschland fest: *„Der Großteil der Wärmebehandlungsöfen wird in Betriebshärtereien z. B. bei den Automobilherstellern betrieben. Einen begrenzten Anteil an Wärmebehandlungsöfen haben jedoch sogenannte Lohnhärtereien, die sich als Dienstleister für die Wärmebehandlung etabliert haben. Hiervon existieren ca. 170 Unternehmen in Deutschland, die in der Regel nicht mehr als 40 Mitarbeiter haben. Für 50 Unternehmen des Industrieverbandes Härtetechnik, in dem die Lohnhärtereien organisiert sind, stehen detaillierte Zahlen zur Mitarbeiterstruktur zur Verfügung. Hier zeigt sich, dass kleine Unternehmen dominieren.“*

6.3.3 Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung in Österreich

In Hinblick auf die sektoralen Charakteristika und Gegebenheiten sind insbesondere die sehr spezialisierten österreichischen Unternehmen zu nennen. Die in der ÖNACE Abteilung 24 zusammengefassten Unternehmen beinhalten neben Betrieben der Wärmebehandlungs-Branche verschiedene andere Unternehmen, sodass eine Abgrenzung zu diesen notwendig ist.

⁷⁶ Für eine exakte Darstellung der technischen Eigenschaften von Wärmebehandlungsanwendungen sei auf (Klobasa, Focken und Bümmerstedt, Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor 2011) verwiesen

⁷⁷ Wiederum ist auf die hohe Wertschöpfungsrelevanz des Sektors der Metallverarbeitung und Wärmebehandlung hinzuweisen. Die damit einhergehende tendenzielle Reduktion der Potenziale einen Beitrag zu Lastverschiebungsmaßnahmen bereitzustellen ergibt sich aus der hohen Qualität der Produktion bei tendenziell geringen Potenzialen verschiebbarer Lasten (in den Hauptprozessen).

Tabelle 6-14 zeigt einen Auszug aus der Gütereinsatzstatistik mit besonderem Augenmerk auf Oberflächenveredelungs- und Wärmebehandlungsunternehmen (C-25.6).

Tabelle 6-14: Gütereinsatzstatistik der Metallverarbeitung in Österreich (Basisjahr 2012)

ÖNACE-Gruppen (3-Steller)	Zahl der meldenden Betriebe	Wirtschaftliche Gesamt- produktion in 1.000 Euro	Güter- einsatz 1) in 1.000 Euro	Güter- einsatz in % 2)	Energie- einsatz in 1.000 Euro	Energie- einsatz in % 3)
Oberflächenveredelung, Mechanik a.n.g. (25.6)	25	1.489.966	1.104.604	74,1	20.285	1,4

Quelle: Statistik Austria (2012)

Die (volks-)wirtschaftliche Bedeutung dieses Sektors spiegelt sich in der Bruttowertschöpfung, der Anzahl der Betriebe sowie der Gesamtproduktion wider. Im Jahr 2011 waren österreichweit 4.345 Mitarbeiter in diesem Sektor beschäftigt. Für 2012 lag darüber hinaus eine im Vergleich zum Vorjahr positive Geschäftsentwicklung vor (FMFI, 2012).

6.3.4 Kenndaten zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials für den Bereich der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung

Die höchsten elektrischen Anschlussleistungen im Bereich der Metallverarbeitung und Wärmebehandlung weisen Industrieöfen auf. Die Phase des Aufheizens stellt dabei die größten Herausforderungen hinsichtlich des Leistungsbedarfs dar. Allerdings sind bereits vielfach durch Effizienzbestrebungen Lastmanagementsysteme im Einsatz, wodurch auch der Leistungsbedarf individuell, lastabhängig⁷⁸ gesteuert werden kann.⁷⁹

Klobasa et al. (2011) bewerten den Spitzenleistungsbedarf mit elektrischer Energie von wärmebehandelnden Unternehmen in Deutschland mit 260 MW. Die Autoren leiten daraus einen mittleren Leistungsbedarf von 117 MW ab, wobei eine verschiebbare Anschlussleistung von 30 bis 40 MW für das gesamte deutsche Bundesgebiet zur Verfügung stünde. Klobasa et al. (2009) geben die verschiebbare Energiemenge dieses in Deutschland wichtigen Sektors mit 11.167 GWh an.

Die Lastmanagementfähigkeit von Nicht-Kernprozessen, wie der Ventilation, wird mit 25 % angegeben. Dies resultiert in einem 12 % Anteil des Gesamtstromverbrauch (oder 1.340 GWh im Jahr 2002), der *a priori* für Deutschland als verschiebbare Last angesehen werden kann.⁸⁰ Dies würde in Deutschland einer verlagerbaren Strommenge von umgerechnet 335 GWh/a und einer entsprechenden Lastverschiebung (unter der Laufzeitannahme von 7.000 h/a) im Bereich von 48 MW bedeuten.

Für Österreich bedeutet dies in einer ersten Annäherung, dass etwa 5 MW an verschiebbaren Lasten mit einer verlagerbaren Strommenge von 33,5 GWh/a bestehen. Aus einer Unternehmensbefragung ergibt sich, dass bis zu einem Drittel der aktuellen Last für Lastmanagement genutzt werden können. Die Unternehmen schätzen, dass sie circa 10 bis 20 Prozent ihrer Last als zusätzliches Lastmanagement anbieten können. Auf dieser

⁷⁸ Bei geeigneten Anreizstrukturen ist dies für das Unternehmen ökonomisch optimierend möglich.

⁷⁹ Dies wiederum reduziert die Potenziale für Lastverschiebung.

⁸⁰ Dies ist für dieses Arbeitspapier von großer Bedeutung, da aufgrund der strukturellen Ähnlichkeit diese Annahme sehr gut auf Österreich übertragbar ist.

Grundlage ergibt sich daraus ein Potenzial für Deutschland von bis zu 15 MW (Agora Energiewende, 2013).

In Österreich gibt es vielfach Klein- und Mittelunternehmen, mit sehr hoher Wertschöpfung pro eingesetzter Energieeinheit. Dies reduziert tendenziell die Möglichkeit der Lastverschiebung, da höhere Deckungsbeiträge je eingesetzter Energiemenge erwirtschaftet werden und entsprechend höhere Opportunitätskosten bei Nichtproduktion bestehen.⁸¹ Hinsichtlich der Unterschiede der österreichischen Produktion im internationalen Vergleich besteht weiterer Forschungsbedarf.

6.3.4.1 Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale

Horn (2009) untersucht die im Bereich der verschiedenen Wärmebehandlungen auftretenden Temperaturen, die Zeitdauer, die Empfindlichkeit und die Eignung für Lastmanagement. Diese sind in Tabelle 6-15 dargestellt.

Tabelle 6-15: Temperaturbereich und Zeitdauer von Wärmebehandlungsverfahren

Wärmebehandlung	Temp. in °C	Zeitdauer in Stunden	Empfindlichkeit	Lastmanagement geeignet
Härten	800 – 900	Bis Werkstück gleichmäßig erwärmt	Über-/ Unterhitze, Überzeiten	O
Anlassen	Bis 400	2 h		+
Glühen				+
Spannungsarmglühen	480-680	4h		+
Diffusionsglühen	1.050-1.300	<40h		+
Rekristallisationsglühen	550-700	Bis zu 2h		+
Normalglühen	800-950	1h je 25mm		+
Weichglühen	680-780	mehrere		+

Quelle: Horn (2009)

Der Fokus von Lastverschiebung im Bereich der Wärmebehandlung ist demnach auf die Anwendungen Glühen, Spannungsarmglühen, Diffusionsglühen, Rekristallisationsglühen, Normalglühen und Weichglühen zu legen.

Thermischen Prozesse lassen sich im Erwärmungszeitraum gegebenenfalls verschieben bzw. abschalten. Nicht geeignet sind allerdings Abschreckprozesse sowie thermochemische Anwendungen.

Klobasa et al. (2011) legen die Bandbreite der möglichen Lastverschiebungsoptionen fest: „Die größten eingesetzten Öfen haben einen Leistungsbedarf von bis zu 300 kW. In der Regel sind ein Großteil der eingesetzten Öfen elektrisch betrieben und laufen im Dreischichtbetrieb kontinuierlich rund um die Uhr. Der größte Leistungsbedarf besteht in der Aufheizphase, die von einer Viertelstunde bis zu einigen Stunden dauern kann. [...] Nach Einschätzung des Unternehmens lassen sich ca. ein Drittel des Leistungsbezugs reduzieren. Dies entspricht einer Reduktion von ca. 500 kW pro Standort. Eine gewisse Verschiebung des Strombezugs in Niedertarifzeiten findet heute bereits statt.“

In Österreich wird eine ähnliche Ausgangssituation wie in Deutschland angenommen.

⁸¹ Siehe hierzu auch die empirische Untersuchung von Stromausfallkosten von (Schmidthaler, Reichl und Schneider 2012).

6.4 Zusammenfassung Metallerzeugung und –bearbeitung

In diesem Kapitel werden Lastverschiebungspotenziale und –kosten von Unternehmen im Wirtschaftsbereich der Metallerzeugung und -verarbeitung untersucht. Dies beinhaltet Anwendungen wie Gießereien, sowie die sektorübergreifenden Prozesse der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung.

Die volkswirtschaftliche Relevanz dieser Wirtschaftsbereiche ist hoch. Die Gesamtproduktion von Gussprodukten betrug im Jahr 2012 306.478 Tonnen. Diese wurde von 22 Unternehmen produziert. Die Bruttowertschöpfung lag bei rund 1,15 Mrd. €. Der maximale Gesamtenergiebedarf der Gießereibranche wird mit 200 GWh elektrischer Energie angenommen. Demgegenüber erwirtschafteten 25 Unternehmen der Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung österreichweit rund 1,5 Mrd. € an Bruttowertschöpfung. Der jährliche elektrische Energiebedarf beträgt rund 400 GWh. Die Abschätzung von Lastverschiebungspotenzialen und –kosten berücksichtigt diese hohe volkswirtschaftliche Bedeutung von Unternehmen in diesem Wirtschaftsbereich.

6.4.1 Lastverschiebungspotenziale in der Metallerzeugung und –bearbeitung

Das gesamte Lastverschiebungspotenzial dieses Wirtschaftsbereichs beträgt im Mittel 5 MW. Diese konservative Schätzung beruht auf gesicherten Potenzialen, die aufgrund der sehr hohen Wertschöpfungsrelevanz vergleichsweise gering ausfallen. Im Falle sich ändernder Vergütungs- und Abgeltungsschemata ist eine Erhöhung dieses Potenzials möglich. Das Gesamtpotenzial von Unternehmen im Bereich Metallerzeugung und -verarbeitung beträgt rund 5 MW. Dies ist eine konservative Untergrenze, jedoch sind die logistischen und administrativen Herausforderungen Lastverschiebungspotenziale zu heben aufgrund der prozesstypischen Anforderungen besonders groß.

Tabelle 6-16: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale im Sektor Metallerzeugung und -bearbeitung

Standort/ Produktion	Gesamtnachfrage nach elektrischer Energie (MWh)/ Leistung (MW)	Energie- verschiebungs- potenzial [in GWh]	Lastverschiebungs- potenzial in MW	Quelle
Gießereien		53.	6	Klobasa (2007)
Gießereien	100.000 MWh ⁸²	4	0,5	4 % (Klobasa) auf Basis einer bottom- up Analyse Umweltbundesamt (2004)
Gießereien	200.000 MWh ⁸³	8	1	
Gießereien	441.595 MWh ⁸⁴			
Gießereien (Eisenguss)	328.700 MWh (Jahresproduktion Eisenguss* Untergrenze spezifischer Energiebedarf 1,9MWh/t)	13,12	4,5 (Auf Basis des Jahresverbrauchs und der Annahme, dass 12% der Jahreskonstantlast verschoben werden kann (aus Gutschi für Maschinenbau)	Eigene Abschätzung auf Basis von Gutschi und Stigler (2008), realistischer Wert /Untergrenze
Gießereien (Eisenguss)	813.100 MWh (Jahresproduktion Eisenguss* Untergrenze spezifischer Energiebedarf 4,7 MWh/t)	32,5	11,1 (Auf Basis des Jahresverbrauchs und der Annahme, dass 12% der Jahreskonstantlast verschoben werden kann (aus Gutschi für Maschinenbau)	Eigene Abschätzung auf Basis von Gutschi und Stigler (2008), absolute Obergrenze
Wärmebehandlung	11,7 MW (Leistung)	--	3-4 ⁸⁵	Eigene Berechnung (1/10) auf Basis von Klobasa et al. (2011)
Oberflächen- veredelung und Wärmebehandlung	395.858 MWh ⁸⁶	48 ⁸⁷	--	Eigene Berechnung auf Basis von Klobasa et al. (2009)
Wärmebehandlung	--	33,5	5	1/10 des von Klobasa et al. (2009) für Deutschland berechneten Potenzials
Eigene Abschätzung/ GESAMTSEKTOR			~5	

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

⁸² Bottom-up Berechnung des elektrischen Energiebedarfs, Untergrenze

⁸³ Bottom-up Berechnung des elektrischen Energiebedarfs, Obergrenze

⁸⁴ Elektrischer Energiebedarf gemäß Energiebilanz der Statistik Austria (2012)

⁸⁵ Bei einem Spitzenbedarf von 260 MW entsprechender Unternehmen in Deutschland ergeben sich 30 bis 40 MW an verlagerbarer Leistung. Für Österreich mit dem typischerweise verwendeten Reduktionsfaktor (1/10) bedeutet diese eine verlagerbare Leistung von 3 bis 4 MW.

⁸⁶ Elektrischer Energiebedarf gemäß Energiebilanz der Statistik Austria (2012)

⁸⁷ 12 % des Gesamtstrombedarfs auf Basis der Energiegesamtrechnung des Sektors wird von Klobasa et al. (2009) als einfach verschiebbare Leistung von Auxiliärprozessen definiert (z.B. Ventilation)

6.4.2 Möglicher Zeitraum für Lastverschiebung

In der Metallerzeugung und -verarbeitung laufen viele der eingesetzten Prozesse kontinuierlich (Klobasa et al., 2011), während andere sehr spezielle Vor- und Nachbereitung benötigen.

Potenziale zur Lastverschiebung können daher nur individuell, und auf die einzelnen Anwendungen abgestimmt, ermittelt werden. Allgemeine Aussagen über den möglichen Zeitraum für Lastverschiebung sind somit schwer möglich (Klobasa et al., 2011). Unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen erscheint österreichweit eine Verschiebung von Lasten für den Zeitraum von bis zu 12 Stunden möglich. Die Aktivierungszeit wird mit mindestens fünf Minuten angegeben. Tabelle 6-17 stellt dies detailliert dar und zeigt einen Überblick der Gesamtverschiebezeiträume in Österreich

Tabelle 6-17: Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100%)

	0-5 min	6- 15 min	16- 59 min	1 h- 3 h 59 min	4 h- 11 h 59 min	12 h- 23 h 59 min
C 24.5	0%	30 %	50 %	70 %	20 %	0%
C 25.6	0%	0%	25 %	50 %	0%	0%
Summe/Aggregat	0 %	15 %	25 %	25 %	25 %	0%

Quelle: Eigene Abschätzung

In den Gießereien zeigen viele für Lastmanagement geeigneten Anwendungen (wie beispielsweise) Schmelzöfen zeitliche Lastverschiebungsmöglichkeiten von 20-70 % (abhängig von der Zeit). Für den Gesamtsektor wird von einem - über das bereits bestehende Energiemanagement hinausgehenden - Potenzial von 15-20 % der Höchstlast⁸⁸ ausgegangen (Siehe auch Klobasa et al., 2011)

6.4.3 Lastverschiebungskosten

Die Kosten von Lastverschiebungsmaßnahmen in der Metallerzeugung und -verarbeitung können unter Verwendung eines Opportunitätskostenansatzes zur Definition der Kostenobergrenzen berechnet werden. Diese werden unter Annahme des schlechtesten Zeitpunkts mittels Berechnung des Kostenmaximums (*Value of lost load*)⁸⁹ berechnet.

Daraus resultieren maximale Kosten (an einem Werktag zur Mittagszeit) von 7.900 €/MWh (Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2013). Wird dies in eine leistungs- und arbeitsbezogene Komponente unterteilt (wie bspw. in der deutschen Abschaltverordnung, AbLaV) reduziert sich die Arbeitskomponenten je nach Häufigkeit des Abrufens deutlich. Ob allerdings ähnlich kostengünstige Niveaus wie in Deutschland erreicht werden können⁹⁰, ist anzuzweifeln.⁹¹

⁸⁸ Diese Werte sind als Obergrenze zu interpretieren, sodass über den gesamten Zeitraum von einem Potenzial zwischen 15 und 20 % ausgegangen werden kann, was wiederum mit dem angeführten Literaturwerten vergleichbar ist.

⁸⁹ Siehe dazu Schmidthaler et al. (2012).

⁹⁰ Bei einem monatlichen Fixum von 2.500 €/MW und einer Abgeltung der nicht bezogenen elektrischen Energie von bis zu 400 €/MWh.

⁹¹ Auch unter der Annahme dass dies Höchstgrenzen sind, ist eine weitere Kostenreduktion nur unter Einbeziehung aller Stakeholder bei Anwendung effizienter Kommunikations- und Logistikstrukturen möglich.

Die Lastverschiebungskosten für den Gesamtsektor belaufen sich auf rund 1.500 € je MWh. Tabelle 6-18 stellt die Lastverschiebungskosten von Unternehmen dieses Sektors in Österreich dar.

Tabelle 6-18: Lastverschiebungskosten der Metallerzeugung und -bearbeitung in Österreich

Lastverschiebungskosten in €/MWh	Lastverschiebungskosten in €/MW	Quelle
7.900	-	Eigene Schätzung auf Basis des Opportunitätskostenansatzes basierend auf Stromausfallskosten von Reichl et al. (2013)
730	-	Wert für Eisen- und Stahlgusswerk Gutschi und Stigler (2008)
~1500		Eigene Abschätzung/ Gesamtsektor

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Die Bereitstellung von ausreichend Lastverschiebungskapazitäten in diesem Sektor ist jedenfalls als anspruchsvoll zu bezeichnen. Es gilt für den Bedarfsfall geeignete Rahmenbedingungen und Vergütungsmechanismen bereitzustellen um Unternehmen in diesem Bereich wirtschaftliche Handlungsoptionen in Hinblick auf eine Lastverschiebungsbereitstellung anzubieten.

Factbox Lastverschiebung in der Metallerzeugung und -bearbeitung in Österreich

Die analysierten Produktionsbereiche (Metallerzeugung und -verarbeitung) sind vielfach eng mit anderen bedeutenden Wirtschaftssektoren verbunden. Die Kosten für Lastverschiebung sind aufgrund der sektoralen Heterogenität sowie der Strukturgröße hoch. Auch aus energiepolitischer Sicht sind diese Produktionsbereiche von großer Relevanz.

Die verschiebbare konstante Leistung der typischerweise im Chargenbetrieb betriebenen Sektoren beträgt rund 5 MW. Die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen in diese Bereich sind mit rund 1.500 €/MWh außerhalb des aktuell wirtschaftlich darstellbaren Rahmens für Lastverschiebungsansätze.

Das ausgewiesene Potenzial ist als Untergrenze anzusehen. Jedoch ist die Abrufung dieses Lastverschiebungspotenzials nur unter Gewährleistung adäquater Anreize möglich, welche aus aktueller Sicht nicht gegeben sind.

7 Zellstoff- und Papierindustrie

Andrea Kollmann, Horst Steinmüller

Das Zusammenspiel der einzelnen Prozesse, die zur Herstellung von Zellstoff und Papier notwendig sind, ist hochkomplex und umfasst eine Vielzahl verschiedener Verfahrensschritte. Insbesondere jene Prozesse, die der Papiermaschine vorgeschaltet sind, wurden in der Literatur als (zumindest teilweise) für Lastverschiebungszwecke geeignet identifiziert und werden im Folgenden besprochen.

7.1 Überblick Zellstoff- und Papierproduktion

Zur Herstellung von Papier werden aufbereitetes Altpapier, Zellstoff oder Holzstoff in einer Papiermaschine verarbeitet. Wie aus Abbildung 7-1 ersichtlich wird, ist die Papierherstellung ein kontinuierlicher Prozess in dem verschiedene Verfahrensschritte ineinandergreifen bzw. nacheinander ablaufen, weshalb die jeweiligen Bereiche nur bedingt getrennt betrachtet werden können.

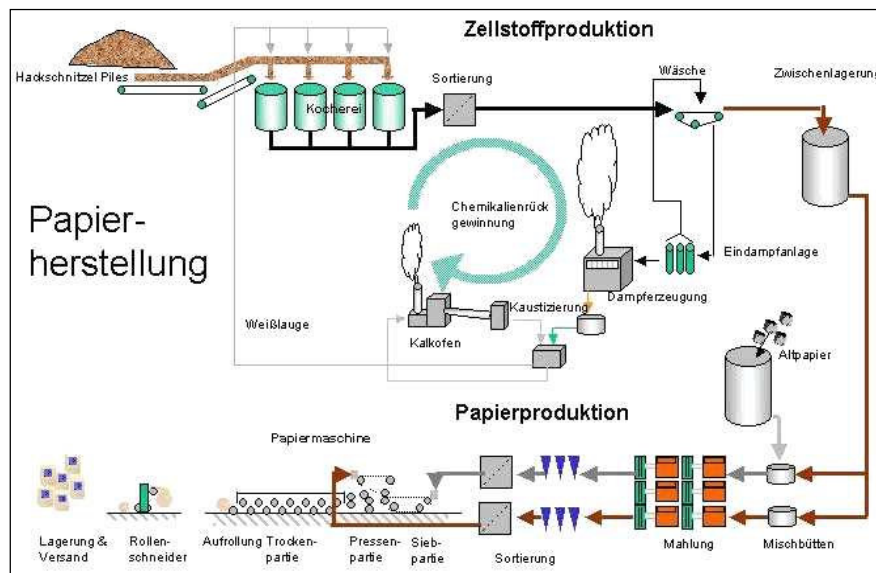


Abbildung 7-1: Papierherstellung

Quelle: Nettingsdorfer Papierfabrik AG & Co KG

Die Herstellung von Zellstoff und Papier erfolgt in Österreich sowohl in integrierten Fabriken als auch separat mit ver- oder zukaufbaren Zwischenprodukten. Papier und Pappe werden in verschiedenen Qualitäten erzeugt, die je nach ihren Eigenschaften unterschiedliche Einsatzstoffe benötigen. Neben dem Zellstoff (Primärstoff) und Altpapier (Sekundärstoff) werden Füllstoffe als Rohstoffe für die Produktion eingesetzt. Zusätzlich werden Wasser, Dampf und Strom für den Betrieb der Papiermaschine und der Zellstoffproduktion benötigt.

Die wesentlichen Verfahrensschritte in der Papierherstellung können wie folgt zusammengefasst werden:

- **Rohstoffaufbereitung**
 - Primärfaserrohstoff – Holz
 - Sekundärfaserrohstoff – Altpapier

- **Zellstofferzeugung**
 - Holzhaltig – Holzschliff
 - Holzfrei – Zellstoff ungebleicht, gebleicht
 - Chemikalienrückgewinnung
- **Papiermaschine**
 - Nasspartie
 - Trockenpartie
- **Nachbehandlung, Konfektionierung**

Nach der Rohstoffaufbereitung bei der Holz und Altpapier angeliefert, klassifiziert und zerkleinert werden, kommt es in der Zellstoffaufbereitung zum Aufschluss (Zerfaserung) des Holzes. Der daraus resultierende wässrige Brei wird anschließend bei Bedarf gebleicht und über die Stoffaufgabe mit Füllstoffen, Hilfsstoffen und Bindemitteln der Papiermaschine zugeführt. Zunächst wird die Suspension dieser Einsatzstoffe auf der Papiermaschine gleichmäßig verteilt. Bei Papieren bei denen Altpapier eingesetzt wird, wird bei Bedarf dieses ebenfalls zugegeben. Die Blattbildung erfolgt in der Siebpartie. Anschließend wird das Blatt entwässert (Pressenpartie), getrocknet, geglättet und gestrichen (Veredelung).

Lastverschiebungspotenziale werden in der Literatur hauptsächlich in den, der Papiermaschine vorgelagerten Prozessschritten identifiziert. Hierzu gehören die Rohstoffaufbereitung bzw. die Holz- und Zellstofferzeugung. Bei diesen können Stillstände aufgrund vorherrschender Lagerkapazitäten oder prozessbedingter Verweilzeiten zumindest zum Teil abgefedert werden. Dies ist bedingt durch den Umstand, dass diese Prozesse entweder grundsätzlich diskontinuierlich betrieben werden (können), längere Verweilzeiten (Aufheizvorgang usw.) aufweisen oder auf Vorrat produzieren.

7.2 Papierindustrie International

Die weltweite Papierproduktion lag im Jahre 2012 bei knapp 400 Mio. t (Austropapier, 2012). Deutschland ist mit einem Produktionsvolumen von 22,6 Mio. t der größte europäische Produzent, steht im europäischen Vergleich an erster Stelle und im internationalen Vergleich an vierter Stelle hinter China (102,5 Mio. t), den USA (74,3 Mio. t) und Japan (26,0 Mio. t).

7.3 Papierindustrie in Österreich

In Österreich gibt es 25 Papierfabriken, deren Gesamtproduktionsmenge an Papier und Pappe im Jahr 2012 ca. 5 Mio. t betrug. Mehr als die Hälfte davon wird in Österreich an 12 Standorten in der Steiermark, Oberösterreich, Niederösterreich und Kärnten hergestellt. Die Zellstoffherstellung erfolgt dabei größtenteils am Standort in integrierten Papierfabriken (Austropapier, 2012). Abbildung 7-2 zeigt eine Übersichtskarte der österreichischer Standorte der Papierindustrie. Für die spezifische österreichische Situation ist festzustellen, dass es nicht *die* typische Papierfabrik gibt. Aktuell (2013) setzen sich die 25 Betriebe, die der Zellstoff- und Papierindustrie zugeordnet werden, aus Papierfabriken mit (12 Betriebe) und ohne (13 Betriebe) integrierter Produktion zusammen, wobei von 4 dieser Betriebe wiederum auch Zellstoff produziert wird.

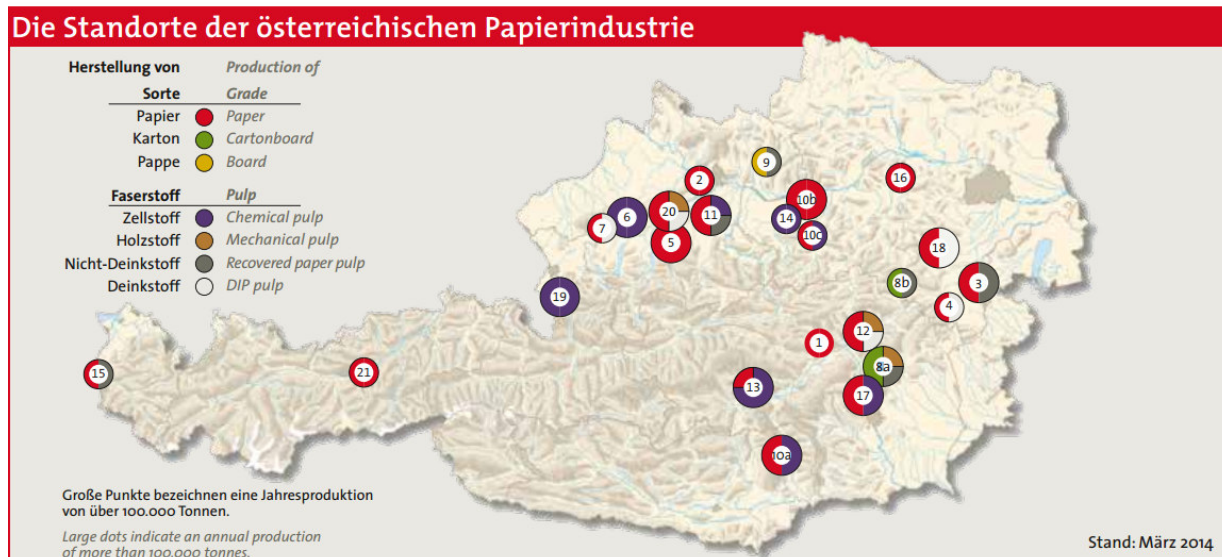


Abbildung 7-2: Standorte der österreichischen Papierindustrie

Quelle: Austropapier (2012)⁹²

Der elektrische Energieverbrauch des Sektors (siehe Tabelle 7-1) betrug im Jahr 2012 laut Gesamtenergiebilanz (Statistik Austria, 2012) 4,6 TWh; dies entspricht 16,4 % des elektrischen Gesamtenergiebedarfs im Produzierenden Bereich (28.155 GWh). Damit ist dieser Sektor einer der energieintensivsten in Österreich (Statistik Austria, 2012).

Tabelle 7-1: Elektrischer Energieverbrauch der Papierindustrie

ÖNACE-Gruppen (3-Steller)	Zahl der meldenden Betriebe in der Gütereinsatzstatistik	Wirtschaftliche Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Gütereinsatz in 1.000 Euro	Gütereinsatz in % ²⁾	Energieeinsatz in 1.000 Euro	Energieeinsatz in % ³⁾
17.1 H.v. Holz-/Zellstoff, Papier, Karton	25	3.973.321	1.846.338	46,5	386.441	9,7

Quelle: Statistik Austria, Anmerkungen: ²⁾ Gütereinsatz: Anteil in Prozent an der wirtschaftlichen Gesamtproduktion. ³⁾ Energieeinsatz: Anteil in Prozent an der wirtschaftlichen Gesamtproduktion.

Abbildung 7-3 zeigt die Entwicklung des Endverbrauchs elektrischer Energie, der in Österreich zu Herstellung von Papier, Pappe und daraus hergestellten Waren, eingesetzt wird.

⁹² Vgl. Austropapier (2012), Seite 88

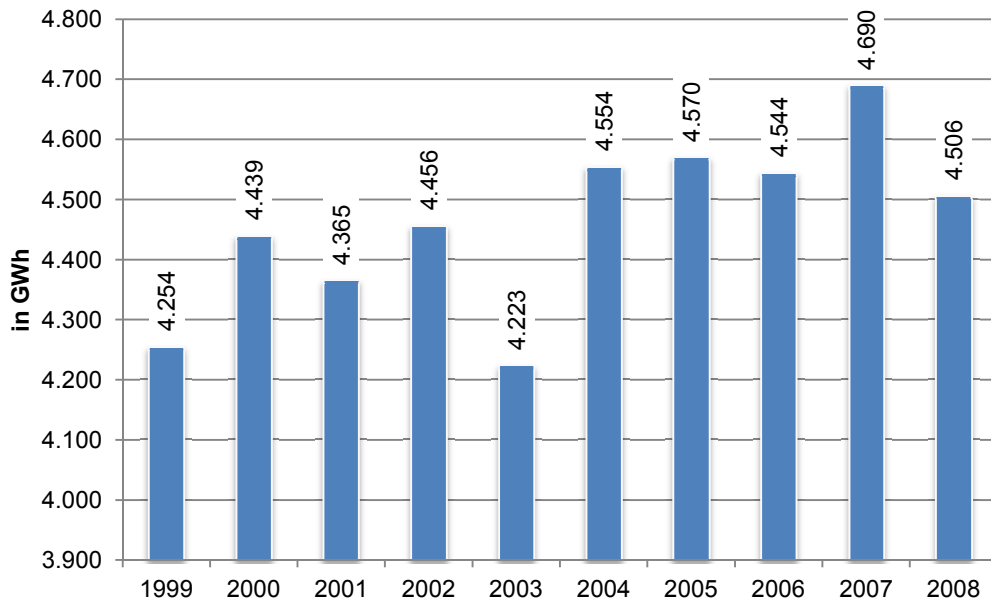


Abbildung 7-3: Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ in GWh

Quelle: Statistik Austria

7.4 Lastverschiebungspotenzial im Bereich der Papierindustrie in Österreich

In der zuvor skizzierten Produktionskette eignen sich grundsätzlich jene Prozesse, bei denen Lager vorhandenen sind bzw. bei denen auf Vorrat gearbeitet werden kann. In der Literatur werden hierzu die Holzaufbereitung, die Holzstoffherstellung, die Verarbeitung von Altpapier im Pulper sowie die Kläranlage gezählt (siehe bspw. Klobasa et al. (2009) und Berger et al. (2012)).

Wesentliche Faktoren zur Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen sind die Auslastung der Produktionsanlage (insbesondere im Hinblick auf Volllaststunden), die Dauer der gewünschten Lastverschiebung und der Aufwand zur Realisierung des Potenzials (einfache Abschaltung oder konzeptionelle Änderungen in der Anlage). Wesentliche Unterschiede ergeben sich beim Potenzial in der Dauer der Abschaltung und bedingt durch den Umstand, dass der größte Verbraucher am Standort – die kontinuierlich arbeitende Papiermaschine – erst sinnvoll bei Stillständen ab mehreren Stunden abgeschaltet werden kann. Einzelne kleine Anlagengruppen könnten bereits nach 5 min oder 15 min einen wesentlichen Beitrag leisten. Da die jeweiligen Standorte der Papierindustrie historisch gewachsen und gemäß ihrer unterschiedlichen Produkte eigenständig organisiert bzw. konzeptioniert sind, ist eine Ausweisung allgemein gültiger, standortübergreifend anwendbarer Potenziale aus wissenschaftlicher Sicht nicht seriös machbar. Daher wird nachfolgend speziell auf Potenziale von (Teil-)Prozessen der Papierherstellung eingegangen.

1. Lastverschiebungspotenzial in der Holzaufbereitung

Holz wird als Rundholz oder Hackschnitzel für die Papiererzeugung angeliefert. Nach der Klassifizierung in Größe und Reinheit des Rundholzes erfolgt die Entrindung. Über mechanische Fördereinrichtungen wird es zum Hacker transportiert und auf gleich große Stücke gehackt. Je nach örtlicher Gegebenheit kann dieser Bearbeitungsschritt lastunabhängig auch auf Vorrat erfolgen, wobei die praktische Realisierung derartiger Verschiebungen von der Größe des Lagerplatzes und dem Förderanlagenkonzept ebenso abhängig ist, wie von organisatorischen Faktoren (bspw. Vermeidung von Lärm am Wochenende).

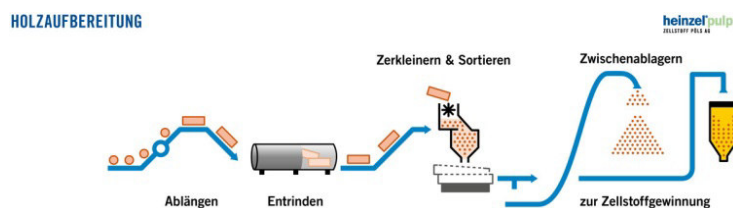


Abbildung 7-4: Holzaufbereitung

Quelle: Zellstoff Pöls AG

Als relevant für Lastverschiebung werden von Hinterberger und Polak (2011) die für diesen Arbeitsschritt nötigen Entrinder und Hackmaschinen identifiziert, deren Antriebe einen mittleren bis höheren el. Leistungsbedarf haben und gemäß der Studienautoren auch relativ einfach abschaltbar sind. Gemäß Klobasa et al. (2009) liegt der Leistungsbedarf dieser Anlagen zwischen 5 und 15 MW.

Der Hacker wird in der Studie von Berger et al. (2012) ca. 3.000 h/a betrieben, der Holzlagerplatz sieht zudem einen Lagersilo vor und kann somit als Beispiel für eine betriebsorganisatorische Maßnahme für Lastverschiebungen dienen.

In Österreich wurden im Jahr 2013 wurden 4,59 Mio. Festmeter Holz eingesetzt (Austropapier, 2014). Der spezifische Einsatz elektrischer Energie am Holzplatz wird im (European Commission, 2013) mit 50 kWh/t angesetzt. Hieraus ergibt sich ein geschätzter Gesamteinsatz elektrischer Energie von 230 GWh pro Jahr. Unter Verwendung der oben referenzierten 3.000 Volllaststunden pro Jahr, entspricht dies einer durchschnittlichen Leistungsaufnahme von rund 75 MW, die für Lastverschiebung zur Verfügung stünden.

2. Lastverschiebungspotenzial bei der Altpapieraufbereitung

Wird Altpapier als Sekundärrohstoff in der Produktion eingesetzt, so wird dieses mit Hilfe von Pulpern zerfasert, bevor es in der weiteren Produktion eingesetzt werden kann. Gemäß Hinterberger und Polak (2011) wird die Altpapieraufbereitungsanlage ca. 4.000 h/Jahr eingesetzt, woraus sich freie Kapazitäten ergeben.

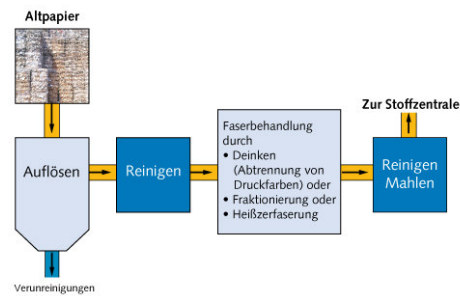


Abbildung 7-5: Aufbereitung von Altpapier,

Quelle: VDP – Verband deutscher Papierfabriken (2014)

Der spezifische Stromverbrauch für die Altpapieraufbereitung wird mit 200-300 kWh je Tonne Altpapier (Klobasa et al., 2011) angegeben. Bei einem Altpapiereinsatz von 2,3 Mio. t im Jahr 2013 in Österreich (Austropapier, 2014) entspricht dies einem Strombedarf von 460 – 690 GWh. Bei angenommenen 4.000 Betriebsstunden pro Jahr somit einer durchschnittlichen Leistung von 115 – 170 MW. Klobasa (2007) gibt das Lastmanagementpotenzial mit > 50 % an. Dies würde für Österreich einem Verschiebepotenzial von etwa 50-100 MW entsprechen.

3. Lastverschiebungspotenzial bei der Holzstofferzeugung

Gemäß Klobasa et al. (2009) eignet sich insbesondere die mechanische Holzstoffherstellung für Lastverschiebungen, da die zugehörigen Prozesse sehr stromintensiv sind. Gemäß Apel et al. (2012) können Holzschleifer in Teillast betrieben werden wobei die Last in MW-Schritten reduziert werden kann. Für Deutschland wird bei Holzschleifern ein Lastmanagementpotenzial von 208 MW errechnet (Apel et al., 2012). Gutschi (2007) gibt den Leistungsbedarf einer Schleiferei mit 30-40 MW an, wobei ein einzelner Schleifer dabei eine Leistung von etwa 3-5 MW hat.

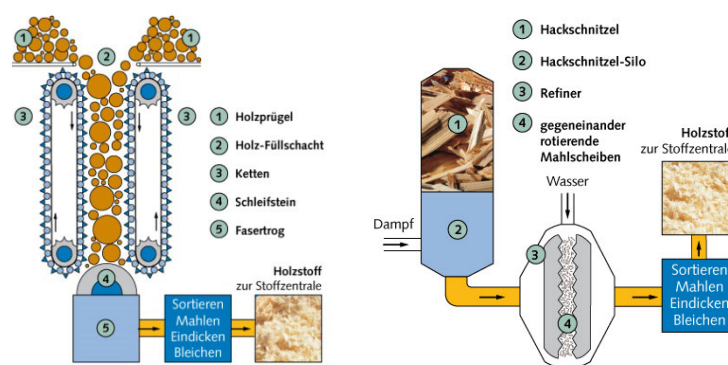


Abbildung 7-6: Mechanische Holzstoffherstellung (links) und thermochemische Holzstoffherstellung (rechts)

Quelle: VDP – Verband deutscher Papierfabriken (2014)

Klobasa (2007) gibt den Leistungsbedarf aller Holzstoffherstellungsanlagen in Deutschland mit 400 MW an und stellt fest, dass hiervon ein Großteil für Lastmanagement genutzt werden kann, wobei er die maximale Dauer der Verschiebung mit 2 Stunden ansetzt.

In Österreich wurden 2013 rund 365.000 Tonnen Holzstoff mechanisch gewonnen (Austropapier, 2014). Unter der Annahme eines Energieeinsatz von 2.200 kWh/t (Klobasa et al., 2011) ergibt sich ein geschätzter Energieeinsatz von 803 GWh. Bei angenommenen 8.600 Volllaststunden ergibt sich ein durchschnittlicher Leistungsbedarf von rund 90 MW von denen gemäß Klobasa (2007) ein Großteil für kurzfristiges Lastmanagement verwendet werden kann.

Lastverschiebungspotenziale bei der Zellstofferzeugung werden nicht betrachtet, da aufgrund des chemischen Prozesses und der weitestgehend kontinuierlichen Prozessgestaltung entlang der Erzeugungskette vom Hackschnitzel bis zum finalen Zellstoff kaum ein Potenzial sinnvoll berechenbar ist.

4. Lastverschiebungspotenzial in den Nebenanlagen

Die Energieversorgung an den Standorten der Papierindustrie wird zu ca. 95 % mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sichergestellt (Austropapier, 2014). Durch ein in das Prozessleitsystem integriertes *Demand Side Management* ist es möglich Erzeugungsleistungen zu erhöhen oder zu reduzieren. Eine Erhöhung der Stromerzeugung ist jedoch nur möglich, wenn der Wärmebedarf in der Papierfabrik geringer ist und die Turbine mit einem hohen Kondensationsanteil betrieben werden kann. Die Energiezentrale kann aber nicht komplett während der Produktion abgeschaltet werden. Zudem benötigt das Kraftwerk bis ca. 30 min zum Kaltstart. Die Berechnung eines Lastverschiebepotenzials, das unter Verwendung der Stromerzeugungsanlagen an den Standorten der Papierfabriken vorhanden wäre, ist nicht pauschal möglich, sondern bedürfte detaillierter, standortspezifischer Betrachtungen. Dies ist insbesondere auch deshalb der Fall, als aus den Stromerzeugungsstatistiken der Papierindustrie ersichtlich wird, dass der Eigenversorgungsanteil bei rund 68 % (Stand: 2013) liegt. Tabelle 7-2 zeigt Stromerzeugung- und verbrauch der Papierindustrie der Jahre 1990, 2000, 2010, 2011 und 2012.

Tabelle 7-2: Stromerzeugung- und verbrauch der Papierindustrie (GWh)

	2013	2012	2011	2000	1990
Gasturbinen	666,2	1.211,0	1.291,3	1.068,8	191,1
Dampfgegendruckturbine	2.213,1	2.232,5	2.234,8	2.026,6	1.641,2
Entnahme-Kondensationsturbine	117,6	168,5	180,8	263,1	169,7
Anteil KWK	94,0%	94,6%	94,8%	94,1%	90,8%
Wasserkraft	190,0	205,7	203,9	201,4	202,9
sonstige Anlagen	0,2	0,2	0,3	9,3	0
Anteil sonstige	6,0%	5,4 %	5,2%	5,9%	9,2%
Erzeugung gesamt	3.187,1	3.817,9	3.911,1	3.569,2	2.204,9
minus Einspeisung	285,6	404,2	350,3	118,9	-
plus Fremdstromverbrauch	1.792,5	1.236,3	1249,9	1139,1	1.384,5
Verbrauch gesamt	4.694,0	4.650,0	4.810,7	4.589,4	3.589,4

Quelle: Austropapier (2014) eigene Darstellung (gekürzt)

Aufgrund der großen Mengen an Abwasser betreiben größere Standorte eine Kläranlage für die betriebsinternen Abwässer. Neben Pump- und Rührwerken sind insbesondere Ventilatoren für die Belüftung der Belebungsbecken als nennenswerte Verbraucher anzuführen. Da viele dieser Prozesse nicht unbedingt zeitkritisch sind, kann hier ein *Demand Side Management* eingesetzt werden. Die Verschiebmöglichkeiten werden an dieser Stelle

nicht explizit betrachtet, es sei auf das Arbeitspapier 7/9 „Kommunale Infrastruktur“ verwiesen.

7.5 Energiespezifische Kennzahlen und Berechnung der Lastverschiebungspotenziale

Auf Basis der obigen Berechnungen ergibt sich ein Lastverschiebepotenzial am Holzplatz, bei der Altpapieraufbereitung sowie bei der Holzstoffherstellung für den gesamten Sektor in Höhe zwischen 215 und 265 MW.

Gutschi und Stigler (2008) geben ein Lastverschiebepotenzial einer Papierfabrik mit Holzschliffproduktion mit 85 - 95 MW an, für eine Papierfabrik, die ein chemisches Aufschlussverfahren verwendet, liegt das Potenzial ihrer Berechnung nach bei 30 - 90 MW. Das maximale technische Potenzial des Sektors beziffern sie mit 148 MW. Beiden Werten liegen Schätzung über je zwei Papierfabriken zugrunde. Hütter et al. (2013) beziffern das Lastverschiebepotenzial der österreichischen Papierindustrie mit 100 MW. Berger et al. (2012) geben ein 15 min Verschiebepotenzial von etwa 80 MW an.

Somit kann festgestellt werden, dass das Lastverschiebepotenzial in der Papierindustrie gemäß der vorhandenen Literatur im Bereich zwischen 30 und 265 MW liegt. Hierzu muss angemerkt werden, dass die genannten Studien unterschiedliche Herangehensweisen wählten, wodurch ihre Vergleichbarkeit nur sehr eingeschränkt gegeben ist.

7.6 Lastverschiebungskosten

Gutschi und Stigler (2008) geben die spezifischen Opportunitätskosten zweier Papierfabriken mit Holzschliffproduktion mit rund 200 €/MWh an. Für zwei weitere Papierfabriken, die chemische Aufschlussverfahren verwenden, liegen die Opportunitätskosten deutlich höher bei durchschnittlich 435 €/MWh. Klobasa et al. (2011) beziffern die Aktivierungskosten mit 160 €/MWh, wenn durch das Lastmanagement auch Personalkosten gedeckt werden müssen und 400 €/MWh, wenn sämtliche Produktionskosten gedeckt werden müssen. Laut der von Hinterberger und Polak (2011) beschriebenen Cost Curve ergeben sich für das 15 min Potenzial spezifische Verschiebungskosten des Sektors Papier und Druck von in etwa 20 €/MWh.

Somit kann festgestellt werden, dass die Lastverschiebungskosten in der Papierindustrie gemäß der vorhandenen Literatur im Bereich zwischen 20 und 435 €/MWh liegen. Hierzu muss angemerkt werden, dass die genannten Studien unterschiedliche Herangehensweisen an die Preisberechnung legten, wodurch ihre Vergleichbarkeit nur sehr eingeschränkt gegeben ist. Auf Basis der vorhandenen Daten wird in der Folge von indikativen Lastverschiebungskosten von rund 200 €/MWh ausgegangen.

In Tabelle 7-3 werden die Verschiebepotenziale zusammenfassend dargestellt. In dieser Darstellung wurde angenommen, dass im Bereich der Holzstoffherstellung ein maximal 2-stündiges Verschiebepotenzial vorliegt (Klobasa et al., 2009), dass feingestuft in MW Schritten in Teillast (Apel et al., 2012) für Lastverschiebung genutzt werden kann. Für den Holzplatz wurde angenommen, dass eine bis zu 24-stündige Verschiebung möglich sein könnte, die von der Größe des Holzplatzes sowie den organisatorischen

Rahmenbedingungen abhängt. Für die Altpapieraufbereitung wird von einem maximal 4-stündigen Verschiebepotenzial ausgegangen, das abhängig vom Vorhandensein von Zwischenlagern ist. Das in der folgenden Tabelle angegebene relative Verschiebepotenzial entspricht einer konservativen Schätzung der Autoren unter Berücksichtigung der oben genannten Literatur.

Tabelle 7-3: Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (DSM Eignung, Verschiebepotenzial relativ von 0-100 % in Zehnerschritten)

	0-5 min	6-15 min	16-59 min	1 h-3 h 59 min	4 h-11 h 59 min	12 h-23 h 59 min
Holzplatz	50%	50%	50%	50%	50%	50%
Altpapieraufbereitung	50%	50%	50%	50%	-	-
Holzstoffherstellung	50%	50%	50%	50%	-	-

Quelle: eigene Darstellung

7.7 Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Zellstoff- und Papierindustrie in Österreich

Mit einem Jahresverbrauch von 4.614 GWh stellt die Papierindustrie den größten Energieverbraucher des produzierenden Bereiches und somit einen für mögliche Lastverschiebung nicht zu vernachlässigenden Sektor dar. Aufgrund der Komplexität des Produktionsprozesses und der von Unternehmen zu Unternehmen unterschiedlicher Struktureller und organisatorischer Aufbau können wie schon zuvor erwähnt nur schwer generelle Potenziale ausgewiesen werden. Das genaue Verschiebungspotenzial kann nur vom einzelnen Unternehmen ermittelt werden und dann durch eventuell notwendige strukturelle und organisatorische Veränderungen genutzt werden.

Auf Basis der obigen Berechnungen ergibt sich ein Lastverschiebepotenzial am Holzplatz, bei der Altpapieraufbereitung sowie bei der Holzstoffherstellung für den gesamten Sektor in Höhe zwischen 215 und 265 MW. In der relevanten Literatur wird eine Bandbreite von 30 bis 265 MW angegeben. Unter Verwendung der in Tabelle 7-3 gezeigten Werte, wird im Rahmen dieser Studie ein – konservativ geschätztes und sich an den Untergrenzen der Potentiale orientiertes – Lastverschiebepotential von 70 MW angenommen. Die Kosten der Verschiebung werden indikativ mit 200 €/MW geschätzt.

Factbox Lastverschiebung in der Zellstoff- und Papierindustrie in Österreich

Auf Basis der Analyse dreier Produktionsschritte in der österreichischen Zellstoff- und Papierindustrie, Rohstoffaufbereitung am Holzplatz, Altpapieraufbereitung und Holzstoffherstellung, wurde eine maximal verschiebbare Leistung von 70 MW identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 220 € je MWh zur Verfügung.

8 Zementindustrie

Alois Kraussler

8.1 Überblick Zementindustrie

Da Österreichs Zementindustrie mit ca. 490 GWh/a (Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012) insgesamt 0,8 % des elektrischen Energiebedarfes Österreichs konsumiert, könnte dieser Industriezweig ein geeignetes Lastverschiebungspotenzial aufweisen. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern besteht in Österreich geringes Wissen über dieses Potenzial und mögliche Nutzungsmöglichkeiten (Hinterberger und Polak, 2011), (Klobasa et al., 2011). Es bedarf daher einer näheren Betrachtung, damit das österreichische Lastverschiebungspotenzial in der Zementindustrie festgestellt werden kann.

8.1.1 Die Zementherstellung

Ausgangsmaterialien für die Herstellung von Portlandzement sind Kalkstein, Ton und Mergel. Das Rohmaterial wird mit Vor- und Nachbrechern zerkleinert, ins Zementwerk transportiert und im sogenannten Mischbett zwischengelagert. Das Material aus dem Mischbett wird mit Abwärme aus dem Ofenprozess getrocknet und gleichzeitig gemahlen. Das entstandene Rohmehl wird zwischengelagert. Der anschließende Brennprozess besteht aus zwei Stufen (Entsäuerung und Sinterprozess). Der dabei produzierte Klinker wird gekühlt und anschließend gelagert. Zusammen mit Hüttensand, Flugasche, Kalkstein und Sulfatträgern wird der Klinker in Zementmühlen gemahlen und kann direkt aus den Lagersilos heraus transportiert werden (Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012). Der Prozess zur Zementherstellung ist in Abbildung 8-1 dargestellt.

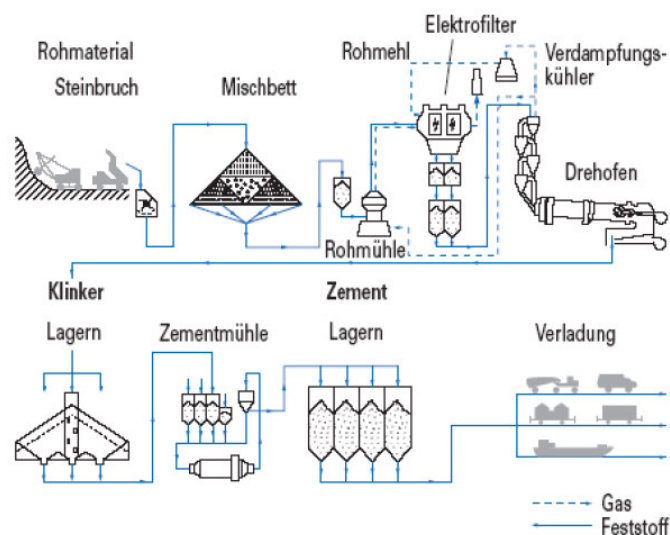


Abbildung 8-1: Prozesse zur Zementherstellung

Quelle: Klobasa et al. (2011)

Klobasa et al. (2011) identifiziert in einer für Deutschland relevanten Studie Motorenanwendungen bei Mühlen, Brechern und Mahlwerken, sowie Abluftventilatoren der Mühlen als für Lastmanagement geeignet. Insbesondere die Rohmaterialaufbereitung und

die Zementmahlung sind für eine potenzielle Lastverschiebung relevant, da stromintensive Brecher und Mühlen zum Einsatz kommen. Die Materialzwischenlagerung, die zur optimalen Auslastung des Drehrohrofens benötigt wird, könnte für *Demand Side Management* genutzt werden.

Zusammenfassend könnten daher folgende Verbraucher in der Zementindustrie zur Lastverschiebung verwendet werden:

- Brecher zur Rohmaterialaufbereitung im Steinbruch
- Rohmühlen zur Mischbettzerkleinerung im Zementwerk
- Zementmühlen für produzierten Klinker
- Abluftventilatoren der Mühlen

Abbildung 8-2 stellt die Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden dar. Dieser umfasst unter anderem den Bereich der Zementherstellung und bietet einen ersten Überblick über die Dimension und den historischen Verlauf des sektorspezifischen Bedarfs an elektrischer Energie.

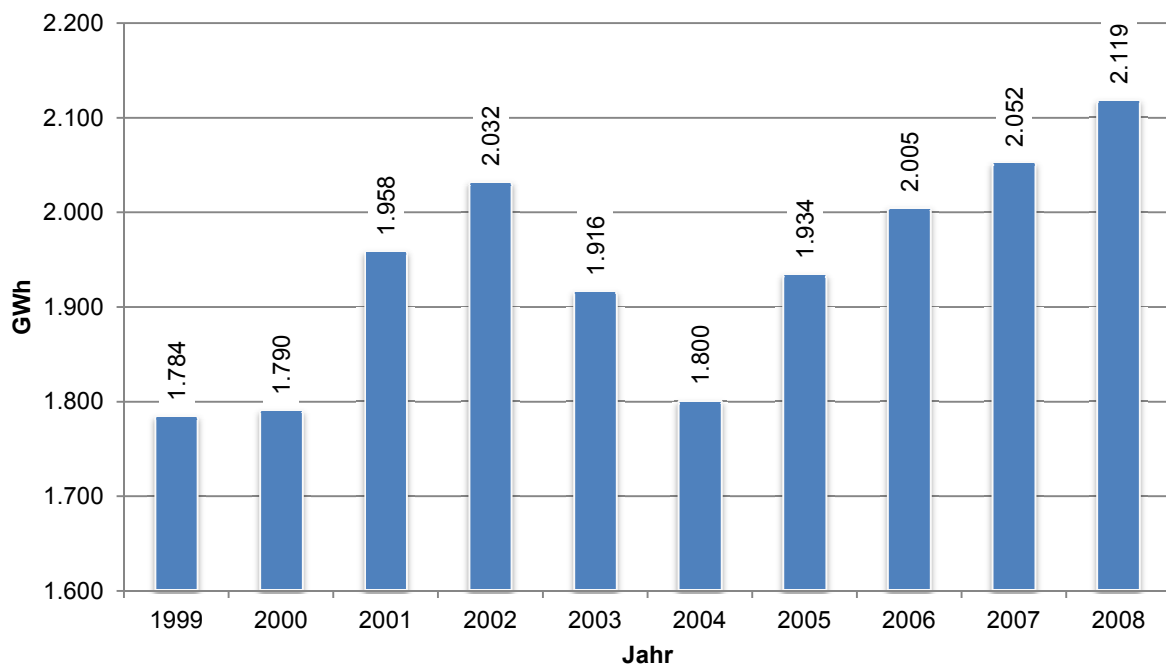


Abbildung 8-2: Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden" in GWh

Quelle: Statistik Austria (2010)

8.2 Zementindustrie INTERNATIONAL

Die weltweite Jahresproduktion an Zement liegt bei über 3,3 Mrd. t (VDZ – Verein Deutscher Zementwerke, 2010) was einem elektrischen Jahresgesamtenergieverbrauch hochgerechnet aus dem spezifischen Energieverbrauch von 114 kWh/t Zement (Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012) von etwa 376,2 TWh entsprechen würde und damit etwa 2 % des weltweiten Stromverbrauchs von 18.466,46 TWh pro Jahr darstellt.

8.3 Zementindustrie in Österreich

Die Zementindustrie in Österreich umfasst Zementwerke mit Klinkerproduktion, Mahlwerke für Zement sowie eine Umladestation. Eine Produktionskapazität von etwa 4,6 Mio. t Klinker (Stand 2007) wird zu ca. 87 % ausgeschöpft (Berger und Hoenig, kein Datum).

Folgende Anlagen sind in Österreich in Betrieb (Stand: 2012):

1. Zementwerk Leube Ges.m.b.H. (Gartenau / Salzburg)
2. Gmundner Zementwerke Hans Hatschek AG (Gmunden / Oberösterreich)
3. Kirchdorfer Zementwerk Hofmann Ges.m.b.H. (Kirchdorf an der Krems / Oberösterreich)
4. Lafarge Perlmooser AG (Betriebsstandort: Mannersdorf am Leithagebirge / Niederösterreich)
5. Lafarge Perlmooser AG (Betriebsstandort: Retznei, Ehrenhausen / Steiermark)
6. Schretter & Cie (Vils / Tirol)
7. Schretter & Cie (Kirchbichl / Tirol)
8. Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke GmbH (Peggau / Steiermark)
9. Wietersdorfer & Peggauer Zementwerke GmbH (Wietersdorf, Klein St. Paul / Kärnten)
10. Wopfinger Baustoffindustrie GmbH (Waldegg / Niederösterreich)
11. Holcim (Vorarlberg) GmbH (Lorüns, Vorarlberg)
12. Holcim (Wien) GmbH (Kaltenleutgeben, Wien)
13. SPZ Zementwerk (Eiberg / Tirol)

Die für das Projekt Loadshift relevanten Daten der österreichischen Zementindustrie sind in Tabelle 8-1 zusammengefasst. Daraus ist ersichtlich, dass in Österreich 4,25 Mio. t Zement mit einem spezifischen Gesamtenergieeinsatz von 114 kWh pro Tonne Zement produziert wurden. Rund 14 % des Gesamtenergiebedarfes wurden dabei durch elektrische Energie gedeckt.

Tabelle 8-1: Kennzahlen der Zementindustrie in Österreich (2010)

Kennzahl	Mittelwert der genannten Quellen	Literaturquellen
Zementproduktion [Mio. t]	4,25	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012), Mauschwitz (2011)
Klinkerproduktion [Mio. t]	3,097	Mauschwitz (2011)
Jahresumsatz [Mio. €]	378	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012),
Mitarbeiteranzahl	1193	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Spez. elektrischer Energieeinsatz [kWh/t_{ZE}]	114	Berger und Hoenig (kein Datum), Mauschwitz (2011), Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Anteil elektr. Energie am Gesamtenergiebedarf (Jahr 2007) [%]	14	Berger und Hoenig (kein Datum)

Quelle: Literaturwerte und eigene Abschätzung

Tabelle 8-2 zeigt wesentliche Kennzahlen der Gütereinsatzstatistik 2012 zu den österreichischen Unternehmen, die der Zementindustrie zugeordnet werden.

Tabelle 8-2: Zementindustrie: Ergebnisse im Überblick: Gütereinsatzstatistik 2012

ÖNACE-Gruppen (3-Steller)	Zahl der meldenden Betriebe in der Güterstatistik	Wirtschaftliche Gesamtproduktion in 1.000 Euro	Gütereinsatz 1) in 1.000 Euro	Gütereinsatz in % 2)	Energieeinsatz in 1.000 Euro	Energieeinsatz in % 3)
H.v. Zement, Kalk u. gebrannte m Gips (25.5)	11	373.146	57.814	15,5	17.923	19,3
H.v. Beton-, Zement- u. Gips-erzeugung. (25.6)	57	1.356.986	423.624	31,2	92.952	6.8

Quelle: Statistik Austria (2012)

8.4 Lastverschiebung in der Zementindustrie

8.4.1 Lastverschiebung in der Zementindustrie – international

Kurzfristig sind die Lastverschiebungspotenziale der Zementwerke für Stromnetzbetreiber besonders interessant / sinnvoll, doch für eine nachhaltige Integration von Erneuerbaren eignen sich diese Potenziale nur bedingt (lokal befindet sich keine Industrie), da sich diese nicht gleichverteilt auf der Verteilnetzebene befinden (andere Netzebene) und Erneuerbare (insbesondere PV) jedoch dezentral und gleichverteilt sind. Daher sind vor Ort (auf Verteilnetzebene) schaltbare Lasten notwendig. Für das Abrufen des Lastverschiebungspotenzials in der Zementindustrie ist jedoch eine Umverteilung der Aggregatorenverantwortlichkeiten notwendig.

8.4.1.1 Fallbeispiel zur Lastverschiebung in einer südafrikanischen Zementmühle

Da die Zementproduktion in Südafrika rund 5 % der gesamten elektrischen Energie konsumiert, wird in Lidbetter und Liebenberg (2011) am Beispiel einer Anlage das Potenzial zur Reduzierung von Lastspitzen und gleichzeitiger Kosteneinsparung untersucht. In Simulationen und Versuchsstudien konnte eine Lastverschiebung von sechs Stunden ohne negative Beeinflussung der Zementproduktion erreicht werden.

Da die Kapazität der Rohmehlmühlen der untersuchten Anlage die des Drehrohrofens übersteigt und das weiter zu verarbeitende Material daher in Silos zwischengespeichert wird, lassen sich die Motoren der Mühlen innerhalb von Minuten zum Zwecke des Lastmanagements an- bzw. abschalten. Dabei müssen die minimalen und maximalen Füllstände des Silos beachtet werden, um den Ofenprozess nicht zu unterbrechen. Probleme durch das Absinken der Temperatur in Zementmühlen, das im weiteren Verlauf die Qualität des fertigen Produktes beeinträchtigen kann, sind ebenso zu berücksichtigen. Durch eine Analyse der Leistung innerhalb eines Tages über einen Beobachtungszeitraum von mehreren Monaten konnte das Potenzial für eine mögliche Lastverschiebung festgestellt werden. Messungen an einer der Rohmehlmühlen ergaben, dass diese durchschnittlich zu

72 % genutzt wird und daher Potenzial besteht, den Betrieb hinsichtlich Lastverschiebungen zu verbessern. Durch eine Simulation des Silo-Füllstandes bei variablem Betrieb der Rohmehlmühle, wurden die Auswirkungen einer Lastverschiebung und die Möglichkeiten, den Betrieb der Mühle von Lastspitzenzeiten zu Lasttälern zu verschieben, im Projekt evaluiert.

Eine Versuchsstudie an der simulierten Rohmehlmühle über die Dauer von einer Woche führte zu einer erfolgreichen Reduzierung der Lastspitzen um 1,4 MW (Anschlussleistung: 4 MW) zwischen 18:00 – 20:00 Uhr. Zusätzlich wurde eine Reduzierung der Energiekosten der Anlage ermittelt, da ein Teil des Energieverbrauches von hochpreisigen Lastspitzenzeiten zu günstigere Lasttälern verschoben wurde. Eine Implementierung einer Lastmanagement-Strategie sollte allerdings Flexibilität zulassen, um auf die variable Nachfrage oder etwaige Störfälle in der Anlage reagieren zu können.

8.4.1.2 Lastverschiebungspotenzial in der deutschen Zementindustrie

In Paulus und Borggreffe (2009) werden langfristige Investitionen in *Demand Side Management* in Deutschland analysiert. Im Bereich der Zementindustrie werden Zementmühlen als flexible Lasten genannt, die innerhalb weniger Minuten zwischen Betrieb und Stillstand wechseln können. Interviews mit Vertretern der Zementindustrie allerdings zeigen, dass die Zwischenlagerung des Materials der Lastverschiebung Grenzen setzt. So benötigt die Lagerung des Zementes in den Fertiggutsilos einerseits ausreichend Vorratsvolumen und andererseits ist eine entsprechend hohe Produktionskapazität erforderlich um in der „verbleibenden“ Betriebszeit die notwendige Menge an Zement herzustellen und zu lagern. Durch die Anforderungen und Abhängigkeiten der vorherigen und darauf folgender Prozesse bei der Zementherstellung wird das Load Shedding, also der Lastabwurf durch den Netzbetreiber, als einzige Alternative zur Nutzung des *Demand Side Management* Potenzials von rund 314 MW in der deutschen Zementindustrie angegeben.

8.4.2 Lastverschiebung in der Zementindustrie in Österreich

8.4.2.1 Fallstudie zum Lastverschiebungspotenzial eines österreichischen Zementwerkes

Beschreibung des Industriebetriebes: In Österreich wurde ein Lastverschiebungsprojekt mit einem Zementhersteller von Anfang Oktober 2012 bis Ende November 2012 durchgeführt. Der Zementhersteller wird über eine höhere Netzebene versorgt und daher besteht für den Probetrieb auch kein Spannungsproblem. Der Industriebetrieb befindet sich in keiner Lärmschutzgegend und es kann daher rund um die Uhr geschaltet/gefahren werden. Die Zementmühlen und Rohsteinbrecher werden im Regelbetrieb von Montag bis Freitag betrieben (dies galt nicht für das Lastverschiebungsprojekt). Der Ofenprozess mit der zugehörigen Rohmühle wird angepasst zur Bausaison (März - Dezember) rund um die Uhr betrieben (7 Tage in der Woche).

Durchführung der Lastverschiebung aus technischen Gesichtspunkten: Der Lastverschiebungsvorgang erfolgte teilautomatisch. Der Zementhersteller musste hierbei die Regeltechnik anpassen. Es waren keine elektrotechnischen Änderungen notwendig. Die entsprechenden Zeitfenster wurden manuell vom Netzbetreiber am Vortag (bis 19 Uhr)

eingetragen und über eine Datenschnittstelle an die Anlage übermittelt. Es erfolgte somit eine Voranmeldung des Lastabwurfs und des Zeitfensters (Beginn und Abschaltedauer; z. B. von 7 bis 9 Uhr oder von 12 bis 14 Uhr). Somit wurde am Vortag ein Fahrplan erstellt (day-ahead-Fahrplan), wobei der Industriebetrieb die jeweilige zu schaltende Maschine manuell frei geben oder auch sperren konnte. Die Freigabe war stets vom Lagerstand in den Silos und der Lieferprognose für den Folgetag abhängig. Damit entschied der Industriebetrieb stets über die Zurverfügungstellung der Last (Letztentscheidung liegt beim Industriebetrieb).

Bei dem Probetrieb erfolgte eine reine Lastreduktion (keine Steigerung), da es bislang für den Netzbetreiber keinen Bedarf für Lasterhöhungen gab (beispielsweise ist der Photovoltaik-Anteil noch überschaubar). Abgerufen wurde die Leistung von 2 Zementmühlen. Andere Verbraucher, wie der Brecher im Steinbruch oder die Rohmühle blieben unberücksichtigt. Technisch wäre jedoch der Einbezug der Rohmühle möglich gewesen. Auch die Brecher könnten theoretisch einbezogen werden, wobei für den Probetrieb deren Leistung im Verhältnis zur Leistung der Zementmühlen vernachlässigbar war.

Im Rahmen der Lastverschiebung wurden bis zu 2 Zeitblöcke pro Werktag am Vortag bekannt gegeben. Am Wochenende erfolgte keine Lastverschiebung. Diese Zeitfenster beliefen sich auf bis zu 4 Stunden, in welchen die Zementmühlen vom Netzbetreiber ausgehend abgeschaltet wurden. Mit dem Lastverschiebungsprojekt konnten bis zu 50 % der Spitzenleistung reduziert werden.

Durchführung der Lastverschiebung aus organisatorischen und finanziellen Gesichtspunkten: Gemeinschaftlich mit dem Stromlieferanten und dem Netzbetreiber wurde der finanzielle Vorteil analysiert. Der organisatorische und finanzielle Mehraufwand des Industriebetriebes besteht in den Mehrkosten des Personals, da zur Aufrechterhaltung der Produktivität die Arbeitszeiten des Personals an den Mühlen zum Wochenende hin verschoben werden mussten. Demnach wurde am Wochenende die entgangene Produktionsmenge durch Lastverschiebung aufgeholt / kompensiert. Wochenendarbeit ist stets mit Zuschlägen durch den Arbeitgeber behaftet. Dies führte zu wesentlichen Mehrkosten, welche den finanziellen Anreiz durch die Lastverschiebung kompensierten bzw. sogar überschritten.

Weiters muss für einen nachhaltigen wirtschaftlichen Ausgleich ein Risikoaufschlag erfolgen, welcher die höhere Ausfallwahrscheinlichkeit durch einen häufigeren „Stop and Go“-Betrieb sowie die verkürzte Nutzungsdauer der Mühlen berücksichtigt. Dieser Risikoaufschlag blieb im Rahmen des Probetriebes unberücksichtigt.

Unter diesen Gesichtspunkten ist daher die Lastverschiebung durch die aktuellen Rahmenbedingungen für den Industriebetrieb nicht wirtschaftlich interessant. Es müssen sich daher die finanziellen Anreize wesentlich ändern, damit es zu einer Win-Win-Situation für alle führt. Dafür sind geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen.

Erkenntnisse aus dem Lastverschiebungsprojekt:

Auswirkungen auf die mechanische Beanspruchung und Nutzungsdauer der Mühlen: Eine Quantifizierung der Auswirkungen ist nicht möglich. Bislang wurden die Mühlen 2 – 3 Mal pro Woche abgestellt. Im Lastverschiebungsprojekt wurden die Mühlen 1 – 2 Mal pro Tag abgestellt. Es bestehen sicherlich Auswirkungen auf die Nutzungsdauer. Doch diese können erst in einem Langzeitversuch festgestellt werden. Zu betonen ist, dass ein Gebrechen der Mühlen zu einem Produktionsstillstand führt und somit den Industriebetrieb in große finanzielle Schwierigkeiten bringen kann. Auch eine Verkürzung der Nutzungsdauer ist besonders kostenintensiv und muss mit Aufschlägen kompensiert werden.

Einfluss der Mühl- auf die Drehrohrkapazität auf das Lastverschiebungspotenzial: Die Ofenkapazität dieses Zementwerkes ist über einen weiten Bereich regelbar. Bei entsprechend geringer Ofenleistung ist die Kapazität der Rohmühle so groß, dass die Mahltrocknung des Klinkers auch bei einer etwaigen Lastverschiebung noch durchgeführt werden kann (Anmerkung: Die Kapazitäts-Verhältnismäßigkeiten zwischen Öfen und Mühlen wurden bei den anderen österreichischen Zementherstellern nicht untersucht. Nach Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012) sind die Kapazitäten der Rohmehlmühlen in Österreich idR auf die Kapazitäten der Drehrohröfen abgestimmt.).

Einfluss der Zwischenlager: Der größte Zement-Lagersilo des Unternehmens weist idR eine Kapazität für 2 Liefertage auf. Die bestehenden Lagerkapazitäten waren im Zeitraum des Probebetriebes auf Grund saisonal bedingter, geringerer, Absatzmengen daher nicht der begrenzende Faktor zumal die fehlenden Produktionsmengen stets am Wochenende kompensiert werden konnten. Somit haben die Füllstände der Lager einen wesentlichen Einfluss auf die Freigabe der Lastverschiebung. Diese Freigabe / Feststellung erfolgte stets manuell.

Einfluss der Temperaturabsenkung in den Zementmühlen durch die Lastverschiebung (Stichwort: Wärmerückgewinnung): Aus prozesstechnischer Sichtweise ist es grundsätzlich sinnvoll, wenn die Prozesstemperatur stets auf gleichem Niveau gehalten wird. In der Zementmühle kommt es auf Grund der aus dem Mahlprozess entstandenen Wärme zu einer gezielten Trocknung der Rohstoffe sowie einer teilweisen Entwässerung des Sulfatträgers (Gips). Der hier notwendige stationäre Betriebszustand wird erst nach einigen Betriebsstunden erreicht.

Einfluss der Auslastung des Zementwerks auf die Lastverschiebungspotenziale: Zementwerke arbeiten idR stets nachfrageorientiert. Bei einer hohen Auslastung (gute Wirtschaftslage oder „Bauhochsaison“) kann kein Lastverschiebungspotenzial zur Verfügung gestellt werden (sofern keine anlagentechnischen Anpassungen / Investitionen erfolgen).

Lastverschiebungsaktivitäten bei Zementwerken haben daher wesentliche Einflüsse auf den Produktionsbetrieb (z. B. auf die Produktivität, die Effizienz des Prozesses, die mech. Beanspruchung etc.).

8.4.2.2 Darstellung des Lastverschiebungspotenzials in der österreichischen Zementindustrie

In Tabelle 8-3 sind ausgewählte Kennzahlen, welche für die Abschätzung des österreichischen Lastverschiebungspotenzials in der Zementindustrie essentiell sind, zusammengefasst.

Tabelle 8-3: Ausgewählte Kennzahlen der österreichischen Zementindustrie

Gesamt	Wert	Quelle(n)
Elektr. Energieeinsatz in österreichischen Zementwerken [GWh]	487	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Mittlerer spez. elektr. Energieeinsatz je Tonne Zement [kWh/t_{ZE}]	114	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Rohmaterialaufbereitung (ohne Brecher)	Wert	Quelle(n)
Spitzenlast Rohmühle (Abb. 5) [MW]	2	Klobasa et al. (2011)
Spez. elektr. Energieverbrauch Rohmühle (Abb. 5) [kWh/t_{ZE}]	26	Klobasa et al. (2011)
Spez. elektr. Energiebedarf Rohmehlmahlung [kWh/t_{RM}]	14-21 (*)	Berger und Hoenig (kein Datum), Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Spez. elektr. Energieverbrauch Trocknen und Mahlen [kWh/t_{ZE}]	30,32	KEMA Inc. (2005)
Zementmahlen	Wert	Quelle(n)
Spitzenlast [MW]	3	Klobasa et al. (2011)
Spez. elektrischer Energieverbrauch [kWh/t_{ZE}]	45	Klobasa et al. (2011)
Spez. elektrischer Energieverbrauch [kWh/t_{ZE}]	34,7	KEMA Inc. (2005)

Anmerkung zu (*): Für die Berechnung des tatsächlichen el. Energiebedarfs der Rohmehlmahlung ist eine Gewichtung der spezifischen Bedarfswerte entsprechend der Produktionsmengen des jeweiligen Werkes notwendig. Da diese Gewichtungsfaktoren den Autoren nicht verfügbar sind (sensible Unternehmensdaten) wurde für Berechnung des österreichischen Lastverschiebungspotenzials vereinfacht ein Mittelwert von 17,5 kWh/t verwendet.

Quelle: Literaturwerte

In Tabelle 8-4 erfolgt eine Darstellung des prozentuellen Anteils des elektrischen Energieverbrauches einzelner Prozesse am gesamten elektrischen Energieverbrauch einer Zementanlage.

Tabelle 8-4: Anteils des el. Energieverbrauches einzelner Prozesse am gesamten el. Energieverbrauch einer Zementanlage

Anteils des el. Energieverbrauches einzelner Prozesse am gesamten el. Energieverbrauch einer Zementanlage	[%]	Quellen
Rohmehlaufbereitung	35	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Brennen und Kühlen des Klinkers	22	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Zementmahlen, Verpacken, Verladen	38	Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012)
Roh- und Zementmühlen insgesamt	65	Klobasa et al. (2011)

Quelle: Literaturwerte

Zusätzlich zur kurzfristigen Betrachtung ist es von Bedeutung, dass für die Feststellung des Lastverschiebungspotenzials auch die mittleren saisonalen Schwankungen der Zementproduktion beachtet werden. Klobasa et al. (2011) beziffern in der deutschen Zementindustrie die Auslastung zwischen 50 % und 130 % in Bezug auf die verfügbaren Produktionskapazitäten. Die durchschnittliche Auslastung der Mühlen wird mit 90 % angegeben.

Die Angaben und Vereinfachungen in Klobasa et al. (2011) führen mit den entsprechenden Werten aus Tabelle 2 und 3 und einer Jahres-Produktionsdauer von 8.760 Stunden zu folgendem theoretisch durchschnittlich verfügbaren technischen Lastverschiebungspotenzial für Österreichs Zementindustrie:

$$\frac{\text{jährliche Produktion} * \text{spez. elektr. Energiebedarf} * \text{Anteil Roh- und Zementmühlen}}{\text{jährliche Produktionsdauer}} = 36 \text{ MW}$$

Die saisonalen Produktions-Schwankungen von 50 % bis 130 % ergeben letztendlich ein theoretisches Potenzial zwischen ca. 18 MW und ca. 47 MW.

Anmerkung: Das Berechnungsergebnis nach der deutschen Klobasa-Formel (2011) (Klobasa, et al., 2011) (Klobasa et al., 2011) ist für Österreich nur bedingt geeignet, da sich die österreichische Zementindustrie in den Produktions- Lagerkapazitäten wesentlich von Deutschland unterscheidet. Dadurch ergibt sich insbesondere durch die Rohmehlmahlung in Deutschland ein im Verhältnis größeres Lastverschiebungspotenzial. In Österreich ist das Lastenverschiebungspotenzial bei Rohmühlen daher geringer einzuschätzen, da nach Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie (2012) die Kapazitäten der Rohmehlmühlen in Österreich idR auf die Kapazitäten der Drehrohröfen abgestimmt sind.

Für die Feststellung des tatsächlich / wirtschaftlich nutzbaren Potenzial zur Verschiebung der Elektrizitätsnachfrage in der österreichischen Zementindustrie sind jedoch verschiedene Limitierungen und Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, damit entweder die Leistungsfähigkeit auf gleichem Niveau bleibt oder durch den etwaigen entgangenen Gewinn Kompensationsleistungen erfolgen (sofern nicht andere regulatorische Maßnahmen vorgegeben werden).

8.4.2.3 Diskussion des österreichischen Lastverschiebungspotenzials der Zementindustrie aus Sichtweise der Produktionsbetriebe

In Österreich ist der Ofenprozess zur Zementklinkerherstellung ein Hochtemperaturprozess. Die Öfen sollten idealerweise durchgehend in Betrieb sein, damit keine Produktionseinbußen entstehen (ein Runter- oder Hochfahren der Öfen kann mehrere Tage dauern). Daher wird der Ofenprozess bei der Zementherstellung in Österreich idR kontinuierlich betrieben. Die Kapazitäten der Rohmehlmühlen sind grundsätzlich auf die Kapazitäten der Drehrohröfen abgestimmt (Anmerkung: Dies trifft auf den untersuchten Betrieb der Fallstudie in Abschnitt 5.2.1 nicht zu.). Von wesentlicher Bedeutung ist daher, dass der Ofenprozess mit ausreichend Rohstoff versorgt wird (Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012).

Bei den Zementmühlen ist das Lastverschiebungspotenzial wesentlich von der (variablen) Nachfrage abhängig. Grundsätzlich wäre es möglich „in Zeiten schwacher Nachfrage und bei aufrehtem Betrieb des Drehrohröfens (...) einzelne Zementmühlen mit einer Vorwarnzeit

von 15 Minuten für einen Zeitraum ab einer Stunde außer Betrieb zu nehmen.“ (Papsch, 2012) Allerdings ist dabei zu beachten, dass das Rohmaterial auf Grund seiner natürlichen Feuchte während des Mahlprozesses getrocknet werden muss, um das Verkleben an den Mahlkugeln oder Walztellern zu verhindern. Dazu wird meist Heißgas aus dem Brennprozess verwendet (Berger und Hoenig, kein Datum) Ebenso werden Zumahlstoffe, wie Hüttensand oder Kalkstein, mit Abgas aus der Ofenanlage getrocknet. Daher ist es sinnvoll, dass Zementmühlen in der Regel gemeinsam mit dem Ofenprozess betrieben werden, damit ein zusätzlicher Brennstoffeinsatz für die Trocknung des Rohmaterials und der Zumahlstoffe vermieden wird. Dies könnte ansonsten auch zu einer Verschlechterung der Energieeffizienz und erhöhten Kosten führen (Papsch, 2012).

Aus technischer Betrachtung sind die Auslastung, die (Zwischen)lagerkapazitäten, das Anlagen- und Prozessdesign daher entscheidend für die Lastverschiebung. Aus wirtschaftlicher Betrachtung sind die Kompensation der Mehrausgaben und der Risikoaufschlag der höheren Ausfallwahrscheinlichkeit entscheidend. Generell ist daher das Lastverschiebungspotenzial unter den Zementwerken stets individuell zu betrachten:

- Bei kleineren Werken mit kleineren Zwischenlagern ist das Potenzial verhältnismäßig geringer, da größere Reservemengen bevorratet werden müssen.
- Die Anlagentechnik ist stets unterschiedlich. Bei allen Zementwerken gibt es andere limitierende Faktoren (z. B. Ofen- vs. Mühlkapazität).
- Die Herstellungsmethode ist stets unterschiedlich (z. B. Wahl der Additive und der sich dadurch ergebenden sinnvollen Temperaturniveaus für die Dihydrate).
- Die Nachfrage nach Zement hat einen großen Einfluss auf das Lastverschiebungspotenzial und ist abhängig von der Wirtschaftslage und der Jahreszeit. Zu Zeiten der Hochkonjunktur (z. B. 2008 und 2009) kann daher keine Lastverschiebung ermöglicht werden. Diese Erkenntnis stellt in Frage, ob durch die Zementindustrie eine nachhaltige Lastverschiebungsmaßnahme ermöglicht werden kann, da der Stromnetzbetrieb längerfristig und der Industriebetrieb marktorientiert handelt. Für eine nachhaltig betriebene Lastverschiebung sind daher nur Industriebetriebe von Relevanz, welche eine wesentliche Überkapazität insbesondere beim Zwischenlager und dem Ofenprozess aufweisen. Je kleiner die Betriebe sind, umso häufiger wird „just in time“ produziert. Davon leitet sich ab, dass Industriebetriebe nur dann als nachhaltiger Lastverschiebungsakteur fungieren können, wenn insbesondere bei „just-in-time“-produzierenden Betrieben anlagenseitige Anpassungen erfolgen (z. B. größere Zwischenlager und größere Mühlen, damit längere Stillstandzeiten ermöglicht werden können). Dafür sind Planungs- und Investitionssicherheiten zu schaffen zumal diese Investitionen sich finanziell tragen und abgesichert sein müssen.
- Hinzu kommt, dass auch die Rahmenbedingungen des übergeordneten Netzes stets verschieden sind (z. B. besteht bereits ein Engpass oder nicht).

Aus diesen Gegebenheiten lässt sich schlussfolgern, dass zur tatsächlichen Ausschöpfung des theoretisch festgestellten technischen Lastverschiebungspotenzials für Mühlen der Zementindustrie in Österreich entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, damit auch wirtschaftlich realisierbares Verschiebepotenzial entsteht, weshalb das Lastverschiebungspotenzial der Mühlen in der österreichischen Zementindustrie von den Rahmenbedingungen abhängig ist.

Ähnliche Bedenken konnten auch in Interviews mit Anlagenbetreibern aus Deutschland festgestellt werden, wie in Paulus und Borggreve (2009) und Kapitel 8.4.1.2 erwähnt wurde.

8.4.2.4 Diskussion des österreichischen Lastverschiebungspotenzials der Zementindustrie aus Sichtweise der Netzbetreiber

Neben regulatorischen Anpassungen sind für die Realisierung der Lastverschiebungspotenziale der Zementindustrie auch geeignete Geschäftsmodelle notwendig. Relevant für das jeweilige Geschäftsmodell ist die Auslastung des korrespondierenden Netzes. Es muss daher stets lokal betrachtet werden, wie ausgelastet das Netz ist und ob dadurch Netzausbaumaßnahmen vermieden werden können. Der Netzausbau ist stets von der Gesamtlast und der Netzcharakteristik abhängig. Wenn durch Lastverschiebung in den Zementwerken beispielsweise Lastspitzen (z. B. am Abend) vermieden werden können, stellt Lastverschiebung eine gute Alternative zum Netzausbau dar. Weiters ist Lastverschiebung dann eine interessante Alternative, wenn mehr Leistung nachgefragt werden müsste (z.B. durch Ausbaumaßnahmen des Industriebetriebes) und man dadurch den Netzausbau vermeiden kann. Finanzielle Anreize für die Zementhersteller könnten in Analogie zu den bereits schaltbaren (zeitvariablen) Tarifen ermöglicht werden. Aus Sichtweise der Netzbetreiber könnten diese finanziellen Anreize für alle Marktteilnehmer besonders lukrativ gestaltet werden (wirtschaftlich nutzbares Potenzial wäre vorhanden), sofern eine neue Kostenwahrheit über neue Rahmenbedingungen ermöglicht wird und netzseitige Kostenvorteile auf alle Akteure aufgeteilt werden.

8.5 Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale und –kosten der Zementindustrie in Österreich

Simulationen und Berechnungen des Lastverschiebungspotenzials in Zementwerken ergeben ein technisches / theoretisches Lastverschiebungspotenzial. Obwohl abgeschätzt wird, dass die Zementindustrie einen zukünftigen Beitrag in der Merit-Order der Lastverschiebungspotenziale leisten könnte, bestehen viele noch zu lösende Einschränkungen, welche das wirtschaftlich nutzbare Potenzial begrenzen:

- Direkte Mehrkosten der Lastverschiebung (z. B. höherer Personalkostenaufwand für Wochenendarbeiten)
- Indirekte Mehrkosten (z. B. Risikoaufschläge für höhere Maschinenbeanspruchung durch häufigeres Abschalten, Verkürzung der Nutzungsdauer)
- Marktbedingte Probleme:
 - Kein Lastverschiebungspotenzial bei hoher Nachfrage (durch 100 %ige Auslastung in der Produktion)
 - Zu geringe finanzielle Anreize
- Prozesstechnische Probleme:
 - Kapazitäten der Mühlen
 - Auslastung der Materialzwischenlager
 - Benötigte Temperaturen zur Trocknung des Materials

Diese Erfahrungen decken sich mit nationalen und internationalen Praxiserkenntnissen zur Implementierung von Lastverschiebungsmaßnahmen in der Zementindustrie. Die aktuellen Rahmenbedingungen lassen daher eine wirtschaftliche Nutzung des vorhandenen

technischen Lastverschiebungspotenzials nur dann zu, wenn die Mehraufwendungen der österreichischen Zementindustrie finanziell kompensiert werden können.

Für konkrete Aussagen zum Lastverschiebungspotenzial der österreichischen Zementindustrie sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig, indem sämtliche Einflussfaktoren (Lastgänge, Lastspitzen und -täler, Auslastungen der Mühlen, Füllstände der Materialzwischenlager, Kosten und Preise, usw.) in eine konkrete Berechnungen der notwendigen wirtschaftlichen Kompensation einfließen. Dies erfordert stets eine individuelle Betrachtung der österreichischen Zementwerke zumal sich die Produktionsstätten voneinander wesentlich unterscheiden (z. B. Unterschiede in den Kapazitätsverhältnismäßigkeiten zwischen Rohmehlmühlen und Drehrohröfen).

Die finanziellen Vorteile, welcher der Netzbetreiber weiter geben kann, sind aktuell in Österreich nicht / kaum ausreichend, damit das technische Lastverschiebungspotenzial der österreichischen Zementindustrie ausgeschöpft werden kann. Dies erfordert die Schaffung eines geeigneten institutionellen Rahmens. Letztlich ist es vom politischen Willen abhängig, ob die Rahmenbedingungen für Lastverschiebung entsprechen geschaffen werden.

9 Zusammenfassung

Michael Schmidthaler

Das Projekt „Loadshift“ untersucht die mögliche Dauer und die Kosten für Lastverschiebung in Österreich. Dieses Arbeitspapier analysiert ausgewählte Sektoren des produzierenden Bereichs um diesen historisch, gesellschaftlich sowie auch volkswirtschaftlich besonders relevanten Produktionsbereich hinsichtlich seiner Tauglichkeit für Lastverschiebungsmaßnahmen zu untersuchen.

Dieses Arbeitspapier stellt die Eckpunkte dieser Analyse vor und präsentiert technische wie auch wirtschaftliche Charakteristika von Lastverschiebungsansätzen in den Sektoren:

- Chemische Industrie
- Elektrostahlerzeugung
- Nichteisen-Metalle
 - Aluminiumherstellung
 - Kupferproduktion
- Metallerzeugung und -bearbeitung
 - Gießereien
 - Metallverarbeitung und Wärmebehandlung
- Zellstoff- und Papierindustrie

Zentrales Ergebnis ist die Erkenntnis, dass übergreifend über alle Sektoren insbesondere Prozesse die als „zeitunkritisch“ klassifiziert werden können, für Lastverschiebungsmaßnahmen geeignet sind (Wirtschaftskammer, 2012). Gleichzeitig sind den aktuellen Marktherausforderungen zum Trotz die Anreize, diese Potenziale zu heben im letzten Jahrzehnt rückläufig.⁹³ Festzuhalten ist, dass für die Sektoren Zementindustrie, Chemische Industrie, Zellstoff- und Papierindustrie sowie Stahlerzeugung das höchste Potenzial ausgewiesen wird.

In Hinblick auf die Branchen mit den relevantesten Potenzialen wird auf ähnliche Ergebnisse in der einschlägigen Literatur verwiesen. Zwar sind die Projektergebnisse nicht deckungsgleich, doch ist ein allgemeiner Trend erkennbar (siehe auch Berger et al. (2013) sowie Klobasa et al. (2011) und Popp und Klobasa (2013) für Deutschland).

Ein Standardwerk der österreichischen Literatur zum Thema Lastverschiebung von Gutschi und Stigler (2008) findet folgende Gesamtpotenziale der hier ebenfalls untersuchten Sektoren (siehe auch Tabelle 2-2):

• Chemie und Petrochemie:	64	MW
• Papier und Druck:	148	MW
• Eisen- und Stahlproduktion:	126	MW
• Nichteisen-Metalle:	26	MW

⁹³ Dies wird von Experten teilweise auf die sehr geringen (und rückläufigen) leistungsgebundene Preiskomponenten zurückgeführt. Grundsätzlich ist für Österreich festzuhalten, dass die im Zuge der Elektrizitätsmarktregulierung (beginnend ab 2001) auftretenden Reduktionen des Leistungspreises von rund 200 €/kW auf unter 20 €/kW p.a. einen signifikant negativen Anreiz für Unternehmen mit energieintensiven Prozessen darstellen, die technischen und organisatorisch/logistischen Möglichkeiten des demand side managements (DSM) umfangreich in Anspruch zu nehmen.

9.1 Ableitung von Handlungsempfehlungen

Eine gewisse Interaktion, wenn nicht gar Konkurrenz von Lastverschiebungsmaßnahmen ist im Vergleich zu Regelenergiebereitstellung vorhanden. Da die Märkte für Regel- und Ausgleichsenergie vergleichsweise gut entwickelt sind, und eine technische Verknappung der benötigten Bereitstellungskapazitäten nicht absehbar ist, ist ein Abgleich der nachgefragten Regelenergie und der erzielten Auktionsergebnisse als Ankergröße für die wirtschaftlichen Charakteristika von Lastverschiebungsmaßnahmen zielführend. Vor allem in Hinblick auf die Sekundär- und Tertiärregelenergiebereitstellung besteht eine bedeutende Schnittmenge, wobei in diesem Bericht ausschließlich auf die verbraucherseitigen Lastmanagementmaßnahmen eingegangen wird.

Maßnahmen zur Lastverschiebung werden in ihrer Umsetzung deutlich erleichtert, wenn vordefinierte Lastreduktionsmechanismen⁹⁴ vorgesehen sind.

9.2 Ausblick

Die Im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien entstehende Zunahme von Produktionsspitzen werden in den nächsten Jahren wesentliche Auswirkungen auf die Stromnetze haben. Dies ist von verbraucherinduzierten Bedarfsspitzen zu trennen (Siehe Diskurs Höchstlast in Kapitel 2.2.1).

Lastverschiebungsansätze sind in keiner direkten Konkurrenz zu Netzausbaumaßnahmen zu sehen. Aus Sicht der Versorgungssicherheit ist eine Weiterentwicklung der bestehenden Transport- und Verteilnetzkapazitäten regional zu bewerten. Dennoch können durch Lastverschiebung potenziell hohe Netzausbaukosten und in weiterer Folge entstehende Wartungskosten vermindert werden. Lokale Produktionsspitzen könnten dann auch von lokalen Betrieben aufgenommen werden und müssten somit nicht über weite Distanzen mit entsprechenden Leitungsverlusten übertragen werden.

Um einspeisebedingten Herausforderungen (beispielsweise durch die Zunahme der Produktion mittels intermittierender, erneuerbarer Energieträger) gegenzusteuern können Lastverschiebungsansätze in der Industrie neben dem Netzausbau, weitreichender Implementierung moderner Mess-, Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie die Weiterentwicklung von potenziellen Speichertechnologien dazu beitragen auch in Zukunft ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit und Systemeffizienz gewährleisten zu können.

9.3 Umsetzung und Anreize

Die verschiedensten Anwendungsgebiete und Einsatzbereiche von elektrischer Energie in den einzelnen Sektoren der Industrie erfordern sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht individuell angepasste Ansätze zur Lastverschiebung beispielsweise in Verbindung mit speziellen (nicht statischen) Netz- und Arbeitskomponenten des Stromtarifs. Die Ermittlung des tatsächlichen Potenzials und der entsprechenden Verschiebungszeiten ist individuell von teilnehmenden Betrieben durch betriebswirtschaftliche Optimierung zu ermitteln und sollte unter Absprache mit dem jeweiligen Energieversorger erfolgen.

⁹⁴ Wie jene, die in der deutschen Abschaltverordnung (AbLaV) vorgesehen sind.

Im Sinne der Wirtschaftlichkeit sind die Sektoren zu bevorzugen welche große Verschiebungspotenziale bei vergleichsweise geringen Kosten aufweisen. In Hinblick auf anfallende Investitionen und den technischen Aufwand stellen die Sektoren mit Großverbrauchern (welche keine 24 h 365 Tage/Jahr in Betrieb sind) wie Industrieöfen oder Mahlwerke gute Ausgangspunkte für eine entsprechende Umsetzung von Lastverschiebungsansätzen dar. Durch Vereinheitlichung/Standardisierung von Systemteilen wie Ventilatoren oder Beleuchtungsgruppen welche sehr ähnliche Potenziale und Verschiebungszeiten aufweisen können in weiterer Folge auch kleinere Verbraucher zu entsprechenden Gruppen und somit effizient auf Lastverteilung umgestellt werden.

In Hinblick auf den diskutierten Änderungsbedarf der Markt- und Tarifstruktur im Übertragungs- und Verteilnetz ist auf die Notwendigkeit der geänderten Rahmenbedingungen hinzuweisen. Die seit den späten 1990er Jahren (mit Veränderungen) geltenden Marktregeln sind insbesondere aufgrund der sehr dynamischen Entwicklung zu adaptieren. Vor allem die geringen Leistungskomponenten werden von Netzbetreibern vielfach als suboptimal angesehen. Grundsätzlich ist für Österreich festzuhalten, dass die im Zuge der Elektrizitätsmarktregulierung (beginnend ab 2001) auftretenden Reduktionen des Leistungspreises von rund 200 €/kW auf mittlerweile unter 20 €/kW p.a. einen negativen Anreiz für Unternehmen mit energieintensiven Prozessen darstellt, die technischen und organisatorisch/logistischen Möglichkeiten der Verbrauchsglättung umfangreich in Anspruch zu nehmen.

Es gilt unter Einbeziehung sämtlicher *stakeholder* Adaptionen für das Marktmodell zu skizzieren und auf ihre Tauglichkeit zu innovativen verbraucherseitigen Maßnahmen beizutragen zu analysieren.

Die Einbindung moderner Mess-, Kommunikations- und Informationstechnologien, wird zumindest im Haushaltsbereich als ein zentraler Eckpunkt einer tiefgründigen Reform hin zu *smarten grids* gesehen. Auch hier gilt es Möglichkeiten und Rahmenbedingungen zu analysieren und gegebenenfalls regulatorisch zu unterstützen.

Forschungsbedarf besteht hinsichtlich der Abschätzung der Effekte moderner Technologien und verbesserter Informationsmöglichkeiten (Stichwort Smart Metering) in Hinblick auf Lastverschiebung. Neue, unabhängige, Marktteilnehmer können durch Bereitstellung neuer Serviceleistungen unter Verwendung präziser Kundendaten und flexibler Lastgestaltung zu einer insgesamt höheren Gesamtsystemeffizienz beitragen.

9.4 Kostenkurve

Die in Abbildung 9-1 ersichtliche Kostenkurve basiert auf den Werte der einzelnen Sektoren. Die Zementindustrie zeigt sich dabei als der kostengünstigste Sektor mit unter 100 €/MWh wobei klar ersichtlich ist, dass der überwiegende Teil an verlagerbarer Leistung und somit das größte Potenzial in den Sektoren Elektrostahlerzeugung, Papierindustrie und Chemische Industrie im Preisniveau von etwa 200 €/MWh liegt. Dem gegenüber stehen Sektoren wie Metallerzeugung und Bearbeitung als auch Nicht-Eisen Metalle mit vergleichsweise hohen Verlagerungskosten mit über 1.000 €/MWh und geringerem Potenzial.

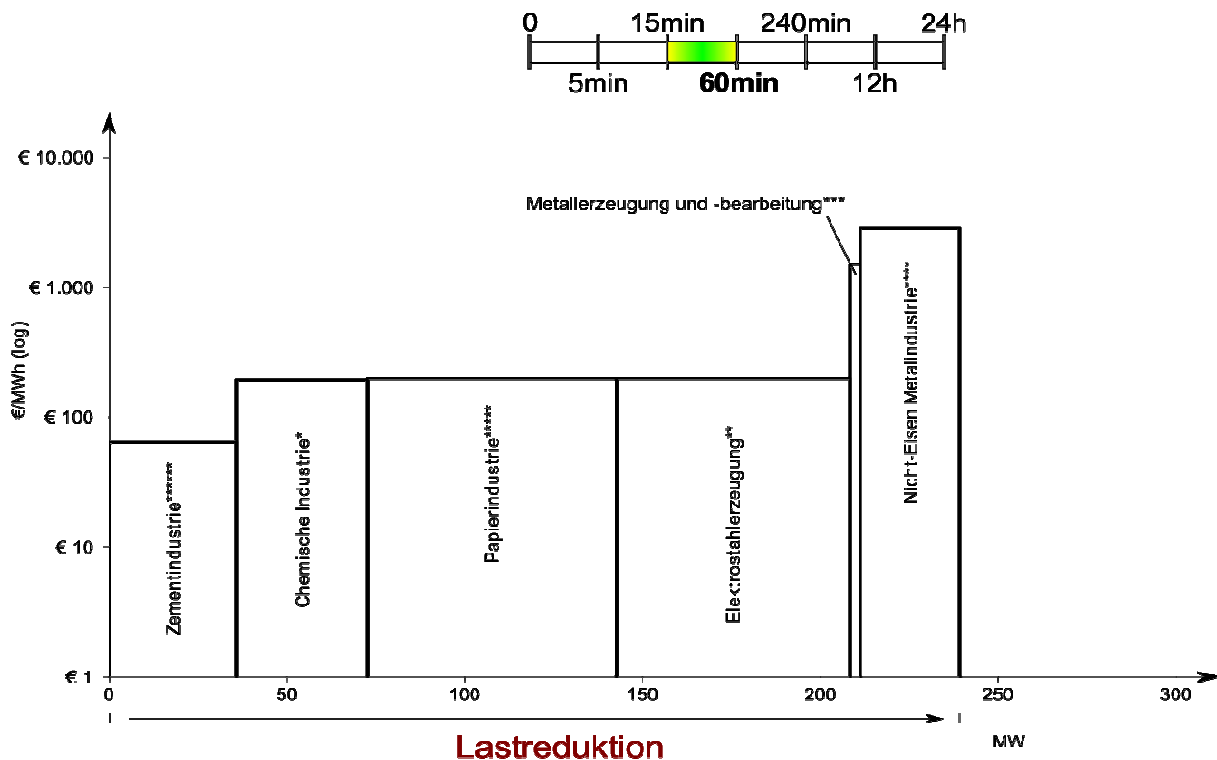


Abbildung 9-1: Cost Curve Sektor Industrie (16-59 min), Quelle: Werte aus den Sektoren

*Chemische Industrie: Über den Jahresstromverbrauch gewichtete durchschnittliche Kosten berechnet aus den Kosten pro MW.

**Elektrostahl: Die österreichweit erhobenen Lastverschiebungspotenziale von rund 60 MW sind vor allem in Hinblick auf die hohe Wertschöpfung in diesem Sektor nur unter Bereitstellung adäquater Anreizstrukturen möglich. Eine Ausschöpfung eines Teils des Verlagerungspotenzials ist zu Kosten von rund 200 €/MWh möglich. Es wird davon ausgegangen, dass die Elektrostahlproduktion in der Zukunft steigen wird.

***Metallerzeugung und -bearbeitung: Die verschiebbare Leistung wurde unter der Annahme eines konstanten Leistungsbedarfs berechnet. Das ausgewiesene Potenzial ist als Untergrenze anzusehen, da vielfach Chargenbetrieb vorherrscht, der jedoch aus Datensicht nicht erhoben werden konnte. Die Kosten für Lastverschiebungsmaßnahmen stellen mit 1.500 €/MWh aus aktueller Sicht kaum realisierbare ökonomischen Grenzen der Anreizbereitstellung dar.

****Nichteisenmetalle: Unternehmen im Sektor Nichteisen-Metalle weisen eine große Heterogenität auf. Aufgrund dieser Branchenstruktur wird von einem Lastverschiebungspotenzial von 28 MW ausgegangen. Es wird ein gesamtstaatliches Verschiebepotenzial von 800 bis 7.200 MWh p.a. identifiziert. Je nach Ausgestaltung des Anreizsystems steht dieses Potenzial zu Kosten von rund 2.850 € je MWh zur Verfügung. Auf die eingeschränkte Vergleichbarkeit der Kostenstruktur sei beispielsweise im Vergleich zum Leitmarkt Deutschland hingewiesen.

*****Papierindustrie: Betrachtet wurden Prozesse am Holzplatz, in der Altpapieraufbereitung und bei der Holzstoffherstellung.

*****Zementindustrie: Annahme der Verschiebbarkeit von 12 % (Verlagerbare Energie/Strombedarf) des Jahresstromverbrauchs berechnet aus den deutschen Werten für Zement und Rohrmöhlen (Klobasa et al., 2009). Wert für Steine, Erden, Glas aus der Cost Curve von Berger et al. (2012).

Factbox Lastverschiebung in der Industrie

Die analysierten Produktionsbereiche weisen unterschiedlich geeignete Voraussetzungen für Lastverschiebung auf. Die Sektoren Zementindustrie, Erzeugung chemischer Produkte, die Zellstoff- und Papierindustrie sowie Stahlerzeugung weisen das höchste Potenzial auf. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die diesem Arbeitspapier zugrunde gelegte Arbeitshypothese, die Lastspitze um rund 400 MW⁹⁵ durch Maßnahmen der Industrie zu reduzieren, nur unter größtmöglichen Anstrengungen realisierbar ist.

Die Kosten für Lastverschiebung sind aufgrund der sektoralen Heterogenität sowie der Strukturgröße ebenfalls unterschiedlich hoch. Jedenfalls ist die Wirtschaftlichkeit von bilateralen Lastverschiebungskontrakten im aktuellen Marktumfeld schwer darstellbar.

⁹⁵ Dies entspricht einer Höchstlast von rund 9.600 MW, wie dies noch im Jahr 2006 der Fall war.

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Nutzenergieanalyse elektrischer Energie im produzierenden Bereich	7
Abbildung 2-1:	Dauerlinie des österreichischen Stromverbrauchs 2011, Anzahl der Tage	10
Abbildung 2-2:	Ungeplante Versorgungsunterbrechungen in Europa in Minuten	11
Abbildung 2-3:	Sektoraler Stromverbrauch prozentuelle Verteilung Österreich 2012.....	12
Abbildung 2-4:	Entwicklung des jährlichen Endverbrauchs mit elektrischer Energie ausgewählter Wirtschaftsbereiche des produzierenden Sektors.....	13
Abbildung 2-5:	Verteilung der Endverbrauchs elektrischer Energie der in Loadshift untersuchten Sektoren.....	13
Abbildung 3-1:	Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Herstellung von chemischen Erzeugnissen" in GWh, Quelle: Statistik Austria (2010).....	24
Abbildung 4-1:	Entwicklung des elektrischen Endenergieverbrauchs des Sektors "Herstellung von Metallerzeugnissen" in GWh.....	34
Abbildung 4-2:	Energieverbrauch je Prozessschritt bei der Erzeugung von Warmband im Elektrostahlwerk.....	34
Abbildung 5-1:	Anzahl der Betriebe und abgesetzte Produktion (in Mrd. €) der Nichteisen-Metallindustrie in Österreich	44
Abbildung 5-2:	Energieverbrauch und relative Produktionsfaktoren für Primäraluminium	48
Abbildung 5-3:	Aufbereitungsschritte von Kupfer in Abhängigkeit der Ausgangsmaterialqualität.....	48
Abbildung 6-1:	Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Metallerzeugung und –bearbeitung“ in GWh.....	57
Abbildung 6-2:	Produktion von Guss nach Ländern weltweit in Mio. t (Basisjahr 2011).....	60
Abbildung 7-1:	Papierherstellung	73
Abbildung 7-2:	Standorte der österreichischen Papierindustrie	75
Abbildung 7-3:	Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors „Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus“ in GWh.....	76
Abbildung 7-4:	Holzaufbereitung	77
Abbildung 7-5:	Aufbereitung von Altpapier, ...	78

Abbildung 7-6:	Mechanische Holzstoffherstellung (links) und thermochemische Holzstoffherstellung (rechts).....	78
Abbildung 8-1:	Prozesse zur Zementherstellung.....	82
Abbildung 8-2:	Entwicklung des Endverbrauchs mit elektrischer Energie des Sektors "Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden" in GWh.....	83
Abbildung 9-1:	Cost Curve Sektor Industrie (16-59 min), Quelle: Werte aus den Sektoren	97

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1:	Für Lastverschiebung analysierte Prozesse und Wirtschaftsbereiche.....	8
Tabelle 2-1:	Kriterienkatalog für Lastverschiebungsmaßnahmen.....	9
Tabelle 2-2:	Abschätzung des maximalen technischen Potenzials für verbraucherseitige Lastreduktion in Österreich	15
Tabelle 2-3:	Stromintensität österreichischer Wirtschaftsbranchen in Relation zur Bruttowertschöpfung (Basisjahr 2002).....	16
Tabelle 2-4:	Analyse des Lastverschiebungspotenzials in Deutschland.....	16
Tabelle 2-5:	Sektorspezifisches Lastverschiebungspotenzial in Deutschland	17
Tabelle 2-6:	Spezifische Erlöse verschiedener Wirtschaftsbereiche für die Bereitstellung notwendiger Kapazitäten für Lastverschiebung [€/MWh] (Basisjahr 2010).....	17
Tabelle 2-7:	Spezifische Erlöse verschiedener Wirtschaftsbereiche für die Bereitstellung notwendiger Kapazitäten für Lastverschiebung [€/MWh] (Basisjahr 2030).....	18
Tabelle 2-8:	Verfügbare Lastmanagementansätze zur Nutzung im Regelenenergiemarkt beziehungsweise für Redispatch-Maßnahmen bei Anwendung der Vergütung auf Basis der AbLaV für Süddeutschland.....	18
Tabelle 2-9:	Ergebnis einer Befragung von deutschen Industrieunternehmen zur Eigenabschätzung der Lastverschiebungspotenziale	19
Tabelle 2-10:	Eigenabschätzung der maximalen Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen gemäß Onlineumfrage unter deutschen Industrieunternehmen	19
Tabelle 2-11:	Leistungsbedarf von energieintensiven Prozessen in Süddeutschland	19
Tabelle 2-12:	Sektorale Eignung für Lastmanagement von Ventilatoren in Industrieunternehmen	20
Tabelle 2-13:	Indikative Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials in Österreich auf Basis der Berechnungen für Deutschland	21
Tabelle 2-14:	Abschätzung der spezifischen Opportunitätskosten ausgewählter österreichischer Industriebetriebe für verbraucherseitiges Lastmanagement (Basisjahr 2005).....	22
Tabelle 3-1:	Betrachtete für Lastverschiebung relevante Verfahren in Österreich	23
Tabelle 3-2:	Kennzahlen der Chloralkali-Elektrolyse in Österreich	24
Tabelle 3-3:	Elektrische Parameter der Chloralkali-Elektrolyse in Österreich (Basisjahr 2012).....	25

Tabelle 3-4:	Kostenerhebung der Lastverschiebung bei Chlor-Alkali-Elektrolyse	26
Tabelle 3-5:	Betrachtete für Lastverschiebung relevante Stoffe	27
Tabelle 3-6:	Kennzahlen zur Luftzerlegung in Österreich (Basisjahr 2012)	28
Tabelle 3-7:	Elektrische Parameter der Luftzerlegung in Österreich	29
Tabelle 3-8:	Kostenerhebung der Lastverschiebung bei Luftzerlegung	30
Tabelle 4-1:	Untersuchte Unternehmen in ÖNACE Abteilung 24 Abschnitts C: Metallerzeugung und -bearbeitung	32
Tabelle 4-2:	Jährliche Statistik der Produktion von Stahl und Elektro Stahl (Basisjahr 2009)	32
Tabelle 4-3:	Auszug der Gütereinsatzstatistik 2012 für Roheisen- und Stahlerzeugung	35
Tabelle 4-4:	Auflistung der Elektro Stahlwerke, Produktionsart und - charakteristika in Österreich	36
Tabelle 4-5:	Spezifischer Energiebedarf und Abschätzung des prozessspezifischen Gesamtendenergiebedarfs der Elektro Stahlerzeugung in Österreich.....	37
Tabelle 4-6:	Übersicht möglicher Lastverschiebungszeiträume in der Elektro Stahlerzeugung	38
Tabelle 4-7:	Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100 %)	39
Tabelle 4-8:	Lastverschiebungskosten der Elektro Stahlherstellung in Österreich	39
Tabelle 4-9:	Zusammenfassung der Last- und Energieverschiebungspotenziale der Elektro Stahlerzeugung in Österreich	40
Tabelle 5-1:	Gütereinsatzstatistik der Nichteisen-Metalle im Jahr 2012	42
Tabelle 5-2:	Überblick der Produktion von Nichteisen-Metalle in Österreich	43
Tabelle 5-3:	Branchenstromverbrauch der Nichteisen-Metallindustrie.....	44
Tabelle 5-4:	Relativer Energiebedarf der Primäraluminiumproduktion.....	46
Tabelle 5-5:	Spezifischer elektrischer Energiebedarf in der Aluminiumherstellung	47
Tabelle 5-6:	Kennzahlen der globalen Kupferproduktion (Basisjahr 2010)	49
Tabelle 5-7:	Struktur der Kupferproduktion in Österreich und Opportunitätskosten in der Kupferproduktion	50
Tabelle 5-8:	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale der Nichteisen-Metalle.....	51

Tabelle 5-9:	Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100 %)	52
Tabelle 5-10:	Aufbereitungsschritte in Abhängigkeit der Schrottqualität.....	53
Tabelle 5-11:	Lastverschiebungskosten der Nichteisen-Metalle in Österreich.....	53
Tabelle 6-1:	Gruppen der Abteilung 24 Abschnitt C: Metallerzeugung und -bearbeitung	55
Tabelle 6-2:	Übersicht des Sektors in ÖNACE der Abteilung 25 Abschnitt C: Herstellung von Metallerzeugnissen.....	56
Tabelle 6-3:	Nachfrage nach elektrischer Energie von Unternehmen im Sektor Metallerzeugung- und -bearbeitung sowie von Gießereien in Österreich (Basisjahr 2010)	56
Tabelle 6-4:	Nachfrage nach elektrischer Energie von Unternehmen im Sektor Herstellung von Metallerzeugnissen sowie Oberflächenveredelung und Wärmebehandlung in Österreich (Basisjahr 2010).....	57
Tabelle 6-5:	Volkswirtschaftliche Bedeutung des Sektors Metallerzeugung und -bearbeitung in Österreich	58
Tabelle 6-6:	Metalle und ihre Schmelzaggregate zur Verflüssigung	59
Tabelle 6-7:	Auszug der Gießereien aus der Gütereinsatzstatistik (Basisjahr 2011).....	60
Tabelle 6-8:	Produktion von Eisenguss, Schwer- und Leichtmetallguss in Österreich (Basisjahr 2011/2012).....	61
Tabelle 6-9:	Übersicht der Gießereien in Österreich	62
Tabelle 6-10:	Spezifischer Energieverbrauch der Gießereien in Österreich	64
Tabelle 6-11:	Spezifischer Energieverbrauch der Gießereien in Europa	64
Tabelle 6-12:	Unterschiede in der Prozesskette von Gießereien und Leistungsbedarf verschiedener Anwendungen.....	64
Tabelle 6-13:	Energie- und Leistungsbedarfs sowie eine Abschätzung des Lastverschiebungspotenzial von Gießereien in Österreich	65
Tabelle 6-14:	Gütereinsatzstatistik der Metallverarbeitung in Österreich (Basisjahr 2012).....	67
Tabelle 6-15:	Temperaturbereich und Zeitdauer von Wärmebehandlungsverfahren	68
Tabelle 6-16:	Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale im Sektor Metallerzeugung und -bearbeitung	70
Tabelle 6-17:	Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (Verschiebepotenzial relativ von 0-100%)	71

Tabelle 6-18:	Lastverschiebungskosten der Metallerzeugung und - bearbeitung in Österreich	72
Tabelle 7-1:	Elektrischer Energieverbrauch der Papierindustrie	75
Tabelle 7-2:	Stromerzeugung- und verbrauch der Papierindustrie (GWh)	79
Tabelle 7-3:	Relatives Verschiebepotenzial, Eignung für Lastverschiebung in Prozent des typischen sektoralen Leistungsbedarfs (DSM Eignung, Verschiebepotenzial relativ von 0-100 % in Zehnerschritten)	81
Tabelle 8-1:	Kennzahlen der Zementindustrie in Österreich (2010)	84
Tabelle 8-2:	Zementindustrie: Ergebnisse im Überblick: Gütereinsatzstatistik 2012	85
Tabelle 8-3:	Ausgewählte Kennzahlen der österreichischen Zementindustrie	89
Tabelle 8-4:	Anteils des el. Energieverbrauches einzelner Prozesse am gesamten el. Energieverbrauch einer Zementanlage	89

12 Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, 2013. Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, München: Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft.

Air Liquide, 2013. Anlagen zur Luftzerlegung. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lmk2hvp> [Zugriff am 25 04 2013].

Air Products, 2013. Energy Storage. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kzyeok9> [Zugriff am 11 07 2013].

Aluinfo, 2011. Weltweite Aluminiumproduktion. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/nytblw> [Zugriff am 07 05 2014].

AMAG, 2014. Geschäftsbericht 2013, ohne Ort und Datum

Apel, R. et al., 2012. Demand Side Integration: Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, Frankfurt: VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK.

Austropapier, 2012. Nachhaltigkeitsbericht 2012. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/nlacreu> [Zugriff am 09 04 2014].

Austropapier, 2012. Statistiken der Österreichischen Papierindustrie. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/q6eo9o3> [Zugriff am 09 04 2014].

Austropapier, 2014. Statistik. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/m5foaff> [Zugriff am 06 04 2014].

Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, 2005. Effiziente Energienutzung in Nicht-Eisen-Metall-Schmelzbetrieben, Augsburg: ohne Datum

Behrens, T. & Baake, E., 2002. Kostenreduzierung durch betriebliches Lastmanagement in einer Gießerei, Elektrowärme International: ohne Datum

Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S. & Hinterberger, R., 2012. Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector, Wien: Klima- und Energiefonds.

Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S. & Hinterberger, R., 2013. Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht., Wien: ohne Datum

Berger, H. & Hoenig, V., kein Datum Energieeffizienz der österreichischen Zementindustrie, ohne Ort und Datum

Berner, D. et al., 2014. Flexlast – Erzeugung von Sekundär-Regelleistung durch ein dynamisches Lastmanagement bei Grossverbrauchern, Zürich: Bundesamt für Energie BFE.

Beysel, G., 2009. Enhanced Cryogenic Air Separation – A proven Process applied to Oxyfuel. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/krbfsjz> [Zugriff am 21 03 2013].

Böhler Edelstahl GmbH & Co KG, 2011. Böhler Edelstahl. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/n4e49h3> [Zugriff am 29 04 2014].

Bosse, M., 2014. Energiemanagementsysteme in Giessereien. s.l.:IFG Institut für Gießereitechnik.

Breitenfeld AG, 2014. Unternehmensgeschichte. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mnyak3r> [Zugriff am 29 04 2014].

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie, 2011. Gussproduktion Deutschland. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mnbuom6> [Zugriff am 30 04 2014].

Chemical Market Associates Inc., 2011. Global Chlor-Alkali Market Report. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kvn6x3n> [Zugriff am 16 09 2013].

Council of European Energy Regulators, 2012. 5th ceer benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Technical report, Brussels: ohne Datum

Dena, 2010. dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025, Berlin: ohne Datum

DerStandard, 2009. Breitenfeld eröffnet neues Edelstahlwerk. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k25qlma> [Zugriff am 29 04 2014].

DESTATIS, 2012. Produktionswert, -menge, -gewicht und Unternehmen der Vierteljährlichen Produktionserhebung: Deutschland, Jahre, Güterverzeichnis (9-Steller). [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mkh7hwn> [Zugriff am 30 07 2013].

Deutsche Energie-Agentur, 2014. Geeignete Branchen und Prozesse. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/ggyd2zu> [Zugriff am 04 07 2014].

Dichtl, H., 1994. Energieverbrauch und CO₂-Emissionen in der österreichischen Gießereiindustrie.. Giesserei-Rundschau 11/12, 41. Jahrgang, 11/12(41).

DonauChem, 2012. Telefoninterview zum Werk in Brückl. Ohne Ort und Datum

Du Pont, 2000. Nafion® Perfluorinated Membranes – User's Guide. Ohne Ort und Datum

e-Control. 2013. Auswertung der Industriepreiserhebung Strom Jänner 2013. [Online] 2013. [Zitat vom: 12. 07 2013.] <http://tinyurl.com/prhvzwk>

E-Control, 2014. Charakteristische Kennzahlen der Leistung - E-Control. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/m2pxdok> [Zugriff am 1 7 2014].

EIGA European Industrial Gases Association, 2008. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mpo6n33> [Zugriff am 24 02 2013].

EIGA European Industrial Gases Association, 2010. Indirect CO₂ emissions compensation: Benchmark proposal for Air Separation Plants. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mhmv86x> [Zugriff am 22 02 2013].

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, 2013. Blackout-simulator. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/nhzrsj6> [Zugriff am 23 05 2014].

Euro Chlor, 2012. Chlorine Industry Review 2011-2012. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/oyhabnk> [Zugriff am 03 06 2013].

Eurofer - The European Steel Association, 2014. Total Crude Steel Production. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/o39m3pk> [Zugriff am 09 04 2014].

Europäische Kommission, 2014. Europas Stahlindustrie muss wettbewerbsfähig bleiben. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/psyw8dv> [Zugriff am 07 05 2014].

European Commission, 2013. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board, ohne Ort: European Commission.

Expertenworkshop Klima- und Energiefonds, 2013. Loadshift, Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur in Österreich, ohne Ort und Datum

Festel, G., Hassan, A., Leker, J. & Bamelis, P., 2001. Betriebswirtschaftslehre für Chemiker: Eine praxisorientierte Einführung. Ohne Ort: Springer Verlag.

FirmenABC Marketing GmbH, 2014. Borbet Austria GmbH. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/poaktn7> [Zugriff am 2014 07 09].

FirmenABC Marketing GmbH, 2014. Georg Fischer Fittings GmbH. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/pwqy6mq> [Zugriff am 2014 07 09].

- FirmenABC Marketing GmbH, 2014. Johann Nemetz Co Gesellschaft. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/q45582o> [Zugriff am 2014 07 09].
- FirmenABC Marketing GmbH, 2014. Voestalpine Giesserei Linz GmbH. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/keuf5mw> [Zugriff am 2014 07 09].
- FirmenABC Marketing GmbH, 2014. Wagner Schmelztechnik GmbH. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/oupdau6> [Zugriff am 2014 07 09].
- FMMI, 2012. Maschinen und Metallwaren Statistik Juni. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/qcy3knl> [Zugriff am 19 11 2013].
- Frantes, B., Pucke, J., Reinhofer-Gubisch, M. & Rezania, R., 2014. Loadshift Projektbericht 7/9 - Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen, ohne Ort und Datum
- Gara, S. & Schrimpf, S., 1998. Behandlung von Reststoffen und Abfällen in der Eisen- und Stahlindustrie, Wien: Bundesministerium für Umwelt, Jugend und Familie.
- Georg Fischer Fittings GmbH, 2014. Firmendaten. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/qhm3whl> [Zugriff am 2014 07 09].
- Gils, H. C., 2013. Abschätzung des möglichen Lastmanagementes in Europa. Ohne Ort und Datum
- Gruber & Kaja High Tech Metals GmbH, 2013. Jahresfinanzbericht. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/qdubycd>
- Gutschi, C., 2007. Interdisziplinäre Beiträge zur Effizienzsteigerung im Energiesystem durch Energiespeicherung und Kraft-Wärme-Kopplung, ohne Ort und Datum
- Gutschi, C. & Stigler, H., 2008. Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich. Graz, 15 02 2008
- Hassan, A., 2011. Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen von industriellen Branchentechnologien durch Prozessoptimierung und Einführung neuer Verfahrenstechniken. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Hasse, S., 2006. Verbräuche und Kosten beim Erschmelzen von Basiseisen für Gußeisen mit Kugelgraphit im gasbeheizten Kupolofen (nach R. Graf) . In: Taschenbuch der Gießerei-Praxis 2006. 2006 Hrsg. Deutschland: Schiele & Schön, p. S175.
- Hinterberger, R. & Polak, S., 2011. Lastverschiebung in Industrie und Gewerbe in Österreich - Chancen und Potentiale in zukünftigen Smart Grids, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien: ohne Datum
- Horn, H., 2009. Werkstoffkunde Teil 10 – Wärmebehandlung. Institut für Werkstoffkunde HAW Hamburg. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/p3oux5j> [Zugriff am 10 12 2012].
- Hütter, D., Schüppel, A. & Stigler, H., 2013. Mögliche Anwendungen von industriellen DSM Potentialen und deren Auswirkungen, ohne Ort und Datum
- Hydro Aluminium, 2007. Die Aluminiumindustrie im Spannungsfeld weltweiter Märkte und regionaler Energieversorgung. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/prljusk> [Zugriff am 08 04 2014].
- Hydro, 2013. Hydro in Deutschland. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/ouydsqg> [Zugriff am 07 05 2014].
- ICIS, 2013. Caustic Soda (Europe) - Liquid Spot Prices, ohne Ort und Datum
- ICSG - International Copper Study Group, 2013. Copper production World. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/nwz73nx> [Zugriff am 11 4 2014].

Industriemagazin, 2012. Siemens-VAI entwickelt neuen Lichtbogenofen. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lxm984a> [Zugriff am 26 8 2014].

Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2011. Abschätzung der Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Branchen der stromintensiven Industrie. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/purcz3n> [Zugriff am 08 04 2014].

KEMA Inc., 2005. Industrial Case Study: The Cement Industry, Oakland, California: ohne Datum

Klobasa, M., 2007. Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, ohne Ort und Datum

Klobasa, M., Erge, T. & Wille-Hausmann, B., 2009. Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, ohne Ort und Datum

Klobasa, M., Focken, U. & Bümmerstedt, J., 2011. Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor, Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Klobasa, M., Sensfuß, F., Cremer, C. & Ragwitz, M., 2007. Modelltechnische Untersuchung von Demand Response Potenzialen zur verbesserten Integration der Windenergie. Wien, ohne Datum

KOMMZEPT-Ingenieurbüro Hausmann, 2012. Untersuchungen und Erkenntnisse zur Verwendung von Tausalzlösungen im Straßenwinterdienst. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mh4g528> [Zugriff am 12 07 2013].

Küchler, S. a. H. J., 2012. STROM- UND ENERGIEKOSTEN DER INDUSTRIE - PAUSCHALE VERGÜNSTIGUNGEN AUF DEM PRÜFSTAND, ohne Ort und Datum

Kupferinstitut, 2010. Produktionsmenge. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kbpmcmq>

Lidbetter, R. T. & Liebenberg, L., 2011. Load-Shifting Opportunities for a typical south african cement plant, ohne Ort und Datum

Linde Engineering, 2013. Air Separation Plants. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k6hcf8s> [Zugriff am 24 02 2013].

Marienhütte Stahl- u. Walzwerk GesmbH, 2014. Firmendaten. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mb1xbx9> [Zugriff am 29 04 2014].

Market Research, 2010. World Industrial Gases. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/loqngxs> [Zugriff am 23 02 2013].

Maschinenfabrik Liezen und Gießerei Ges.m.b.H., 2014. Firmendaten. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/maf3g9v> [Zugriff am 29 04 2014].

Mauschitz, G., 2011. Emissionen aus Anlagen der österreichischen Zementindustrie Berichtsjahr 2010, ohne Ort und Datum

Messer Austria GmbH, 2012. Telefongespräch, ohne Ort und Datum

Mitra, S., 2012. Multi-scale Demand-Side Management for Continuous Power-intensive Processes. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lzppd3y> [Zugriff am 11 07 2013].

Montanwerke Brixlegg, 2014. Montanwerke Brixlegg. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kkn3nkt> [Zugriff am 09 04 2014].

Muras, A., 2010. Allgemeine Grundlagen des Gießens, Münster: GRIN Verlag.

Oberhofer, M., 2013. Demand-Side-Management in Industrie und Gewerbe in Österreich, Graz: ohne Datum

O'Brien, T. F., Bommaraju, T. V. & Hine, F., 2005. Handbook of Chlor-Alkali Technology, Band 1. Ohne Ort: Springer.

Papsch, F., 2012. Lastverschiebung in der österreichischen Zementindustrie. Ohne Ort: E-Mail.

Paul, S. & Paul, R., 2012. Grundlagen der Elektrotechnik und Elektrotechnik 2. TU Hamburg-Harburg, Deutschland: Springer.

Paulus, M. & Borggreffe, F., 2009. Economic potential of demande side management in an industrialized country - in the case of Germany, ohne Ort und Datum

Popp, D., 2013. Analysis of industrial demand response options in the German power market. Wien, ohne Datum

Popp, D. & Klobasa, M., 2013. Analysis of industrial demand response options in the German power market, ohne Ort und Datum

Pulm, P. & Raupenstrauch, H., 2014. Basispapier - Energieeffizienz in der Nichteisenmetall-Industrie - Entwurf, Leoben: ohne Datum

Pulm, P. & Raupenstrauch, H., 2014. Energieeffizienz in der Eisen- und Stahlindustrie, Graz: ohne Datum

Reichl, J., Schmidthaler, M. & Schneider, F., 2013. Power Outage Cost Evaluation: Reasoning, Methods and an Application. Journal of Scientific Research and Reports, 2(1), pp. 256-261.

Roon, S. & Gobmaier, T., 2010. Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..

Samad, T. & Kiliccote, S., 2012. SMART GRID TECHNOLOGIES AND APPLICATIONS FOR THE INDUSTRIAL SECTOR, ohne Ort und Datum

Schmidthaler, M., Reichl, J. & Schneider, F., 2012. Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle - eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13(4), pp. 308-336.

Schmittinger, P. et al., 2000. Chlorine. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry.

Siemens, 2012. Elektrostahlerzeugung. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/n2qwkv4> [Zugriff am 05 05 2014].

SLR Steyr, 2012. Produktion. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k6aokm4> [Zugriff am 09 07 2014].

Statista, 2011. Produktion von Guss nach Ländern weltweit im Jahr 2011 (in Millionen Tonnen). [Online] Available at: <http://tinyurl.com/m64a77z> [Zugriff am 06 05 2014].

Statista, 2014. Metallrecycling - Anteil der Sekundärproduktion nach Metallart in Deutschland 2012. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k4pf9lc> [Zugriff am 22 7 2014].

Statistik Austria, 2008. Klassifikationsdatenbank. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/n8wbk93> [Zugriff am 14 4 2014].

Statistik Austria, 2008. ÖNACE Klassifikationsdatenband der Statistik Austria. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/ku8ao86> [Zugriff am 11 4 2014].

Statistik Austria, 2009. Jährliche Statistik über den Brennstoff- und Energieverbrauch nach Art der Anlage. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lotqk3f> [Zugriff am 11 04 2014].

Statistik Austria, 2009. Jährliche Statistik über die Elektroenergiebilanz der Stahlwerke. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lrj7e2g> [Zugriff am 09 04 2014].

Statistik Austria, 2010. Energiegesamtrechnung. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/6ah9q62> [Zugriff am 09 07 2014].

Statistik Austria, 2012. Gesamtenergiebilanz Österreich. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mactz3c> [Zugriff am 05 05 2012].

Statistik Austria, 2012. Gütereinsatzstatistik. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/l2pfefe> [Zugriff am 08 04 2014].

Statistik Austria, 2013. Konjunkturstatistik im Produzierenden Bereich – Band 2 (2011). [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mg2gg4k> [Zugriff am 07 08 2014].

Statistik Austria, 2014. Energiebilanz Österreichs 1970 bis 2012. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kp8fybg> [Zugriff am 08 04 2014].

Svehla, J., Krutzler, T. & Schindler, I., 2012. STAND DER TECHNIK DER ÖSTERREICHISCHEN GIESSEREIEN Gesetzliche Rahmenbedingungen, technische Möglichkeiten und Gießereibetriebe in Österreich, Wien: Umweltbundesamt.

TUG, 2013. Persönliche Kommunikation [Interview] 2013.

Umweltbundesamt, 2004. Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU), Referenzdokument über die Besten Verfügbaren Techniken für Schmieden und Gießereien. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mndpk5u> [Zugriff am 12 05 2014].

Umweltbundesamt, 2004. Medienübergreifende Umweltkontrolle in ausgewählten Gebieten – Brixlegg. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mfqmxbu> [Zugriff am 12 05 2014].

Umweltbundesamt, 2012. Stand der Technik der österreichischen Gießereien. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/pprhwfz> [Zugriff am 29 04 2014].

Umweltbundesamt, 2014. Klimarelevanz ausgewählter Recycling Prozesse in Österreich. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mqjwqsh> [Zugriff am 26 05 2014].

VDE, 2013. Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland , <http://tinyurl.com/mvjevg5> : Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik.

VDP - Verband deutscher Papierfabriken, 2014. Grafiken Papierindustrie. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k7xto2o> [Zugriff am 11 08 2014].

VDZ - Verein Deutscher Zementwerke, 2010. Zementproduktion und Verbrauch Weltweit im Überblick. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/lhj4syg> [Zugriff am 26 05 2014].

Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012. Die Zementerzeugung in Österreich. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/ksr65nt>

Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012. Elektrischer Energieverbrauch Kennzahlen, ohne Ort und Datum

Vereinigung der Österreichischen Zementindustrie, 2012. Zement - Fundament der Zukunft - Nachhaltigkeits-Update 2011/2012, ohne Ort und Datum

WCC World Chlorine Council, 2011. Sustainable Progress. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/q4zzjfx> [Zugriff am 17 01 2013].

Wirtschaftskammer, B. d. ö., 2012. [Interview] (19 11 2012).

Wirtschaftsvereinigung Metalle, 2013. NE-Metalle und ihre Eigenschaften. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/kh2u4dk> [Zugriff am 23 05 2014].

WKO, 2011/2012. Gießerei-Industrie. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k3lusme> [Zugriff am 11 4 2014].

WKO, 2011/2012. Nachhaltigkeitsbericht/Sustainability report. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/mfc2zra> [Zugriff am 11 4 2014].

WKO, 2011. Wirtschaftskammer Österreich - Gussproduktion. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/n4xghkq> [Zugriff am 15 11 2012].

WKO, 2012. NE-Metall Betriebe und abgesetzte Produktion. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/l3gva6j> [Zugriff am 19 11 2012].

WKO, 2012. NE-Metall Branchenzusammenfassung 1995-2012 Kurz. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/k7mzjkw> [Zugriff am 19 11 2012].

Worldsteel Association, 2012. Crude steel production, 1980-2012. [Online] Available at: <http://tinyurl.com/p3892wr> [Zugriff am 2014 05 07].

Xu, Z. et al., 2011. Automatic load change system of cryogenic air separation process, Separation and Purification Technology, ohne Ort und Datum



Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

Projektbericht 5/9

Christof Amann

e7 Energie Markt Analyse GmbH

Juli 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 5/9 „Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt LoadShift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

INHALT

1	Lastverschiebung bei der Lebensmittelkühlung und bei Dienstleistungsgebäuden	4
1.1	Zielsetzung.....	4
1.2	Allgemeine Anforderungen an lastverschiebungsrelevante Anwendungen	4
2	Kühlung von Lebensmitteln	5
2.1	Rahmenbedingungen bei der Kühlung von Lebensmitteln.....	5
2.2	Energieverbrauch bei der Kühlung von Nahrungs- und Lebensmitteln.....	6
2.2.1	Energieverbrauch von Kühlhäusern	6
2.2.2	Energieverbrauch des Lebensmittelhandels	7
2.3	Lastverschiebung bei der Lebensmittelkühlung	7
2.3.1	Lastverschiebung bei Kühlhäusern	7
2.3.2	Lastverschiebung beim Lebensmittelhandel	8
2.4	Kosten für die Lastverschiebung für die Lebensmittelkühlung	9
3	Dienstleistungsgebäude	9
3.1	Rahmenbedingungen für die Lastverschiebung bei Dienstleistungsgebäuden	10
3.1.1	Warmwasserbereitung.....	10
3.1.2	Warmwasserheizungen	10
3.1.3	Wärmepumpen	10
3.1.4	Lüftungsanlagen	10
3.1.5	Klimaanlagen	11
3.2	Energieverbrauch für die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden.....	11
3.3	Lastverschiebung in Dienstleistungsgebäude	14
4	Zusammenfassung Lastverschiebungspotenziale	16
5	Quellen und Verweise	18
5.1	Literaturverzeichnis.....	18
5.2	Tabellenverzeichnis	19
5.3	Abbildungsverzeichnis	19

1 Lastverschiebung bei der Lebensmittelkühlung und bei Dienstleistungsgebäuden

Durch das Vorhandensein von (thermischen) Speichern eignen sich sowohl die Kühlung von Lebensmitteln als auch die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden aus technischer Sicht hervorragend zur Lastverschiebung.

1.1 Zielsetzung

In diesem Arbeitspapier wird eine Abschätzung des technisch nutzbaren Lastverschiebungspotenzials sowie der wirtschaftlichen Eckpunkte dieser verbraucherseitigen Maßnahmen erfolgen. Darauf aufbauend werden Rahmenbedingungen abgeleitet, welche auch für eine Nutzung dieses Potenzials notwendig sind. Lastverschiebung – wie in den weiteren Berichtsteilen ersichtlich¹ – ermöglicht eine Anpassung der Lasten an eine fluktuierende Erzeugung und schafft damit den notwendigen Ausgleich zwischen Produktion und Verbrauch.

1.2 Allgemeine Anforderungen an lastverschiebungsrelevante Anwendungen

Zur Ausschöpfung von Lastverschiebungspotenzialen müssen schaltbare Verbraucher vorhanden sein. Das stellt insofern eine große Herausforderung dar, da die Qualitätsanforderungen der Kernprozesse (Kühlung von Lebensmitteln bzw. Konditionierung von Gebäuden) nicht reduziert werden dürfen. In Hinblick auf die Tauglichkeit verschiedener Lastverschiebungsansätze, einen Beitrag zur Reduktion von Spitzenbelastungen zu leisten wurden daher folgende Kriterien festgelegt. Diese sind in Tabelle 1-1: Kriterienkatalog für Lastverschiebungsmaßnahmen dargestellt:

Tabelle 1-1: Kriterienkatalog für Lastverschiebungsmaßnahmen

Kriterium	Relevanz (1-5)
Beibehaltung der Produkt- und Prozessstandards	xxx
Beibehaltung sämtlicher Qualitätsstandards von Erzeugnissen und Dienstleistungen	xxxxx
Beibehaltung der operativen Wertschöpfung unter Berücksichtigung eines Abgleichs etwaiger Mindereinnahmen durch Lastverschiebungsabgeltungen (auf Basis Leistungs- und Strukturerhebung der Statistik Austria)	x
Freiwilligkeit der Teilnahme als oberste Maxime ²	xxx
Mikroökonomische Optimierung (Kosten/Nutzen auf Individuums- und Unternehmensebene)	xx
Beibehaltung sämtlicher Sicherheitsstandards der Produktion	xxxxx

Quelle: Arbeitspapier „Lastverschiebung in der Industrie“ des Projekts Loadshift

¹ Diese werden in der der Literatur (Arbeitspapier „Lastverschiebung in der Industrie“ des Projekts Loadshift) unter anderem als ein Teilaspekt von Smart Grids immer wieder in Erwägung gezogen.

² Dies gilt auch für zukünftig zu entwickelnden Businessmodelle, da Beteiligung und *win-win* Situationen ausschließlich bei freiwilliger Teilnahme möglich sind. Die einzelwirtschaftliche Optimierung ist somit Voraussetzung für sämtliche Lastverschiebungsmaßnahmen.

2 Kühlung von Lebensmitteln

Die Kühlung von Lebensmitteln spielt sowohl bei der Herstellung, beim Transport und bei der Lagerung (Großlager, Verkauf) eine bedeutende Rolle. Lastverschiebungspotenziale bei der Herstellung von Lebensmitteln werden hier allerdings ausgeklammert, da die erforderlichen Prozesse sehr enge technische und zeitliche Toleranzen aufweisen (vgl. Stadler 2005, Grau 2011). Ebenfalls ausgeklammert bleiben Kühlprozesse beim Transport, da dieser überwiegend durch LKWs erfolgt, die mit Diesel oder Gas betrieben werden und diese Energie daher für Lastmanagement nicht zur Verfügung steht.

2.1 Rahmenbedingungen bei der Kühlung von Lebensmitteln

Geht man von der Annahme aus, dass es bei Lastverschiebungen zu keinen relevanten Einbußen bzgl. Qualität und Wertschöpfung kommen soll, dann setzt eine Lastverschiebung die Möglichkeit voraus, Energie, Produkte oder sonstige Medien (Luft) speichern zu können. Kühllhäuser und Kälteanlagen im Lebensmittelhandel besitzen durch das Kühlgut erhebliche thermische Speicherpotenziale. Es gibt jedoch enge Toleranzen der Temperaturschwankungen, da sich sowohl zu hohe als auch zu tiefe Temperaturen negativ auf die Qualität des Kühlguts auswirken können. Auf diesen Aspekt verweist Becker (2009), der jegliche Nutzung des Kühlguts als thermischer Speicher ablehnt, mit Nachdruck. Als Alternative wird vorgeschlagen, im Lebensmittelhandel verstärkt Eisspeicher – verbunden mit organisatorischen und technischen Energieeffizienzmaßnahmen – einzusetzen.

Die Plattform Energiewende TPEC (2013) schlägt demgegenüber vor, bei Stromüberschuss das Kühlgut bei Kühllhäusern von üblichen -20°C auf -24°C abzukühlen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder auf -20°C zu erwärmen. Abhängig von den Rahmenbedingungen (Warenumsatz, Isolierung, Empfindlichkeit der Lebensmittel) lassen sich damit mehrere Stunden überbrücken. Es wird aber von der Plattform Energiewende TPEC klar darauf hingewiesen, dass insbesondere bei der Pluskühlung sehr enge Toleranzen für die Temperatur bestehen und damit kein nutzbares Lastverschiebungspotenzial vorhanden ist. Zur Vermeidung von Temperaturschwankungen beim Kühlgut wird auch hier der Einsatz von Eisspeichern empfohlen.

Bei der Kühlung muss generell zwischen Pluskühlung ($>0^{\circ}\text{C}$, Normalkühlung) und Minuskühlung ($<0^{\circ}\text{C}$) unterschieden werden. Zur Vermeidung der Vermehrung von Mikroorganismen sowie zur Erhaltung gewisser Qualitätsanforderungen müssen bestimmte Temperaturen genau eingehalten werden. Änderungen der Temperatur haben z.T. deutliche Folgen, etwa auf die Haltbarkeit von Lebensmitteln. Bei der Pluskühlung wird davon ausgegangen, dass eine Erhöhung der Temperatur von $+5$ auf $+7^{\circ}\text{C}$ eine Reduktion der Lagerzeiten um 10 bis 15 % nach sich ziehen kann (Stadler 2005), bei der Minuskühlung halbiert sich die Lebensdauer von Lebensmitteln bei einer Erhöhung der Temperatur von -18 auf -12°C um bis zu 70 % (ebd.). Zusätzlich können sehr tiefe Temperaturen unter -18°C zu Vitaminverlusten führen. Wichtig ist, dass sich unter -10°C vermehren Mikroorganismen nicht mehr vermehren. Eisspeicher bieten sich zusätzlich bei solchen Prozessen an, die in sehr kurzer Zeit sehr hohe Kältemengen benötigen, wie etwa bei der Kühlung der Würze in Brauereien, die sehr schnell erfolgen muss. Für die Abschätzung der Potenziale für

Lastverschiebungen wird im Allgemeinen von einer Temperaturspreizung von +2 bis +7°C bei der Pluskühlung bzw. von -12 bis -20°C bei der Minuskühlung ausgegangen (z.B. Stadler 2005, Grau 2011).

Lastmanagement wird bei vielen Kühlanwendungen auch schon gegenwärtig betrieben, da es etwa bei Kühlhäusern üblich ist, den günstigeren Nachtтариф für eine verstärkte Kühlung zu nutzen und den Tagverbrauch möglichst gering zu halten.

2.2 Energieverbrauch bei der Kühlung von Nahrungs- und Lebensmitteln

In Deutschland betrug der jährliche Gesamtenergieverbrauch für die Kühlung von Nahrungsmitteln im Jahr 1999 51.121 GWh, davon waren 48.050 GWh, also der weitaus überwiegende Teil elektrische Energie (Stadler 2005). Von diesen 48.050 GWh wurden 18.630 GWh in Haushalten und 19.616 GWh bei der Erzeugung der Nahrungsmittel eingesetzt, bei der Lagerung bzw. Verteilung waren es 9.805 GWh, somit rund 20 % der gesamten elektrischen Energie, die für die Kühlung verwendet wurde.

Sieht man sich den Bereich Lagerung und Verteilung, der gewerblichen Kühlhäuser, welche die Kälteanwendungen des Handels, der Gastronomie, von Tankstellen und weiteren Einrichtungen umfasst an, so zeigt sich klar, dass die Supermärkte diesen Bereich mit knapp 64 % deutlich dominieren. Weitere große Verbraucher sind Gaststätten mit gut 10 % und Kühlhäuser mit 7 %, alle weiteren Verbraucher liegen im Bereich von 5 % oder darunter. Im Folgenden liegt der Fokus auf Kühlhäusern und dem Lebensmittelhandel, da sich bei diesen Bereichen am ehesten realistische Potenziale zur Lastverschiebung erwarten lassen.

2.2.1 Energieverbrauch von Kühlhäusern

Eine Abschätzung für den Energieverbrauch und das Lastverschiebungspotenzial bei Kühlhäusern in Österreich hat Oberhofer (2013) in seiner Diplomarbeit an der TU Graz vorgenommen. Beim gewerblichen und betrieblich genutzten Gefrierlagerraum in Österreich wird von insgesamt 1,24 Mio. m³ ausgegangen, wobei es sich bei knapp einem Viertel davon (0,29 Mio. m³) um gewerbliche Kühlhäuser handelt, die restlichen 0,95 Mio. m³ sind betrieblich genutzte Kühleinrichtungen. Die größten gewerbliche Kühlhäuser in Österreich sind die Wiener Kühlhaus WKF GmbH mit 150.000 m³ bzw. 40.000 Paletten Lagerkapazität, die Vereinigten Eisfabriken und Kühlhallen in Wien reg.Gen.mbH mit 15.000 Palettenplätzen sowie die Beerenfrost Kühlhaus GmbH mit 75.000 m³ Kühlkapazität. Genauere Daten liegen für Österreich nicht vor (Oberhofer 2013). Im Vergleich dazu beträgt das Kühlraumvolumen gewerblicher und industrieller Kühlhäuser in Deutschland 21 Mio. m³ (Focken et al. 2011), also rund das 17-fache.

Zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials ist es erforderlich, sowohl Leistungs- als auch Energieverbrauchsdaten zu kennen. Oberhofer (2013) geht von einer Spitzenleistung der Kälteaggregate von 9 W/m³ und von einem durchschnittlichen Verbrauch von 45 kWh/m³*a aus. Hochgerechnet ergibt sich damit eine Spitzenleistung von 11,2 MW und einem jährlichen Gesamtenergieverbrauch von 55,8 GWh. Die Durchschnittsleistung beträgt 6,4 MW. Die oben genannten Kühlhäuser entsprechen somit einer Spitzenleistung von je rund 500 kW bis 1,35 MW.

Der Lebensmittelhandel wird in Österreich von einigen wenigen großen Ketten dominiert (z.B. Spar, Rewe, Hofer, Zielpunkt). Dominant sind Geschäfte mit einer Verkaufsfläche zwischen 500 und 1.000 m², gefolgt von kleineren Einheiten unter 250 m².

2.2.2 Energieverbrauch des Lebensmittelhandels

Für den Lebensmitteleinzelhandel liegt eine umfassende Analyse zum Energieverbrauch, aufbauend auf Daten von Peritsch (2006), vor. Oberhofer (2013) berechnet die gesamte Anschlussleistung und den Energieverbrauch für Kälteanwendungen beim Lebensmitteleinzelhandel, aufgeschlüsselt nach Plus- und Minuskühlung sowie für steckerfertige Geräte, wie folgt (Tabelle 2-1):

Tabelle 2-1: Anschlussleistung und Energieverbrauch für Kühlung im Einzelhandel

	Leistung in kW	Energieverbrauch in MWh
Pluskühlung	49.949	205.691
Minuskühlung	28.453	194.665
Steckerfertige Kühlmöbel	11.885	71.108
Gesamt	90.287	471.464

Quelle: Oberhofer (2013)

Vergleicht man die Daten aus Österreich mit denjenigen aus Deutschland so zeigt sich, dass die Verhältnisse gut vergleichbar sind (z.B. Energieverbrauch Kühlhäuser zu Energieverbrauch Kälteanwendungen beim Handel beträgt in beiden Ländern 1 zu 9) und auch die absoluten Werte, die mangels umfassend erhobener Daten geschätzt werden müssen, durchaus gut plausibilisiert sind.

2.3 Lastverschiebung bei der Lebensmittelkühlung

2.3.1 Lastverschiebung bei Kühlhäusern

Erfahrungen aus Deutschland und Dänemark zeigen, dass sich Kühlhäuser flexibel betreiben lassen, wobei eine Verlagerungsdauer von mehreren Stunden möglich ist (Focken et al. 2011). Dabei wurde bei großen gewerblichen Kühlhäusern (> 25.000 m³) ein aus Fallstudien ermitteltes Verlagerungspotenzial von 22 bis 49 %, bezogen auf die Spitzenleistung, ermittelt.

Übertragen auf Österreich könnten damit die oben genannten Kühlhäuser eine Verlagerungsleistung in Höhe von je 100 kW bis 660 kW realisieren, das technische Potenzial aller gewerblich und betrieblich genutzter Kühlhäuser beträgt unter diesen Annahmen 2,5 bis 5,5 MW. Für Österreich wird in einer umfassenden Studie zu DSM das Potenzial von Kühlhäusern mit 30 bis 40 % der Nennleistung, abhängig von der Dauer, angegeben (Berger et al. 2013), das entspricht einem technischen Potenzial von 3,4 bis 4,5 MW. Das Potenzial wird allerdings maßgeblich von den technischen Rahmenbedingungen mitbestimmt: Moderne Anlagen eignen sich u.a. auf Grund ihrer guten Isolierung besser für das Lastmanagement als alte Anlagen: Alte Anlagen schalten häufiger (etwa alle 1 bis 2 Stunden), während es bei neueren Kühlhäusern im Wesentlichen reicht, in

der Nacht zu kühlen. Dadurch ergibt sich auch, dass in der Nacht überwiegend Lastabschaltungen und tagsüber Zuschaltungen erfolgen können. Es muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass je nach Produktionsschwerpunkt nicht alle Kühllhäuser für das Lastmanagement tauglich sind.

In einer Fallstudie an einem großen Kühlhaus in Österreich mit einer Kapazität von 150.000 m³, das 8 Kälteanlagen einsetzt, wird von einer realistischen Lastverschiebung von 1 h pro Tag ausgegangen, wobei jeweils mehrere Kältemaschinen einsetzbar sind (Berger et al. 2013). Bei einer Vorlaufzeit von 1 h sind dabei je nach Dauer der Lastverschiebung 0,75 bis 1,00 MW möglich, ein Wert der deutlich über den oben genannten liegt. Hochgerechnet ergibt sich in dieser Studie für Kühllhäuser ein österreichisches Gesamtpotenzial (für 15 Minuten) von 4,9 MW (in der genannten Studie fehlt jedoch eine detaillierte Darstellung der Berechnungsmethode). Dieses Potenzial ist bei längeren Lastverschiebungsperioden (60 Minuten) etwas reduziert, bei 240 Minuten gibt es keine Potenziale mehr. Das Potenzial für kürzere Verschiebungen ist gleich dem 15- Minuten-Potenzial, allerdings sinkt in vielen Fällen durch die hohen Fixkosten die Rentabilität.

2.3.2 Lastverschiebung beim Lebensmittelhandel

Potenziale für die Kühlung im Lebensmittelhandel sieht Oberhofer (2013) insbesondere bei der Minuskühlung, es fehlen aber jegliche Kostendaten.

An Hand von Versuchen mit Tiefkühltruhen konnte gezeigt werden, dass je nach Ausstattung (Beleuchtung, Wärmedämmung, Abdeckung, Füllgrad etc.) es zwischen 2 und 6 h, z.T. noch erheblich länger dauert, bis ein auf -20 °C vorgekühltes Gut nach Ausschalten eine Temperatur von -10 °C erreicht (vgl. Stadler 2005). Modellrechnungen führen dabei zu einem Temperaturverlauf, der in Abhängigkeit der Zeit zu einer deutlichen Reduktion der schaltbaren Leistung führt. Beim Zuschalten von Leistung (negative Regelleistung) sinkt diese nach ca. 50 bis 60 Minuten drastisch ab, beim Abschalten von Leistung ist der Verlauf deutlich flacher: Die volle Leistung steht für max. 120 Minuten zur Verfügung, danach reduziert sich diese Leistung kontinuierlich, nach ca. 180 Minuten stehen nur noch 50 % zur Verfügung. Somit ergeben sich nach diesem Berechnungsansatz und unter ausschließlicher Berücksichtigung der Minuskühlung:

- Positive Regelleistung: 22,2 MW (entspricht der durchschnittlichen Leistung)
- Negative Regelleistung: 8,6 MW (entspricht der installierten Leistung minus der durchschnittlichen Leistung)

Karg et al. (2014) gehen im Unterschied dazu davon aus, dass durch die hohe Bereitschaft bei Gewerbebetrieben alleine die Lebensmittelfilialen der Firmen Merkur und Billa in Österreich über 30 MW an Lastverschiebungspotenzialen mobilisieren könnten, ein deutlich höherer Wert.

2.4 Kosten für die Lastverschiebung für die Lebensmittelkühlung

Die Verschiebung von Lasten ist mit zusätzlichen Kosten verbunden. Diese Kosten setzen sich zusammen aus:

- An-/Abfahrkosten
- Personalkosten
- Lagerkosten
- Ausfallkosten
- Sonstigen Kosten

Für Kühlhäuser fallen weder Lager- noch Ausfallkosten an, da ja angenommen wird, dass sich das Kühlgut als Energiespeicher eignet und sich daher durch Lastverschiebung weder die Lagerkapazität ändert noch die gelagerte Menge (=Produktion).

Eine Abschätzung der Investitionskosten für die Steuerungs- und Kommunikationstechnik liefern Focken et al. (2011): Je nach Variante ist mit Kosten von 8.000 bis 9.000 EUR für die erste technische Anbindung zu rechnen. Diese Kosten würden sich jedoch bei einer höheren Stückzahl deutlich verringern. Als Betrag für die Aktivierungskosten für Kühlhäuser werden 300 EUR/MWh genannt.

Nach Berger et al. (2013) betragen die Kosten in Österreich für 5 Minuten rd. 280 EUR/MWh. Für 15 Minuten betragen diese Kosten knapp 95 EUR/MWh und liegen damit deutlich unter dem 5- Minuten-Wert. Durch eine weitere Verlängerung der Abschaltdauer sinken die Kosten deutlich: Knapp 25 EUR/MWh fallen bei einer Dauer von 60 Minuten an.

Auch wenn keine Kostendaten für die Lebensmittelkühlung im Handel vorliegen, so ist doch davon auszugehen, dass sich die Investitionskosten und die Aktivierungskosten für den Lebensmittelhandel absolut gesehen in einer ähnlichen Größenordnung bewegen wie für Kühlhäuser, zumindest bei größeren Einrichtungen. Durch die häufig deutlich geringeren Leistungen liegen damit die spezifischen Kosten also die Kosten je MWh bzw. je MW deutlich darüber.

3 Dienstleistungsgebäude

Aus technischer Sicht eignen sich Dienstleistungsgebäude durch das Vorhandensein von Speichern (Wärme, Luft) ebenfalls für Lastverschiebungen. Lüftungen oder Klimaanlage können kurzzeitig deaktiviert werden, ohne, dass die Nutzer einen negativen Effekt wahrnehmen (sollen), das Gebäude kann z.B. in der Früh vorgeheizt werden, um so die Lastspitze von den späten in die frühen Morgenstunden zu verschieben. Nachdem allerdings bei Loadshift insbesondere elektrische Verbraucher angesprochen werden, reduzieren sich die möglichen Prozesse und angesprochenen Aggregate auf folgende Anwendungen:

- Klimatisierung durch Kompressionskälteanlagen
- Lüftung (Ventilatoren)
- Warmwasserbereitung (mit Speicher)
- Warmwasserheizung (Umwälzpumpen)
- Heizung mittels Wärmepumpe
- (Heizung mittels Nachtspeicherheizung)

Im Fokus der Betrachtung sind dabei verschiedene Dienstleistungsgebäude, wobei insbesondere Bürogebäude, Verkaufsgebäude (Einzelhandel) und Hotels die maßgeblichen Verbraucher darstellen (vgl. Klobasa 2007).

3.1 Rahmenbedingungen für die Lastverschiebung bei Dienstleistungsgebäuden

3.1.1 Warmwasserbereitung

Bei der Warmwasserbereitung ist das Vorhandensein eines Speichers Voraussetzung für Lastverschiebungen. Somit eignen sich Durchlauferhitzer, Wasserkocher nicht zur Lastverschiebung. Bei Warmwasserspeicher, die üblicherweise zwischen 5 und 1.000 Liter fassen (Stadler 2005), wird das Potenzial zur Lastverschiebung maßgeblich durch die Isolierung und den Wasserbedarf bestimmt.

3.1.2 Warmwasserheizungen

Heizungen, die die Wärmeenergie mittels Wasserleitungen in die Räume bringen, verfügen sowohl über das zirkulierende Wasser als auch über die Baukonstruktion des Gebäudes selbst über thermische Speicher. Die Wärme stammt jedoch in den allermeisten Fällen von Energieträgern, die sich nicht für Lastverschiebungen eignen (Öl, Gas, Fernwärme). Für Lastverschiebungen kommt jedoch die Hilfsenergie, die das Wärmedium mit Hilfe von Umwälzpumpen bewegt. Diese Hilfsenergie stellt einen maßgeblichen Anteil des Stromverbrauchs in Gebäude dar. Nur diese Hilfsenergie eignet sich bei Warmwasserheizungen für Lastverschiebungen. Es kann allerdings nur positive Regelleistung angeboten werden. Ist die Heizung in Betrieb, dann können die Umwälzpumpen weggeschaltet werden, bei ausgeschalteten Heizungsanlagen macht eine Zuschaltung keinen Sinn (Stadler 2005).

3.1.3 Wärmepumpen

Eine stark wachsende Anzahl an Gebäuden wird mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen versorgt. In Kombination mit einem Pufferspeicher eignen sich diese Heizungen hervorragend für Lastverschiebungen, ohne jeglichen Komfortverlust. Wärmepumpen haben sehr oft einen speziellen Stromtarif und werden auch heute schon zu Schwachlastzeiten betrieben.

3.1.4 Lüftungsanlagen

Das Speichermedium bei Lüftungsanlagen ist die Luft, die bei konditionierten Gebäuden laufend gewechselt wird, um eine maximale Schadstoffkonzentration nicht zu überschreiten. Als elektrischer Verbraucher, der für ein allfälliges Lastmanagement geschaltet werden kann, dienen die Ventilatoren, die die Luft zirkulieren lassen. Durch Abschalten der Ventilatoren

reduziert sich der Luftwechsel und die Schadstoffkonzentration steigt an. Spätestens bei Erreichen von kritischen Luftschadstoffkonzentrationen muss die Lüftungsanlage wieder in Betrieb genommen werden.

3.1.5 Klimaanlage

Nachdem der weitaus überwiegende Teil der Klimaanlage mit elektrischer Energie betrieben wird, bieten Klimaanlage die Möglichkeit, kurzzeitig und kurzfristig Energie zu verschieben. Im Unterschied zu anderen Aggregaten und Prozessen, sind aber Klimaanlage häufig nur wenige hundert Stunden jährlich in Betrieb. Nur in dieser Zeit können sie geschaltet werden.

Im vorliegenden Arbeitspapier liegt der Fokus auf Lastverschiebungspotenziale bei Klima- und Lüftungsanlagen in Dienstleistungsgebäuden.

3.2 Energieverbrauch für die Konditionierung von Dienstleistungsgebäuden

Im Dienstleistungssektor wurden laut Hochrechnung der Statistik Austria im Jahr 2008 121.219 TJ an Energie verbraucht, was einem Neuntel des österreichischen Endenergieverbrauchs entspricht (Statistik Austria 2011). Der größte Anteil davon, nämlich 46.486 TJ (12.913 GWh) oder 38,4 % entfielen auf elektrische Energie (vgl. Abbildung 3-1):

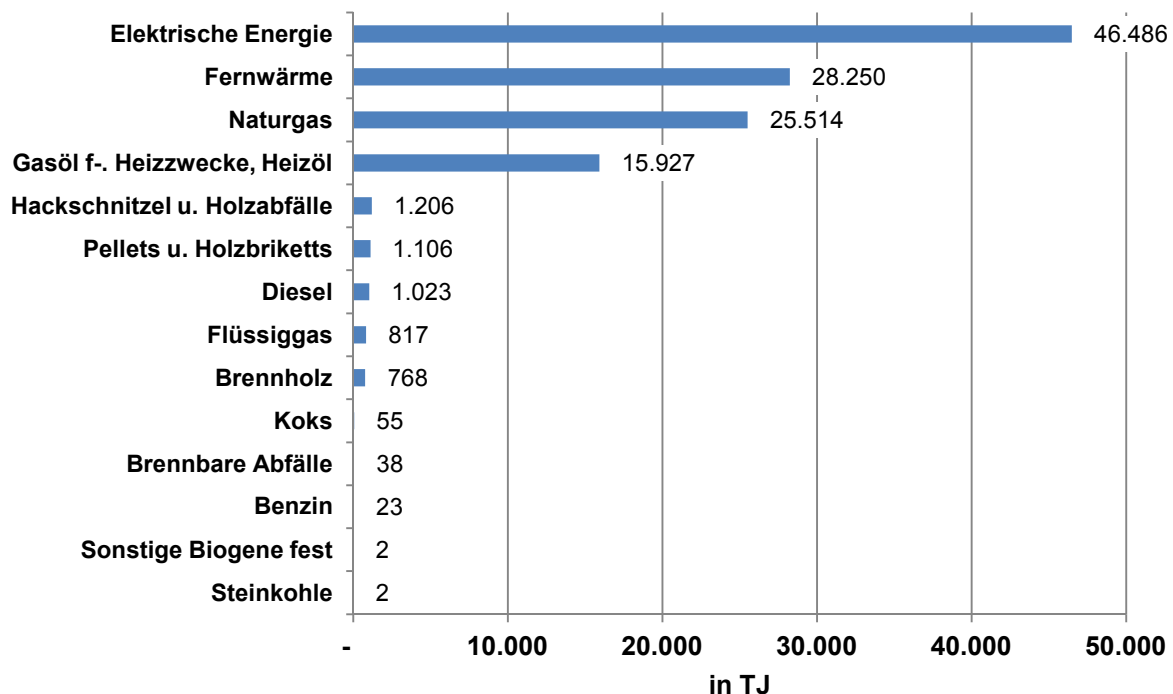


Abbildung 3-1: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2008, Quelle: Statistik Austria (2011)

Dabei waren der Handel (ÖNACE-Abschnitt G) mit 22,3 %, die Beherbergung und Gastronomie (Abschn. I) mit 19 % sowie die öffentliche Verwaltung, Verteidigung und Sozialversicherung (Abschn. O) mit 13 % die größten Verbraucher, alle anderen Abteilungen lagen unter 10 % (Abbildung 3-2).

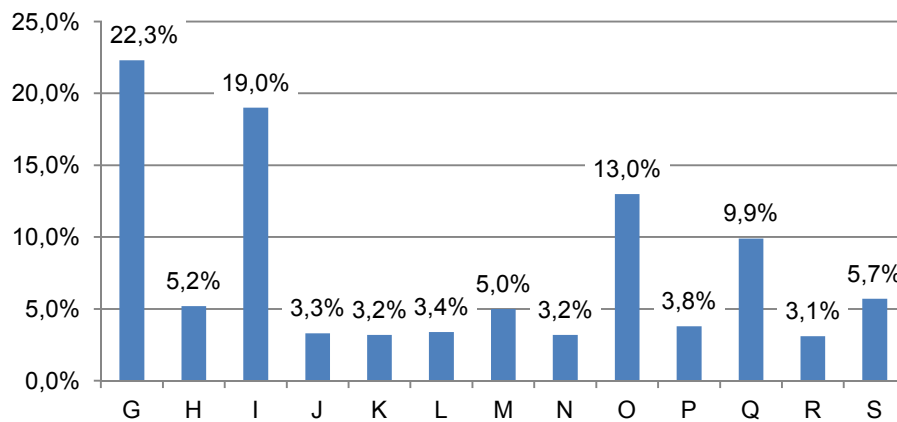


Abbildung 3-2: Anteil der ÖNACE-Abschnitte am Energieverbrauch 2008, Quelle: Statistik Austria (2011)

Abkürzungserklärung: G - Handel, Instandhaltung und Reparatur von KfZ; H - Verkehr und Lagerei; I - Beherbergung und Gastronomie; J - Information und Kommunikation; K - Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen; L - Grundstücks- und Wohnungswesen; M - Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen; N - Erbringung von sonstigen wirtschaftlichen Dienstleistungen; O - Öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung; P - Erziehung und Unterricht; Q - Gesundheitswesen und Sozialwesen; R - Kunst, Unterhaltung und Erholung; S - Erbringung von sonstigen Dienstleistungen.

Für die weitere Analyse wurde von der Statistik Austria eine neue Kategorie „Büro“ eingeführt, die eine Sammelkategorie alle Unternehmen umfasst, die mehr als 80 % Büroarbeitsplätze haben (ausgenommen öffentliche Verwaltung, Handel, Gesundheitswesen u.a.). „Büros“ haben insgesamt einen Anteil am Endenergieverbrauch von rund 11,2 % (Abbildung 3-3).

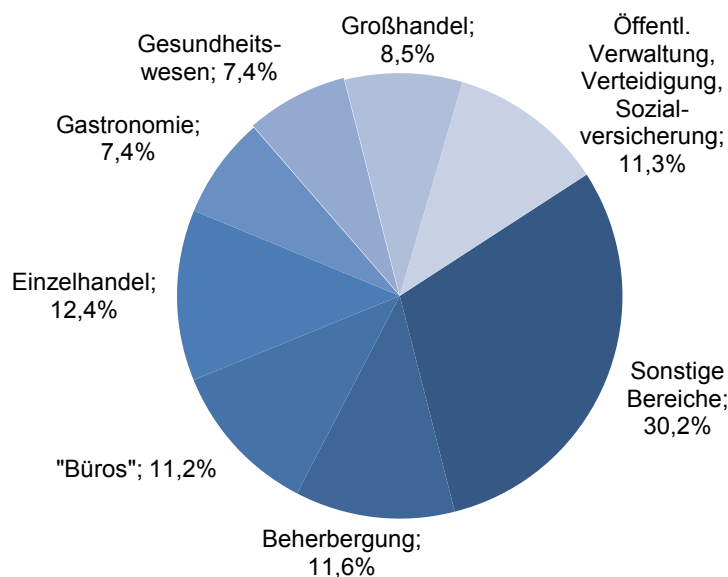


Abbildung 3-3: Anteil ausgewählter Bereiche am Endenergieverbrauch, Quelle: Statistik Austria (2011)

Eine bereichsübergreifende Auswertung kommt zu dem Ergebnis, dass 22,3 % der gesamten Nutzfläche klimatisiert wird. Dabei haben Büros mit 35,0 % klimatisierter Nutzfläche den höchsten Anteil, gefolgt vom Einzelhandel mit 25,9 % und der Gastronomie sowie dem Großhandel (je 23,4 %). Ganz generell steigt mit der Größe der Unternehmen auch der Klimatisierungsgrad (Statistik Austria 2011).

Die Gesellschaft für Markt- und Absatzforschung geht für 2005 von einer Gesamtbürofläche von 36 Mio. m² aus. Eine Auswertung des Energieinstituts der Wirtschaft schätzt die gesamte Bürofläche mit 16 bis 17,5 Mio. m², diese Daten umfassen allerdings nur den Dienstleistungssektor und auch dabei sind einige Bereiche nicht enthalten (u.a. Büros im Handel, Krankenhäusern; öffentliche Verwaltung).

Sieht man sich die ausgewählte Dienstleistungsgebäude hinsichtlich ihres Energieverbrauchs mit Fokus auf potenzielle Lastverschiebungsmöglichkeiten genauer an, so zeigt sich folgendes Bild (Benke et al. 2012; Tabelle 3-1):

Tabelle 3-1: Energiebenchmarks ausgewählter Dienstleistungsgebäude

	Energieverbrauch gesamt [kWh/m ² *a]	Stromverbrauch gesamt [kWh/m ² *a]	Stromverbrauch für Kühlung und Lüftung [kWh/m ² *a]	Anmerkungen
Büros	225	106	21 (19,8 % des Strom- verbrauchs)	22 kWh/m ² *a an Strom werden für Wärme (Heizung und Warmwasser) verwendet
Einzelhandel Lebensmittel	410	326	168 (51,5 %)	inkl. Kälteanwendungen für Lebensmittel; Lüftungsanlagen 3 - 5 kW (bei ca. 1.000 m ²)
Einzelhandel ohne Lebensmittel	212	137	18 (13,4 %)	10 Klimaanlage, 8 Lüftung
Großhandel Lebensmittel	230	131	49 (37,4 %)	nur Kälteanwendungen
Großhandel ohne Lebensmittel	176	57	10 (17,5 %)	inkl. Antriebe
Gastronomie Restaurants und Gaststätten	377	100 - 135	16 - 22 (16 %)	3/4 davon Lüftung, 1/4 Klimaanlagen; eigene Berechnungen
Hotels (3-4 Sterne)	139	93	37 (39,8 %)	15 für Kühlung (inkl. Lebensmittelkühlung, 22 für Lüftung; ca. 2 für Heizungsantriebe

Quelle: Benke et al. (2012); eigene Berechnungen

Lässt man die Kälteanwendungen beim Handel mit Lebensmitteln außer Betracht, so liegen die spezifischen Verbrauchswerte für Kühlung und Lüftung zwischen 10 und 22 kWh/m²*a. Der Anteil am Stromverbrauch liegt bei 13 bis 20 %.

3.3 Lastverschiebung in Dienstleistungsgebäude

Der gesamte Leistungsbedarf für die Klimatisierung im Dienstleistungssektor in Deutschland betrug 2004 rd. 7.000 MW, für 2030 liegen Hochrechnungen vor, die einen Anstieg auf über 16.000 MW erwarten (Klobasa 2007). Übertragen aus Erfahrungen aus den USA, wo fernregelbare Thermostate für Lastmanagement weit verbreitet sind, wird angenommen, dass 75 % der in Betrieb befindlichen Leistung abgeschaltet werden können. Es muss aber beachtet werden, dass Klimaanlage in Abhängigkeit der Außentemperatur und der jeweiligen Gebäudetypologie nur für relativ kurze Zeit in Betrieb sind, bei den oben genannten Abschätzungen sind das weniger als 500 h/a. Als maximale Verschiebungsdauer wird für Klimaanlage 1 h genannt, pro Jahr sind durch die geringen Betriebsstunden max. 30 Aktivierungen möglich.

Nicht unterschätzt werden darf auch der Leistungsbedarf für Lüftungsanlagen, der im GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) in Deutschland mit 1.500 bis 1.800 MW abgeschätzt wird, wobei angenommen wird, dass diese Lüftungsanlagen dauerhaft in Betrieb sind und damit auch für Lastverschiebungen (Abwurf) zur Verfügung stehen (Klobasa 2007). Lüftungsanlagen können täglich (365 Tage/a) für max. 1 h abgeschaltet werden.

Für Österreich liegen nur wenige Hochrechnungen bzw. Abschätzungen zum Lastverschiebungspotenzial vor. Berger et al. (2013) stellen eine Hochrechnung für die Klimatisierung (und Lüftung) von Bürogebäuden an. Dabei ermitteln sie einen Gesamtenergieverbrauch für die Klimatisierung von 389,3 GWh.

Dieser Wert lässt sich auch aus den oben genannten Zahlen ableiten: Bei einem Stromverbrauch in Höhe von rd. 1.700 GWh (Statistik Austria 2011) und einem Anteil von 20 % für Kühlung und Lüftung (Benke et al. 2012) ergibt sich für Büros ein Energieverbrauch in Höhe von 340 GWh. Geht man von 500 Volllaststunden aus, so ergäbe sich eine Leistung in Höhe von 780 MW, die das theoretische Potenzial für Lastverschiebungen darstellen würde und die auch bei Berger et al. (2013) ermittelt wurde. Da jedoch in den verwendeten Daten auch die Lüftungsanlagen inkludiert sind und diese Anlagen deutlich höhere Betriebsstunden aufweisen, wird hier für die Abschätzung von 1.000 Volllaststunden ausgegangen, was einem theoretischen Lastverschiebungspotenzial bei Büros von 340 MW entspricht.

Für die Gastronomie lässt sich der Stromverbrauch für Kühlung und Lüftung aus dem Stromverbrauch, der 2008 rd. 1.000 GWh betrug und dem Anteil für Kühlung und Lüftung in Höhe von 16 % mit 160 GWh berechnen und damit ergibt sich unter der Annahme von 1.000 Volllaststunden ein Lastverschiebungspotenzial von 160 MW.

Beim Einzelhandel muss generell zwischen Lebensmittel- und Nicht-Lebensmittelhandel unterschieden werden. Da jedoch detaillierte Zahlen nicht vorhanden sind, wird der Wert für Kühlung und Lüftung für den Nicht-Lebensmittelhandel für den gesamten Einzelhandel verwendet. Bei einer gesamten Einzelhandelsfläche von rd. 14,4 Mio. m² und einem spezifischen Verbrauch von 15 kWh/m²*a beträgt der Verbrauch für Kühlung und Lüftung (ohne Lebensmittelkühlung) 216 GWh. Das Lastverschiebungspotenzial beträgt somit 216 MW.

Beim Großhandel fehlen jegliche Flächendaten, sodass der Verbrauch und das Lastverschiebungspotenzial aus den Anteilen des Stromverbrauchs geschätzt werden. Da der gesamte Stromverbrauch auch die Kühlung der Lebensmittel umfasst, muss zur Vermeidung einer Überschätzung ein verringerter spezifischer Anteil des Verbrauchs für Kühlung und Lüftung herangezogen werden. Nimmt man vorsichtshalber 10 % als Anteil der

Kühlung und Lüftung am gesamten Stromverbrauch, so ergibt sich bei einem Gesamtverbrauch von 1.041 GWh ein Verbrauch für Kühlung und Lüftung in Höhe von 104 GWh, was einem Lastverschiebungspotenzial von 104 MW entspricht.

Eine vorsichtige Schätzung wird auch bei der Beherbergung vorgenommen. Bei einem Gesamtstromverbrauch in Höhe von rd. 1.300 GWh und einem geschätzten Anteil von 20 % ergibt sich ein Stromverbrauch für Kühlung und Lüftung von 260 GWh und damit ein maximales Potenzial in Höhe von 260 MW.

Zusammengefasst ergeben sich somit für die ausgewählten Dienstleistungsgebäuden folgende Lastverschiebungspotenziale (Tabelle 3-2):

Tabelle 3-2: Stromverbrauch und Lastverschiebungspotenziale für ausgewählte Dienstleistungsgebäude

	Stromverbrauch gesamt [GWh]	Stromverbrauch für Kühlung und Lüftung [GWh]	theoretisches Last- verschiebungs- potenzial [MW]
Büros	1.700	340	340
Einzelhandel	2.039	216	216
Großhandel	1.041	104	104
Gastronomie	1.000	160	160
Beherbergung	1.300	260	260
Gesamt	7.080	1.080	1.080

Quelle: Statistik Austria (2011), Benke et al. (2012), eigene Berechnungen

Dieser Wert scheint hoch zu sein, es ist aber zu bedenken, dass es sich um das theoretische Maximalpotenzial handelt, das in einer Vielzahl an Aggregaten steckt und somit sehr schwer für tatsächliche Lastverschiebungen zu erschließen ist. Der gesamte Dienstleistungssektor umfasst knapp 250.000 Unternehmen.

Zur Frage der Häufigkeit und Dauer von Lastverschiebungen bei Kühlung und Lüftung existieren verschiedene Daten. Klobasa (2007) geht sowohl für die Kühlung als auch für die Lüftung von einer maximalen Dauer von 1 Stunde aus (Klobasa 2007), Berger et al. (2013) sind da etwas vorsichtiger. Sie sehen eine maximale Abschaltdauer von 15 Minuten, diese kann aber zweimal täglich aktiviert werden. Alternativ sind 6 mal 5 Minuten möglich. In Summe also je 30 Minuten täglich. Zeiten über 1 Stunde halten sie jedenfalls für unrealistisch, da dies jedenfalls Auswirkungen auf die Nutzung hätte. Stadler (2005) berechnet in einem Modellraum, der 400 Personen fasst und der mit 100 Personen besetzt ist, die Entladedauer in Abhängigkeit der Toleranz bzgl. der Luftqualität mit 45 Minuten bis 2 Stunden. Diese Zeit nimmt klarerweise bei höherer Belegung deutlich ab. Insbesondere bei Lüftungsanlagen ließen sich beim Einsatz von drehzahlgesteuerten Ventilatoren diese einfach mit reduzierter Leistung betreiben, was die Schaltdauer erhöhen und gleichzeitig den Energieverbrauch überproportional verringern würde. Eto et al. (2007) konnten in Kalifornien zeigen, dass eine automatisierte Abschaltung der Klimatisierung für eine Dauer von 5 bis 20 Minuten zu keinerlei Beschwerden der Nutzer führte. Zudem war die Vorlaufzeit mit 20 Sekunden sehr kurz und es wurden weitere Beschleunigungsmöglichkeiten identifiziert.

4 Zusammenfassung Lastverschiebungspotenziale

In den folgenden Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 werden die theoretischen Lastverschiebungspotenziale zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass die Erschließung dieser Potenziale von vielfältigen Rahmenbedingungen abhängt. Insbesondere die Lastverschiebung bei Dienstleistungsgebäuden ist durch die große Zahl an Gebäuden und Aggregaten mit großen Hürden verbunden. Zu den Hemmnissen wurde jedoch im Projekt Loadshift ein eigener Berichtsteil verfasst.

Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale bei der Lebensmittelkühlung und bei Kühlung und Lüftung von Dienstleistungsgebäuden

Sektor	Jahresstromverbrauch [GWh]	Verschiebungszeitraum	DSM-Eignung	Verschiebbare Leistung, technisches Potenzial [MW]	Kosten [EUR/MWh]
Kühlhäuser	55,8 ³	mehrere Stunden möglich, realistisch: bis zu 1 Stunde ⁴	30 - 40 % ⁵	3,4 - 4,5 ⁶	25 - 280 ⁷
Lebensmittelkühlung – Pluskühlung	205,7 ⁸	n.v.	gering ⁹	n.v.	n.v.
Lebensmittelkühlung Minuskühlung	194,7 ¹⁰	mehrere Stunden möglich	50 %	positiv: 22,2 negativ: 8,6 ¹¹	n.v. ¹²
Kühlung und Lüftung von ausgewählten Dienstleistungsgebäuden	1.080 ¹³	15 Minuten, 2 x täglich ¹⁴	gering	1.080	hoch ¹⁵

³ vgl. Oberhofer (2013).

⁴ vgl. Focken et al. (2011), Berger et al. (2013).

⁵ vgl. Berger et al. (2013).

⁶ eigene Berechnung.

⁷ je nach Dauer; Berger et al. (2013).

⁸ vgl. Oberhofer (2013).

⁹ vgl. Oberhofer (2013).

¹⁰ vgl. Oberhofer (2013).

¹¹ vgl. Stadler (2005).

¹² dürfte bei größeren Einheiten eine ähnliche Größenordnung wie bei Kühlhäusern sein.

¹³ ausschließlich Kühlung und Lüftung (ohne Lebensmittelkühlung) der Gebäude, eigene Berechnung.

¹⁴ Berger et al. (2013).

¹⁵ sehr viele verteilte Verbraucher; technische Anbindung unklar.

Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale in Abhängigkeit der Schaltdauern

Sektor	MW ¹⁶	0-5 min	5 - 15 min	15 - 60 min	60 - 240 min	> 240 min
Kühlhäuser	4,5	4,5	4,5	3,5 ¹⁷	stark fallend ¹⁸	0
Lebensmittelkühlung – Pluskühlung (positiv)	22,2	22,2	22,2	22,2	stark fallend ¹⁹	0
Lebensmittelkühlung – Minuskühlung (negativ)	8,6	8,6	8,6	8,6	gering ²⁰	0
Kühlung und Lüftung von ausgewählten Dienstleistungsgebäuden	1.080	1.080	1.080	0 ²¹	0	0

¹⁶ vgl. Tabelle 4-1.

¹⁷ eigene Berechnung auf Basis Berger et al. (2013).

¹⁸ vgl. Berger et al. (2013).

¹⁹ vgl. Stadler (2005).

²⁰ vgl. Stadler (2005).

²¹ Klobasa (2007) geht von höheren Schaltdauern aus. Auf der Basis der Angaben von Berger et al. (2013), Stadler (2005) und Eto et al. (2007) wird hier von einer maximalen Schaltdauer von 15 Minuten ausgegangen.

5 Quellen und Verweise

5.1 Literaturverzeichnis

Becker, Gernot 2009: Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten – Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 63/2009.

Benke, Georg; Leutgöb, Klemens; Jandrokovic, Mario; Mandl, Doris; Bayer, Gerhard; Baumgarten, Daniel; Auer, Monika; Mayer, Barbara 2012: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor. Kennwerte und Hochrechnung. Endbericht. Wien.

Berger, H., T. Eisenhut, S. Polak, und R. Hinterberger. „Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht.“ Wien, 2013.

Eto, Joseph H.; Nelson-Hoffman, Janine; Torres, Carlos; Hirth, Scott; Yinger, Bob; Kueck, John; Kirby, Brendan; Bernier, Clark; Wright, Roger; Barat, A.; Watson, David S. 2007: Demand Response Spinning Reserve Demonstration. Berkeley.

Focken, Ulrich; Bümmerstedt, Jens; Klobasa, Marian 2011: Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Oldenburg und Karlsruhe.

Grau, Christian 2011: Entwicklung einer Simulationsplattform für Demand Side Management Systeme. Lastmanagement mit Kühl- und Gefriergeräten. Diplomarbeit.

Karg, Ludwig, Alexander, von Jagwitz; Baumgartner, Georg; Wedler, Michael; Kleine-Hegemann, Kerstin; „Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale“, 2014

Klobasa, Marian 2007: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation ETH Zürich.

Klobasa, Marian 2009: Analysis of demand response and wind integration in Germany's electricity market. IET Renew. Power Gener., 2010, Vol. 4, Iss. 1, 55-63.

Oberhofer, Michael; „Demand-Side Management“, Masterarbeit 2013

Paulus, Moritz; Borggreffe, Frieder 2009: Economic Potential of Demand Side Management in an Industrialized Country – The Case of Germany.

Peritsch, Manfred; „Supermärkte als Energiezentralen“, 2006

Stadler, Ingo 2005: Demand Response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation.

Statistik Austria 2011: Energieeinsatz im Dienstleistungssektor. Wien.

Transdisciplinary Panel on Energy Change (TPEC) 2013: Das Potenzial von Lastmanagement am Beispiel der Kältetechnik. Newsletter Juni 2013. Download: http://ftp02.iass-potsdam.de/tpec/2013.06/Online_DE_Kurzbeitrag_Lastmanagement.pdf

5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Kriterienkatalog für Lastverschiebungsmaßnahmen	4
Tabelle 2-1: Anschlussleistung und Energieverbrauch für Kühlung im Einzelhandel.....	7
Tabelle 3-1: Energiebenchmarks ausgewählter Dienstleistungsgebäude	13
Tabelle 3-2: Stromverbrauch und Lastverschiebungspotenziale für ausgewählte Dienstleistungsgebäude	15
Tabelle 4-1: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale bei der Lebensmittelkühlung und bei Kühlung und Lüftung von Dienstleistungsgebäuden.....	16
Tabelle 4-2: Zusammenfassung der Lastverschiebungspotenziale in Abhängigkeit der Schaltdauern	17

5.3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Energieverbrauch im Dienstleistungssektor 2008, Quelle: Statistik Austria (2011)	11
Abbildung 3-2: Anteil der ÖNACE-Abschnitte am Energieverbrauch 2008, Quelle: Statistik Austria (2011)	12
Abbildung 3-3: Anteil ausgewählter Bereiche am Endenergieverbrauch, Quelle: Statistik Austria (2011)	12



Lastverschiebung in Haushalten

Projektbericht 6/9

Christian Elbe¹, Simon Moser², Ernst Schmutzer¹,
Fabian Frank², Gerold Muggenhumer²

¹TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

²Energieinstitut an der JKU Linz

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Ausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 6/9 „Lastverschiebung in Haushalten“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Erläuterungen zur Vorgehensweise	5
2	Grundlegendes zur Lastverschiebung in Haushalten	5
2.1	Verschiebbare Lasten.....	5
2.2	Prozessanalyse von Elektrogeräten im Haushalt hinsichtlich Lastverschiebung.....	6
2.2.1	Waschmaschinen	6
2.2.2	Wäschetrockner.....	6
2.2.3	Geschirrspülmaschine	6
2.2.4	Kühl- und Gefriergeräte	7
2.2.5	Warmwasser.....	7
2.2.6	Elektrodirekt- und Nachtspeicherheizungen.....	7
2.3	Verschiebezeit dauern	7
2.4	Durchschnittliche Einsatzzeiten der Elektrogeräte	8
3	Berechnung des technischen Lastverschiebungspotenzials	10
3.1	Methodik	10
3.2	Kennzahlen zum Einsatz der Geräte in Österreich	11
3.3	Lastverschiebung durch Auswählen des Startzeitpunkts.....	11
3.3.1	Waschmaschine	12
3.3.2	Wäschetrockner.....	13
3.3.3	Geschirrspülmaschine	14
3.4	Lastverschiebung durch Zu- oder Abschalten des Gerätes	15
3.4.1	Kühlgeräte	16
3.4.2	Gefriergeräte.....	18
3.4.3	Warmwasser.....	19
3.4.4	Elektrische Raumwärme.....	20
4	Meta-Analyse von Feldtests zur Lastverschiebung	24
4.1	Feldtests im deutschen E-Energy Programm.....	24
4.1.1	Überblick.....	24
4.1.2	Dynamischer stündlicher Tarif.....	25
4.2	Amerikanische Feldtests	25
4.3	Weitere Feldtests.....	28
4.3.1	Tempo-Programm der EdF (Frankreich, 1996).....	28
4.3.2	TOU-Netztarif, Spotmarktpreise, Remote Load Control (Norwegen).....	28
4.3.3	Smart A-Programm der Uni Bonn (Deutschland, 2011).....	29
4.4	Resümee zu den betrachteten Feldtests.....	30
5	Ergebnisse des Experten-Workshops.....	31
5.1	Ablauf und Teilnehmer	31
5.2	Beitrag der Haushalte zu den Zielen der Lastverschiebung	31

5.3	Realisierbares Lastverschiebungspotenzial	32
6	Tatsächliches Lastverschiebungspotenzial in Haushalten.....	33
6.1	Schritt 1: Aktive Wahl des Tarifs durch den Kunden	34
6.2	Schritt 2: Realistisches technisches Potenzial	34
6.3	Schritt 3: Tatsächlicher endkundenseitiger Beitrag	35
7	Kosten der Lastverschiebung in Haushalten.....	38
7.1	Vollkosten der Lastverschiebung.....	38
7.2	Kosten der Lastverschiebung pro kW	40
8	Resümee zur Lastverschiebung in Haushalten	42
9	E-Cars: Lastverschiebungspotenzial.....	44
9.1	Theoretisches Lastverschiebungspotenzial von E-Cars	45
9.2	Varianten der Lastverschiebung.....	45
9.3	Tatsächliches Lastverschiebungspotenzials	46
9.3.1	Szenario 1: Gesteuertes Laden.....	47
9.3.2	Szenario 2: Entladen	47
9.4	Zusammenfassung und Zukunftsaussicht.....	48
10	Literaturverzeichnis	49
11	Tabellenverzeichnis.....	52
12	Abbildungsverzeichnis.....	53

1 Erläuterungen zur Vorgehensweise

Im vorliegenden Kapitel werden das Lastverschiebungspotenzial von Haushalten analysiert und die mit einer Realisierung dieses Potenzials verbundenen Kosten abgeleitet. Die Ausgangsbasis für das realisierbare Potenzial bildet das technisch-theoretische Potenzial, das in Kapitel 2 qualitativ betrachtet und in Kapitel 3 quantifiziert wird.

Das technische bzw. theoretische Lastverschiebungspotenzial entspricht nicht jenem Potenzial, das tatsächlich bei den Haushalten realisiert werden kann. Um Restriktionen bzw. das umsetzbare Potenzial zu identifizieren, werden in Kapitel 4 Feldtests, welche das Ziel einer Lastverschiebung oder Spitzenlastminderung verfolgten, analysiert, sowie in Kapitel 5 die Ergebnisse des im Zuge des Projekts durchgeführten Expertenworkshops beschrieben. In Kapitel 6 wird auf Basis dieser Erkenntnisse das tatsächliche Lastverschiebungspotenzial abgeleitet.

Kapitel 7 leitet die Kosten einer Realisierung des tatsächlichen Lastverschiebungspotenzials her. Abschließend bildet Kapitel 8 ein Resümee zu den Potenzialen des Haushaltssektors. Ebenfalls dem Haushaltssektor zuzurechnen ist die private Elektromobilität (E-Cars), die aufgrund des heute geringen Potenzials als Ergänzung in Kapitel 9 eingefügt ist.

2 Grundlegendes zur Lastverschiebung in Haushalten

Christian Elbe, Ernst Schmutzner

2.1 Verschiebbare Lasten

Für eine Lastverschiebung kommen grundsätzlich Elektrogeräte in Frage, die mit einem thermischen Speicher ausgestattet sind bzw. bei denen es ohne Komfortverlust möglich ist, den Prozess zeitlich zu verschieben. Thermische Speicher können vor allem in Kühl- und Gefriergeräten sowie bei der Warmwasserbereitung und Elektroheizung (Speicherofen) gefunden werden. Auch ist es bei Haushaltsgroßgeräten wie Waschmaschinen und Wäschetrocknern sowie Küchengeräten wie Geschirrspülmaschinen teilweise möglich, den Prozess zeitlich zu verschieben. Bei letztgenannten Elektrogeräten ist es sowohl vom Nutzer, als auch der Möglichkeit den Prozess zu einem späteren Zeitpunkt zu starten abhängig, ob eine Lastverschiebung durchgeführt werden kann. Detailinformationen zu Studien bezüglich Nutzerverhalten und Akzeptanzuntersuchungen können in Kapitel 4 gefunden werden.

Eine Klassifizierung von Elektrogeräten in Haushalten hinsichtlich ihrer Eignung zur Lastverschiebung wurde beispielsweise von Zeilinger und Einfalt (2011) vorgenommen:¹ Dabei werden die Elektrogeräte in drei Klassen unterteilt, wobei Elektrogeräte der Klasse 1 (z.B.: Haarfön) nicht zeitlich verschoben werden können. Geschirrspüler, Trockner und Waschmaschinen sind in die Klasse 2 einzuordnen und Geräte mit einem thermischen Speicher in Klasse 3.

- Klasse 1: Gerät wird bei Bedarf eingesetzt
- Klasse 2: Gerät spult ein vordefiniertes Programm ab
- Klasse 3: Gerät versucht einen vorgegebenen Zustand zu erhalten

¹ Vgl. Zeilinger und Einfalt (2011), Seite 3.

2.2 Prozessanalyse von Elektrogeräten im Haushalt hinsichtlich Lastverschiebung

Im Folgenden werden die einzelnen Elektrogeräte, die ein wesentliches Potenzial zur Lastverschiebung haben, aufgelistet und zudem wird auf den Prozess in Bezug auf die Lastverschiebung im Detail eingegangen.

2.2.1 Waschmaschinen

Der Großteil des Gesamtenergieverbrauchs einer Waschmaschine wird durch die Aufheizung der Waschlauge verursacht. Dieser Aufheizprozess ist der energie- und leistungsintensivste Prozess des gesamten Waschvorgangs und wird über die Temperaturwahl gesteuert. Der Aufheizvorgang beginnt wenige Minuten nach dem Starten des Waschprogramms und dieser ist, abhängig von der gewählten Temperatur und der Beladung, für mehrere Minuten bis zu rund einer halben Stunde aktiv.

Hat der Benutzer keine Ansprüche daran, wann der Waschvorgang beginnen oder beendet sein soll, so eignet sich die Waschmaschine zur Lastverschiebung. Zu beachten ist dabei jedoch, dass beispielsweise im verdichteten Wohnbau eine Lastverschiebung in die Nachtstunden aufgrund einer möglichen Lärmbelästigung kaum möglich ist. Ein weiterer Einflussfaktor ist zudem, dass die Wäsche nach dem Ende des Waschvorganges nicht zu lange schleudernetrocknet in der Waschmaschine liegen sollte, da sich dies nachteilig auf das Zerknittern auswirkt. Dies würde sich wiederum in einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie beim Bügeln bemerkbar machen und ein Zerknittern der Wäsche ist zudem vom Nutzer ungewünscht. Eine mögliche Abhilfemaßnahme hierbei wäre die Auswahl des Spülstopps und ein späterer, manueller Start des Schleuderns, der bei handelsüblichen Waschmaschinen problemlos möglich ist.

2.2.2 Wäschetrockner

Im Gegensatz zur Waschmaschine arbeitet die Heizung zur Trocknung der Wäsche im Wäschetrockner annähernd während des gesamten Trocknungsprozesses. Der energieintensive Prozess der Verdampfung von Wasser durch Wärmeeinwirkung ist hierbei für die Lastverschiebung interessant. Ist das zeitliche Ende der Trocknung der Wäsche frei wählbar und vom Benutzer unabhängig, so kann der Wäschetrockner für eine Lastverschiebung herangezogen werden. Aber auch hier muss sowohl auf das Zerknittern als auch auf den Umstand, dass der Wäschetrockner fast immer im Anschluss nach dem Wäschewaschen eingesetzt wird, geachtet werden.

2.2.3 Geschirrspülmaschine

Bei der Spülmaschine sind die Wärmeerzeugung zur Erhitzung des Spülwassers sowie der Trocknungsvorgang am Ende des Spülprogrammes für den Großteil des Gesamtstromverbrauchs verantwortlich. Auch hier ist die Möglichkeit zur Lastverschiebung vom Nutzer abhängig und geht damit einher, ob nach dem kompletten Einräumen des Geschirrs mit dem Starten des Programms abgewartet werden kann.

2.2.4 Kühl- und Gefriergeräte

Kühlschränke und Gefriergeräte sind zyklisch in Betrieb. Das heißt, es gibt Phasen der Abkühlung des Innenraumes, in denen das Kühlaggregat in Betrieb ist, unterbrochen von Ruhephasen, in denen eine Erwärmung aufgrund des begrenzten Temperaturwiderstandes der Isolierung stattfindet. Abhängig von der Speicherkapazität des Kühl- bzw. Gefriergutes sowie von der Isolierung und der Kühlleistung des Gerätes ist die Dauer der einzelnen Phasen verschieden.

Durch die thermische Kapazität des Geräts selbst und der Lebensmittel im Innenraum ist ein Speicher gegeben, der sich zur Lastverschiebung einsetzen lässt. Während Kühlgeräte meist nur für Zeiträume von bis zu rund einer Stunde oder auch etwas mehr außer Betrieb sein können, ohne dass die Innenraumtemperatur auf ein Niveau steigt, das den Verderb der Lebensmittel beschleunigt, können bei Gefriergeräten längere Zeitdauern ohne Kühlung überbrückt werden (siehe auch Abschnitt 2.3).

2.2.5 Warmwasser

Die Warmwasserbereitung mittels Elektrowarmwasserspeicher ist eine der einfachsten und platzsparendsten Methoden, um Warmwasser zu erhitzen. Dabei wird in einem isolierten Behälter das Wasser mittels Elektro-Heizstab erwärmt und steht dann zum Verbrauch zur Verfügung. Viele dieser Boiler werden an einem eigens gezählten Stromkreis betrieben, der vom Energieversorgungsunternehmen bereits jetzt mittels Fernwirkeinrichtung (i.d.R. Rundsteuergerät) in der Schwachlastzeit geschaltet wird. Ist der Speicher ausreichend dimensioniert, so ist eine Lastverschiebung sehr gut ohne jeglichen Komfortverlust möglich.

Eine weitere Methode zur elektrischen Warmwasserbereitung ergibt sich durch den Einsatz einer Wärmepumpe. Diese macht sich die Umgebungswärme zu Nutze und benötigt nur etwa ein Drittel des Stroms für die gleiche Wärmeleistung. Auch hier ist bei ausreichend dimensioniertem Warmwasserspeicher eine Lastverschiebung gut durchführbar.

2.2.6 Elektrodirekt- und Nachtspeicherheizungen

Elektrodirektheizungen haben keinen integrierten Wärmespeicher; eine Lastverschiebung basiert damit rein auf dem Nutzerverhalten. Speicheröfen können sehr gut zur Lastverschiebung eingesetzt werden. Die Erzeugung von Raumwärme mittels Nachtspeicheröfen erfolgt durch die Aufladung (Erhitzung) eines thermischen Speichers im Inneren des Ofens auf sehr hohe Temperaturen (über 500 °C) mit elektrischer Energie. Diese Aufheizung wird in den Nachtstunden (oder anderen Schwachlastzeiten) über einen meist eigens installierten Zähler durchgeführt und vom Energieversorgungsunternehmen zeitlich über Rundsteueranlagen gesteuert. Tagsüber wird mittels eines Gebläses die Wärme kontrolliert an den Raum abgegeben. Durch die hohe Speicherkapazität eignet sich diese Art der Heizung sehr gut für eine Lastverschiebung.

2.3 Verschiebezeitdauern

Abhängig von der genauen Gerätenutzung in einem bestimmten Haushalt ergeben sich unterschiedliche Verschiebezeitdauern. Während etwa berufstätige Menschen während der Arbeitszeit vorwiegend nicht von zu Hause aus arbeiten, sind beispielsweise Eltern oder PensionistInnen meist längere Zeit im Haushalt und können Lasten somit einfacher verschieben.

Bezüglich der maximalen Verschiebezeitdauern sind in der Literatur vor allem auch Abschätzungen von Experten zu finden (siehe Tabelle 2-1), da bislang noch wenig aussagekräftige Feldtests durchgeführt wurden. Allerdings konnten in Feldtests in Bezug auf Kühl-/Gefriergeräte Zeitdauern von bis zu 5-7 h angegeben werden.² Weiters wird von Grein und Pehnt (2011) für reine Kühlgeräte eine maximale zeitliche Verschiebbarkeit von 30-60 min geschätzt.

Tabelle 2-1: Maximale Verschiebezeitdauern in Stunden

	Klobasa	Fraunhofer/WIK-Consult	Brauner et al.
Waschmaschine	24 h	24 h	24 h
Wäschetrockner	24 h	24 h	24 h
Geschirrspülmaschine	24 h	24 h	24 h
Kühlgerät	1 h	1 h	3-8 h
Gefriergerät	1 h	1 h	8 h
E-Herd	-	1 h	-

Quelle: Wik-Consult und Fraunhofer (2006)³, Klobasa (2007)⁴, Brauner et al. (2006)⁵

2.4 Durchschnittliche Einsatzzeiten der Elektrogeräte

Während Kühl- und Gefriergeräte durchgehend zyklisch in Betrieb sind, werden Trockner, Waschmaschinen und Geschirrspüler nur nach Bedarf eingesetzt. Neben den täglichen durchschnittlichen österreichischen Einschalthäufigkeiten der angeführten Elektrogeräte, die in Abschnitt 3 behandelt werden, sind vor allem die Einschalthäufigkeiten über eine gesamte Woche bei der Potenzialbestimmung zu beachten. In Essl (2012) kann eine Auswertung dieser wöchentlichen, durchschnittlichen Einschalthäufigkeiten gefunden werden, die aus den Rohdaten von Wegscheider-Pichler (2008) ermittelt wurden. In Abbildung 2-1 bis Abbildung 2-4 werden die täglichen Energieverbräuche einzelner Geräte dargestellt. Die größte Abweichung kann hierbei beim Wäschetrockner gesehen werden, wobei aber auch angemerkt werden muss, dass aufgrund der geringen Anzahl an Wäschetrocknern in der Studie die Schwankungsbreite der Daten größer ist. Bei Wäschetrocknern ist markant, dass sie vor allem in den Wintermonaten eingesetzt werden.

² Vgl. Ringelstein et al. (2008), Seite 6.

³ Vgl. Wik-Consult und Fraunhofer (2006), Seite 94.

⁴ Vgl. Klobasa (2007), Seite 84.

⁵ Vgl. Brauner et al. (2006), Seite 30.

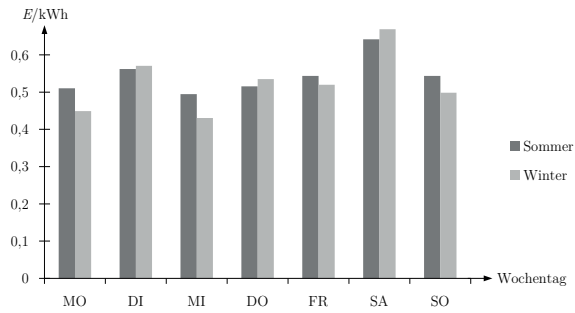


Abbildung 2-1: Verbrauch einer durchschnittlichen Waschmaschine eines österreichischen Haushaltes

Quelle: Essl (2012)

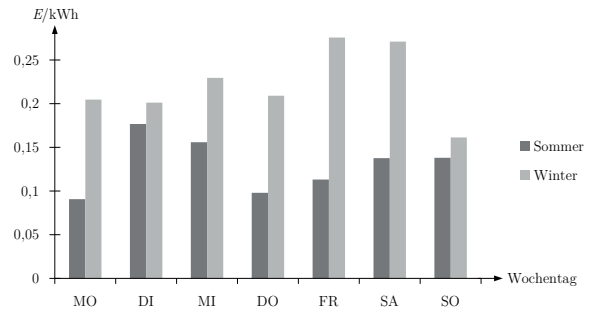


Abbildung 2-2: Verbrauch eines durchschnittlichen Wäschetrockners eines österreichischen Haushaltes

Quelle: Essl (2012)

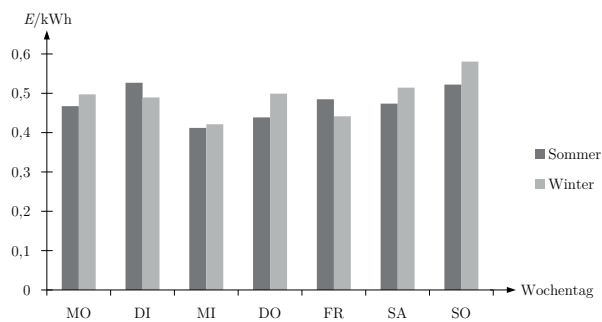


Abbildung 2-3: Verbrauch einer durchschnittlichen Geschirrspülmaschine eines österreichischen Haushaltes

Quelle: Essl (2012)

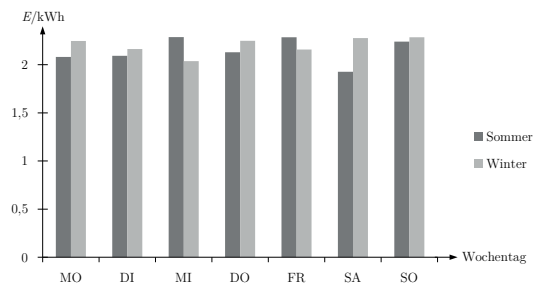


Abbildung 2-4: Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Warmwasserbereitung eines österreichischen Haushaltes

Quelle: Essl (2012)

3 Berechnung des technischen Lastverschiebungspotenzials

Christian Elbe, Ernst Schmutzner, Simon Moser

3.1 Methodik

Zur Ermittlung des Lastverschiebungspotenzials werden die Daten aus dem vorherigen Abschnitt entnommen. Die Vorgangsweise zur Berechnung des Lastverschiebungspotenzials ist grundsätzlich bei allen Elektrogeräten ähnlich und geschieht, wenn nicht anders angegeben, nach folgendem Schema:

1. Berechnung des Gesamtstromverbrauchs eines bestimmten Elektrogerätes $W_{Ges,EG}$ innerhalb Österreichs über die Anzahl der Haushalte n_{HH} und dem Durchschnittsverbrauch je Haushalt und Jahr $\bar{W}_{HH,EG}$ bei dem entsprechendem Elektrogerät:

$$W_{Ges,EG} = n_{HH} \cdot \bar{W}_{HH,EG}$$

2. Anschließend wird, wenn notwendig, der relevante Anteil des Gesamtstromverbrauchs zur Lastverschiebung $W_{LV,EG}$, der dem zu verschiebenden Prozess zuzuordnen ist, berechnet. Dabei wird der Anteil des lastverschiebungsrelevanten Prozesses mit k_{EG} bezeichnet.

$$W_{LV,EG} = k_{EG} \cdot W_{Ges,EG}$$

3. Im letzten Schritt wird das technische Lastverschiebungspotenzial bestimmt, das innerhalb einer Stunde abgerufen werden kann.

- a. Für über einen Tag gleichverteilt genutzte Elektrogeräte (beispielsweise Kühlgeräte) wird der zur Lastverschiebung relevante Gesamtstromverbrauch $W_{LV,EG}$ auf eine konstante Durchschnittsleistung (Bandlast $\bar{P}_{LV,EG}$) über ein Jahr umgerechnet:

$$\bar{P}_{LV,EG} = \frac{W_{LV,EG}}{8760 \text{ h}}$$

Die durchschnittliche Einschaltzeitdauer $\bar{t}_{Ein}$ eines Elektrogerätes beträgt bei einer angenommenen Leistungsaufnahme eines einzelnen Elektrogerätes von $\bar{P}_{EG}$ und einer Anzahl von n_{EG} Elektrogeräten und berechnet sich mittels der Bandlast $\bar{P}_{LV,EG}$:

$$\bar{t}_{Ein} = \frac{\bar{P}_{LV,EG}}{\bar{P}_{EG} \cdot n_{EG}} \cdot 24h$$

- b. Bei Elektrogeräten mit anderen Verteilungen (p) der Einschaltzeiten wird der Energieverbrauch pro Tag $W_{LV,EG}$ mit dem jeweiligen Verteilungsfaktoren, die einem durchschnittlichen Verbrauchswert entsprechen, verwendet. Die Leistung, die innerhalb einer Stunde bezogen $P_{EG,h}$ wird, wird mit der jeweiligen Einschaltverteilung p_h multipliziert:

$$P_{LV,EG,h} = \frac{W_{LV,EG}}{365d} \cdot p_h$$

3.2 Kennzahlen zum Einsatz der Geräte in Österreich

Die Zahlen zur Berechnung des Verschiebepotenzials im folgendem Abschnitt stammen, wenn nicht anderes angegeben, aus dem Strom- und Gastagebuch von Strasser (2013). Werte, die nicht aus dem publizierten Strom- und Gastagebuch entnommen werden konnten, wurden selbstständig aus Rohdaten, die von der E-Control zur Verfügung gestellt wurden, berechnet.

Die verwendeten, durchschnittlichen, über den Tag verteilten Verbrauchswerte in folgenden Abschnitten stammen aus den Messdaten von Einfalt et al. (2012), die diese von 43 oberösterreichischen Haushalten in jeweils zwei Messzeiträumen im Sommer bzw. Winter zu jeweils 14 Tagen ermittelten. Diese Werte können jedoch nur als Richtwert für Gesamtösterreich dienen, d.h. es wird davon ausgegangen, dass die durchschnittlichen Verbrauchswerte von Strasser (2013) eine bessere Abschätzung des tatsächlichen Lastverschiebungspotenzials erlauben.

3.3 Lastverschiebung durch Auswählen des Startzeitpunkts

Elektrogeräte, die einen bestimmten Prozess durchlaufen, wie etwa Waschmaschinen, können nicht zu einem beliebigen Zeitpunkt während des Prozesses abgeschaltet werden. Zum einen muss beispielsweise beim Waschen ein bestimmter Temperaturverlauf eingehalten werden, um die Wäsche optimal zu säubern. Zum anderen ist es ohne manuelles Zutun eines Nutzers auch technisch nicht einfach zu bewerkstelligen, die Waschmaschine zu einem bestimmten Zeitpunkt zu stoppen. Aus diesem Grund können nicht Einzelprozesse, sondern nur geplante Startzeitpunkte der unten angeführten Elektrogeräte zeitlich verschoben werden. Bei neueren Elektrogeräten ist dies beispielsweise durch einen manuell einstellbaren, verzögerten Start möglich. Der Verschiebezeitraum kann dabei durchaus 24 Stunden und mehr betragen, wobei das verfügbare Lastreduktionspotenzial mit längeren Verschiebezeiträumen absinkt. Wenn der Verschiebezeitraum beispielsweise 24 Stunden beträgt, ist eine Leistungsreduktion nicht für 24 Stunden möglich, sondern nur zum gewählten Verschiebezeitpunkt. Die Zeitdauer der Leistungsreduktion entspricht dabei in etwa dem Anteil der Einschaltzeitdauer des jeweiligen Elektrogerätes in der dessen maximale Leistung auftritt.

3.3.1 Waschmaschine

Üblicherweise tritt die höchste Leistungsaufnahme (Heizphase) zu Beginn (nach spätestens 5 Minuten) nach Start des Waschvorgangs auf (nach Befüllung der Trommel mit Wasser), was bei einer eventuellen Lastverschiebung mit berücksichtigt werden müsste. In Tabelle 3-1 können die Kennzahlen, die zur Ermittlung des Verschiebepotenzials herangezogen wurden, entnommen werden.

Tabelle 3-1: Leistungsdaten zur Waschmaschinennutzung in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl aller Haushalte in Österreich (n_{HH})	3.660.867	
Gesamtstromverbrauch Waschmaschine (W_{Ges})	520 GWh/a	142 kWh/Haushalt
Lastverschiebungsrelevanter Prozess (k_{EG})	80%	Annahme Heizphase
Anteil Heizprozess (W_{LV})	420 GWh/a	1.140 MWh/d

Quelle: Strasser (2013)

Abbildung 3-1 zeigt die Verteilung der Waschgänge an einem Durchschnittstag. Ordnet man der Verteilungsfunktion Leistungswerte zu, erhält man das Lastverschiebungspotenzial im Tagesverlauf. Anhand dieser Verteilung ist erkennbar, dass sich die größten Lastverschiebepotenziale zwischen 8 und 19 Uhr ergeben. Dabei beträgt das technische, maximale Potenzial $P_{LV,h}$, das zwischen 9 und 10 Uhr auftritt, rund 10,5 % oder rund 120 MW. Das Minimum zwischen 8 und 19 Uhr beträgt rund 4,5 % bzw. rund 51 MW.

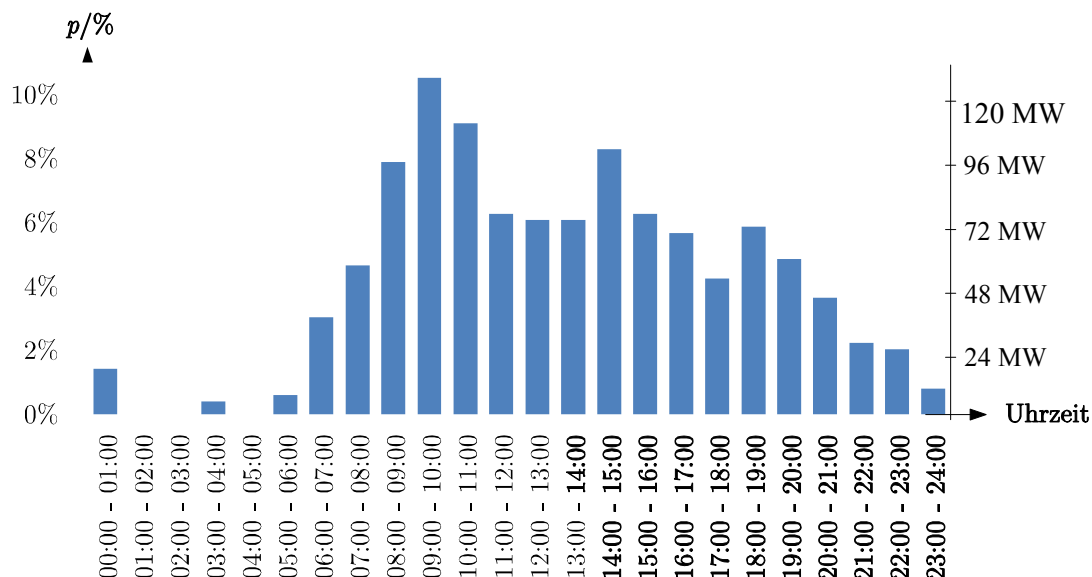


Abbildung 3-1: Verteilung der Anzahl der Waschgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag

Quelle: Einfalt et al. (2012), Essl (2012)

Der Ausgangszeitpunkt für die Betrachtung ist der Zeitpunkt der Ladung der Waschmaschine. Für Waschmaschinen wird nur ein Lastreduktionspotenzial attestiert, da die Last von diesem anfänglichen Zeitpunkt nach hinten verschoben wird. Eine Vorverschiebung der Last, also ein Lasterhöhungspotenzial, ist nicht möglich, da eine ungeladene Waschmaschine nicht zur Durchführung zur Verfügung steht.

3.3.2 Wäschetrockner

Wie bei der Waschmaschine ist beim Wäschetrockner eine Verschiebung des Startzeitpunkts möglich, aber keine Unterbrechung des laufenden Prozesses. Beim Wäschetrockner ist die Leistungsaufnahme über die Laufzeit überwiegend konstant, da die Trocknung kontinuierlich stattfindet. In der Aufheizphase wird die maximale Leistung angefordert, danach bis kurz vor Programmende ein wenig reduziert.

Tabelle 3-2: Leistungsdaten zur Wäschetrocknernutzung in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl aller Haushalte in Österreich (n_{HH})	3.660.867	
Gesamtstromverbrauch Wäschetrockner (W_{Ges})	520 GWh/a	143 kWh/Haushalt
Lastverschiebungsrelevanter Prozess (k_{EG})	95 %	Annahme
Anteil Heizprozess (W_{LV})	500 GWh/a	1360 MWh/d

Quelle: Strasser (2013)

Der Anteil der Heizenergie am Gesamtenergieverbrauch wird bei Wäschetrocknern mit 95 % angenommen.

Abbildung 3-2 zeigt die Verteilung der Trockengänge an einem Durchschnittstag. Ähnlich wie bei der Waschmaschine sind auch hier zwischen rund 9 und 22 Uhr die meisten Wäschetrockner eingeschaltet. Ordnet man diesen Wahrscheinlichkeiten Leistungswerte zu, erhält man das Lastverschiebungspotenzial im Tagesverlauf. Im genannten Betrachtungszeitraum liegt das maximale technische Potenzial $P_{LV,h}$, das zwischen 9 und 22 Uhr auftritt, bei rund 12 % oder bei rund 160 MW, während das Minimum rund 4 % bzw. rund 55 MW beträgt.

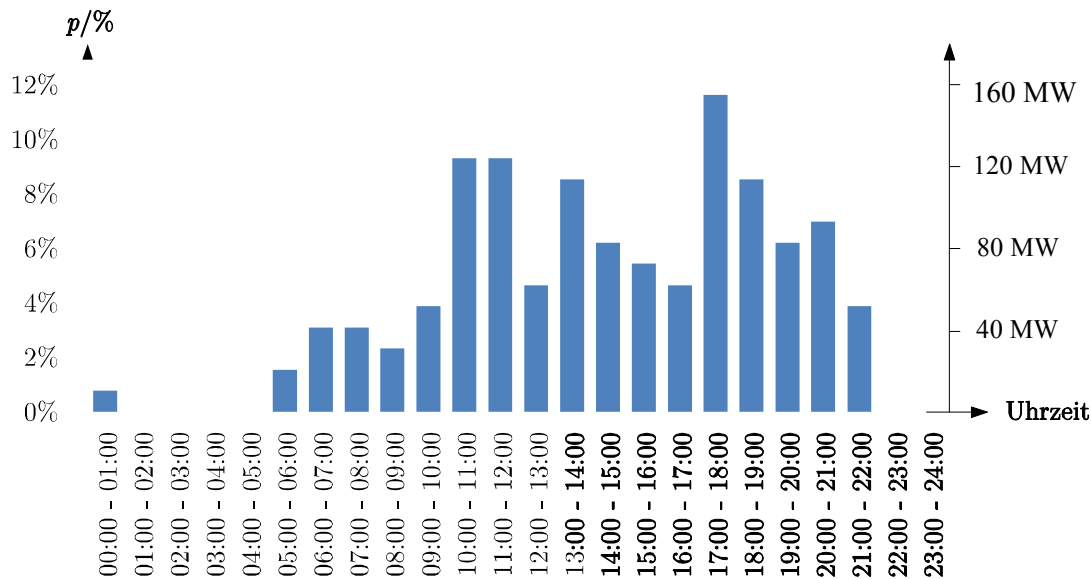


Abbildung 3-2: Verteilung der Anzahl der Trockengänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag

Quelle: Einfalt et al. (2012), Essl (2012)

Der Ausgangszeitpunkt für die Betrachtung ist der Zeitpunkt der Ladung des Wäschetrockners. Für Wäschetrockner wird nur ein Lastreduktionspotenzial attestiert, da die Last von diesem anfänglichen Zeitpunkt nach hinten verschoben wird. Eine Vorverschiebung der Last, also ein Lasterhöhungspotenzial, ist nicht möglich, da ein ungeladener Wäschetrockner nicht zur Durchführung zur Verfügung steht.

3.3.3 Geschirrspülmaschine

Der Geschirrspüler ist ein weiteres Haushaltsgerät mit fixem Programmablauf, das nicht unterbrochen werden sollte. Charakterisierend für den Stromverbrauch bzw. Leistungsaufnahme sind hier die beiden Heizphasen, einmal im aktiven Spülvorgang, ein zweites Mal beim Klarspülgang mit anschließendem Trocknen.

Tabelle 3-3: Leistungsdaten zur Spülmaschinennutzung in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl aller Haushalte in Österreich (n_{HH})	3.660.867	
Gesamtstromverbrauch Geschirrspülmaschine (W_{Ges})	960 GWh/a	262 kWh/Haushalt
Lastverschiebungsrelevanter Prozess (k_{EG})	90 %	Annahme: Laugenheizung und Trocknung
Anteil Heizprozess (W_{LV})	860 GWh/a	2360 MWh/d

Quelle: Strasser (2013)

Abbildung 3-3 zeigt die Verteilung der Spülgänge an einem Durchschnittstag. Wie man erkennen kann, wird der Geschirrspüler am häufigsten zur Mittagszeit, aber auch morgens bzw. abends verwendet. Dies spricht dafür, dass er meist direkt nach dem Essen eingeschaltet wird. Eine Verschiebung des Einschaltzeitpunktes auf späte Nacht- oder Morgenstunden ist bei diesem Elektrogerät durchaus möglich. Ordnet man der Wahrscheinlichkeit Leistungswerte zu, erhält man das Lastverschiebungspotenzial im Tagesverlauf. Die durchschnittliche Haupteinschaltzeit liegt demnach zwischen 7 und 22 Uhr, während ein markantes Maximum zwischen 12 und 13 Uhr liegt, das rund 17 % bzw. 400 MW ($P_{LV,h}$) beträgt. Das Minimum in dem angegebenen Zeitraum ist hingegen nur 2 % bzw. rund 50 MW und tritt am Nachmittag auf.

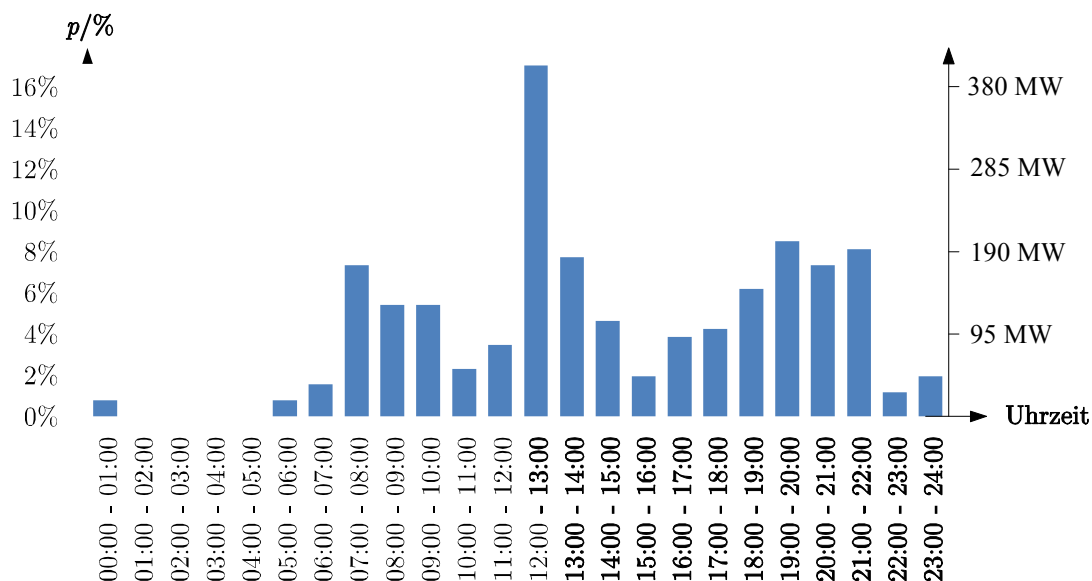


Abbildung 3-3: Verteilung der Anzahl der Geschirrspülgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag

Quelle: Einfalt et al. (2012), Essl (2012)

Der Ausgangszeitpunkt für die Betrachtung ist der Zeitpunkt der Ladung des Geschirrspülers. Für Geschirrspüler wird nur ein Lastreduktionspotenzial attestiert, da die Last von diesem anfänglichen Zeitpunkt nach hinten verschoben wird. Eine Vorverschiebung der Last, also ein Lasterhöhungspotenzial, ist nicht möglich, da ein ungeladener Geschirrspüler nicht zur Durchführung zur Verfügung steht.

3.4 Lastverschiebung durch Zu- oder Abschalten des Gerätes

Bei Elektrogeräten, die keinen bestimmten Prozess durchlaufen, sondern beispielsweise die Temperatur in einem bestimmten Bereich konstant halten wollen, ist sowohl ein Zu- als auch Abschalten des Elektrogerätes möglich. Voraussetzung dabei muss jedoch sein, dass der Prozess während der Lastverschiebung innerhalb seiner erlaubten Grenzen bleibt, also beispielsweise die Temperatur nicht außerhalb des Toleranzbereichs liegt. Eine solche Regelung ist in den meisten Fällen nur automatisiert durchführbar. Im Folgenden sind Elektrogeräte aufgeführt, bei denen ein Zu- und Abschalten möglich wäre.

3.4.1 Kühlgeräte

Wie bereits erwähnt, ist bei der Lastverschiebung von Kühlgeräten, die Innenraumtemperatur der ausschlaggebende Faktor, der sowohl die Einschaltdauer als auch die Ausschaltdauer begrenzt. Die Innenraumtemperatur muss innerhalb des erlaubten Toleranzbereiches bleiben, um eine Qualitätsbeeinträchtigung der Lebensmittel zu vermeiden.

Kühlgeräte sind zyklisch in Betrieb, um ein vorgegebenes Temperaturband nicht zu verlassen. Der Einschaltzyklus ist von Gerät zu Gerät verschieden und beträgt im Mittel ca. 25-40 % eines Gesamtzyklus.⁶ Über das genaue Verhalten von Kühl- und Gefriergeräten mittels Modellbildung und Einbindung in das Demand-Side-Management gibt es bereits zahlreiche Arbeiten: Stadler et al. (2008), Bendel et al. (2006), Kamper (2009), Bigler et al. (2011), Kremers et al. (2012), Sonnenschein und Lünsdorf (2009), Hinrichs et al. (2009) und Hinrichs (2008).

Werden mehrere 100 Kühlgeräte als gesamte Einheit betrachtet, können diese als Bandlast mit konstanter Leistungsaufnahme betrachtet werden, da die Einschaltzeitpunkte und Einschaltzeitdauern zufällig verteilt sind. So hat bereits der Summenlastgang von beispielsweise 500 Kühlgeräten eine Standardabweichung von nur mehr rund 10 % des Mittelwertes.⁷

Die Leistungsdaten der Kühlschränke in Österreich sind in Tabelle 3-4 zu finden.

Tabelle 3-4: Leistungsdaten zu Kühlschränken in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl aller Haushalte in Österreich (n_{HH})	3.660.867	
Gesamtstromverbrauch Kühlgeräte (W_{Ges}, W_{LV})	1.160 GWh/a	316 kWh/Haushalt
Anzahl der Kühlgeräte ($n_{Kühlg.}$)	4.613.167	
Durchschnittsleistung pro Kühlgerät ($\bar{P}_{Kühlg.}$)	70 W	(vgl. Stadler, et al., 2008, p. 3)
Spitzenleistung aller Kühlgeräte ($\hat{P}_{Kühlg.}$)	320 MW	70 W je Kühlgerät
Durchschnittsleistung aller Kühlgeräte ($\bar{P}_{LV}$)	130 MW	(8.760 h)
Durchschnittliche, tägliche Einschaltzeitdauer ($\bar{t}_{Ein}$)	9,8 h/d	70 je Kühlgerät

Quelle: Strasser (2013)

3.4.1.1 Lastreduktion

Bei einer gewünschten Lastreduktion können nur die eingeschalteten Kühlgeräte zur Leistungsverringerung beitragen. Damit nicht alle Geräte gleichzeitig abschalten und einen plötzlichen Leistungseinbruch verursachen, wird zusätzlich zum Steuersignal auch ein „Spread“ (Zeitspanne) übermittelt in der sich die Elektrogeräte zeitlich randomisiert abschalten. Die typischen Zeitdauern, die aus einer Simulation von 5.000 Kühlgeräten

⁶ Vgl. Brauner et al. (2006), Seite 31.

⁷ Vgl. Sonnenschein und Lünsdorf (2009), Seite 5.

ermittelt wurden⁸ sind in Tabelle 3-5 zu finden. Diese einfache Art der Steuerung der Kühlschränke wird auch als „*Direct Storage Control*“ bezeichnet.

Tabelle 3-5: Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit vom Spread – Direct Storage Control

Spread in min	Lastreduktion in % für bestimmte Zeitdauer in min					
	100 %	90 %	75 %	50 %	25 %	10 %
0	0	11	23	61	97	111
10	0	10	23	60	97	112
20	0	3	23	59	96	112
30	0	0	21	57	94	112
40	0	0	16	55	93	110
50	0	0	3	53	90	109
60	0	0	0	48	87	107

Quelle: Stadler et al. (2008)⁹

Soll eine Lastreduktion über einen längeren Zeitraum erfolgen, so ist ein vorheriges Einschalten der Kühl- und Gefriergeräte notwendig, um die Innenraumtemperatur zu reduzieren. Das mit „*Timed Load Reduction*“ bezeichnete Steuerungskonzept übermittelt zum Steuersignal auch eine „*Lead time*“, in der sich die Geräte einschalten und die Innenraumtemperatur reduzieren, um dann später länger ausgeschaltet bleiben zu können. Allerdings sei bei dieser Methode, die längere Ausschaltzeitdauern ermöglicht, erwähnt, dass vor der Leistungsabsenkung eine Leistungserhöhung in Kauf genommen werden muss. Die Ergebnisse der vorher erwähnten Simulation bezüglich der genauen Zeitdauern können in Tabelle 3-6 gefunden werden.

Tabelle 3-6: Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit der Lead Time – Timed Load Reduction

Lead Time in min	Lastreduktion in % für bestimmte Zeitdauer in min						
	100 %	90 %	75 %	50 %	25 %	10 %	>0 %
10	39	44	47	51	55	58	60
20	47	52	57	75	85	90	94
30	47	52	57	76	112	118	120
40	47	52	57	76	112	121	128
50	47	52	57	76	112	121	128

Quelle: Stadler et al. (2008)¹⁰

⁸ Vgl. Stadler et al. (2008), Seite 3.

⁹ Vgl. Stadler et al. (2008), Seite 5.

¹⁰ Vgl. Stadler et al. (2008), Seite 6.

Wird die technisch etwas aufwändigere „*Timed Load Reduction*“ und die Übermittlung eines Spread außer Acht gelassen, lassen sich in Österreich somit unter Einbeziehung der Ergebnisse aus Tabelle 3-5 Lastreduktionspotenziale von rund 120 MW bis 10 MW abhängig von einem Zeitraum von rund 10 Minuten bis zu 2 Stunden angeben.

3.4.1.2 Lasterhöhung

Eine Lasterhöhung durch Kühlgeräte ist nach oben erwähntem Prinzip möglich, wobei die maximale Einschaltzeitdauer durch die minimale Innentemperatur im Kühlgerät begrenzt wird. Nach Elbe und Schmutzner (2013) beträgt die typische Einschaltzeitdauer für ein Kühl- bzw. Gefriergerät ungefähr zwischen 10 bis 30 Minuten. Nur bei rund 5 % der Geräte ist die Einschaltzeitdauer kleiner als 10 Minuten. Einschaltzeitdauern von über 60 Minuten treten hingegen nur bei wenigen Kühl- und Gefriergeräten (<5 %) auf. Diese Werte können als maximale Einschaltzeitdauern aufgefasst werden. Zur Berechnung des Lasterhöhungspotenzials wird angenommen, dass in den ersten 5 Minuten rund 95 %, zwischen 6 und 15 Minuten rund 60 % und für die restliche Zeit auf die volle Stunde rund 10 % der sich außer Betrieb befindlichen Kühlgeräte für eine Lasterhöhung verwenden lassen.

Werden alle Kühlgeräte gleichzeitig eingeschaltet, so kann bei einer Durchschnittslast von 130 MW von einer Spitzenleistung von rund 320 MW österreichweit ausgegangen werden. Dies entspricht einer maximalen Lasterhöhung von rund 190 MW.

Allgemein hat eine Steuerung eines Verbundes von Kühlgeräten den Nachteil, dass diese von dem asynchronen, zufälligen Betrieb in einen synchronen Betrieb übergehen. Dadurch können Oszillationen entstehen, die 5 bis 10 Stunden andauern.¹¹ Um diese zu vermeiden ist auch hier eine Steuerungsautomatik notwendig, die wieder randomisierte Einschaltzeitpunkte hervorrufen soll.

3.4.2 Gefriergeräte

Für Gefriergeräte gelten die gleichen Prinzipien wie bei Kühlgeräten. Durch ihre meist größere Speicherkapazität, eine größere Temperaturspreizung der erlaubten Innentemperatur und die bessere Isolierung haben sie insgesamt ein größeres Lastreduktionspotenzial als Kühlgeräte. Das heißt, dass die angegebenen Zeitdauern in Tabelle 3-5 und Tabelle 3-6 für Gefriergeräte durchaus ein Vielfaches der Werte betragen können. In Tabelle 3-7 sind die Leistungsdaten zu Gefriergeräten in Österreich angegeben.

Für eine Lastreduktion können im Extremfall Gefriergeräte laut Herstellerangaben für 15-30 h ausgeschaltet bleiben, Gefriertruhen sogar bis zu 50 h.¹² Dann liegt die Luftinnentemperatur jedoch bereits bei -9 °C. Da die Gefrierguttemperatur laut Herstellern bei zumindest unter -18 °C liegen sollte, sind geringere Ausschaltzeiten anzunehmen. Laut Brauner et al. (2006) können Gefriergerät bis zu 8 h abgeschaltet werden. Es ist davon auszugehen, dass Gefriergeräte für zumindest eine Stunde ohne Überschreitung der Grenztemperatur abgeschaltet bleiben können. Vereinfacht wird zur Berechnung des Lastreduktionspotenzials angenommen, dass in der ersten Stunde rund 90 % aller Kühlgeräte und anschließend bis zur vierten Stunde rund 20 % aller Kühlgeräte zur Verfügung stehen.

¹¹ Vgl. Hinrichs et al. (2009), Seite 4.

¹² Vgl. Groiß (2008), Seite 66.

Das Lasterhöhungspotenzial ist aufgrund der ähnlichen, typischen Einschaltzeitdauern identisch zu den beschriebenen Angaben der Kühlgeräte (Elbe und Schmutzner, 2013) und unterscheidet sich somit nur von der zur Verfügung stehenden Gesamtleistung. Werden alle Gefriergeräte gleichzeitig eingeschaltet, so kann bei einer Durchschnittslast von 70 MW von einer Spitzenleistung von rund 210 MW ausgegangen werden, was einer maximalen Lasterhöhung von rund 140 MW entspricht. Diese maximale Last kann allerdings nur wenige Minuten gehalten werden und sinkt dann rapide ab, wie bereits bei den Kühlgeräten beschrieben.

Tabelle 3-7: Leistungsdaten zu Gefriergeräten in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl aller Haushalte in Österreich (n_{HH})	3.660.867	
Gesamtstromverbrauch Gefriergeräte (W_{Ges}, W_{LV})	611 GWh	167 kWh/Haushalt
Anzahl der Gefriergeräte ($n_{Gefrierger.}$)	2.361.663	
Spitzenleistung aller Gefriergeräte ($\hat{P}_{Gefrierger.}$)	210 MW	90 W je Gefriergerät
Durchschnittsleistung aller Gefriergeräte ($\bar{P}_{LV}$)	70 MW	611.000 MWh/8760 h
Durchschnittliche, tägliche Einschaltzeitdauer ($\bar{t}_{Ein}$)	7,9 h/d	90 W je Gefriergerät

Quelle: Strasser (2013)

3.4.3 Warmwasser

Da sich bei teilsolaren Anlagen und Untertischwarmwasserspeichern nur sehr begrenzt eine Lastverschiebung bewerkstelligen lässt, werden im Folgenden nur Haushalte betrachtet, die ausschließlich mit elektrischem Warmwasserspeicher ausgestattet sind. Zudem wird dabei noch berücksichtigt, dass bereits einige Haushalte über einen zweiten Stromzähler verfügen, der vorwiegend per Rundsteuergerät geschaltet wird, also bereits eine Lastverschiebung durchgeführt wird. Deshalb werden im Folgenden nur Haushalte betrachtet, die über nur einen Stromzähler verfügen. Dafür wird zunächst der Energieanteil der Warmwasserbereitungsanlagen ermittelt.

Tabelle 3-8: Leistungsdaten zur elektrischen Warmwasserbereitung in Österreich (2012)

Kennzahl	Wert	Bemerkung
Anzahl Haushalte ausschließlich mit elektr. Warmwasserbereitung (ohne 2. Zähler)	403.681	
Gesamtstromverbrauch elektrische Warmwasserbereitung (W_{LV})	400 GWh/a	992 kWh/a
Durchschnittsleistung ($\bar{P}_{LV}$)	45 MW	400.000 MWh/8760 h
Spitzenleistung ($\hat{P}_{Warmw.}$)	807 MW	2 kW je Boiler
Durchschnittliche, tägliche Einschaltzeitdauer ($\bar{t}_{Ein}$)	1,36 h/d	

Quelle: Strasser (2013)

Wird davon ausgegangen, dass sich die elektrischen Warmwasserspeicher als Bandlast verhalten, so haben diese im Mittel eine Leistungsaufnahme von rund 45 MW. Unter dieser Annahme beträgt das Lastreduktionspotenzial rund 45 MW. Da viele elektrische Warmwasserbereitungsanlagen mit einem unterbrechbaren Tarif betrieben werden, ist dieses Potenzial nur zu bestimmten Zeitpunkten abrufbar. Zudem kann dieses auch durchaus größer sein.

Zur Abschätzung des Lasterhöhungspotenzials wird angenommen, dass rund 50 % des durchschnittlichen Tagesverbrauchs aller elektrischer Warmwasserbereitungsanlagen, also rund 540 MWh einmalig eingespeist werden können und sich die Leistungskurve wie eine e-Funktion verhält. Damit ergibt sich der Lastverlauf laut Tabelle 3-9.

Tabelle 3-9: Lasterhöhungspotenzial bei elektrischer Warmwasserbereitung

Zeitdauer in min	0-5	6-15	16-59	60-240
Anteil der Spitzenleistung	95 %	75 %	46 %	7 %

Quelle: Zuvor getroffene Abschätzung einer e-Funktion für 50% des durchschnittlichen Tagesverbrauchs

Da davon ausgegangen werden kann, dass die Nutzung des Warmwasser größtenteils zu den Morgen- und Abendstunden erfolgt, wird in diesen Zeiträumen eine höhere Durchschnittsleistung auftreten, was zu einer Reduktion des Lasterhöhungs-, bzw. zu einer Erhöhung des Lastreduktionspotenzials führt. Da die elektrische Warmwasserbereitung in den letzten Jahren rückläufig ist und beispielsweise durch solare Warmwasserbereitung ersetzt wird, ist das Gesamtpotenzial im Sinken begriffen.

3.4.4 Elektrische Raumwärme

Basis für die folgenden Unterpunkte ist die online verfügbare Übersicht der Statistik Austria zu „Heizungen 2011/2012 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung“ (erstellt am 17.6.2013).

Die Statistik differenziert bei der elektrischen Raumwärme zwischen „Einzelöfen“, „Elektroheizung (fest verbunden)“ und „Zentral- und gleichwertige Heizung“. Wärmepumpen werden in der Kategorie Wärmepumpen/Solar getrennt ausgewiesen. Es ist festzuhalten, dass es sich ausschließlich um Hauptwohnsitzwohnungen handelt.

Für die elektrische Raumwärme im Allgemeinen gilt die Restriktion, dass Lastverschiebung nur in jenen Zeiten möglich ist, zu denen das Heizsystem in Betrieb ist. Dies trifft einerseits und primär saisonal zu, aber auch im Fall z.B. milder Winter, die geringere Leistungen/Energiemengen erfordern.

a) Einzelöfen

Es ist anzunehmen, dass Einzelöfen in Abgrenzung zu den „fest verbundenen“ Öfen über den Hauptstromzähler laufen. Es wird kein Lastverschiebungspotenzial attestiert, außerdem ist in oben zitierter Statistik eine erhebliche Reduktion der Heizungsart festzustellen (Halbierung im Zeitraum 2003/2004 bis 2011/2012), was für ein beispielhaftes Zieljahr 2020 ein minimales Potenzial ergibt.

b) Fest verbundene Elektrodirektheizung

Ein Wärmebedarf von 120 kWh/m²/a wird als Durchschnittswert für eine schlecht isolierte Wohnung (für Einfamilienhäuser und Gebäude mit mehreren Wohnungen) angenommen. Bei 180 Heiztagen ergeben sich rund 0,67 kWh/m²/d, was bei 90 m² 60 kWh/d und damit einer Dauerlast (Anmerkung: nicht einer Maximallast) von 2,5 kW entspricht.

Die fest verbundenen Elektroheizungen müssen in Direktheizungen und Nachtspeicherheizungen aufgeteilt werden. Hier wird Anzahl von 74.000 Direktheizungen angenommen. Laut oben angeführter Übersicht der Statistik Austria ist mit einem langfristigen Rückgang der Direktheizungssysteme zu rechnen. Auf Basis einer Abschätzung der Entwicklung in den vergangenen 10 Jahren wird mit einem Potenzial von 60.000 Heizungen gerechnet.

Lastreduktion: Zusammenfassend wird das Lastverlagerungspotenzial einer Elektrodirektheizung mit einem maximalen Durchschnittswert (mit hoher Varianz für den Einzelhaushalt) von 2,5 kW angegeben. Vereinfachend werden bis zu 15 Minuten 35 %, im Zeitraum 15-60 Minuten (Annahme: aufgrund der geringeren thermischen Trägheit etwa ein Drittel im Vergleich zur Wärmepumpe) 30 % und 0 % für den Zeitraum ab 1 h angenommen.

c) Fest verbundene Nachtspeicherheizung und Elektroheizboiler

Die fest verbundenen Elektroheizungen müssen in Direktheizungen und Nachtspeicherheizungen aufgeteilt werden. Entsprechend der oben verwendeten Anzahl verbleiben etwa 90.000 Nachtspeicherheizungen. Hinzu kommen 52.000 elektrische „Zentral- und gleichwertige Heizungen“ (gesamt 142.000), weil sie hinsichtlich der Lastverschiebung eine vergleichbare Kombination aus Ladesystem und Speicher aufweisen. Um die Reduktion der Gesamtzahl an elektrisch betriebenen Heizsystemen bis 2020 abzubilden, wird von einem Potenzial von 100.000 Heizsystemen ausgegangen.

Während das Laden des Speichers in Niedriglastzeiten erfolgt, erfolgt die Entladung konstant. Daher müssen v.a. nachts deutlich höhere Ladeleistungen möglich sein. Es wird von einem Vierfachen (6 h vs. 24 h) ausgegangen und 10 kW pro Haushalt angenommen.

Lastsenkung: Aktuell werden diese Heizsysteme dann betrieben, wenn es sich um Zeiten mit geringen Kosten und geringen Netzlasten handelt. Zu diesen Zeiten wird keine Notwendigkeit einer Lastreduktion unterstellt bzw. ist diese bereits heute eingesetzt und entspricht dem Status Quo; es erscheint daher nicht zielführend, dieses Potenzial in einer Cost Curve widerzuspiegeln.

Lasterhöhung: Die meisten Nachtspeicherheizungen werden über einen Thermostat geregelt, der bei Zuschaltung solange Strom bezieht, bis ein bestimmtes Temperaturniveau erreicht ist. D.h. es ist tagsüber durch Laden des (restlichen) Speicherpotenzials ein (verringertes) Niveau der Zuschaltung möglich. Es wird mit einem Potenzial von 50 % im Zeitraum bis 15 Minuten und von 10 % im Zeitraum bis 60 Minuten gerechnet.

d) Wärmepumpen

Biermayr et al. (2013) schätzt die Zahl der Wärmepumpen in Österreich, die für Raumheizungszwecke eingesetzt werden, mit derzeit rund 115.000 Stück. Oben zitierte Übersicht der Statistik Austria führt für 2011/2012 107.000 Heizsysteme in der Kategorie Wärmepumpe/Solar an. Während im Jahr 2011 rund 12.300 Heizungs-Wärmepumpen verkauft wurden, stieg die Anzahl auf rund 13.600 im Jahr 2012. Der Verband „Wärmepumpe Austria“ geht von Mindestwachstumsraten des Markts von 5 % aus (E-Mail-Auskunft des

Verbands). Bis 2020 könnten demnach jährlich 15.000 neue Wärmepumpen installiert werden, d.h. im Jahr 2020 könnte ein Potenzial von 230.000 Stück zur Verfügung stehen.

In einer Studie von Gaehmi (2013) wurde das Lastverschiebungspotenzial für rund 1.000 durchschnittliche österreichische Haushalte mit Wärmepumpe erhoben. Dabei wurde für den Monat Jänner für den Zeitraum zwischen 19 und 20 Uhr ein technisches Lastreduktionspotenzial von maximal 1,3 MW angegeben, wenn von einer maximalen Raumtemperaturspreizung von $\pm 1^\circ\text{C}$ ausgegangen wird. Anzumerken ist, dass diese Leistung sehr stark mit der Außentemperatur korreliert und somit auch wesentlich geringer sein kann. Zur Illustrierung des ungefähren Verlaufs bei einer durchzuführenden Lastverschiebung wurden von Gaehmi (2013) die Referenzwerte mit dem modellierten Leistungsverlauf anhand eines Beispiels verglichen. In Tabelle 3-10 ist das daraus abgelesene, gerundete Potenzial in Bezug auf den angegebenen Referenzwert vorzufinden. Die Lastreduktion wurde dabei durch ein Preissignal, das um etwa 18:20 Uhr gesetzt wurde, eingeleitet. Auch hier muss angemerkt werden, dass der tatsächliche, genaue Verlauf der Leistungsreduktion von der Isolierung der Gebäudehülle, von der genauen Außentemperatur und vor allem auch von der eingesetzten Steuerung zur Realisierung des Lastverschiebungspotenzials abhängt. Zudem ist das genaue Potenzial auch abhängig von der Uhrzeit und hat sein Maximum zwischen 6 und 8 Uhr sowie 16 und 18 Uhr. Angemerkt muss dabei werden, dass der ausgewählte Regler im Modell nach dem Ende des Bereiches, in dem die Gesamtlast reduziert werden soll, eine sehr starke Fluktuation der Leistungskurve aller Wärmepumpen hervorruft. Vereinfachend wurde zur Berechnung des Leistungsreduktionspotenzials angenommen, dass sich der Lastverlauf entsprechend dem angeführten Beispiel verhält.

Aufgrund fehlender Studien zum Lasterhöhungspotenzial von Wärmepumpen in Österreich wurde vereinfachend angenommen, dass sowohl der Leistungsbedarf als auch der zeitliche Verlauf ident zu dem des Lastreduktionspotenzials ist. Somit wird ein Mindestpotenzial für die Lasterhöhung angegeben, das in Wirklichkeit höher liegen wird.

Tabelle 3-10: Leistungsreduktionspotenzial von 1.000 Wärmepumpen in Haushalten. Anteil am Referenzwert.

Zeit	18:30	18:40	18:50	19:00	19:10	19:20	19:30	19:40	19:50	20:00
Anteil	34 %	93 %	67 %	88 %	84 %	84 %	79 %	79 %	79 %	0 %

Quelle: Gaehmi (2013)

Zur Abschätzung des zukünftigen, verfügbaren Potenzials zur Lastverschiebung wurden folgende Werte angenommen:

Tabelle 3-11: Leistungsdaten zu prognostizierten, zusätzlich installierten Wärmepumpen in Österreich bis zum Jahr 2020

Kennzahl	Wert
Lastverschiebungspotenzial per 1.000 Haushalte (modelliert)	bis 1,3 MW

Quelle: Gaehmi (2013)

Zusammenfassend wird das Lastverlagerungspotenzial einer Wärmepumpe mit einem maximalen Durchschnittswert (mit hoher Varianz für den Einzelhaushalt) von 1,3 kW

angegeben. Steigende Jahresarbeitszahlen könnten das Potenzial senken, höhere Stückzahlen das Potenzial erhöhen. Vereinfachend werden bis zu 5 Minuten 35 %, im Zeitraum 5-15 und 15-60 Minuten 85 % und 0 % für den Zeitraum bis 4 Stunden angenommen. Da die Lastverschiebung für +1 °C und -1 °C Raumtemperatur gerechnet wird, ist das Potenzial zur Lasterhöhung und -senkung gleichermaßen anzuwenden.

4 Meta-Analyse von Feldtests zur Lastverschiebung

Simon Moser

Bezüglich des in Abschnitt 6 zu eruiierenden tatsächlichen Lastverschiebungspotenzials ist erstens interessant, wie Endkunden zur Tarifwahl, d.h. zu einer Teilnahme am Feldtest bewogen werden konnten, und zweitens, wie hoch die erzielten Lastverschiebungen waren. In Feldversuchen werden die Lastverschiebungen stets relativ umfangreich analysiert; welche die gesetzten Anreize waren, die den Kunden zur Teilnahme am Feldtest bewogen haben, wird in deutlich geringerem Umfang klargelegt bzw. oftmals weggelassen. Gerade diese Informationen wären interessant, um zu eruieren, wie eine Teilnahme an Tarifmodellen oder Lastverschiebungsprogrammen im realen Umfeld gestaltet sein müsste bzw. die Akzeptanz gesteigert werden könnte.

4.1 Feldtests im deutschen E-Energy Programm

E-Energy bezeichnet ein Forschungsförderprogramm unter Federführung des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, welches die Optimierung des (elektrischen) Energiesystems (Smart Grids) mittels Möglichkeiten der IKT untersucht.

4.1.1 Überblick

Die Begleitforschung zum Forschungsprogramm „E-Energy“ wurde von der B.A.U.M. Consult GmbH geleitet. Diese hat im Juni 2013 die untenstehende, zusammenfassende Grafik zur Verfügung gestellt. Infos zu Feldtests sind auch in Wedler et al. (2011) zu finden.

	Struktur	Ziel	Idealtypische Grafik	Praxis	Erste Ergebnisse
Einfacher zeitvariabler Tarif	Energiepreis aus 2 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt, und in einem bestimmten Intervall (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	Zeitliche Verlagerung der Last, die zur Anpassung der Lastkurve an die regionale Erzeugung beiträgt. Ggf. kann auch Vermeidung von Lastspitzen und Verbesserung der Grundlast angestrebt werden.		E-DeMa eTelligence moma	Zwischen 6-12% Lastverschiebung
Komplexer zeitvariabler Tarif	Energiepreis aus 3-5 Stufen durch Tageszeit, Woche, Monat oder Jahreszeit bestimmt, und in einem bestimmten Intervall (monatlich, day ahead, stündlich etc.) verbindlich festgelegt.	Noch stärkere, flexiblere zeitliche Verlagerung der Last		E-DeMa MeRegio Smart Watts	
Verbrauchs variabler Tarif	Energiepreis durch die Menge des Verbrauchs bestimmt: je höher der Verbrauch desto höher der Energiepreis	Energieeinsparung durch Anreiz zur Lastbegrenzung und generelle Absenkung der Last		eTelligence E-DeMa	-13% Verbrauch beim eTelligence Mengentarif
Bonus- und Malus Events (CPR bzw. CPP)	Mischung aus zeitvariablem und dynamischem Tarif: zu einem bestimmten Zeitpunkt kommt es auf Grund externer Größen zu einer extremen positiven oder negativen Preisspreizung	Vermeidung von Lastspitzen oder Lasttälern in kritischen Zeiten.		eTelligence E-DeMa	+6-7% bei Bonus-Events, --2% bei Malus-Events
Volldynamischer Real-Time-Pricing-Tarif	Energiepreis beruht auf externen Größen (Börsenpreis, Prognosen, Residuallast) und wird für bestimmte zeitliche Intervalle festgelegt.	Zeitnahe Verlagerung von Lasten auf Grund spezifischer Gegebenheiten, trägt z.B. zur vereinfachten, effizienteren Einspeisung erneuerbarer Energien (Nachfrage- und Angebotsausgleich in bestimmten Wittersituationen) oder zur starken Vergleichsmäßigung der Last bei		E-DeMa Moma RegModHarz SmartWatts	-

Abbildung 4-1: Struktur und Ziele von Tariftests im E-Energy Programm.

Quelle: Grafik übermittelt von Michael Wedler, B.A.U.M. Consult GmbH, E-Energy Begleitforschung

4.1.2 Dynamischer stündlicher Tarif

Hillemacher et al. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. e-Energy Programm „MeRegio“. IEWT.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „MeRegio“ wurde die Tauglichkeit eines auf der Aussendung von dynamischen Preissignalen beruhenden, anreizbasierten Lastmanagementkonzepts zur Verbrauchsbeeinflussung von Haushaltskunden getestet. Es gab drei Fixpreisstufen (Hoch-, Nieder-, Superniedertarif), die dynamisch hintereinandergeschaltet wurden. Die Auswertungen der Reaktionen der Testkunden zeigen nicht nur die prinzipielle Eignung der Preissignale als Anreizsystem zur Lastverschiebung, sondern auch, dass das Lastverlagerungspotenzial der Testkunden von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängt, deren Konstellationen bei einer für das anreizbasierte Lastmanagement notwendigen Prognose der Konsumentenreaktionen Berücksichtigung finden müssen. Wichtige Einflussgrößen sind hierbei der Tagestyp, die Tages- und Jahreszeit sowie die Tarifstufenkombination.

Im Rahmen des Feldversuches konnte gezeigt werden, dass sich das Verbrauchsverhalten der Versuchsteilnehmer durch die Preissignale beeinflussen ließ. Die Testkunden zeigten dabei auch über einen längeren Zeitraum hinweg ein ähnliches Reaktionsverhalten selbst bei fast ausschließlich manuellen Reaktionsmöglichkeiten auf die Preissignale, was den Schluss zulässt, dass dort ein konstantes Interesse an der Versuchsteilnahme bestand.

Im Vergleich zur Referenzgruppe betrug die Einsparung zur Hochtarifzeit 2,6 %, die Lastverschiebung zur Hochtarifzeit (inkl. einer Einsparung) 7,4 %. Auch in der Niedertarifzeit wurden geringe Lastverschiebungen erzielt. In der Hochtarifzeit fielen Mehrverbräuche und Lasterhöhungen an. Dieses Projekt demonstrierte eine klare Reaktion der Endkunden auf Signale auch ohne weiterreichende Automatisierung.

4.2 Amerikanische Feldtests

Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics.

Faruqui und Sergici (2010) haben 15 in den USA durchgeführte Lastverschiebungsexperimente mit Haushalten zusammengefasst.

Schon in den 1970er- und 1980er-Jahren wurden Experimente zur Analyse des Einflusses einfacher/statischer Tarifänderungen (z.B. Tag-Nacht-Tarif) durchgeführt. In der Hochpreisphase wurde Strom eingespart oder in die Tiefpreisphase verschoben. In warmen Gegenden und in Haushalten mit strombasierten Heizsystemen war der Einfluss höher. Faruqui und Sergici (2010) konzentrieren sich auf Experimente, die u.a. in Folge der kalifornischen Energiekrise in den 2000er-Jahren durchgeführt wurden. Die Bedeutung der in amerikanischen Haushalten intensiv verwendeten Klimaanlage ist hervorzuheben: zum einen aufgrund des hohen Verbrauchs der Geräte, zum anderen aufgrund deren manueller und automatisierter Kontrollierbarkeit.

Schnell wird deutlich, dass die amerikanischen Feldtests hinsichtlich ihrer qualitativen Aussagen interessant sind (Bedeutung von Automatisierung und Preisspanne, siehe unten), aber aufgrund der Verbrauchsmengen und -strukturen (z.B. Klimaanlage) nicht auf Österreich übertragbar sind.

Amerikanische Feldtests nach Faruqi und Sergici (2010)

Anmerkung: CPP steht für Critical Peak Price (Event-Tarif), TOU für einen tageszeitabhängigen Time-of-Use-Tarif, RTD steht für Real Time Pricing und somit für Echtzeitpreissetzung

CPP – Spitzenlast-Reduktion 12 %: Zu kritischen Spitzenlastzeiten wurde den Endkunden ein Tarif von 0,35 Dollar pro kWh für jede nicht verbrauchte kWh im Vergleich zu einer Baseline geboten.

TOU – Spitzenlast-Reduktion 32 %: Die Hochlastzeit lag zwischen 14:00 und 19:00 Uhr. Als Grund für die Spitzenlast-Reduktion wird eine Automatisierungstechnologie genannt. Im zweiten Jahr sank der Wert auf 27 %.

CPP – Spitzenlast-Reduktion 51 %: Zusätzlich zum TOU konnte ein Super-Peak-Event ausgerufen werden, zu dem der Preis das Dreifache des üblichen Peak-Preises betrug. Als Grund für die Spitzenlast-Reduktion wird eine Automatisierungstechnologie genannt. Im zweiten Jahr sank der Wert auf 43%.

TOU/CPP – Spitzenlast-Reduktion 13,1 %: Die Endkunden hatten einen Niedertarif von 0,09 Dollar, einen Hochtarif von 0,22 Dollar und einen kritischen Tarif von 0,59 Dollar pro kWh. Der „kritische Zeitraum“ wurde am Vortag bekanntgegeben. An Tagen, an denen nur der TOU galt, wurde eine Einsparung von 4,7 % erzielt.

TOU/CPP – Spitzenlast-Reduktion 16 %: In der zweiten Variante war der Niedertarif 0,10 Dollar und der kritische Tarif 0,65 Dollar pro kWh. Der „kritische Zeitraum“ trat sofort nach Bekanntgabe in Kraft und hatte keine bestimmte Länge. Kunden mit zentraler Klimaanlage und smarten Thermostaten erreichten 27 % Spitzenlast-Reduktion.

TOU – Spitzenlast-Reduktion 10,6 %: In Colorado erhielten Kunden einen TOU-Tarif. Ohne zentrale Klimaanlage sparten sie 10,6 %, mit zentraler Klimaanlage nur 5,2 % zu Hochtarifzeiten. Interessant ist auch die geringe Einsparung zu Niedertarifzeiten, denn bei einer Verlagerung wäre hier eine Steigerung zu erwarten.

CPP – Spitzenlast-Reduktion ~40 %: Zu kritischen Zeiten wurden je nach technischer Ausstattung und zentraler/dezentraler Klimaanlage 32-45% in Hochlastzeiten eingespart.

TOU/CPP – Spitzenlast-Reduktion bis zu 54 %: Eine Kombination der Tarife erbrachte je nach Ausstattung und zentraler/dezentraler Klimaanlage 15-54 % Reduktion in Hochlastzeiten.

TOU/CPP – Spitzenlast-Reduktion: 41 %: Gulf Power stellt einen dreistufigen CPP zur Verfügung (kein Feldtest), für den die Haushalte eine Teilnahmegebühr zahlen müssen. Gegenüber der Standard-Flatrate ergibt sich eine Verbrauchsminderung zu Spitzenlastzeiten von 41 %. Die übliche Spitzenlast beträgt übrigens 6,1 kW.

TOU – Spitzenlast-Reduktion: keine! In Idaho ließen sich keine Einsparungen zwischen Feldtest- und Kontrollgruppe feststellen, was auf den geringen Preisunterschied (Multiplikator 1,83) zurückgeführt wird.

CPP – Spitzenlastreduktion 1,2 kW: 10x wurde im Sommer am Vortag bekanntgegeben, dass zwischen 17:00 und 21:00 ein fiktiver kritischer Zeitraum war. Der Hochtarif lag beim Vierfachen des Normaltarifs. Lastreduktionen von durchschnittlich etwa 1,2 kW pro Haushalt wurden realisiert, leider gibt es keinen in einer Kontrollgruppe ermittelten Vergleichswert.

RTP – Spitzenlastreduktion 15 %: Es wurden Echtzeitpreise angewandt, die den Kunden am Vortag mitgeteilt wurden. Über 0,1 (im ersten Jahr) bzw. 0,13 Dollar (Folgejahre) wurde eine „Preiswarnung“ über das Callcenter bekanntgegeben oder per E-Mail ausgesandt. Der Preis pro kWh war mit 0,5 Dollar gedeckelt. Die Einsparung war *am teuersten Tag* 15 %. Weitere Reduktionen wurden in den Folgejahren durch die Anwendung eines bewusstseinsbildenden Feedback-Systems (Energy Orb) und durch Rundsteueranlagen zu den Klimaanlagen erreicht.

Amerikanische Feldtests nach Faruqui und Sergici (2010)

TOU – Spitzenlast-Reduktion: keine! In beiden Feldtestjahren erzielte die Gruppe, die nur TOU hatte, keine signifikanten Einsparungen.

TOU/CPP – Spitzenlastreduktion 12/13 % bzw. 35/24 %: Jene Gruppe, die auch ein CPP-Signal erhielt, erzielte Reduktionen von 12 bzw. 13 % im 1./2. Jahr des Tests. Eine weitere Gruppe hatte den gleichen Tarif, wurde aber zusätzlich mit smarten Thermostaten ausgestattet.

TOU – Spitzenlastreduktion 25 %: In New Jersey wurde ein in Hoch-, Mittel- und Niedertarif gestaffelter TOU angeboten, und es kam insbesondere zur mittäglichen Höchstlastzeit zu Reduktionen von 25 %.

TOU/CPP – Spitzenlastreduktion 50 %: Zusätzlich wurde einer anderen Gruppe ein CPP zugeordnet, wodurch es, ebenfalls im Vergleich zur Kontrollgruppe, zu einer Reduktion von 50 % kam.

TOU – Spitzenlastreduktion 21 %: Ebenfalls in New Jersey wurde ein TOU angeboten, dessen interessanteste Komponente ein Nacht-Diskont von 21:00 bis 09:00 ist (d.h. es wurde kein geringerer Preis angeboten, sondern ein Diskont = „Belohnung“).

TOU/CPP – Spitzenlastreduktion 47 %: Zusätzliche 26 % Einsparung wurden an Tagen mit ausgerufenem CPP realisiert. Dies geschah im ersten Sommer 2x, im zweiten Sommer 5x.

AUSTRALIEN: Aufgrund der ähnlichen Voraussetzungen wie in den US-Feldtests und dem im Paper beschriebenen Fokus auf Klimaanlageanlagen wird diese Studie in dieser Tabelle angeführt.

Beim australischen Feldtest kamen dynamische Hochlastpreise zum Einsatz. Lag der Preis bei 1 australischen Dollar über dem Normalpreis (etwa 70 Eurocent), so wurden 20 % weniger verbraucht, lag der Preis bei 2 australischen Dollar über dem Normalpreis (etwa 1,40 Euro), so wurden 24 % weniger verbraucht. Nicht kausal stimmig scheint, dass diese Events nur 3x ausgerufen wurden (eventuell gab es zwei Testgruppen, jeweils eine für den höheren und eine für den niedrigeren Höchstpreis). Beim zweiten Mal war eine stärkere Einsparung nachzuweisen, beim dritten Mal wieder eine geringere, was die Autoren aber auf den kühleren Tag (weniger Kühlbedarf) zurückführen.

KANADA: Aufgrund der ähnlichen Voraussetzungen wie in den US-Feldtests und dem Ausmaß an Klimaanlageanlagen (vgl. Workshop) wird diese Studie in dieser Tabelle angeführt.

Ähnlich den beschriebenen Feldtests gab es auch im kanadischen Feldtest einen TOU-Tarif, einen TOU/CPP-Tarif und einen Tarif, bei dem zu den jeweiligen CPP-Zeiten eine Belohnung bezahlt wurde, wenn ein Minderverbrauch zu einer Baseline erreicht wurde. Es gab 7 CPP-Tage im Sommer, die durchschnittliche Einsparungen über alle Tarife waren 6 %.

TOU – Spitzenlastreduktion 5 %: In Washington unterschieden sich die Preise (nur) um 15 % über bzw. unter dem alternativen Normaltarif.

Smart Home – Energieeinsparung 2 %: In Washington wurde bei 112 Haushalten 2-Wege-Kommunikation installiert, über Displays konnte das Verbrauchsverhalten programmiert werden und die Preise eingesehen werden.

TOU/CPP – Spitzenlastreduktion 30 %: Die Gruppe mit TOU/CPP hatte Preise, bei denen (saisonal schwankend) der Niedertarif bei etwa 0,05 Dollar, der Hochtarif bei 0,13 Dollar und der kritische Tarif bei 0,35 Dollar lag. Die Einsparungen betrugen 30 %.

RTP – Spitzenlastreduktion 27 %: Die RTP-Gruppe konnte ihre Präferenzen fernsteuern.

Quelle: Faruqui und Sergici (2010)

Mit wenigen Ausnahmen wenden alle Programme TOU (z.B. Tag- und Nachttarif), Tarife mit CPP-Preisen oder Kombinationen an. Hinzu kommen Möglichkeiten der automatisierten Last- bzw. Verbrauchskontrolle, v.a. im Zusammenhang mit Klimaanlageanlagen. Die Ergebnisse zeigen, dass Konsumenten auf TOU (→ Lerneffekt), besonders stark aber auf CPP (→ nicht alltägliche Situationen) reagieren, und ihnen die Reaktion erleichtert wird, wenn diese automatisch möglich wird (→ Automatisierung, „enabling technology“). Vom Kunden initiierte Einsparungen sind v.a. in CPP-Zeiten eine Möglichkeit der Lastreduktion. Dabei ist ein deutliches Verhältnis von Peak- zu Off-Peak-Preisen notwendig (→ Preisspreizung).

- TOU reduziert den Peak Demand um 4 % (mit enabling technology um 26 %)
- CPP reduziert den Peak Demand um 17 % (mit enabling technology um 36 %)

Neun der zwölf Feldtests, die eine „enabling technology“ anwandten, wurden speziell auf Klimaanlageanlagen zugeschnitten. Faruqui und Sergici (2010) stellen fest, dass die Ergebnisse der einzelnen Studien stark variieren, was auch an unterschiedlichen Messungen bzw. Feldtest-Vorgaben liegt.

Zentrale Aussagen sind: Endkunden reagieren auf Preisunterschiede sowie auf wenig häufige Situationen und entwickeln Routine. Endkunden können verstärkt partizipieren, wenn sie durch Technologien unterstützt werden.

4.3 Weitere Feldtests

4.3.1 Tempo-Programm der EdF (Frankreich, 1996)

Faruqui und Sergici (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics. Ebenfalls in Stamminger (2013): Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff model. ECEEE Summer Study.

Im Jahr 1996 startete EDF einen Feldversuch. Grundsätzlich gab es täglich zwei Preisstufen zwischen 06:00 und 22:00 Uhr bzw. von 22:00 bis 06:00 Uhr. Dazu kam, dass es 300 „normale“ Tage im Jahr gab, 43 „kritischere“ und 22 „kritische“, die jeweils mit höheren Tarifen versehen waren. Die Situation eines Tages wird am Vortag per Web, Callcenter, Displays, Email, etc. mitgeteilt. Die Ergebnisbeschreibungen des EDF-Feldtests unterscheiden sich in den beiden Quellen. Der höchste tagsüber laufende Hochtarif ist als Extreme Day Pricing anzusehen. Stamminger beschreibt, dass von den Teilnehmern auch an normalen Tagen 13 % eingespart wurden; an kritischeren und kritischen Tagen waren es 15 % bzw. 45 % gegenüber normalen Tagen, was auf eine vergleichende Einsparung bzw. **Lastverschiebung von zusätzlich 2 % bzw. 30 %** hinauslaufen würde. Der TOU-Effekt ist damit gar nicht beschrieben. Trotz der zumindest 3 Peak- zu Off-Peak-Unterschiede geben auch Faruqui und Sergici nur 2 Differenzen an, nämlich 41 % und 22 %.

4.3.2 TOU-Netztarif, Spotmarktpreise, Remote Load Control (Norwegen)

Saele und Grande (2011): Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. IEEE Transactions on Smart Grid.

Norwegische Haushalte haben einen sehr hohen durchschnittlichen Stromkonsum (15.200 kWh/a). Der Anteil elektrischer Heizungen ist hoch, und insbesondere hier wird Verschiebungspotenzial gesehen. Die Studie beschreibt einen Feldtest mit Smart Meter-

gemessenen Haushalten, die einen tageszeitabhängigen TOU-Netztarif, einen Energietarif auf Basis von Spotpreisen und Heizungs- bzw. Warmwasser-Boiler als fernsteuerbare Last (*Remote Load Control*) aufwiesen. Die wichtigsten Haushaltsgeräte wurden mit einem magnetisch haftenden Knopf versehen, der die Spitzenlastzeiten von 17:00-19:00 Uhr und von 08:00-10:00 Uhr anzeigt.

Der Test umfasste 40 Haushaltskunden, wobei 10 % mit Elektroboilern heizten (12-15 kW) und der Rest über elektrische Warmwasserbereitung mit 2-3 kW verfügte. Es wurde eine volle Heizperiode aufgezeichnet (1 Jahr). 37 Haushalte wählten den stundenweisen Tarif.

Durch den Einsatz der fernsteuerbaren Last (wie deren Einsatz funktionierte und ob diese umgangen werden konnte etc. wird nicht klar beschrieben) sparten die Haushalte mit Heizungsboiler 2,5 kWh/h (etwa 20 % der Last) und die Haushalte mit Warmwasserboiler 1 kWh/h (33-50 % der Last). Als Ergebnisse früherer Pilotversuche führen die Autoren einen Test mit *Remote Load Control* mit Warmwasserspeichern an, die mit je 2 kW arbeiten. Im Test konnten zur norwegischen Peak-Zeit (08:00-09:00 Uhr) durchschnittlich 0,6 kW (33 % der Last) verschoben werden. Das nunmehr bessere Ergebnis führen die Autoren auf eine kleinere Gruppe zurück, die besser informiert werden konnte und auf den Hinweis (Knopf) auf den Geräten. Sie gehen daher davon aus, dass in dieser Pilotstudie zusätzliche *manuelle* Einsparungen induziert werden konnten. Die Autoren räumen aber auch mehrere Biases ein, die sich positiv auf die Ergebnisse auswirkten.

4.3.3 Smart A-Programm der Uni Bonn (Deutschland, 2011)

Stamminger (2013): Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff model. ECEEE Summer Study.

Die Uni Bonn, RWE als Energieversorger und Miele als Hersteller smarter Geräte waren am Projekt „Smart A“ beteiligt. In Deutschland wurden 67 Haushalte zwischen 08/2011 und 07/2012 mit einem dynamischen, stündlichen Tarifmodell mit drei Preisniveaus (0,10, 0,25, 0,40 Euro/kWh) ausgestattet, das auf der tatsächlichen Einspeisung Erneuerbarer Energien basierte. Als Einschränkung wird hervorgehoben, dass unter Beachtung fixer Netzpreise diese Preisstufen in der Praxis unrealistisch bzw. kleiner sind. 41 Haushalte wurden auch mit intelligenten Waschmaschinen und Trocknern ausgestattet (welche Form der „Intelligenz“, d.h. welche Funktionen die Geräte besaßen, ist nicht bekannt). Die Ausstattung mit den Geräten kann als Beteiligungsanreiz für die Feldtestteilnehmer angesehen werden (Ergebnis Expertenworkshop, vgl. Abschnitt 5.2). Die erzielte Lastverschiebung lag bei maximal 10 %.

4.4 Resümee zu den betrachteten Feldtests

Aus den analysierten Feldtests bzw. Meta-Studien kann folgende Kategorisierung der gewonnenen Erkenntnisse abgeleitet werden:

Verbindlichkeit und Feldtest-Teilnahme:

- Bedeutend für ein realitätsnahes Ergebnis eines Feldtests aus Sicht der Autoren ist, dass Kunden, die durch die Feldtestteilnahme monetäre Nachteile erlitten, diese auch tragen müssen/sollten. Dennoch wird aus unterschiedlichen Gründen meist eine Garantie gegeben, dass durch die neuen Tarife keine monetären Kosten entstehen, d.h. der Normalpreis gilt, wenn Kosten anfallen bzw. der eingesparte Betrag gutgeschrieben wird, wenn Einsparungen realisiert werden.
- Im Feldtest ergibt sich für die Teilnehmer die Möglichkeit, eine Kostenersparnis zu erzielen (vgl. auch Kollmann et al., 2012).
- In Stamminger (2013) könnte die kostenlose Bereitstellung von Haushaltsgeräten entscheidend zur Teilnahme der Feldtestkunden beigetragen haben.

Preisspanne:

- Aus den Studien ergibt sich, dass sich die Endkundenreaktion mit zunehmenden Preisunterschieden verstärkt.
- Es finden sich aber auch Hinweise, dass kleine Spreizungen ausreichen können, was eventuell an der Darstellung der Spreizungen liegen kann (z.B. lassen Ampelmodelle keinen Rückschluss auf die dahinterliegenden Preise zu).

Automatisierung:

- Faruqi und Sergici (2010) stellen für die 15 von ihnen betrachteten Feldtests in den USA, die – der dortigen Stromverbrauchsstruktur entsprechend – von hohen Heizungs- und Kühlungsverbräuchen geprägt sind, fest, dass eine Automatisierung („enabling technology“) zu deutlich höheren Lastverschiebungen/Einsparungen führt.
- Hillemacher et al. (2013) demonstrieren jedoch in ihrem Feldtest, dass Einsparungen auch über primär manuelle Eingriffsmöglichkeiten erzielt werden können.

Speicherung:

- Jegliche Art von endkundenseitigen Speichern (thermisch, räumlich) ist gegebenenfalls für eine Lastverschiebung einsetzbar.
- Bessere Möglichkeiten der Speicherung vermeiden zu schnelle Komforteinbußen und lassen eine längere bzw. stärkere Lastverschiebung zu.

5 Ergebnisse des Experten-Workshops

Simon Moser

5.1 Ablauf und Teilnehmer

Im Zuge des Expertenworkshops „Flexible Electricity Prices & Demand Response“ in Gien/Frankreich anlässlich der eceee 2013 summer study am 5. Juni 2013 15:00 wurde ein Protokoll angefertigt, auf dem die in 5.2 und 5.3 dargestellten Ergebnisse basieren.

Teilnehmer: Simon Moser, Energieinstitut an der JKU Linz, Austria; Gerda Reiter, Energieinstitut an der JKU Linz, Austria; Virve Rouhiainen, Adato Energia Oy, Finnland; Therese Kreitz, ADEME, France; Even Bjornstad, ENOVA, Norwegen; Sylvia Breukers, DuneWorks, The Netherlands; Ruth Mourik, DuneWorks, The Netherlands; Ian H. Rowlands, University of Waterloo, Canada; Iain MacGill, University of New South Wales, Australien; Rainer Stamminger, University of Bonn, Germany; Yvonne Boerakker, DNV KEMA Energy & Sustainability; Félix Dalang, noé21, Schweiz; Jerome Strobel, noé21, Schweiz;

5.2 Beitrag der Haushalte zu den Zielen der Lastverschiebung

In Finnland können am Elektrizitätsmarkt nur Großverbraucher partizipieren, wenn sie mehr als 1 MW Lastabwurf anbieten können. Bei Haushalten bedürfte es einer Aggregation, aber diese ist noch nicht marktgängig. Noch sind Haushalte generell keine Marktteilnehmer, da der zum Durchschnittspreis weiterverkaufende Stromvertrieb zwischen Produktion und Verbrauch zwischengeschaltet ist.

In Norwegen sind morgens und nachmittags durch Warmwasser und Heizungen verursachte Spitzenlastzeiten festzustellen. Die Preisspreizungen zwischen Spitzen- und Niederlastzeiten sind jedoch so gering (hohe Verfügbarkeit von Speichern), dass eine Lastverschiebung monetär uninteressant ist. Ähnliches gilt für Finnland, das im Großnetzbereich Norwegens liegt. Dennoch finden in Finnland zeitabhängige (TOU) Tarife schon lange Anwendung. Anfangs seien Probleme aufgetreten, weil sich nach Tarifwechsel sehr viele Boiler gleichzeitig einschalteten. Dies ist durch Rundsteueranlagen bewältigt worden. Das Beispiel zeigt jedoch, dass TOU-Tarife zu signifikanten Lastverlagerungen führen.

In Ontario (Kanada) sind alle Haushalte zu HT/NT-Tarifen verpflichtet, 75 % der Haushalte haben eine Klimaanlage. In Projekten sei getestet worden, wie die Klimaanlagen durch Steuerung zu Spitzenzeiten nacheinander gefahren werden können. Aus einem Projekt wurde von *hydro one* sogar ein Marktmodell mit Automatisierung (ansteuerbarer Thermostat) entwickelt (vgl. *hydro one*, 2009).

In Deutschland ist das vorrangige Problem der Abtransport (Engpassmanagement) der erneuerbaren Energie sowohl im Hochspannungs- (Wind) als auch im Niederspannungsnetz (Photovoltaik). Daher wurde im Feldtest der Uni Bonn (Smart-A und Folgeprojekt) ein Tarif getestet, der den Forecasts für Erneuerbare entsprach. Je nach Einspeisung wurden Preisniveaus von 0,10 Euro, 0,25 Euro und 0,40 Euro pro kWh veranschlagt. Jedoch sind die Preisspreizungen unrealistisch, da die Tarife am Markt auch die Netzkomponente abbilden müssten. Ähnlich wie in Norwegen würden wohl nur geringe Anreize für eine Verschiebung bestehen, wenn das Netz gesetzeskonform mitabgerechnet wird. Haushalte können zu den Lastverschiebungszielen beitragen, es braucht jedoch erstens monetäre Anreize und/oder eine Motivation durch Erklärung, dass sie zur Verwendung der erneuerbaren Energie beitragen können (nichtmonetärer Anreiz). Wichtig ist, dass es zur Einspeisung Erneuerbarer

auch sinnvoll sein kann, Lasten zeitlich vorzuverlegen. Ein technisches Potenzial stehe in Haushalten stets zur Verfügung, aber es bedürfe einer weitreichenden Automatisierung, v.a. wenn eine rasche Reaktionszeit, insbesondere bei hochvolatilen Erneuerbaren (Photovoltaik), zu erzielen ist.

5.3 Realisierbares Lastverschiebungspotenzial

Tarifwahl: Breukers und Mourik (2013) führten eine Metastudie zu flexiblen Tarifen durch. Ein Ergebnis war, dass mit einem einzelnen Tarifmodell nie mehr als 30 % der Haushalte angesprochen werden können („one size fits all“ gibt es also nicht). Die Autorinnen schlussfolgern aus ihren Ergebnissen, dass jeder Haushalt ein individuelles Angebot braucht, d.h. dass für verschiedene Marktsegmente verschiedene Anreize zu setzen sind, weil Haushalte unterschiedlich auf diese reagieren.

Anreiz: Definitiv gibt es nichtmonetäre Motivatoren, die sowohl alleine als auch in Kombination mit monetären Anreizen wirken. Im Verlauf der Feldtests wirken Feedback und Tipps eventuell sogar stimulierender als finanzielle Anreize. Nichtsdestotrotz sind die finanziellen Rahmenbedingungen vorrangig und Feldtests zeigen andere Motivatoren wahrscheinlich deswegen auf, weil niemand „greedy instead of green“ wirken will.

Realisierung des Potenzials: Viele Forschungsansätze, die monetäre Anreize unterstellen, verneinen Konsum, der in der Realität indiskutabel ist, wobei gewohnte TV- und Kochzeiten genannt werden (allerdings wird entgegnet, dass motivierte Kunden auch „vorkochen“). Routinegewohnheiten sind schwerer zu ändern als einfache On-Off-Applikationen, die weniger häufig durchgeführt werden.

Interesse und Persistenz: Konträr zur Erwartung hat die Intensität der Lastverschiebung in Feldtests sogar erst im Laufe der Zeit zugenommen. Ähnlich der Situation bei der Installation einer eigenen PV-Anlage haben sich in den Feldtests viele Teilnehmer das erste Mal für das Energiethema interessiert und es war eine Erhöhung des Energiebewusstseins festzustellen.

Automatisierung: Zur Reaktion auf schnelle Veränderungen aus PV und Wind ist ein automatisiertes System erforderlich. Darüber hinaus trägt Automatisierung sehr viel zur Persistenz des Effekts bei, weil Haushalte laufende Informationskosten (wie sieht der Tarif morgen aus?) und andere Opportunitätskosten (zweites Mal zur Waschmaschine gehen um diese einzuschalten) vermeiden können.

„Red Button“: Die Automatisierung trägt zu hohem Komfort bei dennoch persistent realisierter Lastverschiebung bei. Besonders bedeutend ist allerdings, wohl auch um den Komfort in Ausnahmesituationen hochzuhalten, dass Haushalte die Automatisierung gegebenenfalls außer Kraft setzen können („Overruling“, „Red Button“): 15 % der europäischen Haushalte können sich laut Aussage einer Workshopteilnehmerin vorstellen, voll auf eine Automatisierung zu setzen, die restlichen wollen in eine Automatisierung eingreifen können. Dabei wurde nicht diversifiziert, welche Verbraucher an der Automatisierung angeschlossen sind (alle oder z.B. nur Boiler).

6 Tatsächliches Lastverschiebungspotenzial in Haushalten

Simon Moser

Das technisch-theoretischen Lastverschiebungspotenzials unterliegt Beschränkungen seitens der Haushalte, welche sich aus monetären und nichtmonetären Kosten ergeben. Daher ist es essenziell, diese Restriktionen abzuschätzen, um ein tatsächliches Lastverschiebungspotenzial angeben zu können. Aus Sicht der Endkunden lassen sich vom technischen zum realisierten Potenzial drei Schritte ableiten: zuerst wird das Tarifmodell bewusst gewählt, das die nötigen Informationen und Anreize zur Lastverschiebung bietet. Als zweiter Schritt ist ein tatsächlich umsetzbares Potenzial einzelner Geräte vonnöten (Anwesenheit, Betriebssicherheit, Unsicherheiten). Abschließend muss das verbleibende Potenzial vom Kunden realisiert werden (Abbildung 6-1).

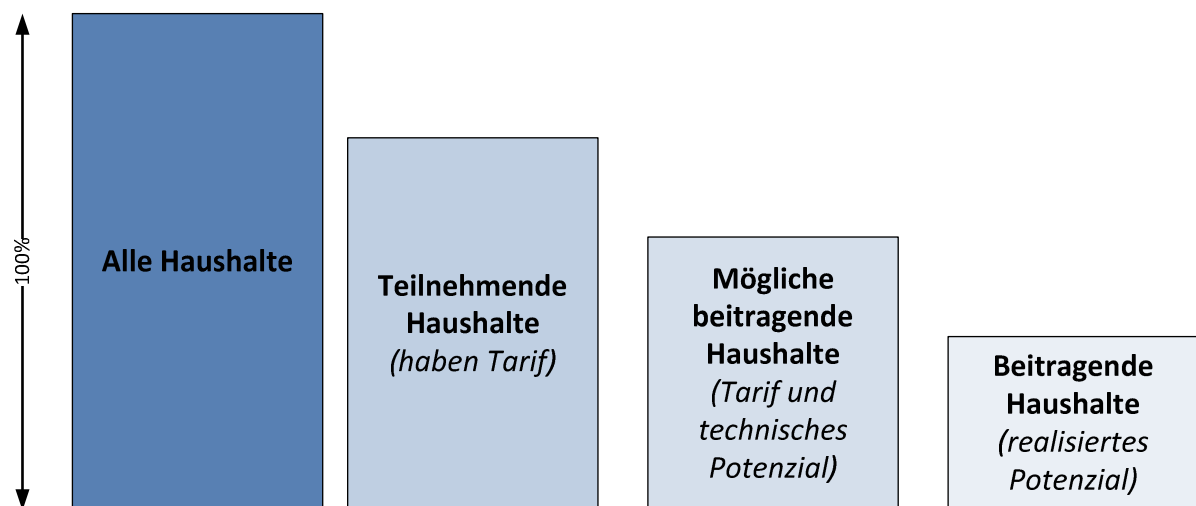


Abbildung 6-1: Reduktionsgründe zum Beitrag von Endkunden nach Stadium der Beteiligung.

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis von Experteninterviews

Die den einzelnen Schritten zuteilbaren Beschränkungen bzw. Reduktionsgründe, welche sich auf die schlussendliche Durchführung einer Lastverschiebung durch den Endkunden auswirken, sind in Abbildung 6-2 hinsichtlich monetären und nichtmonetären Kosten aufgeteilt. Zusätzlich sind die monetären und nichtmonetären Nutzen angegeben, welche die Realisierung der Lastverschiebung wahrscheinlicher machen.

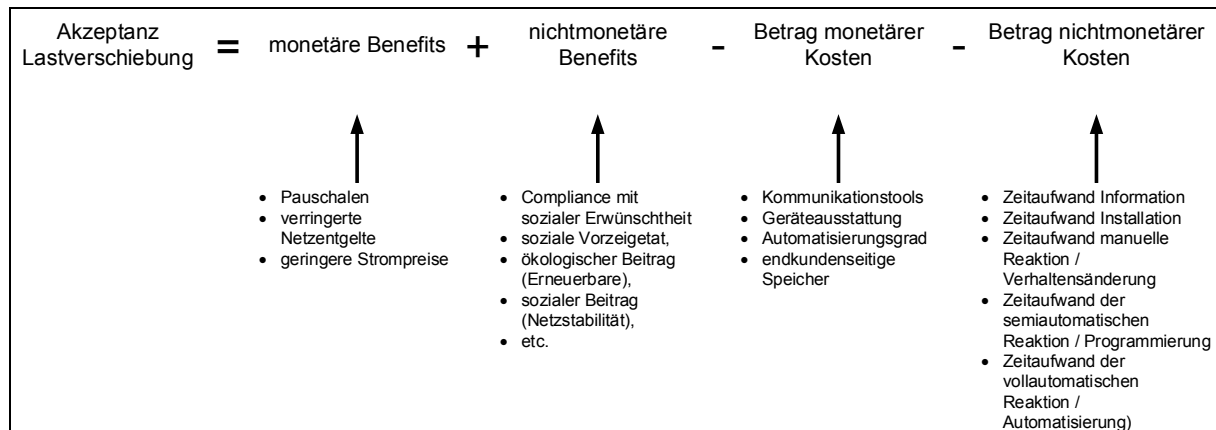


Abbildung 6-2: Reduktionsgründe zum Beitrag von Endkunden nach Kosten-Nutzen-Kategorie.

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der analysierten Literatur (vgl. Abschnitt 4), des Expertenworkshops (vgl. Abschnitt 5) sowie Nabe et al., (2009).

6.1 Schritt 1: Aktive Wahl des Tarifs durch den Kunden

Erster Ausschlussgrund ist die aktive Wahl eines flexiblen Tarifs: Nur jene Haushalte, die einen flexiblen Tarif wählen und damit über die Informationen und Anreize verfügen, eine Lastverschiebung einzuleiten, können dies auch tun. Alle anderen Haushalte werden sich nicht mit dem Thema auseinandersetzen bzw. können keinen Nutzen aus einer Lastverschiebung bzw. Verhaltensänderung ziehen.

Für die Niederlande wurde gemäß Expertenworkshop (vgl. Abschnitt 5) eruiert, dass mit einem Tarif 30 % aller Haushalte angesprochen werden können. Der Argumentation folgend können mit zielgruppenspezifischen Tarifen mehr Haushalte erreicht werden – um wie viel mehr, bleibt unklar. Es wird per Annahme davon ausgegangen, dass durch individualisierte Tarife 40% der Haushalte zur Teilnahme angeregt werden können. Dieser Wert ist nur für den Hauptstromzähler anzuwenden, für Zweitähler werden (aufgrund der möglichen ferngesteuerten Eingriffe, meist ohne Komfortverlust) vereinfachend 100 % angenommen.

6.2 Schritt 2: Realistisches technisches Potenzial

Es ist nicht davon auszugehen, dass das Lastverschiebungspotenzial über alle Haushalte, Geräte und Zeitdauern gleich ist. Es handelt sich entsprechend um eine Durchschnittsbetrachtung.

Bei Haushalten sind unterbrechbare (d.h. ferngesteuerte) Tarife beim Hauptstromzähler nicht anwendbar (Komfortverluste, Erfordernis des Overrulings, Red Button, vgl. Expertenworkshop in Abschnitt 5). Als anwendbar werden von Albadi und El-Saadany (2007) insbesondere Endkunden-geführte dynamische Tarife (Varianten des Real Time Pricing) und Event-Tarife (Critical Peak Pricing, Extreme Day Pricing) angesehen. Es kann generalisiert werden, dass unterbrechbare Tarife bei Haushalten ohne signifikanten Nutzenverlust am Zweitstromzähler anwendbar sind.

Für die folgende Bewertung wird angenommen, dass alle elektrischen Hauptheizsysteme (Nachtspeicherheizungen, Elektrodirektheizung, Wärmepumpen) und zwei Drittel (nach Leistung; in Haushalten) der elektrischen Warmwasserbereitung über den Zweitstromzähler anschließbar und damit schaltbar wären (d.h. ein Umbau der Installation wäre möglich).

Tabelle 6-1: Realistisch einsetzbares technisches Potenzial

Gerät	Lastverschiebungspotenzial
Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler	Das Lastverschiebungspotenzial unterliegt direkt den Gewohnheiten und Bedürfnissen der Nutzer (vgl. Abbildung 6-2). Diese können die Nutzung dieser Geräte manuell oder semiautomatisch (Programmierung mittels Zeiteinstellung) steuern. Dieses Potenzial steht beim realistisch nutzbaren Potenzial <u>voll</u> zur Verfügung.
Kühl- und Gefriergeräte	Diese Geräte sind mit dem Hauptstromzähler verbunden. Weil nach manuellem Abstellen auch das manuelle Anstellen erforderlich ist, wird hier von einem Nullpotenzial ausgegangen, da ein Vergessen des Anstellens zu erheblichen monetären (Verderben von Lebensmitteln) und ev. nichtmonetären Kosten (Reinigung, Entsorgen) führt (vgl. Abbildung 6-2). Bei entsprechender Automatisierung (Smart Home) ist von einer Anwendbarkeit der Kühl- und Gefriergeräte auszugehen.
Warmwasser	Wie unter 6.2 beschrieben, wird angenommen, dass zwei Drittel der installierten Leistung (in allen Haushalten) nicht aus wirtschaftlich-technischen Gründen am Hauptstromzähler angeschlossen sein muss. Da diese Leistung, wenn abgeschaltet, über eine gewisse Zeitdauer nicht mit Komfortverlusten verbunden ist, stehen diese zwei Drittel voll als Lastverschiebungspotenzial zur Verfügung. Das Potenzial des restlichen Drittels der installierten Leistung wird vereinfachend mit null angenommen, weil (i) für den teilnehmende Haushalt nicht auf den ersten Blick klar ist, wann der Boiler Leistung bezieht und (ii) viele Kleinboiler relativ unzugänglich montiert sind.
Elektro-Einzelöfen	Kein Potenzial. Details in 3.4.4.
Elektrodirektheizung	Das technische Potenzial, wie in 3.4.4. beschrieben, ist voll verfügbar, weil es mit keinen signifikanten Komforteinbußen verbunden ist. (Anschluss am eigenen Stromzähler.)
Nachtspeicherheizung	Das technische Potenzial, wie in 3.4.4. beschrieben, ist voll verfügbar, weil es mit keinen signifikanten Komforteinbußen verbunden ist. (Anschluss am eigenen Stromzähler.)
Wärmepumpe	Das technische Potenzial, wie in 3.4.4. beschrieben, ist voll verfügbar, weil es mit keinen signifikanten Komforteinbußen verbunden ist. (Anschluss am eigenen Stromzähler.)

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Annahmen und Ergebnissen aus den angehenden Vorkapiteln.

6.3 Schritt 3: Tatsächlicher endkundenseitiger Beitrag

Flexible Tarife bieten Vorteile für bestimmte Haushaltsgruppen. Beispiel: Ein Time-of-Use-Tarif, dessen Hochtarifzeit zwischen 08:00 und 18:00 und die Niedertarifzeit zwischen 18:00 und 08:00 liegen, bringt beispielhaft einem zu Bürozeiten arbeitenden Paar klare Vorteile. Im Vergleich zu einem Standardtarif liegt sein Verbrauch nur in der Niedertarifzeit, die finanziellen Vorteile sind damit gegeben. Monetäre oder nichtmonetäre Opportunitätskosten (siehe Hemmniskatalog) fallen nicht an, da es zu einem Benefit und dennoch zu keiner Verhaltensänderung kommt (Free-Rider). Je komplexer der Tarif, umso weniger ist ein Benefit ohne Verhaltensanpassung möglich.

Beispielhaft würde durch den gleichen Time-of-Use-Tarif eine Familie mit Kindern schlechter gestellt, da ihr Konsum primär in der Hochtarifzeit liegt (Kochen und Anwesenheit während der Hochtarifzeit, Schlafzeit der Kinder in Niedertarifzeit). Eine Abwägung der Kosten und Nutzen einer Verhaltensanpassung (Lastverschiebung in die Niedertarifzeit) wird daher erfolgen (dabei sind z.B. Streitigkeiten hinsichtlich Fernsehzeiten o.Ä. als nichtmonetäre Opportunitätskosten anzusehen) und führt (zumindest im Durchschnitt der betroffenen Haushalte) zu teilweisen Verhaltensanpassungen.

Im Durchschnitt und in Abhängigkeit von der Tarifkomplexität erfolgt bei Haushalten somit eine (mehr oder minder) freiwillige Anpassung als Reaktion auf den Tarif. Diese durchschnittliche Anpassung ist jene Einsparung bzw. Lastverschiebung, die in Feldtests erhoben wird. Zur Berechnung des realisierten Potenzials (**dritter Schritt**) wird auf Basis von Feldtestergebnissen und Abschätzungen folgender endkundenseitiger Beitrag angenommen:

Reaktion beim Hauptzähler ohne Smart Home: Selten (in Feldtests etwa 10x jährlich) auftretende Event-Tarife einerseits und stetig anzuwendende Echtzeittarife andererseits lassen sich methodisch kaum in eine gemeinsame Aussage zwingen. Da Event-Tarife primär für amerikanische, skandinavische oder französische Feldtests vorliegen, werden diese vernachlässigt und es wird aufgrund der österreichischen Verbrauchsstruktur auf Ergebnisse für dynamische bzw. zeitvariable Tarife in Deutschland zurückgegriffen. Hier haben sich Werte zwischen 5 % und 15 % herausgestellt, womit auf den ungewichteten Mittelwert von 10 % zurückgegriffen wird (vgl. Abschnitt 4). Bei Kühl- und Gefriergeräten liegt schon gemäß Schritt 2 (vgl. 6.2) kein Potenzial vor. Das Potenzial für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler ist damit auf 40 % Beteiligung (vgl. 6.1 zur Tarifwahl) mal 10 % Lastverschiebung limitiert. Das heißt, dass 4 % des technischen Potenzials tatsächlich verschoben werden können. Aufgrund des daraus abzuleitenden geringen Potenzials von kumuliert maximal 8 MW in der ersten Stunde über alle österreichischen Haushalte werden nunmehr auch Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler ohne die Verfügbarkeit eines Smart Home nicht weiter betrachtet.

Reaktion beim Hauptzähler mit Smart Home: Auch hier wird auf den Wert einer Beteiligung von 40 % zurückgegriffen. Für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler wird in Folge eine Lastverschiebung von 30 % angenommen, wobei als Basis die 10 % laut vorigen Absatz einerseits und Restriktionen hinsichtlich eines willkürlichen Einschaltzeitpunkts der Automatik z.B. im verdichteten Wohnbau (grob 50 % der Wohnungen) andererseits angewandt werden. Das Potenzial für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler ist damit auf 40 % Beteiligung mal 30 % Lastverschiebung limitiert. Ein Smart Home, das auf einzelne Geräte zugreifen und automatisiert wieder einschalten kann, macht Kühl- und Gefriergeräte für Lastverschiebung zugänglich. Es wird angenommen, dass die Lastverschiebung unterbrochen wird, sobald z.B. durch Öffnen ein Kühlbedarf entsteht. Da es die gleichen Kunden sind, die auch Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler im Smart Home zur Lastverschiebung nutzen, werden die gleichen Prozentwerte angenommen.

Reaktion beim Zweitzähler mit unterbrechbarem Tarif: 100% - damit sind für die Warmwasserbereitung zwei Drittel des technischen Potenzials verfügbar. Es wird angenommen, dass zwei Drittel der Energie (661 kWh) in Hochlastzeiten anfallen, da in diesen gekocht und gespült wird (morgens, mittags, abends) und sich nicht regulierte Boiler sofort wieder aufheizen.

Tabelle 6-2: Lastverschiebungspotenzial nach Haushaltsgeräten

Gerät						
[in MW]	0-5 min	5-15 min	16-59 min	1-4h	4-12h	12-24h
Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler (Status Quo)	+0/-9	+0/-9	+0/-8	+/- 0	+/- 0	+/- 0
<i>Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler <u>ohne</u> Smart Home werden aufgrund des geringen Potenzials in der ersten Stunde über die Gesamtheit der österreichischen Haushalte nicht weiter betrachtet.</i>						
Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler (Smart Home)	+0/-26	+0/-26	+0/-24	+/- 0	+/- 0	+/- 0
Kühl- und Gefriergeräte (Status Quo)	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0
<i>Kühl- und Gefriergeräte <u>ohne</u> Smart Home werden mangels Potenzial nicht weiter betrachtet.</i>						
Kühl- und Gefriergeräte (Smart Home)	+38/-23	+24/-15	+4/-8	+0/-2	+/- 0	+/- 0
Warmwasser	+481/-30	+380/-30	+233/-30	+35/-30	+/-0	+/- 0
Elektro-Einzelofen	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0	+/- 0
<i>Elektro-Einzelöfen werden mangels technischen Potenzials nicht weiter betrachtet.</i>						
E-Direktheizung	+0/-53	+0/-53	+0/-45	+/- 0	+/- 0	+/- 0
Nachtspeicher	+500/-0	+500/-0	+100/-0	+/- 0	+/- 0	+/- 0
Wärmepumpe	+105/-105	+255/-255	+255/-255	+/- 0	+/- 0	+/- 0

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus vorangegangenem Text

Veränderung des Potenzials: Das Potenzial ändert sich mit den Verbreitungszahlen und der Energieeffizienz der betrachteten Geräte. Aus dem Strom- und Gastagebuch von Strasser (2013) kann verallgemeinernd gesagt werden, dass klassische Haushaltsgeräte eine hohe Durchdringungsrate aufweisen. Aufgrund fortschreitender Effizienzsteigerungen ist davon auszugehen, dass sich der österreichweite Stromverbrauch dieser Haushaltsgeräte nicht steigern wird.

7 Kosten der Lastverschiebung in Haushalten

In einem Wettbewerbsmarkt ist der an den Endkunden zu entrichtende Preis für die Durchführung der Lastverschiebung gleich den Kosten (z.B. Automatisierung, neue Stromzähler, Visualisierung, etc.), die dem Endkunden für die Ermöglichung der Lastverschiebung anfallen. Auch eventuelle Opportunitätskosten sind zu decken.

7.1 Vollkosten der Lastverschiebung

In Tabelle 7-1 wird eine Kostenschätzung für die Lastverschiebung von Großgeräten im Haushaltsbereich durchgeführt.

Tabelle 7-1: Vollkostenschätzung für die Lastverschiebung von Großgeräten im Haushaltsbereich

Gerät	Begründung	Zusätzliche Kosten pro Haushalt und Jahr
Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler (Smart Home)	Eine Webrecherche (www.smarthome-austria.at, http://www.loxone.com) zeigt Kosten für ein Smart Home von etwa 800,- Euro (500,- Euro tatsächliche Technikkosten, wenn über das „Startpaket“ hinausgegangen wird, 180,- Euro Neueinbau, zzgl. 120,- Euro für eventuelle Neuverdrahtung). Es wird eine Lebensdauer des digitalen Systems von 10 Jahren unterstellt. Aufgrund der wahrscheinlichen Schwankungsbreite der Kosten wird auf eine Abzinsung verzichtet. Achtung: es werden die gesamten Kosten des Smart Home der Ermöglichung der Lastverschiebung zugerechnet, andere Funktionen des Smart Home bleiben unbeachtet.	80,- Euro
Kühl- und Gefriergeräte (Smart Home)	Das Smart Home für Kühl- und Gefriergeräte geht mit dem Smart Home für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler einher! Der angegebene Betrag ist daher nicht zusätzlich zum Smart Home für Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler zu betrachten.	80,- Euro
Warmwasser	Die Zusatzkosten für die Abschaltung durch den Netzbetreiber belaufen sich zumindest auf die zusätzlichen Messentgelte für einen Zweitstromzähler (nach SNE-VO 2012 24,- Euro pro Jahr) und die Kosten der zählerabhängigen Ökostrompauschale von 11,- Euro pro Jahr (§ 45 Abs. 2 Ökostromgesetz 2012). Gemäß SNE-VO 2012 ergeben sich Entgeltreduktionen von 0,017 Euro pro kWh, das sind bei einem Verbrauch von 992 kWh/a etwa 17,- Euro. Außerdem entfällt der Leistungspreis von durchschnittlich etwa 18,- Euro pro Jahr. → Zwischensumme: 0,- Euro / Jahr Zur Wahl eines zusätzlichen Tarifs brauchen Haushalte gemäß Paetz und Dütschke (2011) Anreize von 65,- bis 120,- Euro, also etwa 92,5 Euro. Diese werden nach Koopmans und Velde (2001, S.60) auf 4 Jahre verteilt und vereinfachend mit 25,- Euro angenommen.	25,- Euro

Gerät	Begründung	Zusätzliche Kosten pro Haushalt und Jahr
	Die Zusatzkosten für eine Zuschaltung ergeben sich ausschließlich durch eine Automatisierung. Eine kontrollierte Steuerbarkeit, d.h. auch eine kontrollierte Zuschaltung ist dann möglich, wenn eine Automatisierung installiert ist. Aufgrund der hohen Verbräuche der Warmwasserbereitung im Vergleich zu anderen Haushaltsgeräten und in Folge leichter möglichen Einsparungen werden Realisierungskosten von 60,- Euro angenommen. Es wird eine individuelle Automatisierung der Warmwasserbereitung ohne ein im gesamten Haushalt verfügbares Smart Home unterstellt.	60,- Euro
E-Direktheizung	Wird beim Einbau schon jetzt standardmäßig am Zweitzähler installiert, über den üblicherweise günstigere Tarife gerechnet werden. Daher Zusatzkosten für Abschaltung durch den Netzbetreiber: null. Zusätzliche Verbräuche durch Zuschaltung sind nicht möglich.	0,- Euro
Nachtspeicherheizung	Wird beim Einbau schon jetzt standardmäßig am Zweitzähler installiert, über den üblicherweise günstigere Tarife gerechnet werden. Daher Zusatzkosten für Abschaltung durch den Netzbetreiber: null. Bei Zuschaltung durch den Netzbetreiber gelten die gleichen Kosten, weil die Nachtspeicherheizung zum kontinuierlich gültigen Tarif nachlädt. Das Potenzial ist aufgrund der wahrscheinlich vorhandenen Ladung zeitlich stark begrenzt.	0,- Euro
Wärmepumpe	Wärmepumpen werden beim Einbau schon jetzt standardmäßig am Zweitzähler installiert, über den üblicherweise günstigere Tarife gerechnet werden. Daher Zusatzkosten für Abschaltung durch den Netzbetreiber: null. Eine kontrollierte Steuerbarkeit, d.h. auch eine kontrollierte Zuschaltung ist dann möglich, wenn eine Automatisierung installiert ist. Aufgrund der hohen Verbräuche einer Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Haushaltsgeräten und in Folge leichter möglichen Einsparungen werden Realisierungskosten von 30,- Euro angenommen. Es wird eine Automatisierung allein der Wärmepumpe (ohne ein im gesamten Haushalt verfügbares Smart Home) unterstellt.	0,- Euro 30,- Euro

Quellen: Siehe Quellenangaben in der Tabelle.

Durchschnittsbetrachtung: Es ist bedeutend, klarzustellen, dass es sich bei den Angaben um Durchschnittsbetrachtungen handelt. Im Vergleich zu Unternehmen können Haushalte zwar als relativ homogene Gruppe bezeichnet werden, jedoch sind auch hier individuelle Einstellungen (Technik- bzw. Umweltaffinität), Potenziale (z.B. 5 kW-Boiler im einen Haushalt und 1 kW-Boiler im anderen), etc. zu beachten.

7.2 Kosten der Lastverschiebung pro kW

Die Kosten pro verschobene kW werden in Tabelle 7-2 hergeleitet. Dabei fanden die folgenden Vorgehensweisen und Annahmen Berücksichtigung:

Schaltheufigkeiten: Für die Abschaltung von Lasten wurde die Übereinstimmung der Gerätenutzungszeit mit üblichen Hochlastzeiten (z.B. 1x täglich) betrachtet, die quasi bei allen unregelmäßig genutzten Geräten gegeben ist. Bei Heizungsanwendungen ist zu beachten, dass diese nur im Winter anzuwenden sind. Für die Zuschaltung von Geräten wurde betrachtet, wie oft günstiger (oder ansonsten abzuschaltender) Windstrom zur Verfügung steht und eine Häufigkeit einer Zuschaltung von 50x jährlich angenommen. Diese sollen sich jeweils zur Hälfte auf Tag und Nacht sowie auf Sommer und Winter verteilen.

Berechnungsmethode: Die Kosten werden als Kosten pro Schaltung berechnet und anschließend durch die geschalteten kW dividiert. Beispiel: Im Bereich Warmwasser werden 365 Abschaltungen pro Jahr durchgeführt, bei jährlichen Kosten pro Haushalt von 25 Euro. Daraus errechnen sich Kosten von 0,068 Euro pro Schaltung. Mit einer Schaltung können 2 kW angesteuert werden, also fallen Kosten von 0,034 Euro pro kW an.

Lasten von Haushaltsgeräten: Für Kühl- bzw. Gefriergeräte werden in Kapitel 3.4.1 bzw. 3.4.2 Durchschnittslasten von 70 W bzw. 90 W angegeben. Um der schnell steigenden Effizienz des Bestands dieser Gerätekategorien Rechnung zu tragen, wird eine geringe Last von je 60 W angesetzt. 3.3.1, 3.3.2 und 3.3.3 zeigen, dass Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler tageszeitabhängig eine Durchschnittlast (über alle drei Gerätekategorien) von minimal 40 W und maximal 180 W aufweisen. Um zur weiteren Berechnung eine tageszeitunabhängige Durchschnittlast zu generieren, wird der summierte Verbrauch der drei Gerätekategorien von etwa 500 kWh pro Haushalt und Jahr (vgl. Strasser, 2013) auf 4.380 h verteilt, woraus sich etwa 120 W ergeben. Die Kosten für ein Smart Home fallen sowohl für die Gruppe Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler als auch für die Gruppe Kühl- und Gefriergeräte an. Solange die beiden Potenziale zur Verfügung stehen, verteilen sich die Kosten auf beide Gruppen und die Kosten pro kW sind daher geringer.

Der Status Quo für Kühl- und Gefriergeräte wird mangels Kosteneffektivität nicht betrachtet. Das Potenzial von Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler dürfte ohne Automatisierung über ein Smart Home vergleichsweise deutlich niedriger liegen und die Kosten dürften ungleich höher sein, daher wird auch hier nur auf die Verfügbarkeit eines Smart Home Bezug genommen.

Tabelle 7-2: Darstellung der Kosten pro kW

Gerät	Kosten pro Haushalt und Jahr	kW pro Gerät	Angenommene Schalt-Häufigkeit pro Jahr	Zusätzliche Kosten in Euro pro kW
Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler (Smart Home)	80,- Euro	0,12 kW (Summe)	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten: täglich = 365x Zuschaltung: keine	1,83 Euro / kW
Kühl- und Gefriergeräte (Smart Home)	80,- Euro	0,06 kW (Summe)	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten: täglich = 365x Zuschaltung zu windstarken Tageszeiten: 50x Summe: 415 Schaltungen	3,21 Euro / kW

Gerät	Kosten pro Haushalt und Jahr	kW pro Gerät	Angenommene Schalt-Häufigkeit pro Jahr	Zusätzliche Kosten in Euro pro kW
Kühl- und Gefriergeräte, Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler (Smart Home)	80,- Euro	0,18 kW (Summe)	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten: täglich = 365x Zuschaltung zu windstarken Tageszeiten: 50x bzw. 0x Summe: ca. 400 Schaltungen	1,11 Euro / kW
Warmwasser	Abschaltung 25,- Euro Zuschaltung 60,- Euro	2 kW	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten: täglich = 365x Zuschaltung zu windstarken Tageszeiten: 50x	0,034 Euro / kW 0,60 Euro / kW
E-Direktheizung	0,- Euro	2,5 kW	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten (nur Winter): täglich, nur Winter = 182x	0,00 Euro / kW
Nachtspeicherheizung	0,- Euro	10 kW	Zuschaltung zu windstarken Tageszeiten (nur Winter, nur tagsüber): 12x	0,00 Euro / kW
Wärmepumpe	Abschaltung 0,- Euro Zuschaltung 30,- Euro	1,3 kW	Abschaltung zu Zeiten hoher Netzlasten: täglich, nur Winter = 182x Zuschaltung zu windstarken Tageszeiten (nur Winter): 25x	0,00 Euro / kW 0,92 Euro / kW

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Annahmen und Ergebnissen aus Vorkapiteln

Anmerkung zu den getroffenen Annahmen

Zum realen Potenzial: Es ist anzunehmen, dass sich ohne Smart Home ein beschränktes realisierbares Potenzial bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülern ergibt. Das tatsächliche Potenzial für Kühl- und Gefriergeräte ist ohne Smart Home überhaupt vernachlässigbar. Trotz wachsender Durchdringungsrate und sinkenden Kosten wird ein Smart Home auch zukünftig nur in einem Teil der Haushalte zur Verfügung stehen, d.h. es wurde für Kühl- und Gefriergeräte ein optimistisches, zukünftiges Potenzial angegeben. Für Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspüler gilt hinsichtlich eines Smart Home die gleiche Argumentation, jedoch ist anzumerken, dass tageszeitabhängig höhere Potenziale vorhanden sind (vgl. 3.3.1, 3.3.2, 3.3.3).

Zu den Kosten: Die Kosten sind Durchschnittswerte, die nicht gemäß dem ökonomischen Erwartungen (günstige, einfach realisierbare und/oder große Potenziale zuerst) funktionieren. Hinzu kommt, dass es sich um Fixkosten handelt, das heißt es müssen Annahmen getroffen werden, wie oft das Potenzial genutzt wird, denn angesichts der regressiv wirkenden Fixkosten ist z.B. eine geringe Nutzung deutlich teurer als eine häufige. Werden die notwendigen Technologien über andere Produkte (z.B. Einbruchsschutz im Fall von Smart Homes) verkauft, sinken die Erweiterungskosten signifikant. Auch wenn mehrere Gerätegruppen gleichzeitig angesprochen werden, können die Kosten signifikant sinken. So ist auch von einer Integration der elektrischen Warmwasserbereitung bzw. Heiztechnik in ein Smart Home auszugehen.

8 Resümee zur Lastverschiebung in Haushalten

Es wurden für die Thematik der Lastverschiebung in Haushalten nur die Geräte betrachtet, die in Relation zum durchschnittlichen jährlichen Gesamtstromverbrauch relevant erscheinen. Gerade wenn es um die sehr kurzfristige und nur kurzzeitige Vermeidung von Lastspitzen geht, z.B. mittels Event-Tarifen, so ist aber auch die Verwendung anderer Geräte verschiebbar, dazu zählen E-Herd, Wasserkocher, TV, Staubsauger, Beleuchtung und PC.

Potenziale: Bei den Potenzialen ist klar ersichtlich, dass **thermische Anwendungen** wie Heizung und Warmwasser die höchsten Potenziale aufweisen. Hier ist des Weiteren festzustellen, dass Komforteinbußen bereits bei der Potenzialberechnung vermieden wurden und folglich eine Lastverschiebung keine weiteren Änderungen von Lebensstil oder Verhalten benötigt. Auch andere Haushaltsgeräte sind nicht zu vernachlässigen, speziell dann, wenn diese über ein bestehendes Smart Home automatisch und optimal geschaltet werden können.

Kosten: Aufgrund der stark von Fixkosten geprägten Kostensituation ist es für die Kosten pro verschobener kW maßgeblich, **wie oft (nicht wie lange)** das Gerät zur Lastverschiebung angesteuert wird. Es kann unter der Annahme reiner Fixkosten sogar geschlussfolgert werden, dass eine doppelte Nutzungshäufigkeit zu einer Halbierung der Kosten führt. Dagegen ist – innerhalb des Zeitraums, in dem ein Lastverschiebungspotenzial des Geräts zur Verfügung steht – die Dauer der Schaltung vernachlässigbar. Bei der Feststellung der Kosten wurde ein Einfluss auf die Lebensdauer der Geräte vernachlässigt.

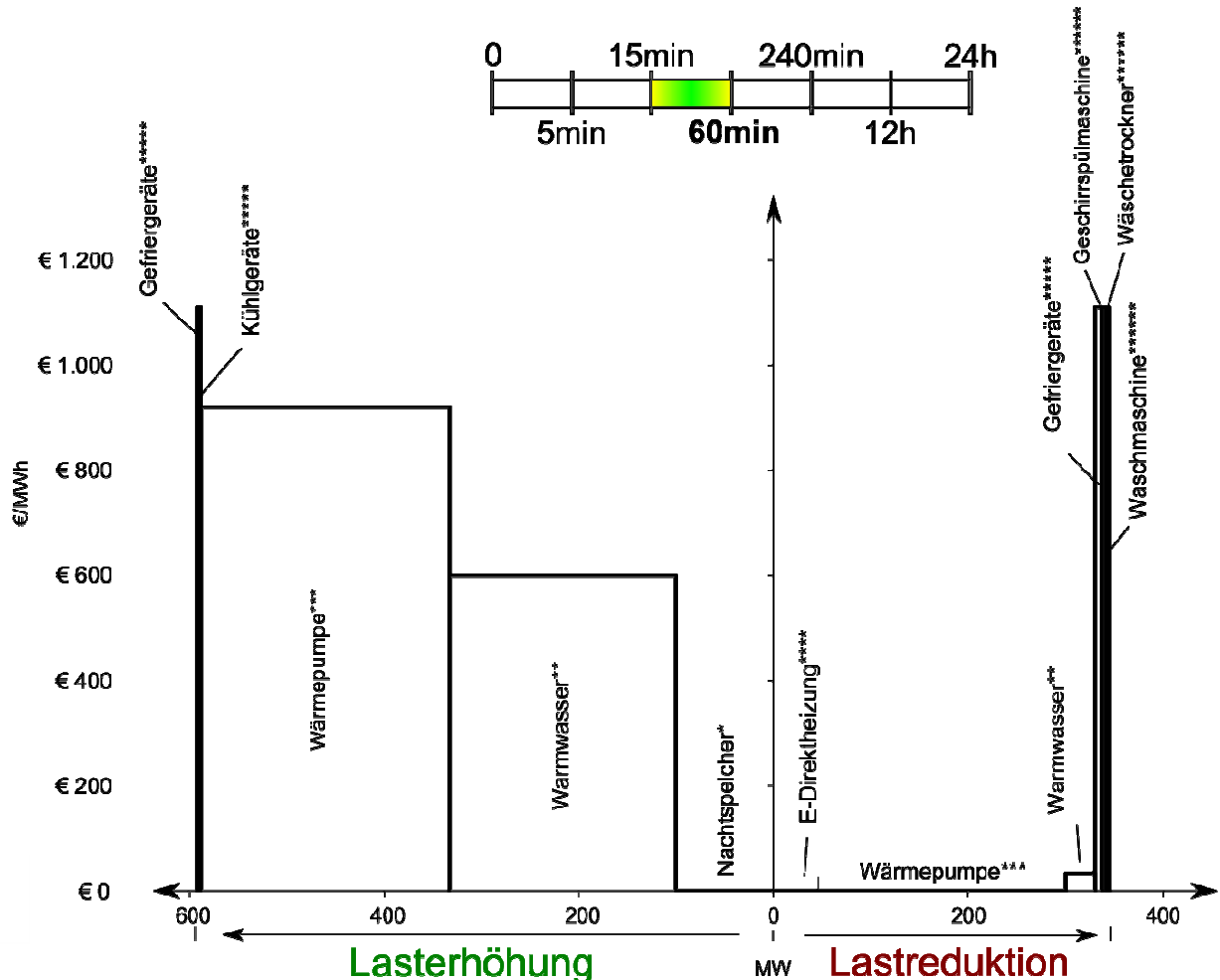
Zielsetzung: Die Geräte des Haushalts befinden sich im Gegensatz zu den günstigsten z.B. industriellen Potenzialen im Niederspannungs- bzw. Verteilnetz. Gilt es nicht, generell Windenergie zu integrieren oder das Gesamtnetz zu stabilisieren (Frequenz), sondern geht es um die Power Quality im Verteilnetz, so sind eventuell auch andere Lasten, insbesondere z.B. fernsteuerbare Boiler von Interesse. Sind die Technologien des Smart Homes etabliert und Alltagsanwendungen, so sind die Potenziale zu geringen Kosten nutzbar (Fixpreise sind auszuklammern).

Handlungsempfehlungen:

- Zur Realisierung von Geschäftsmodellen, mit denen die Lastverschiebungspotentiale im Haushaltsbereich genutzt werden können ist eine weiterreichende Kundensegmentierung empfehlenswert, um interessante und interessierte Kundenschichten gezielt ansprechen zu können.
- Weiters gilt es Kundenängste hinsichtlich Lastverschiebung generierender Tarife bzw. eines Eingriffs durch einen Dritten (z.B. ein EVU) abzubauen.
- Aus Netzbetreibersicht erscheint es empfehlenswert, eine direkte Kontaktaufnahme mit Kunden zur Erzielung einer Schaltbarkeit am Zweitzähler bzw. einer Verlagerung von nicht komfortrelevanten Verbräuchen auf einen neu zu installierenden Zweitzähler zu erwägen.
- Hinsichtlich der Bauordnung ist zu empfehlen, dass bei Neubauten oder grundlegenden Sanierungen Möglichkeiten für eine (nachträgliche) Installation eines Smart Home oder einer anderweitigen Automatisierung vorzusehen sind.
- Aus regulatorischer Sicht gilt es einen Rahmen festzulegen, in dem die Möglichkeit Lastverschiebungsmaßnahmen zu setzen nicht durch die Art der Festsetzung der Netzentgelte (vgl. z.B. 4.3.3) oder andere (z.B. technische) Regeln negativ beeinflusst werden.

Die folgende Abbildung stellt die in diesem Arbeitspapier gefundenen Ergebnisse hinsichtlich der Kosten und Nutzen von Lastverschiebungsmaßnahmen in Form einer Kostenkurve dar. Die Kostenkurve gilt für Lastverschiebungen, die zwischen 15 und 60 min lang andauern.

Abbildung 8-1: Kostenkurve für den Zeitraum zwischen 15 und 60 min.



Quelle: Werte gemäß Abschnitte 6 und 7.

* Nachtspeicherheizungen werden definitionsgemäß primär nachts geladen. Da es sich nachts um einen Zeitraum mit schwachen Lasten und geringen Energiepreisen handelt, wird hier kein Erfordernis zur Last- oder Verbrauchsreduktion angenommen. Eine (beschränkte) Lasterhöhung kann tagsüber durch Freischaltung des Zählers und entsprechendes, teilweises Nachladen der Geräte erfolgen.

** Die Warmwasserbereitung kann zu einer Lastreduktion nur in dem Ausmaß beitragen, in dem Boiler zum jeweiligen Zeitpunkt betrieben werden. Eine Abschaltung wäre nach Installation eines Zweitzählers möglich. Ist der Zähler freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Warmwasser-Boiler möglich. Zur Aktivierung ist eine reine Freischaltung nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

*** Wärmepumpen werden schon aktuell am schaltbaren Zweitstromzähler installiert. Eine Lastreduktion kann durch Abschaltung des Zählers erfolgen. Ist dieser freigeschaltet, ist eine Aufheizung aller nicht sowieso in Betrieb befindlichen Wärmepumpen möglich. Zur Aktivierung ist jedoch eine reine Freischaltung des Zählers nicht ausreichend und es bedarf einer Ansteuerung über IKT.

**** Elektrodirektheizungen haben keinen integrierten Wärmespeicher. Aufgrund eines angenommenen Dauerbetriebs wird kein Lasterhöhungspotenzial attestiert. Eine (begrenzte) Lastreduktion ist jedoch über einen schaltbaren Zweitstromzähler möglich.

***** Kühl- und Gefriergeräte eignen sich nur bei Verfügbarkeit ausreichender IKT (Smart Home) zur Lasterhöhung und -reduktion, da manuelle Schaltungen mit Unsicherheiten (z.B. Verderb von Lebensmitteln) verbunden sind. Für Kühlgeräte liegt nach einer Stunde kein Lastreduktionspotenzial vor.

***** Ungeladene Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler stehen nicht für eine Einschaltung zur Verfügung (kein Lasterhöhungspotenzial). Tageszeitabhängig können zur Lastreduktion deutlich höhere Potenziale zur Verfügung stehen. Es ist anzunehmen, dass über ein Smart Home auch Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspüler, elektrische Heizsysteme bzw. Wärmepumpen oder die Warmwasserbereitung angesteuert werden können, womit die Kosten pro MWh sinken würden und ein umfassender Zugang zu allen relevanten Haushaltsgeräten möglich ist.

9 E-Cars: Lastverschiebungspotenzial

Fabian Frank, Simon Moser, Gerold Muggenheimer

Trotz noch geringer Stückzahlen weisen gesetzliche Vorgaben (z.B. das CO₂-Abgas-Ziel für PKW, das 2009 im Rahmen des EU-Klimapakets fixiert wurde) und auch die wachsende E-Car-Modellpalette auf eine zunehmende Bedeutung der Elektromobilität hin. Vor diesem Hintergrund sind E-Cars sowohl als Verbraucher als auch als Zwischenspeicher für eine Lastverschiebung interessant.

PKW mit (rein) elektrischem Antrieb (E-Cars) verfügen heute meist über Lithium-Ionen-Akkus, deren Eigenschaften sich nicht nur als Energiequelle zur Fortbewegung eignen: Eine geregelte Ladung der Akkus kann Vorteile für das gesamte Energiesystem schaffen und der Akku kann als Medium zur klassischen Energiespeicherung genutzt werden.

Weltweit zählen die USA gefolgt von Japan absolut gesehen zu den Ländern mit den meisten zugelassenen Elektroautos. In Europa zeigt sich Norwegen als Vorreiter bei der absoluten und relativen Anzahl von reinen Elektrofahrzeugen. Im Bereich der Hybridwagen liegt Deutschland an der Spitze (vgl. Tabelle 9-1).

Tabelle 9-1: Bestandszahlen im europäischen Vergleich (Auswahl)

Land	Anzahl Elektrofahrzeuge	Anzahl Hybridfahrzeuge	Gesamtzahl
Belgien	823	347	1.170
Deutschland	7.114	64.995	72.109
Estland	683		683
Finnland	137	200	337
Italien	3.100		3.100
Niederlande	1.910	4.348	6.258
Norwegen	13.613	339	13.952
Österreich	2.070	9.955	12.025
Schweden	1.242	1.273	2.515
Schweiz	2.683	34.834	37.517
Spanien	874	61	935

Quelle: Pillei (2014)

Um Abschätzungen für mögliche Lastverschiebungspotenziale der E-Mobilität in Österreich treffen zu können, werden die Daten aus den entsprechenden Akkukapazitäten und Zulassungszahlen hochgerechnet. Auf die technische Umsetzbarkeit und benötigte Aufrüstung entsprechender Lade-, Netzwerk- und Zählertechnik wird in dieser Studie nicht näher eingegangen, hier ist auf andere Studien zu verweisen (vgl. bspw. Adegbite et al., 2011).

9.1 Theoretisches Lastverschiebungspotenzial von E-Cars

Stückzahlen: Die Berechnung des Lastverschiebungspotenzials beschränkt sich auf rein elektrisch betriebene Personenkraftwagen. Hybridfahrzeuge werden in dieser Studie nicht beachtet, da diese meist wesentlich kleinere Akkus besitzen, und aus den Zahlen keine klare Unterscheidung zwischen Plug-In-Hybridfahrzeugen, welche auch per Steckdose geladen werden können, und konventionellen Hybridfahrzeugen ersichtlich ist. Laut Statistik Austria (2014) waren Mitte 2014 österreichweit 2.737 rein elektrisch betriebene Fahrzeuge zugelassen (Tabelle 9-2).

Tabelle 9-2: Vorläufiger Pkw-Bestand nach Kraftstoffarten bzw. Energiequelle

Kraftstoffarten	Juni 2014	Anteile in %
Benzin inkl. Flex-Fuel	2.014.177	43
Diesel	2.648.434	56,6
Elektro	2.737	0,1
Benzin/Elektro (hybrid)	11.208	0,2
Diesel/Elektro (hybrid)	537	0
Andere	4.259	0,1
Insgesamt	4.681.352	100

Quelle: Statistik Austria (2014)

Potenzielle Leistungsaufnahme: Andersson et al. (2010) und Rezania (2011) geben die maximale Ladeleistung eines E-Cars mit etwa 3,5 kW an. Selbstredend eignen sich E-Cars nur dann zur Lastverschiebung, wenn eine Verbindung zum Stromnetz besteht: Andersson et al. (2010) leiten in ihrem Artikel daraus, dass 80 % der E-Car-Flotte stets geparkt sind, ab, dass dieser Anteil jederzeit ans Stromnetz angeschlossen ist. Dieser Wert erscheint hoch, und auch Babrowski et al. (2014) gehen von einem Wert von 45 % in ihrem optimistischen Szenario und einem Wert von 24 % in ihrem pessimistischen Szenario aus. Es wird daher ein Durchschnittswert von 35 % für den Anteil der jederzeit ans Stromnetz angeschlossenen E-Cars angenommen. Würden alle E-Cars *gleichzeitig* geladen, ergäbe sich eine Gesamtlast von 3,4 MW (3,5 kW, 2.737 E-Cars, 35 % Netzanschluss).

Nissan (2014) gibt eine Ladedauer von etwa 8 Stunden an. Eine dreiphasige Ladung bedeutet eine Gesamtlast von 10,2 MW und eine Ladedauer von adäquat kürzeren 2,5 Stunden Rezania (2011). Auch von 50 kW Gleichstromladestationen wird gesprochen, folglich mit Ladezeiten von etwa 30 Minuten. Hier wäre eine Gesamtlast von etwa 50 MW gegeben – nochmals sei darauf hingewiesen, dass es sich um die rein fiktive gleichzeitige Ladung handelt, die nur ein hypothetisches Potenzial wiedergibt.

9.2 Varianten der Lastverschiebung

Aus Sicht des Netzes sind folgende Interaktionen mit dem E-Car möglich:

- Keine Interaktion (Warten / Speicherung)
- Ladung (Leistungsbezug) → Lastverschiebungsszenario 1
- Entladung (Leistungsabgabe) → Lastverschiebungsszenario 2

Lastverschiebungsszenario 1: Zeitliche Verschiebung der Ladung: Bei der Ladung ist zu unterscheiden, ob diese in Abstimmung mit Systemanforderungen bzw. entsprechenden Tarifen steht oder nicht, d.h. einer zeit- und lastunabhängigen Ladung zur Erreichung des gewünschten Ladungszustands (voll) oder ob die Ladung in Abstimmung mit Systemansprüchen (günstiger Strom, freie Netzkapazitäten) erfolgt. Im Gegensatz zu Szenario 2 ist die Ladung des Akkus (d.h. die Durchführung eines Ladezyklus) im Sinne der Nutzung zur Mobilität erwünscht und daher mit keinen Zusatzkosten verbunden. Beschränkt sich die Einflussnahme auf den Ladungszeitpunkt, so kann das E-Car beispielhaft mit der Entnahme durch eine Wärmepumpe (unterbrechbar) verglichen werden.

Lastverschiebungsszenario 2: Entladung: Das netz- oder energiesystemdienliche „Entladen des Akkus“ bedeutet die Abgabe einer zuvor geladenen Energie. Somit steht nach einer solchen Systemdienstleistung nicht die volle Energiemenge für die Fahrt zur Verfügung und auch der Akku wurde einem Zyklus unterzogen, der nicht der Mobilität, sondern rein dem Systemnutzen zuzuordnen ist und daher abgegolten werden muss.

9.3 Tatsächliches Lastverschiebungspotenzials

Notwendigkeit der Kenntnis der Fahrzeiten: Um den Fahrzeughalter in seinem gewohnten Fahrverhalten nicht einzuschränken muss der Akku vor jeder Fahrt immer den benötigten Ladestand (meist vollgeladen) aufweisen, was sich stark auf die möglichen Lastverschiebungszeiträume auswirkt (vgl. auch Abbildung 9-1). Das Wissen über den Zeitpunkt der nächsten Fahrt ist ein essentieller Bestandteil und Voraussetzung zur Nutzung des Potenzials. Auch ist fraglich, ob E-Cars von den Besitzern überhaupt ans Stromnetz angeschlossen werden, wenn der aktuelle Ladungszustand des Akkus für die bevorstehende Fahrt ausreichend ist. Daraus ist zu schließen, dass bei Anschluss des E-Cars ans Stromnetz nach einer bestimmten Zeit ein bestimmter Ladezustand erwartet wird. Der Besitzer müsste eine Programmierung vornehmen, bis wann am aktuellen Tag (oder, wenn keine Einstellung: wann üblicherweise) das E-Car wieder benutzt wird. Eine unerwartete Nutzung vor dem eingestellten Zeitpunkt ist eventuell nur eingeschränkt möglich.

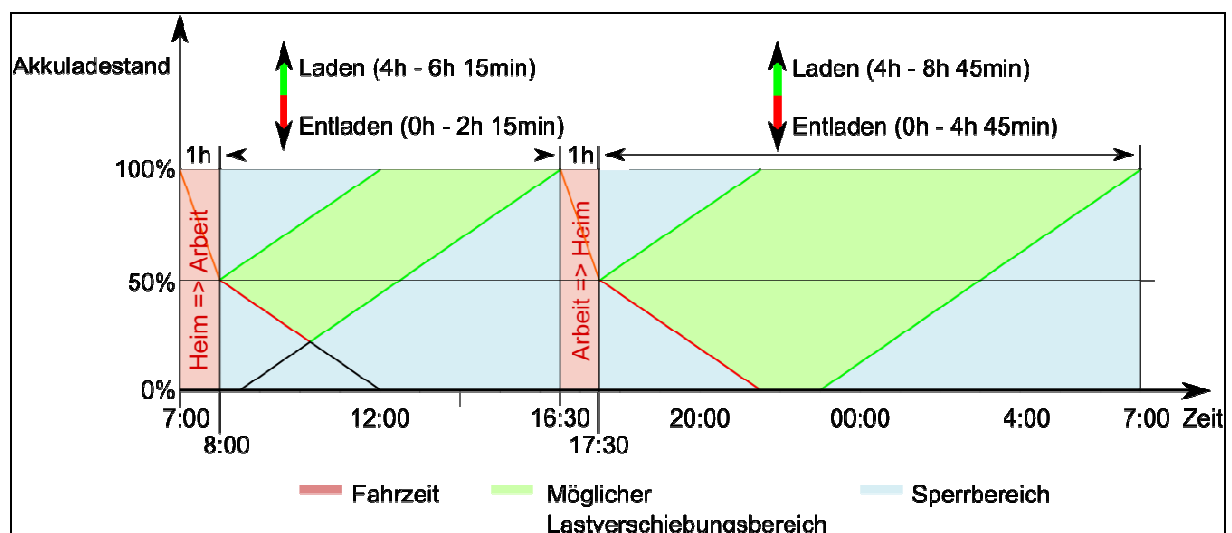


Abbildung 9-1: Mögliche Lastverschiebungsbereiche eines Arbeitstages

Quelle: Eigene Darstellung

Nutzung der E-Cars: Andersson et al. (2010) nimmt eine primäre Nutzung der E-Cars vom Arbeitsplatz und zurück an. Alternativ wird aktuell häufig von einer Rolle des E-Cars als Zweitauto gesprochen. Es wird angenommen, dass ein privates E-Car mit 200 km Reichweite täglich weniger als 50 km benutzt wird und daher maximal jeden zweiten Tag geladen wird.

Gleichzeitigkeit der Ladung: Wie oben angemerkt ist die Gleichzeitigkeit der Ladung aller E-Cars unwahrscheinlich. Babrowski et al. (2014) analysierten das Lastverschiebungspotenzial von Elektroautos in Europa. Die Autoren verwendeten hierbei diverse Mobilitätsdaten anderer internationaler Studien, um Rückschlüsse auf die Lastverschiebungspotenziale von E-Mobilität zu ziehen. Mithilfe dieser Daten erhielten die Autoren Aufschluss über das Ladeverhalten einzelner Individuen und somit drei mögliche Szenarios (optimistisch, pessimistisch, realistisch). Da zwischen den betrachteten Ländern jedoch nur geringe Unterschiede im Ladungsverhalten festgestellt werden konnten, fokussierten sich die Autoren auf Deutschland. Die größten Unterschiede im Ladeverhalten ergaben sich zwischen ländlichen Gegenden und Zentren. So ist die Ladenachfrage in Zentren morgens am größten, wogegen im ländlichen Raum die Nachfrage abends ihr Maximum erreicht.

Akkukapazität (Energienmenge) und Akkukosten: Aus den Leistungen und Dauern leitet sich eine Akkukapazität von etwa 25 kWh in den aktuell meist verbreiteten E-Cars ab. Am Beispiel des Nissan Leaf werden Akkukosten von etwa 6.000 Euro abgeleitet (Nissan, 2014).

9.3.1 Szenario 1: Gesteuertes Laden

Potenzial: Es ist anzunehmen, dass sich für E-Cars Tarifangebote bzgl. einer Nachtladung entwickeln werden. Wie bei der Nachtspeicherheizung wird für die Nachtstunden kein Lastverschiebungsbedarf angenommen. Für die Ladung tagsüber wird das Maximalpotenzial von 10,2 MW über 2 Stunden angenommen. Wird ein Auto jeden zweiten Tag geladen (siehe Annahmen oben), so reduziert sich das Potenzial auf 5,1 MW. Es wird angenommen, dass die Ladung zwischen 08:00 und 12:00 Uhr und 14:00 und 16:00 Uhr erfolgt, also 2 Stunden Ladung innerhalb von 6 Stunden. Das gleichverteilte, resultierende **Potenzial liegt folglich bei 1,7 MW.**

Kosten: Wenngleich das Potenzial gegeben ist, sind die Unsicherheiten, die mit einer verzögerten Ladung verbunden sind, signifikant: Besitzer können ihre E-Cars eventuell nicht spontan in Anspruch nehmen. Bei einer Ladungsdauer von zwei Stunden ist jedoch anzunehmen, dass eine Unterbrechung von bis zu 15 Minuten (schaltbarer Zähler) problemlos möglich ist. Eine entsprechende Möglichkeit ist bei öffentlichen Ladesäulen zu integrieren. Längere Unterbrechungen (bis 1 Stunde) können mit Komforteinbußen verbunden sein.

9.3.2 Szenario 2: Entladen

Potenzial: Nach obiger Darstellung liegt das gleichverteilte Potenzial bei 1,7 MW. Einschränkung ist die Bereitschaft der Nutzer, das E-Car für eine Entladung überhaupt zur Verfügung zu stellen bzw. anzuschließen, zu erwähnen. Aufgrund des geringen aktuellen Potenzials wird dieses nicht angegeben.

Kosten: Neben einer Erstattung der Stromkosten für das erneute Laden fallen auch Kosten für einen Batteriezyklus an: Bei Batteriekosten von 6.000 Euro und einer angenommenen

Entladung von etwa 10 kWh (nicht immer steht der volle Akku zur Entladung zur Verfügung, und wenn, dann wird nicht immer gänzlich entladen) errechnen sich die Kosten pro kWh über die Zyklenfestigkeit der Batterie als $6.000 / (\text{Zyklusanzahl} * 10)$.

9.4 Zusammenfassung und Zukunftsaussicht

Im Vergleich zu anderen Sektoren, welche bereits länger als fixer Bestandteil im Stromnetz eingebunden sind und über die Jahre einen annähernd konstanten Energiebedarf aufweisen, zeigt sich der Strombedarf der E-Cars als stark wachsend. E-Cars können als neue zusätzliche Verbraucher betrachtet werden. Das für Österreich ermittelte Potenzial dieses Sektors spielt derzeit für Lastverschiebung eine untergeordnete Rolle. Weiters ergeben sich Einschränkungen durch das Benutzerverhalten und durch eine Verkürzung der Akkulebensdauer durch oftmaliges Auf- und Entladen. Gegebenenfalls sind zur Realisierung des Verschiebungspotenzials dieses Sektors vereinheitlichte, klarere Standards vonnöten.

Stückzahlen: Pötscher et al. (2010) halten in einer „optimistischen“ Szenarienabschätzung für das Jahr 2020 bis zu 50.000 Neuzulassungen von Elektro- und Plug-In-Hybridfahrzeugen pro Jahr in Österreich für möglich; im Jahr 2011 gaben in einer Pressekonferenz die Minister Mitterlehner, Berlakovich und Bures 250.000 Elektrofahrzeuge bis 2020 „als Maßstab gemäß Energiestrategie“ an. Angesichts dieser Aussagen ist eine signifikante Erweiterung des theoretischen Potenzials (d.h. des E-Car-Bestands) wahrscheinlich, auch wenn diese Zahlen nur zu Bruchteilen erreicht würden. Bei ansonsten gleichen Rahmenbedingungen (Leistungsaufnahme, Akkukapazität, Gewohnheiten, etc.) würden 250.000 E-Cars ein Potenzial von 155 MW bieten (Hochrechnung der aktuell 1,7 MW für 2.737 E-Cars).

Infrastruktur: Der Einsatz von flächendeckenden Gleichstromschnellladestationen würde eine Lastverschiebung durch zeitgesteuerten Mehr- oder Wenigerverbrauch in Abhängigkeit von Einspeisungs- oder Lastspitzen stark begünstigen.

Kosten: Wie schon oben dargestellt, sind insbesondere bei öffentlichen 3-phasigen Ladestationen (10,2 kW) und auch bei häuslichen Ladestationen mit zweitem, schaltbarem Zähler kurze Unterbrechungen zu enorm geringen Mehrkosten möglich. Wie auch Pötscher et al. (2010) vorwegnehmen, sind bei der Akkutechnologie hohe Lerneffekte gegeben, d.h. die Kosten sinken, während sich die Zyklenfestigkeit erhöht. Die einer Entladung zuordenbaren Kosten sinken damit signifikant.

Factbox Lastverschiebungspotenzial von Elektroautos in Österreich

Das derzeit vorhandene Lastverschiebungspotenzial von 1,7 MW zeigt sich als zu gering um einen relevanten Beitrag zum gesamten österreichischen Lastverschiebungspotenzial leisten zu können. Eine weiterhin steigende Anzahl an E-Cars oder Weiterentwicklungen in der Akkutechnologie könnten diesen Sektor in wenigen Jahren zu einer durchaus relevanten Größe heranwachsen lassen.

10 Literaturverzeichnis

- Adegbite D., Bacher H., Faschang M., Glatz M., Kupzog F., Nauck E., Prüggl W. (2011) Smart Grids Modellregion Salzburg – Erstellung eines Umsetzungsplans zur Vehicle-to-Grid Interfaceentwicklung. Endbericht.
- Albadi M.H., El-Saadany E.F. (2007): Demand Response in Electricity Markets – An Overview. Conference Publication, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE. Web: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4275494&tag=1 (2012-12-04).
- Andersson, S.-L. et al., 2010. Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany, Göteborg, Sweden; Zürich, Switzerland: Elsevier.
- AustrianPowerGrid, 2014. Lastprognose für den Folgetag (11.08.2014). [Online] Available at: <http://www.apg.at/de/markt/last/lastprognose> [Zugriff am 14.08.2014].
- Babrowski, S., Heinrichs, H., Jochem, P. und Fichtner, W., 2014. Load shift potential of electric vehicles in Europe, Karlsruhe, Germany; Jülich, Germany: Elsevier.
- Bendel, C., Nestle, D. und Ringelstein, J., 2006. BEMI - Energiemanagement-Interface zur dezentralen Stromeinspeisung in Niederspannungsnetze, Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik.
- Biermayr, P. et al., 2013. Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2012, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Bigler, T., Gaderer, G., Loschmidt, P. und Sauter, T., 2011. SmartFridge: Demand Side Management for the Device Level, Wiener Neustadt: Institute for Integrated Sensor Systems.
- Brauner, G., Pöpl, G. und Tiefgraber, D., 2006. Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- Breukers S., Mourik R. (2013): The end-users as starting point for designing dynamic pricing approaches to change household energy consumption behaviours. DuneWorks, Netherlands, 2013.
- E-Control (2013): Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 Novelle 2013.
- Einfalt, A., et al., 2012. Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme, FFG-Forschungsprojekt, Wien: Energie der Zukunft.
- Elbe, C. und Schmutzner, E., 2013. Appliance-Specific Usage Patterns for Load Disaggregation Methods. Wien, Graz University of Technology, Institute of Electrical Power Systems.
- Essl, N., 2012. Flexibles Lastmanagement unter Einbindung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen in Österreich mittels neuer Tarifmodelle, s.l.: Institut für Elektrische Anlage, Technische Universität Graz.
- Faruqi, A. und Sergici, S. (2010): Household Response to dynamic pricing of electricity – a survey of the empirical evidence. [Online] Available at: <http://ssrn.com/abstract=1134132> [Zugriff am 22.08.2014].

- Gaehmi, S., 2013. Potential analysis of Residential Demand Response using GridLAB-D. IECON, Wien: s.n.
- Grein, A. und Pehnt, M., 2011. Load management for refrigeration systems: Potentials and barriers. s.l.:s.n.
- Groiß, C., 2008. Power Demand Side Management - Potentiale und technische Realisierbarkeit im Haushalt. Wien: s.n.
- Hillemacher L., Nolden C., Bertsch V., Fichtner W. (2013): Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife – Ergebnisse eines Feldtests. e-Energy Programm „MeRegio“. IEWT.
- Hinrichs, C., 2008. Untersuchung und Entwicklung von Verfahren zur Desynchronisation adaptiver Kühlgeräte. Oldenburg: Universität Oldenburg.
- Hinrichs, C., Vogel, U. und Sonnenschein, M., 2009. Modelling and Evaluation of Desynchronization Strategies for Controllable Cooling Devices, Oldenburg: Dept. of Computing Science.
- hydroone (2009). peaksaver PLUS. [Online] Available at: <http://www.hydroone.com/MyHome/SaveEnergy/Pages/Peaksaver.aspx> [Zugriff am 18.02.2014].
- Kamper, A., 2009. Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. s.l.:KIT Scientific Publishing.
- Klobasa, M., 2007. Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: s.n.
- Kollmann, Moser, Markl, Friedl, Goers, Greibl, Schäffler, Ripfl, Cieczynski, Sametinger, Wohlfarth (2012): Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbrauchermotivation. Endbericht.
- Koopmans C.C., Velde D.W.t. (2001): Bridging the energy efficiency gap: using bottom-up information in a top-down energy demand model. Energy Economics 23/1, S. 57-75.
- Kremers, E., González de Durana, J. M. und Barambones, O., 2012. Emergent synchronisation properties of a refrigerator demand side management system, Vitoria: Elsevier ScienceDirect.
- Nabe C., Beyer C., Brodersen N., Schäffler H., Adam D., Heinemann C., Tusch T., Eder J., de Wyl C., vom Wege J., Mühe S. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Dezember 2009, Ecofys, EnCT, Becker Büttner Held im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Nissan, 2014. Aufladen Des Nissan Leaf. [Online] Available at: <http://www.nissan.at/AT/de/vehicle/electric-vehicles/leaf/charging-and-battery/charging-nissan-leaf-and-battery.html> [Zugriff am 14.08.2014].
- Paetz A., Dütschke E.. Dynamische Stromtarife – nur gesetzliche Pflicht oder Kundenwunsch? SIV.NEWS 1/2011, Web: http://www.meregio.de/pdf/SIV_News_01-2011.pdf (2012-11-30).
- Pillei, M., April 2014. Elektromobilität 2013, s.l.: AustriaTech.
- Pötscher F., Winter R., Lichtblau G. (2010): Elektromobilität in Österreich. Szenario 2020 und 2050. Umweltbundesamt, Report REP-0257, Wien, 2010. Web: <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0257.pdf>

- Rezania R. (2011) Integration von Elektrofahrzeugen in das österreichische Energiesystem unter Analyse der Auswirkungen auf ausgewählte Mittel- und Niederspannungsnetze
- Ringelstein, J., Bendel, C. und Nestle, D., 2008. Netz- und marktkonformes bidirektionales Energiemanagement für Lasten und dezentrale Erzeuger im Niederspannungsnetz, Kassel: Institut für Solare Energieversorgungstechnik.
- Saele H. und Grande O. (2011): Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway. IEEE Transactions on Smart Grid.
- Sonnenschein, M. und Lünsdorf, O., 2009. Lastadaption von Haushaltsgeräten durch Verbundsteuerung, Oldenburg: OFFIS - Institut für Informatik.
- Stadler, M., Krause, W., Sonnenschein, M. und Vogel, U., 2008. Modelling and evaluation of control schemes for enhancing load shift of electricity demand for cooling devices, Oldenburg: Elsevier ScienceDirect.
- Stamminger, R., 2013. Effectiveness of demand side management by variable energy tariffs in the households – results of an experimental design with a fictive tariff model, Bonn: University of Bonn Household and Appliance Technology Section, Institute for Agricultural Engineering.
- Statistik Austria, 2014. Krafthfahrzeuge - Bestand. [Online] Available at: http://www.statistik.at/web_de/statistiken/verkehr/strasse/krafthfahrzeuge_-_bestand/index.html [Zugriff am 12 08 2014].
- Strasser, M., 2013. Strom- und Gastagebuch 2012, Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz, österreichischer Haushalte, Wien: STATISTIK AUSTRIA.
- Wedler, M., Schäffler, H., Janssen, R., Stadler, M., Koch, M., Funke, S., Speckmann, M., Ritter, P., Filzek, D., Steunenberger, J., Conrads R., 2011. Beteiligung verschiedener Kunden am Energiemarkt der Zukunft in E-Energy mit Beispielen aus den Modellregionen RegModHarz und eTelligence. [Online] Available at: <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/publikationen/uebersicht/2011/beteiligung-verschiedener-kunden-am-energiemarkt-der-zukunft-in-.html> [Zugriff am 28 08 2014].
- Wegscheider-Pichler, A., 2008. Projektbericht Strom- und Gastagebuch 2008, Statistik Austria, s.l.: s.n.
- Wik-Consult und Fraunhofer, 2006. Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- Zeilinger, F. X. und Einfalt, A., 2011. Simulation der Auswirkung von Demand Side Management auf die Leistungsaufnahme von Haushalten. Wien: s.n.

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Maximale Verschiebezeitdauern in Stunden	8
Tabelle 3-1:	Leistungsdaten zur Waschmaschinennutzung in Österreich (2012).....	12
Tabelle 3-2:	Leistungsdaten zur Wäschetrocknernutzung in Österreich (2012)	13
Tabelle 3-3:	Leistungsdaten zur Spülmaschinennutzung in Österreich (2012).....	14
Tabelle 3-4:	Leistungsdaten zu Kühlschränken in Österreich (2012).....	16
Tabelle 3-5:	Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit vom Spread – Direct Storage Control	17
Tabelle 3-6:	Zeitdauer für bestimmte Lastreduktion in Abhängigkeit der Lead Time – Timed Load Reduction.....	17
Tabelle 3-7:	Leistungsdaten zu Gefriergeräten in Österreich (2012).....	19
Tabelle 3-8:	Leistungsdaten zur elektrischen Warmwasserbereitung in Österreich (2012).....	19
Tabelle 3-9:	Lasterhöhungspotenzial bei elektrischer Warmwasserbereitung.....	20
Tabelle 3-10:	Leistungsreduktionspotenzial von 1.000 Wärmepumpen in Haushalten. Anteil am Referenzwert.....	22
Tabelle 3-11:	Leistungsdaten zu prognostizierten, zusätzlich installierten Wärmepumpen in Österreich bis zum Jahr 2020	22
Tabelle 6-1:	Realistisch einsetzbares technisches Potenzial	35
Tabelle 6-2:	Lastverschiebungspotenzial nach Haushaltsgeräten	37
Tabelle 7-1:	Vollkostenschätzung für die Lastverschiebung von Großgeräten im Haushaltsbereich	38
Tabelle 7-2:	Darstellung der Kosten pro kW	40
Tabelle 9-1:	Bestandszahlen im europäischen Vergleich (Auswahl).....	44
Tabelle 9-2:	Vorläufiger Pkw-Bestand am 30.06.2014 nach Kraftstoffarten bzw. Energiequelle.....	45

12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Verbrauch einer durchschnittlichen Waschmaschine eines österreichischen Haushaltes	9
Abbildung 2-2:	Verbrauch eines durchschnittlichen Wäschetrockners eines österreichischen Haushaltes	9
Abbildung 2-3:	Verbrauch einer durchschnittlichen Geschirrspülmaschine eines österreichischen Haushaltes	9
Abbildung 2-4:	Verbrauch einer durchschnittlichen elektrischen Warmwasserbereitung eines österreichischen Haushaltes.....	9
Abbildung 3-1:	Verteilung der Anzahl der Waschgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag.....	12
Abbildung 3-2:	Verteilung der Anzahl der Trockengänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag.....	14
Abbildung 3-3:	Verteilung der Anzahl der Geschirrspülgänge (typische Einsatzzeiten) an einem Durchschnittstag.....	15
Abbildung 4-1:	Struktur und Ziele von Tariftests im E-Energy Programm.....	24
Abbildung 6-1:	Reduktionsgründe zum Beitrag von Endkunden nach Stadium der Beteiligung.	33
Abbildung 6-2:	Reduktionsgründe zum Beitrag von Endkunden nach Kosten-Nutzen-Kategorie.	34
Abbildung 9-1:	Mögliche Lastverschiebungsbereiche eines Arbeitstages.....	46



Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

Projektbericht 7/9

Marion Reinhofer-Gubisch, Johanna Pucker
JOANNEUM RESEARCH,
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit

Bettina Frantes
Sonnenplatz Großschönau GmbH

Rusbeh Rezania
TU Wien – EEG

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 7/9 „Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung zum Arbeitspapier <i>Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen</i>	4
2	Lastverschiebungspotenziale in der kommunalen Abwasserreinigung	5
2.1	Einleitung und Problemstellung	5
2.2	Zielsetzung	6
2.3	Methodik	6
2.4	Grundlagen	6
2.4.1	Kläranlagen in Österreich	6
2.5	Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen	10
2.5.1	Grundlagen zur Lastverschiebung in Kläranlagen	10
2.5.2	Lastverschiebungspotenzial anhand von Praxisbeispielen	11
2.5.3	Gesamtösterreichisches Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen	24
2.5.4	Inputdaten zur Erstellung von Cost-Curves für Kläranlagen	27
2.5.5	Hemmnisse zur Umsetzung der Lastverschiebung im Bereich der Abwasserreinigung	28
2.6	Zusammenfassung	30
2.7	Literaturverzeichnis	32
3	Case Study: Lastverschiebung bei Abwasserbeseitigungsanlagen und Wasserversorgungssystemen am Beispiel der Marktgemeinde Großschönau	35
3.1	Überblick der Wasserversorgung in Großschönau	35
3.2	Überblick der Abwasser-Beseitigungsanlagen in Großschönau	40
3.3	Ökonomische Bewertung des Lastverschiebepotenzials	40
3.3.1	Datengrundlage	41
3.4	Ergebnisse	42
3.4.1	Einnahmepotenzial für das Wasserversorgungssystem	42
3.4.2	Einnahmepotenzial für die Abwasser-Beseitigungsanlagen	43
3.4.3	Kosten-Nutzen-Analyse	44
3.5	Schlussfolgerungen	45
3.6	Literaturverzeichnis	46
3.7	Anhang	47
4	Abbildungsverzeichnis	46
5	Tabellenverzeichnis	46

1 Einleitung zum Arbeitspapier „Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen“

Das vorliegende Arbeitspapier beschäftigt sich aus zwei unterschiedlichen Perspektiven mit der Frage, welche Lastverschiebepotenziale in der kommunalen Infrastruktur genutzt werden könnten.

Im ersten Teil werden die anlagen- und verfahrenstechnischen Möglichkeiten zur Verschiebung von elektrischen Lasten im Bereich der kommunalen Abwasserreinigung, untersucht. Diesbezüglich werden Abwasserreinigungsanlagen (ARAs) hinsichtlich der wesentlichen energetischen Verbrauchergruppen evaluiert und die Rahmenbedingungen zur Verschiebung von elektrischen Lasten definiert. Darauf aufbauend werden die sich daraus ergebenden Potenziale zur Reduktion von Spitzenlasten bewertet und das daraus erzielbare Kosten/Nutzenverhältnis evaluiert. Als Fallbeispiele dienen Abwasserreinigungsanlagen mit einer Ausbaupazität zwischen 10.000 bis 70.000 EW (Einwohnerwerten). Auf Basis dieser Fallbeispiele erfolgt eine Hochrechnung auf das Verschiebepotenzial in ganz Österreich.

Im zweiten Teil wird die Analyse durch einen Case Study ergänzt: im Rahmen einer detaillierten Analyse der Umsetzung von Maßnahmen zur Nutzung von Verschiebepotenzialen, die in der Gemeinde Großschönau, Niederösterreich, durchgeführt wurde, wird gezeigt, wie sich die Realisierung von Lastverschiebemaßnahmen für eine (kleine) Gemeinde darstellt.

2 Lastverschiebungspotenziale in der kommunalen Abwasserreinigung

2.1 Einleitung und Problemstellung

Zur Abschätzung des Potenzials für Lastverschiebung in Österreich im Bereich der kommunalen Infrastruktur wurden innerhalb des Projektes Loadshift Einzelbetrachtungen für die verschiedenen Bereiche der kommunalen Infrastruktur durchgeführt. Wobei ein wesentlicher Schwerpunkt bei der Untersuchung der verfahrenstechnischen bzw. anlagenspezifischen Möglichkeiten zur Verschiebung von elektrischen Lasten im Bereich der kommunalen Abwasserreinigung gesetzt wurde.

Kläranlagen haben zwischen 14 und 20 % Anteil am Gesamtstromverbrauch im kommunalen Bereich und gehören damit oft zu den großen Stromverbraucher in einer Gemeinde¹ (siehe Abbildung 2-1). Der Gesamtstromverbrauch der Kläranlagen in Österreich beträgt in etwa 550 GWh pro Jahr (vgl. Lindtner (2012)).

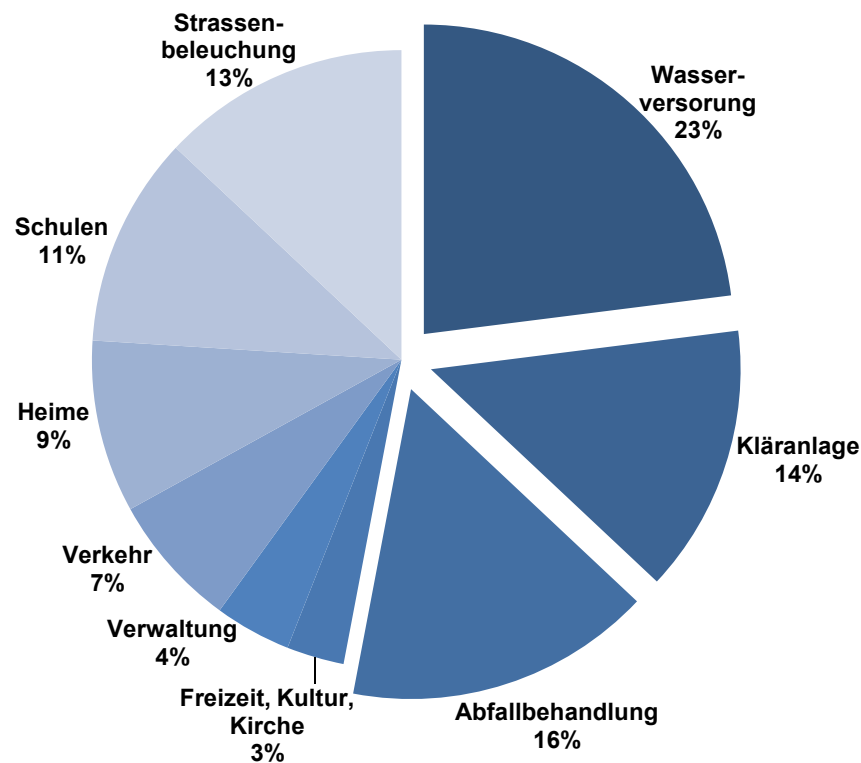


Abbildung 2-1: Verteilung des Anteils am Stromverbrauch kommunaler Einrichtungen am Beispiel der Schweiz, Quelle: Müller (2013).

¹ Fricke (2009), Müller (2013).

2.2 Zielsetzung

Zielsetzung der Arbeiten ist eine Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials aus Kläranlagen für Gesamtösterreich unter Berücksichtigung des übergeordneten Projektzieles des Projektes „Loadshift“. Darauf basierend werden Rahmenbedingungen identifiziert, welche für die technische und wirtschaftliche Nutzung und Umsetzung dieses Potenzials notwendig sind.

2.3 Methodik

Die Erhebung des Lastverschiebungspotenzials in Kläranlagen erfolgte durch die Abschätzung des Potenzials anhand von Fallbeispielen und einer Hochrechnung der Ergebnisse auf Basis statistischer Daten für Österreich. Zur Datenerhebung wurde eine umfangreiche Literaturrecherche zum Energieverbrauch von Kläranlagen, zum spezifischen Stromverbrauch einzelner Anlagenkomponenten bzw. einzelner Verfahrensschritte sowie zur Lastverschiebung im Kläranlagenbereich durchgeführt.

Zur Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials wurden Daten zum elektrischen Energieverbrauch aus ausgewählten Kläranlagen, welche in ihren Größen (Einwohneranschlusswert) repräsentativ für die Struktur der Abwasserreinigung in Österreich sind, ausgewertet. Dafür wurden für ausgewählte Kläranlagen Messwerte zu Stromverbrauch und soweit vorhanden zum Lastgang erhoben und für die einzelnen elektrischen Anlagenkomponenten die Leistung und die Laufzeiten ermittelt.

In einem weiteren Schritt wurden – zumeist in unmittelbarer Zusammenarbeit mit den Betreibern der Kläranlage – jene Prozessschritte identifiziert, wo grundsätzlich Lastverschiebungen möglich sind, sowie die maximal mögliche Dauer der Verlagerung festgestellt. Basierend darauf erfolgte die Berechnung der Lastverschiebungspotenziale für die ausgewählten Kläranlagen. Das Lastverschiebungspotenzial wurde für den aktuellen Stand der Technik und die derzeitige technische Anlagenausstattung der Praxisbeispiele erhoben. Wesentliche Änderungen in der Anlagentechnik oder die Installation von zusätzlichen Anlagenkomponenten (z.B.: Sammelbehälter, Blockheizkraftwerke, Gasspeicher) wurden nicht berücksichtigt.

Aufbauend auf den Lastverschiebungspotenzialen der Praxisbeispiele und allgemeinen Daten zu Kläranlagen in Österreich (Anzahl der Anlagen, Ausbaupkapazitäten, Stromverbrauch), wurde das Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen für ganz Österreich mittels „Bottom-Up-Methode“ und „Top-Down-Methode“ abgeschätzt.

2.4 Grundlagen

2.4.1 Kläranlagen in Österreich

In Österreich sind 93,9 % der Bevölkerung² an ein öffentliches Kanalnetz mit kommunaler Kläranlage angeschlossen. Gemäß des österreichischen Berichtes zur Kommunalen Abwasserrichtlinie der EU (Lebensministerium 2012) sind derzeit 1.841 Kläranlagen unterschiedlicher Größenklassen in Betrieb, was einer vorhandenen Ausbaupkapazität von insgesamt rund 21,5 Mio. EW₆₀ entspricht (siehe Tabelle 2-1).

² Lebensministerium (2012).

Tabelle 2-1: Vorhandene Ausbaupazitäten der Kläranlagen in Österreich (Stand 31.12.2012)

Größenklasse (EW)	Anzahl Kläranlagen	% Anteil an der Kläranlagenzahl	Ausbaupazität (EW 60)	% Anteil an der Ausbaupazität
51-1.999	1.206	66,5 %	475.009	2,2 %
2.000-10.000	371	20,1 %	1.757.654	8,2 %
10.001-15.000	46	2,5 %	592.405	2,8 %
15.001 – 150.000	200	10,9 %	8.783.235	40,8 %
> 150.000 ¹	18	1,0 %	9.899.267	46,0 %
Summen	1.841	100 %	21.507.570	100 %

Quelle: Lebensministerium (2012).

Die Energiekosten von Kläranlagen, welche in Kosten für thermischen und elektrischen Bedarf untergliedert werden können, werden im Wesentlichen von Kosten für elektrische Energie dominiert. Wie nachfolgende Abbildung 2-2 verdeutlicht, machen die Energiekosten rund 16 % der Gesamtbetriebskosten der Kläranlage aus.³

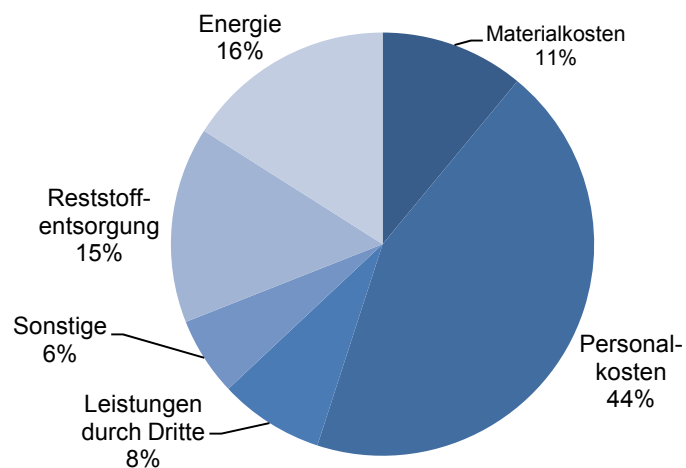


Abbildung 2-2: Betriebskostenverteilung auf Kläranlagen, Quelle: Lindtner (2011).

2.4.1.1 Elektrischer Energiebedarf von Kläranlagen

In der Literatur⁴ finden sich die in Tabelle 2-2 dargestellten Angaben für den spezifischen Stromverbrauch von Kläranlagen, abhängig von der Anlagengröße.

Tabelle 2-2: Anschlussgröße und spezifischer Stromverbrauch von Kläranlagen

Anschlussgröße	Spezifischer Stromverbrauch pro EW/Jahr [kWh/(EW*a)]
< 1.000 EW	75
> 1.000 – 5.000 EW	55
> 5.000 – 10.000 EW	44
> 10.000 – 100.000 EW	35
> 100.000 EW	32

Quelle: Fricke (2009).

Der Energiebedarf wird wesentlich von der Verfahrenstechnik und der Ausbaugröße beeinflusst⁵. Anlagen mit Schlammfäulung und einer Ausbaugröße über 50.000 EW

³ Vgl. Lindtner (2011).

⁴ Vgl. Fricke (2009).

benötigen wesentlich weniger elektrische Energie als Anlagen mit Ausbaugrößen unter 1.000 EW.

Grundsätzlich ist durch Optimierungsmaßnahmen im Bereich der Kläranlagen erhebliches Einsparungspotenzial gegeben. So wurde für niederösterreichische Kläranlagen welche rund 95 GWh/a (Daten aus dem Jahr 2008)⁶ an elektrischer Energie verbrauchten ein Einsparungspotenzial von bis zu 30 GWh/a ermittelt. Für Kläranlagen mit Faulung und Ausbaugrößen >50.000 EW wurde ein elektrischer Strombedarf von durchschnittlich 31 kWh/(EW₁₂₀*a) ermittelt. Für die Optimierung kann für Kläranlagen mit Faulung von einem spezifischen Strombedarf von 20 kWh/(EW₁₂₀*a) ausgegangen werden.⁷ Bei Kläranlagen mit aerober Schlammstabilisierung und einer Ausbaugröße <1.000 EW wurde in der Studie ein elektrischer Strombedarf von durchschnittlich 80 kWh/(EW₁₂₀*a) ermittelt. Je nach Ausbaugröße könnte durch Optimierungsmaßnahmen der elektrische Energiebedarf zwischen 50 – 30 kWh/(EW₁₂₀*a) gesenkt werden.

Dies zeigt, dass bei der Bestimmung von Lastverschiebungspotenzialen in Kläranlagen, durch die dafür notwendige Analyse des Energiebedarfs der elektrischen Anlagenkomponenten, möglicherweise auch Maßnahmen zur Reduktion des elektrischen Energiebedarfs identifiziert werden können.

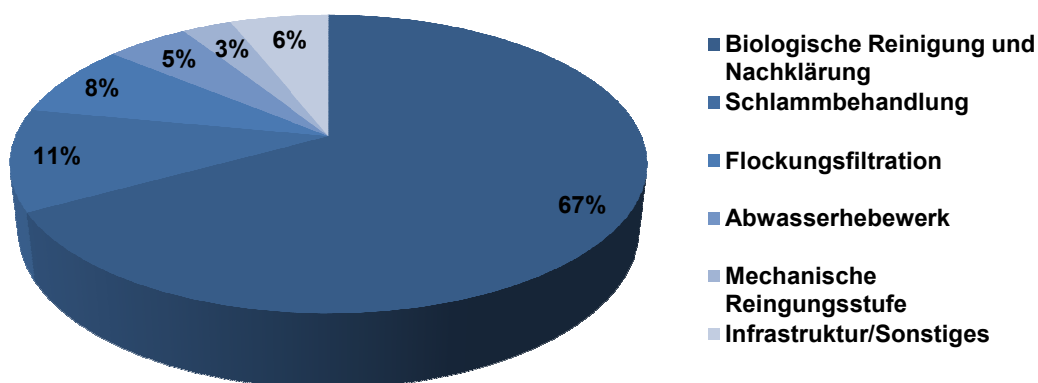


Abbildung 2-3: Anteil der einzelnen Verfahrensschritte am Gesamtstromverbrauch, Quelle: Fricke (2009)

Wie aus Abbildung 2-3 ersichtlich wird, ist der Anteil der biologischen Reinigungsstufe am Gesamtstrombedarf des Klärprozesses mit rund 67 % der größte Stromverbraucher. Je nach Alter und Verfahrenstechnik schwanken die spezifischen Stromverbrauchswerte der einzelnen Anlagenkomponenten stark.

Die Belüftungseinrichtungen sind im Regelfall die größten Stromverbraucher. Für Anlagen mit anaerober Stabilisierung (d.h. Klärschlammfaulung und Biogasgewinnung) liegt der Stromverbrauch für die Belüftung bei rund 50 % des Gesamtstrombedarfs. Anlagen mit aerober Schlammstabilisierung benötigen für die Belüftung zwischen 60 % und 80 % des Gesamtstrombedarfs der Kläranlage.

Nachfolgende

Tabelle 2-3 gibt den Normalbereich für den spezifischen Stromverbrauch in kWh/(EW₁₂₀*a) für die einzelnen Verfahrensschritte an, welcher für Maßnahmen zur Energieoptimierung als

⁵ siehe Lindtner (2011).

⁶ siehe Lindtner (2008).

⁷ Siehe Lindtner (2008).

Orientierungshilfe herangezogen wird und auch zur Eruierung bzw. Beurteilung des Lastverschiebungspotenzials relevant ist.

Tabelle 2-3: Normalbereiche des spezifischen Stromverbrauch

Verfahrensschritt	Normalbereich (von-bis) kWh/(EW ₁₂₀ *a)
Kläranlage gesamt	20 - 50
Zulaufpumpwerk und mechanische Vorreinigung	2,5 - 5,5
Zulaufpumpwerk	1,5 - 3,5
Rechen	0,5 - 1
Sand- u. Fettfang	0,5 - 1
Mechanisch-biologische Reinigung	14,5 - 33
Belüftung	11,5 - 22
Rührwerk	1,5 - 4,5
RS-Pumpen	1 - 4,5
Sonstiges (VKB, NKB,...)	0,5 - 2
Schlammbehandlung	2 - 7
MÜSE und stationärer Eindicker	0,5 - 1
Faulung	1 - 2,5
Schlammmentwässerung	0,5 - 3,5
Infrastruktur	1 - 4,5
Heizung	0 - 2,5
Sonstige Infrastruktur	1 - 2

Quellen: Fricke (2009), Lindtner (2011).

Wie in

Tabelle 2-3 ersichtlich, ist die Schwankungsbreite des Stromverbrauchs für die Belüftung besonders hoch. Aus verfahrenstechnischen Gründen brauchen Anlagen mit aerober Stabilisierung mehr Strom für die Belüftung als Anlagen mit anaerober Stabilisierung (Faulung). Tabelle 2-4 verdeutlicht den unterschiedlichen spezifischen Energieaufwand in Abhängigkeit von der Verfahrenstechnik und der Abwasserzusammensetzung.

Tabelle 2-4: Unterschiede im Stromverbrauch für die Stabilisierung je nach Verfahrenstechnik und Schmutzfracht

	N/CSB Verhältnis	Sauerstoff	kWh/(EW ₁₂₀ *a)
Anaerobe Stabilisierung (Faulung)	0,1	Guter Sauerstofftrag (Optimum von 2,2 kg/kWh)	10
	0,1	Ungünstige Sauerstoffverhältnisse (1,5 kg/kWh)	15
	0,05	Sauerstoffbedarf wird geringer	9
Aerobe Stabilisierung	0,1	Guter Sauerstofftrag (Optimum von 2,2 kg/kWh)	15
	0,1	Ungünstige Sauerstoffverhältnisse (1,5 kg/kWh)	22

Quelle: Lindtner (2011).

2.5 Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen

2.5.1 Grundlagen zur Lastverschiebung in Kläranlagen

Aus Sicht des Netzbetreibers sind zwei Möglichkeiten der Lastverschiebungen interessant:

1. Lastreduktion & Erhöhung der Erzeugung zum Ausgleich von Leistungsdefiziten im Netz (positive Regelleistung)
2. Lasterhöhung & Reduktion der Erzeugung zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen im Netz (negative Regelleistung)

In einer Kläranlage kann Lastreduktion in Form einer kurzzeitigen Minimierung des Strombezuges, durch Abschalten von Anlagenkomponenten, zur Verfügung gestellt werden. Eine Erhöhung der Erzeugung kann durch die Erhöhung der Eigenstromproduktion aus Faulgas erfolgen, sofern die Kläranlage über eine Schlammfaulung und ein Blockheizkraftwerk (BHKW) verfügt.

Lasterhöhung könnte von einer Kläranlage durch eine Erhöhung des Stromverbrauchs durch Einschalten von Anlagenkomponenten erfolgen. Dies ist aus betriebstechnischer Sicht jedoch zumeist nicht sinnvoll. Aus Sicht der Reinigungsleistung ergibt z.B. eine stärkere Belüftung in der Biologie keine zusätzlichen Vorteile. Auch jene Prozessschritte, welche zeitlich einer größeren Flexibilität unterliegen, wie z.B. das Abpressen des Klärschlammes, können aus betriebstechnischer Sicht zumeist nicht unbegrenzt verschoben werden bzw. in der Nacht oder auch an Wochenenden durchgeführt werden, da für diese Prozesse zumeist die Anwesenheit von Personal in der Anlage notwendig ist.

Die aus Sicht des Kläranlagenbetriebes einzige sinnvolle Möglichkeit zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen im Netz ist, in Anlagen mit Schlammfaulung und Blockheizkraftwerken (BHKWs), die Minimierung der Stromproduktion durch Speicherung des Faulgases. Die Dauer bzw. Menge der Stromreduktion hängt dabei stark von der Größe der vorhandenen Gasspeicher ab, welche je nach Anlage sehr stark variieren.

Die Identifikation von Lastverschiebungspotenzialen in Kläranlagen setzt die Transparenz des Stromverbrauches einzelner Anlagenkomponenten, insbesondere jene der größten Stromverbraucher wie Belüftungseinrichtungen und Pumpwerke, voraus. Hier kommen zum einen Stromzähler und zum anderen die Messung des Druckverlustes von Belüftungseinrichtungen durch Manometer⁸ zum Einsatz. Derzeit ist diese Kontrolle der Anlagenteile in den Kläranlagen noch nicht allgemein üblich. Moderne Kläranlagen verfügen im Regelfall über zentrale Steuereinrichtungen, in welche Stromverbrauchsdaten sowie Regelungen zur Lastverschiebung relativ leicht integriert werden könnten.

Der Großteil der österreichischen Kläranlagen arbeitet nach dem Prinzip der biologischen Reinigung (mechanischen Vorreinigung, ein- oder mehrstufige biologischen Hauptreinigung und Nachreinigung). Unterschiede finden sich bei der Schlammstabilisierung (aerobe Stabilisierung oder Faulung). Grundsätzlich haben Anlagen <20.000 EW höhere Energiekosten als größere Anlagen, was in der Verfahrenstechnik⁹ begründet ist. Anlagen >20.000 EW mit Schlammfaulung profitieren zumeist durch die Eigenstromerzeugung aus der Faulgasnutzung mittels BHKW.

Wesentliche Anlagenkomponenten, welche relevant für den Stromverbrauch sind, sind Pumpen, Hebeanlagen (Hebeschnecken) sowie Belüftungsanlagen zum Eintrag des

⁸ Siehe Fricke (2009).

⁹ Vgl. Lindtner (2011).

notwendigen Sauerstoffs und Einrichtungen zur Entwässerung des Klärschlammes. Den weitaus größten Anteil am Stromverbrauch haben im Regelfall die unterschiedlichen Belüfter. In welchem verfahrenstechnischen Abschnitt der Kläranlage Lastverschiebung, z.B. durch Abschalten einzelner Anlagenteile, durchgeführt werden kann, hängt immer von der Belastung des Abwassers und der Klärtechnik (Alter der Anlage, Verfahrenstechnik, etc.) ab. In der Literatur¹⁰ werden für Kläranlagen folgende Möglichkeiten zur Lastverschiebung beschrieben:

- Kurzzeitige Reduzierung der Belüftungsleistung bis hin zu kurzzeitigem Abschalten der Belüftung
- Kurzzeitige Reduktion von Pumpleistungen bis hin zu kurzzeitigem Abschalten
- Sauerstoffanreicherung vor der Lastverschiebung
- Nutzung von Speichervolumen für Rohabwasser während Stromspitzen
- Zeitversetzter Einsatz von Rücklaufpumpen bzw. angepasste zeitliche Neuplanung
- Hebeschnecken für den Schlammabzug
- Schlammbehandlung

2.5.2 Lastverschiebungspotenzial anhand von Praxisbeispielen

Die für das Projekt ausgewählten Kläranlagen repräsentieren sowohl in ihrer Größe (Anschlusswerte von >150.000 EW, 45.000 EW, 5.500 EW und 500 EW) als auch der Verfahrenstechnik sehr gut die österreichische Situation der Abwasserreinigung.

Für die ausgewählten Kläranlagen wurden Messwerte zu Stromverbrauch und Leistung (¼-Stunden Mittelwert oder monatliche Spitzenwerte) erhoben und ausgewertet. Für die einzelnen elektrischen Anlagenkomponenten wurden Nennleistung und die Laufzeiten ermittelt.

In einem weiteren Schritt wurden – zumeist in unmittelbarer Zusammenarbeit mit den Betreibern der Kläranlage – jene Prozessschritte identifiziert, wo grundsätzlich Lastverschiebungen möglich sind, sowie die maximal mögliche Dauer der Verlagerung festgestellt. Basierend auf diesen Informationen wurde das Lastverschiebungspotenzial für die folgenden Zeitabschnitte bestimmt:

- max. 5 min
- max. 15 min
- max. 1 h
- max. 4 h
- max. 12 h
- max. 24 h

Das Lastverschiebungspotenzial wurde für den aktuellen Stand der Technik und die derzeitige technische Anlagenausstattung der Beispielanlagen erhoben. Wesentliche Änderungen in der Anlagentechnik oder die Installation von zusätzlichen Anlagenkomponenten (z.B. Sammelbehälter, Blockheizkraftwerke, Gasspeicher) wurden nicht berücksichtigt.

¹⁰ Vgl. Lekov (2009), Thompson (2008), Thompson (2010).

2.5.2.1 Kläranlage 1 – Anschlusswert 45.000 EW

„Kläranlage 1“ (siehe Abbildung 2-4) ist eine mechanisch biologische Abwasserreinigungsanlage mit einem Anschlusswert von 45.000 EW. Es wird vorwiegend kommunales Abwasser gereinigt (43.000 EW) sowie Abwasser aus einem lebensmittelerzeugenden Betrieb. Für die Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials wurden die in Tabelle 2-5 aufgelisteten Anlagenkomponenten berücksichtigt.

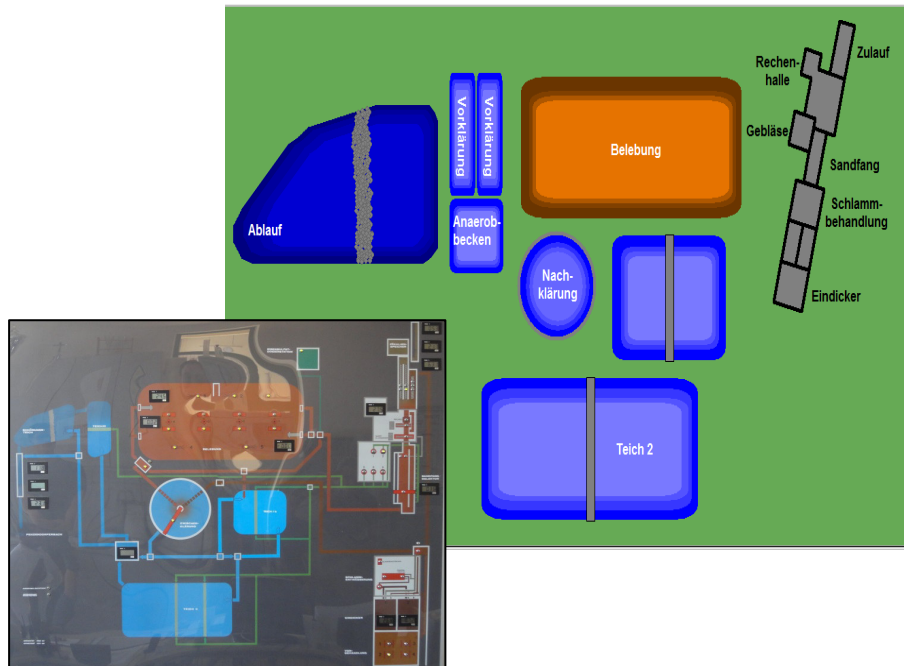


Abbildung 2-4: Anlagenschema – „Kläranlage 1“, Quelle: Eigene Darstellung - Betreiber der Kläranlage 1

Tabelle 2-5: Anlagenkomponenten der Anlage 1

Zulauf	Schneckenpumpe 1	Eindicker	Mixer
	Schneckenpumpe 2	Belüfter	Tiefenbelüfter 1
Rechen	Rechenanlage		Tiefenbelüfter 2
Sandfang	Sandklasierer		Tiefenbelüfter 3
	Abwassertauchpumpe		Tiefenbelüfter 4
	Räumer		Umwälzbelüfter 1
Fettabscheider	Pumpe		Umwälzbelüfter 2
Vorklärung	Rührwerk 1		Umwälzbelüfter 3
	Rührwerk 2		Umwälzbelüfter 4
	Kettenräumer 1		Umwälzbelüfter 5
	Kettenräumer 2	Zwischenklär-becken	Rundräumer
	Schwimmschlammpumpe 1	mechanische Überschussschlamm-entwässerung	
	Schwimmschlammpumpe 2	Dekanter	Zentrifuge
	Schwimmschlammräumer 1		
	Schwimmschlammräumer 2		
	Frischschlammpumpe (Primärschlamm)		
	Schlammheber - Hydraulikaggregat		
	Rücklaufschlammpumpe		
	Überschussschlammpumpe		

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Elektrische Energieversorgung

Die Anlage benötigte im Jahr 2012 ca. 1.500 MWh Strom. Der spezifische jährliche Stromverbrauch bezogen auf 45.000 EW betrug 34 kWh/(EW*a).

Basierend auf den gemessenen Viertelstunden-Mittelwerten der Leistung konnte für Kläranlage 1 der Lastverlauf für das Jahr 2012 dargestellt werden. Beispielhaft sind die Monate Februar und August in Abbildung 2-5 und Abbildung 2-6 dargestellt.

In den Monaten April bis September treten deutlich weniger negative Leistungsspitzen auf, als in den Monaten Oktober bis März. Das kann darauf zurückgeführt werden, dass bei höheren Temperaturen der Sauerstoffbedarf zur Erreichung der geforderten Reinigungsleistung höher ist und die Belüftungs- und Rührwerke stärker zum Einsatz kommen. In den Monaten April bis September kann ein Wochengang im Lastverlauf erkannt werden. An Samstagen und Sonntagen ist die benötigte Leistung deutlich geringer und es treten weniger Leistungsspitzen auf. Hier zeigt sich der Einfluss der gewerblichen Abwässer, die in der Kläranlage gereinigt werden.

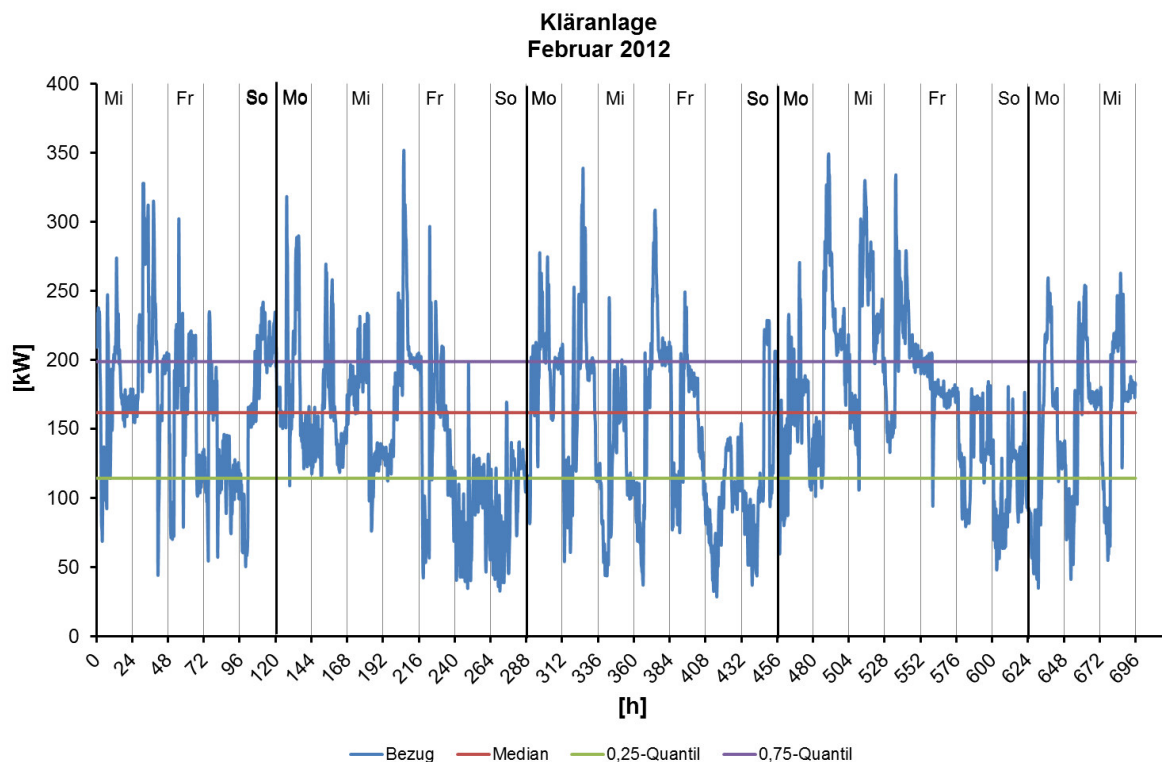


Abbildung 2-5: Lastverlauf der Anlage 1 im Februar 2012 (Viertelstunden-Mittelwerte der Leistung)
(Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research)

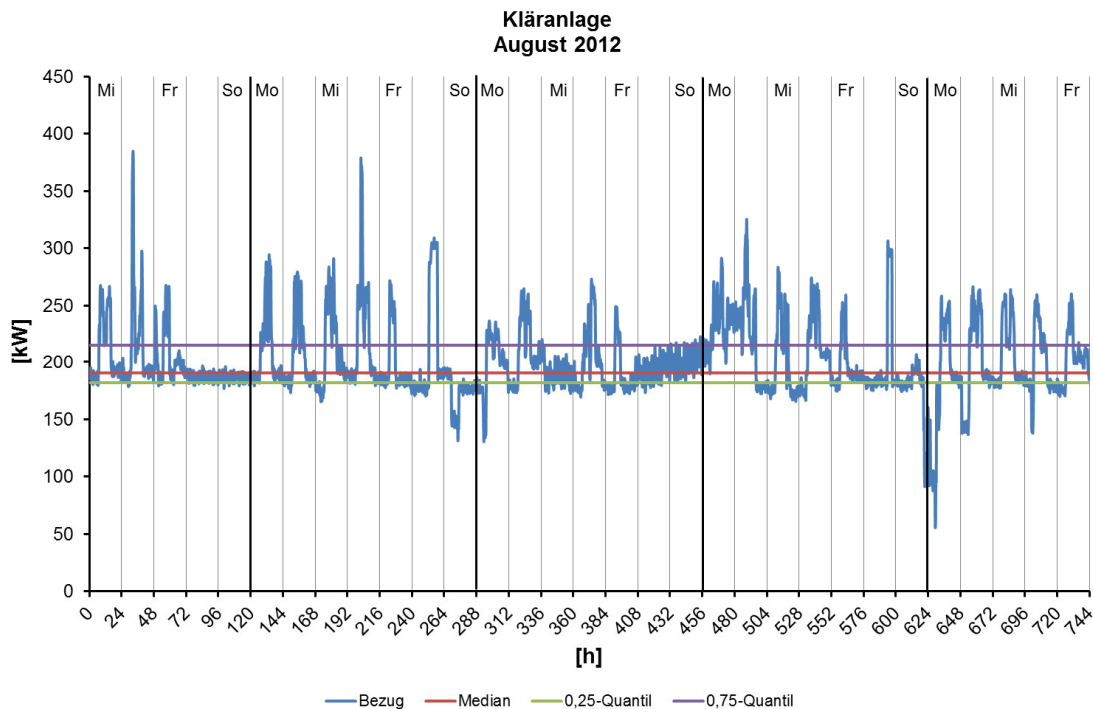


Abbildung 2-6: Lastverlauf der Anlage 1 im August 2012 (Viertelstunden-Mittelwerte der Leistung)
(Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research)

Für die in Tabelle 2-5 dargestellten elektrischen Anlagenkomponenten konnte die Nennleistung erhoben werden. Diese beträgt in Summe 382 kW. Die höchste Nennleistung weisen die vier Tiefenbelüfter (jeweils 46,15 kW), die Zentrifuge (25 kW) und die fünf Umwälzbelüfter (jeweils 15 kW) auf.

Das zuständige Elektrizitätsversorgungsunternehmen greift bereits heute für die Blindleistungsbegrenzung im Stromnetz in die Betriebsführung der Kläranlage ein. Wird ein bestimmter Blindleistungsgrenzwert im Stromnetz überschritten, werden mittels Rundsteuerempfänger die Presse bzw. die Belüfter der Kläranlage abgeschaltet. Diese Eingriffe treten derzeit jedoch nur vereinzelt im Winter auf und die Abschaltungen dauern in der Regel nur einige Minuten bis zu einer halben Stunde. Die Kläranlage ist die einzige Einrichtung im Netzgebiet des Elektrizitätsversorgungsunternehmens in dem diese Maßnahme durchgeführt wird und es gibt keine tarifliche Vereinbarung.

Lastverschiebungspotenzial:

Für diese Anlage wurden vier Szenarien für die Lastverschiebung durch Abschaltung von elektrischen Anlagenkomponenten (Lastreduktion) untersucht:

- Szenario 1: Es werden nur Anlagenkomponenten berücksichtigt, die durchgehend in Betrieb sind (24 Stunden pro Tag, 7 Tage in der Woche).
- Szenario 1a: Es werden nur Anlagenkomponenten berücksichtigt, die durchgehend in Betrieb sind und eine Mindestnennleistung von 10 kW aufweisen.
- Szenario 2: Es werden alle Anlagenkomponenten berücksichtigt, die tagesüber von Montag bis Freitag in Betrieb sind.
- Szenario 2a: Es werden alle Anlagenkomponenten berücksichtigt, die tagesüber von Montag bis Freitag in Betrieb sind und eine Mindestnennleistung von 10 kW aufweisen.

Abbildung 2-7 zeigt das ermittelte Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion von Kläranlage 1 für diese vier Szenarien.

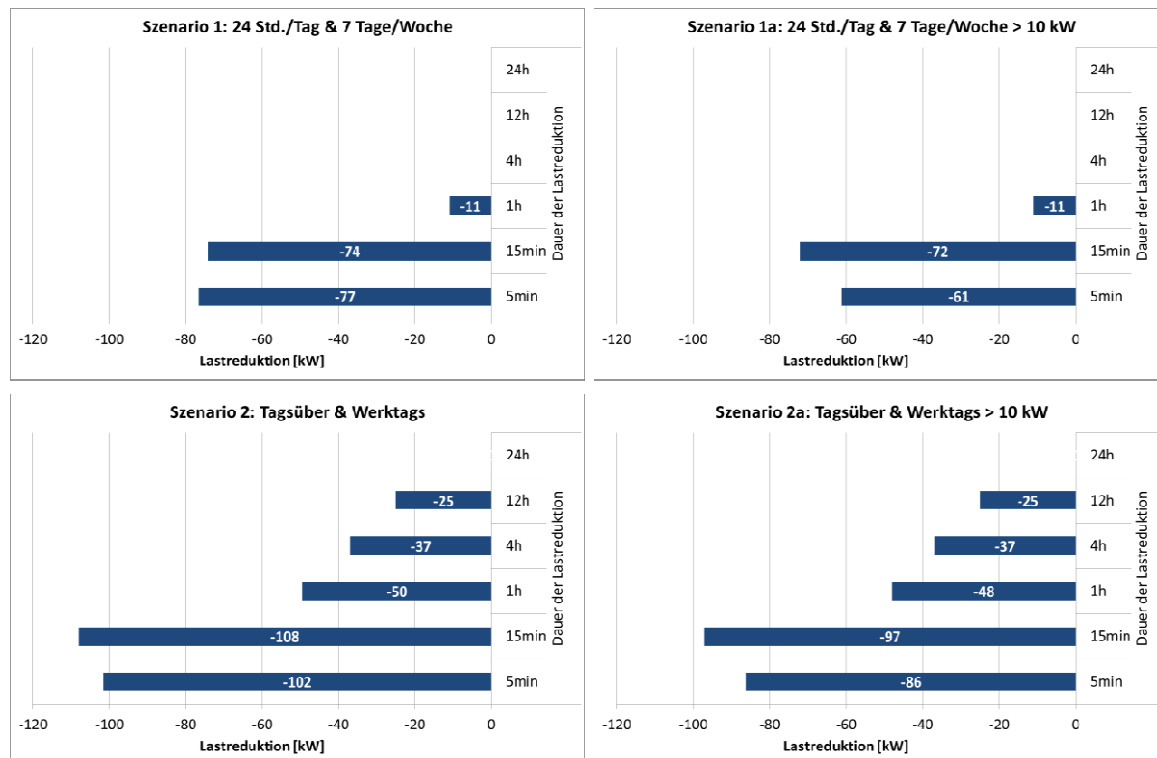


Abbildung 2-7: Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion von Kläranlage 1 für vier Szenarien, (Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research)

Das höchste Potenzial wurde für die Abschaltdauer von max. 15 min ermittelt. Je nach Szenario beträgt das Potenzial für diese Abschaltdauer zwischen 72 und 108 kW. Für dieses Zeitintervall können folgende Anlagenkomponenten zur Lastverschiebung eingesetzt werden: Rücklaufschlammpumpe, 1 Tiefenbelüfter, 1 Umwälzbelüfter, Zentrifuge.

Das Potenzial für eine Abschaltdauer von max. 5 min ist das zweithöchste Potenzial und liegt zwischen 61 und 102 kW. Für diese Zeitintervalle können folgende Anlagenkomponenten zur Lastverschiebung eingesetzt werden: Schneckenpumpe, Rührwerke, 1 Tiefenbelüfter, 1 Umwälzbelüfter, Zentrifuge.

Bei längeren Abschaltdauern reduziert sich das Potenzial für die Lastverschiebung deutlich. Bei einer Abschaltdauer bis zu 1 h beträgt das Potenzial nur mehr zwischen 11 und 50 kW. Eine Abschaltdauer über 1 h erscheint nur an Werktagen und tagsüber möglich. Für Dauern über 4 h kann nur die Zentrifuge zur Lastverschiebung eingesetzt werden, die derzeit jedoch nur 12 h am Tag und 5-mal pro Woche in Betrieb ist.

Ein Potenzial für Lasterhöhung ist in dieser Anlage nicht gegeben. Aus betriebstechnischer Sicht bringt z.B. eine Erhöhung der Belüftung über das derzeitige Niveau hinaus keine zusätzlichen Vorteile. Ebenso ist eine Verlagerung des Betriebes des Dekanter bzw. der Zentrifuge zur Schlammmentwässerung aus logistischer bzw. betriebstechnischer Sicht nur bedingt möglich.

2.5.2.2 Kläranlage 2 – Anschlusswert 950.000 EW

Die Kläranlage 2 hat einen Anschlusswert von 950.000 EW. In der Anlage werden kommunales Abwasser aus einem Einzugsgebiet von 900 km² sowie biologisch abbaubare Abwässer aus der Großindustrie (Stahlindustrie, Chemieindustrie) gereinigt. Der Anteil der Abwässer von der Industrie liegt bei ca. 30 – 40 % der Gesamtfracht und verhält sich meist konstant. Abbildung 2-8 gibt einen Überblick über die Anlage und deren technische Daten.

Elektrische Energieversorgung

Die Anlage ist mit sieben Blockheizkraftwerken (BHKWs) mit einer installierten elektrischen Leistung von 4,55 MW ausgestattet. Die BHKWs werden mit Klärgas aus der Schlammfäulung und Deponiegas aus einer nahe gelegenen Deponie betrieben. Der Deponiegasanteil betrug 2012 ca. 30 % des zur Verfügung stehenden Gases. Die Deponiegasmengen sinken jedoch kontinuierlich. Weiters verfügt die Anlage über einen Gasspeicher mit einem Fassungsvermögen von ca. 5.000 m³, was ca. 30 % der täglich produzierten Gasmenge entspricht.

Bereits heute wird die Kläranlage mit dem Ziel betrieben einen möglichst hohen elektrischen Eigenversorgungsgrad zu erreichen. In Tabelle 2-6 sind die Mengen an erzeugtem Strom, ins Netz gelieferten Strom, aus dem Netz bezogenem Strom und insgesamt verbrauchtem Strom für die Jahre 2011 und 2012 dargestellt. Ca. 98 % des benötigten Stroms werden mit den BHKWs vor Ort erzeugt. Das wird durch Lastverschiebung innerhalb des Anlagenbetriebs erreicht. Die Anlagenregelung ist in Hinblick auf die Erreichung eines hohen Eigenversorgungsgrades bereits optimiert.

Tabelle 2-6: Stromerzeugung und –verbrauch für die Anlage 2 in den Jahren 2011 und 2012

Kläranlage 2	2011	2012
	[GWh]	[GWh]
Stromerzeugung	18,6	17,2
Stromlieferung ans Netz	1,4	1,2
Strombezug aus dem Netz	1,7	1,7
Stromverbrauch	18,8	17,7

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Im Mittel benötigt die gesamte Kläranlage eine elektrische Leistung von ca. 2 MW mit einer Bandbreite von 1,8 bis 2,5 MW. Der größte Verbraucher ist die Druckluftherzeugung in der biologischen Stufe.

Der spezifische jährliche Stromverbrauch bezogen auf 950.000 EW betrug 19 kWh/(EW*a). Damit liegt der Stromverbrauch von Anlage 2 deutlich unter dem in der Literatur angegebenen spezifischen Stromverbrauch von 32 kWh/(EW*a) für Kläranlagen der Größenordnung > 100.000 EW.


BIOLOGISCHE REINIGUNGSSTUFE
Belebungsbecken
CSB – Bemessungsfracht (85. Perzentil)
N-Bemessungsfracht
Bemessungs-Schlammalter (12° C)
2 Selektormischbecken à 3.500 m³
4 Umlaufbelebungsbecken à 12.000 m³
Verbindungs- und Vermischungsgerinne
4 Umlaufbelebungsbecken à 11.000 m³
Summe Belebungsbeckenvolumen
Wassertiefe TW

72 to CSB/d
10 to N/d
12 d
7.000 m³
48.000 m³
44.000 m³
99.000 m³
7,4 m

Nachklärung
8 Becken mit je 50 m Ø à 8.750 m³
Je Nachklärbecken eine Beschickungspumpe
Maximale Oberflächenbeschickung q_s
Maximale Schlammvolumen-Beschickung q_w

70.000 m³
Q = 1.100 l/s
1,0 m³/h
450 l/m²/h

Sauerstoffzufuhr
Maximaler Sauerstoffbedarf
Maximaler Sauerstoffbedarf
Maximale Lüftmenge Betrieb
Membran – Streifenbelüfter
2 x 2 plus 8 x 8 Rührwerke
2 Turboverdichter à 650 kW
4 Turboverdichter à 350 kW
Sauerstofftrag – Reinwasser

4,7 to O₂/h
60 to O₂/d
70.000 Nm³/h
3.248 Stk.
9.900 – 22.000 Nm³/h
5.500 – 12.200 Nm³/h
4,3 kg O₂/kWh

SCHLAMMBEHANDLUNG
Primär-Schlamm-Enddickung
2 Voreindicker à 1.500 m³

3.000 m³

Überschuss-Schlamm-Enddickung
4 Bandedicker à 550 kg TS/h

2.200 kg TS/h

Faulanlage
3 Faulbehälter à 10.400 m³
Aufenthaltszeit

31.200 m³
30 d

Faulschlamm-Entwässerung
3 Zentrifugen mit Polymerkonditionierung
Endfeststoffgehalt
Schlammstillos

3.300 kg TR/h
25 – 30 %
2 x 250 m³

Klärschlamm-Entsorgung
Verbrennung im RHKW-Linz

ENERGIEPRODUKTION
Faulgasanfall (65 % CH₄)
Deponiegasanfall (45 % CH₄)
Gasmisch/-speicherbehälter
Biomethanlage
7 BHKW (Gasmotore) à 650 kW_e
Überschusswärme zur Fernwärmeversorgung

18.000 m³/d
13.000 m³/d
5.000 m³
450 Nm³CH₄/h
4.550 kW_e

Abbildung 2-8: Anlagenschema – „Kläranlage 2“

Quelle: Betreiber der Kläranlage 2

Lastverschiebungspotenziale

Auf Grund des hohen Eigenversorgungsgrad der Kläranlage und des dafür bereits optimierten Anlagenbetriebs, konnte nach Rücksprache mit den für die Energieversorgung der Anlage verantwortlichen Personen, der Gasspeicher mit Potenzial zur Verschiebung von Lasten aus dem Stromnetz identifiziert werden.

Ohne den bestehenden, bereits optimierten, Anlagenbetrieb zu beeinflussen kann Lastverschiebung nur durch das Abschalten der BHKWs bereitgestellt werden. Hier sind Mindeststillstandzeiten nach dem Abschalten, Mindestbetriebszeiten nach dem Start und erlaubte Starts pro Tag bzw. Jahr für das BHKW zu beachten, die vom Hersteller vorgegeben werden. Weiters beeinflusst das Fassungsvermögen des Gasspeichers das mögliche Lastverschiebungspotenzial. Da der vorhandene Gasspeicher nur 30 % des täglich produzierten Gases aufnehmen kann, ist davon auszugehen, dass längere zeitliche Verschiebungen nicht möglich sind. Bei einer Abschaltung des BHKWs für 1 Stunde würden (unter Annahme einer kontinuierlichen Gasproduktion) bereits 23 % des Gasspeichervolumens benötigt werden.

Basierend auf den oben angeführten Faktoren wurde ein Lastverschiebungspotenzial durch Erzeugungsreduktion (bzw. Lasterhöhung) von 1,8 MW für das Zeitintervall von max. 15 min ermittelt. Dieses Lastverschiebungspotenzial kann jedoch nicht uneingeschränkt oft pro Tag genützt werden (ca. 1 Start innerhalb von 6 Stunden).

2.5.2.3 Kläranlage 3 – Anschlusswert 5.500 EW

Bei Kläranlage 3 (siehe Abbildung 2-9) handelt es sich um eine mechanisch-biologische Abwasserreinigungsanlage für kommunale Abwässer mit einem Anschlusswert von 5.500 EW. Zum Zeitpunkt der Datenerhebung (April 2013) war die Anlage zu 47 % hydraulisch ausgelastet.

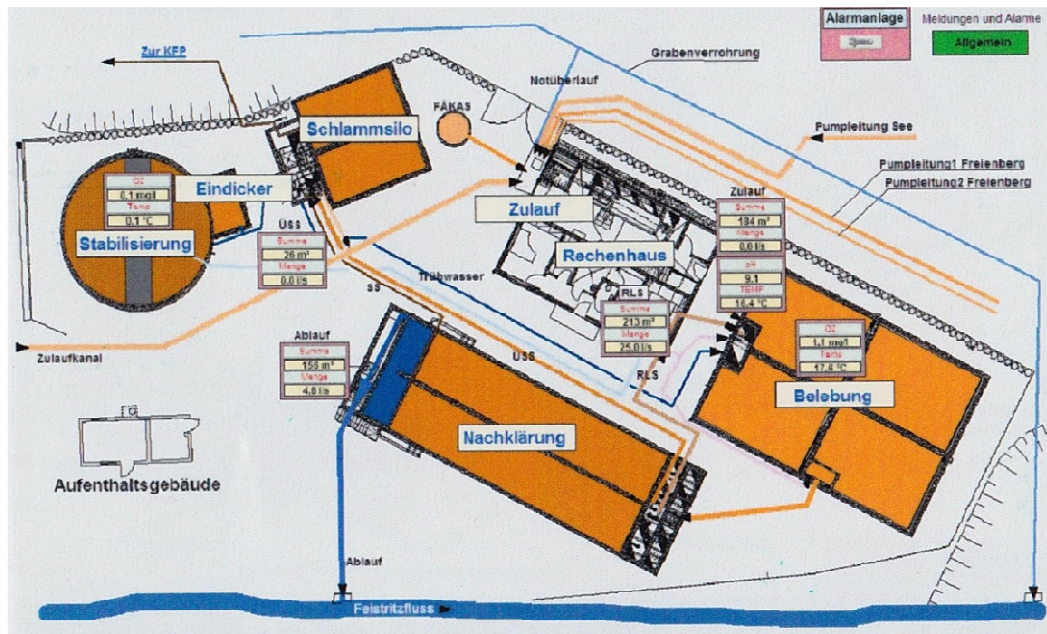


Abbildung 2-9: Anlagenschema „Kläranlage 3“
Quelle: Betreiber der Kläranlage 3

Zur Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials in der Kläranlage 3 wurden nachfolgende Anlagenkomponenten (Tabelle 2-7) berücksichtigt und einer detaillierten Analyse hinsichtlich der Betriebsstunden, der elektrischen Nennleistung und den Möglichkeiten zur Lastverschiebung unterzogen.

Tabelle 2-7: Anlagenkomponenten der Anlage 3

Zulauf	Zulaufpumpe 1	Nachklärbecken	Kettenräumer 1
	Zulaufpumpe 2		SS-Schnecke 1
	Zulaufpumpe 3		SS-Pumpe 1
	Entwässerungspumpe		Kettenräumer 2
Rechenhaus	Drehfilter		SS-Schnecke 2
	Pressschnecke		SS-Pumpe 2
	Sandräumspirale		Rückschlammpumpe 1
	Rührwerk Sandwäscher		Rückschlammpumpe 2
	Sandaustragschnecke		ÜSS-Pumpe
	Verdichter SF	Eindicker	Beschickungspumpe Stabilisierung
	Fetträumer		Trübwasserpumpe Eindicker
	Fettpumpe	Stabilisierung	Gebälse
Belebung	Gebälse 1		Rührwerk
	Gebälse 2	Silo	Beschickungspumpe
	Rührwerk 1		Entwässerungspumpe
	Rezi-Pumpe 1		Trübwasserpumpe 1
	Rührwerk 2		Rührwerk 1
	Rezi-Pumpe 2		Trübwasserpumpe 2
	Schneideradpumpe Fäkal		Rührwerk 2
	Nutzwasserpumpe		Rührwerk 2

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Elektrische Energieversorgung

Der Stromverbrauch von Kläranlage 3 beträgt ca. 145 MWh pro Jahr. Mit einem Einwohnerwert von 5.500 EW ergibt sich ein spezifischer jährliche Stromverbrauch von 26 kWh/(EW*a). Damit liegt der Stromverbrauch von Anlage 3 deutlich unter dem in der Literatur angegeben spezifischen Stromverbrauch von 44 kWh/(EW*a) für Kläranlagen der Größenordnung >5.000 – 10.000 EW.

Abbildung 2-10 zeigt für das Jahr 2011 den monatlichen Stromverbrauch der Anlage 3 unterteilt in den Stromverbrauch der biologischen Reinigung und der restlichen Anlage. Im Sommer (Juni, Juli, August) nimmt der Stromverbrauch der biologischen Reinigung zu. Der Stromverbrauch der restlichen Anlage nimmt in diesen Monaten jedoch ab, weshalb der monatliche Stromverbrauch der gesamten Anlage keine jahreszeitlich bedingte Schwankung aufweist. Die monatlichen Leistungsspitze (maximaler Viertelstunden-Mittelwert) lag zwischen 35 und 42 kW im Jahr 2011 und 32 und 40 kW im Jahr 2012.

Zur Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials wurden die in Tabelle 2-8 dargestellten Anlagenkomponenten mit höheren täglichen Betriebsstunden identifiziert.

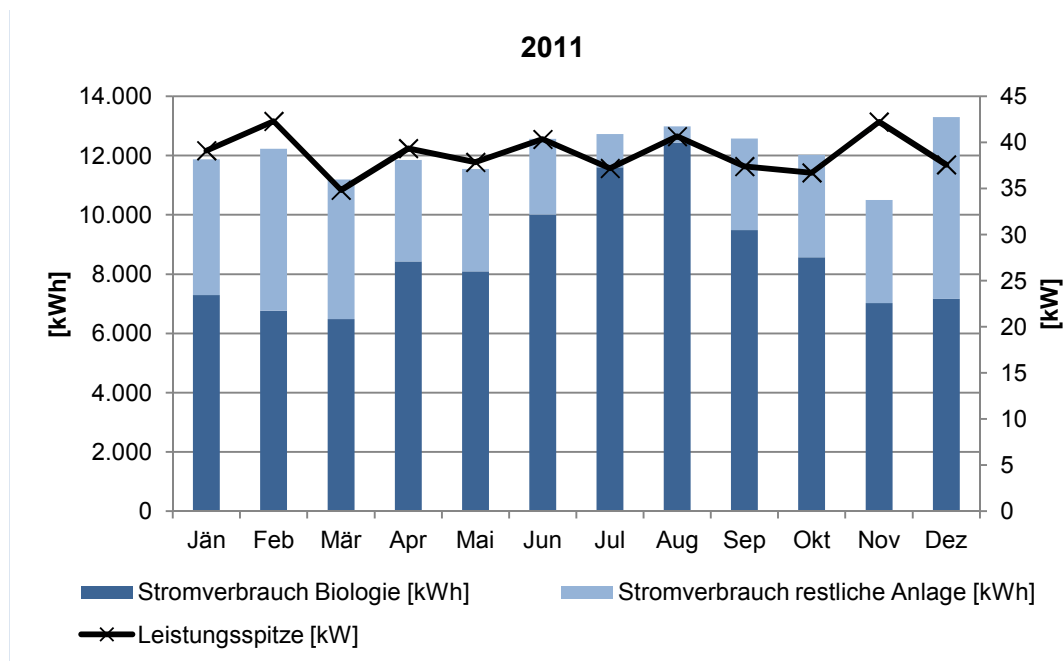


Abbildung 2-10: Monatlicher Stromverbrauch und monatliche Leistungsspitze der Kläranlage 3 im Jahr 2011, Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Tabelle 2-8: Mittlere tägliche Betriebsstunden im Jänner und Juni 2012 ausgewählter Anlagenkomponenten von Kläranlage 3 Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Anlagenkomponenten		Betriebsstunden Jänner 2012	Betriebsstunden Juni 2012	Nenn-leistung
		Mittel [h/d]	Mittel [h/d]	[kW]
Rechenhaus	Verdichter SF	21,9	24,0	7,5
Belebung	Gebälse 1	4,7	11,4	11
	Gebälse 2	4,6	11,4	11
	Rührwerk 1	21,5	23,5	7,5
	Re-zirkulation Pumpe 1	15,2	12,2	2,8
Nachklär-becken	Kettenräumer 1	21,9	24,0	0,5
	Kettenräumer 2	21,9	24,0	0,5
	Rücklaufschlamm-pumpe 1	10,6	10,8	2,8
	Rücklaufschlamm-pumpe 2	10,3	10,8	2,8

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Davon weisen die Gebläse für die Belebung mit jeweils 11 kW die höchsten Nennleistungen auf. In Summe beträgt die Nennleistung für die dargestellten Anlagenkomponenten 49,2 kW. Bei Vergleich mit den monatlichen Leistungsspitzen (max. 42 kW in den Jahren 2011 und 2012) ist erkennbar, dass diese Anlagenkomponenten nie gleichzeitig mit Volllast betrieben werden.

Lastverschiebungspotenzial

Für Kläranlage 3 wurden zwei Szenarien für die Lastverschiebung durch Abschaltung der elektrischen Anlagenkomponenten (Lastreduktion) untersucht:

- Szenario 1: Es werden nur Anlagenkomponenten berücksichtigt, die durchgehend in Betrieb sind (24 Stunden pro Tag, 7 Tage in der Woche).
- Szenario 2: Es werden alle Anlagenkomponenten berücksichtigt, die tagesüber von Montag bis Freitag in Betrieb sind.

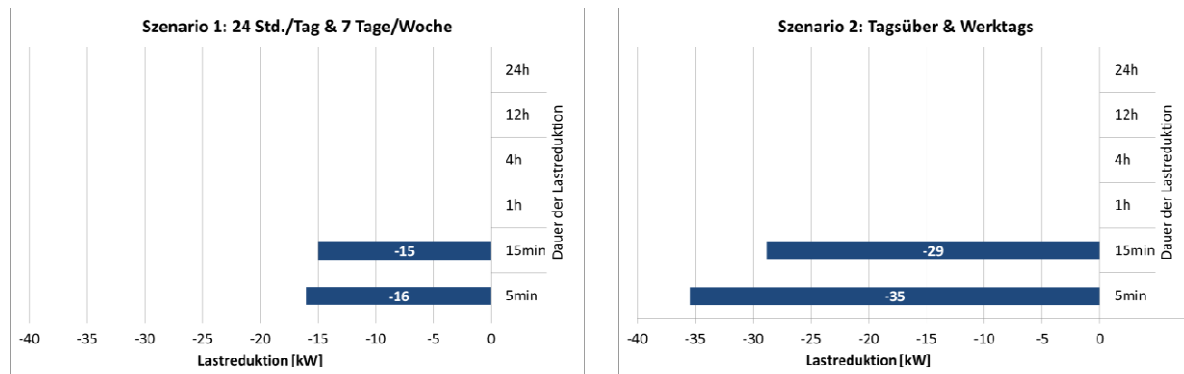


Abbildung 2-11: Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion in Kläranlage 3 für zwei Szenarien
(Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research)

Bei Anlage 3 konnte ein Lastverschiebungspotenzial nur für die Abschaltdauer von max. 5 min und max. 15 min identifiziert werden. Für Szenario 1 liegt das Lastverschiebungspotenzial bei 16 kW (max. 5 min) bzw. 15 kW (max. 15 min). Folgende Anlagekomponenten werden hier zur Lastverschiebung eingesetzt: Verdichter im Rechenhaus (Sandfang), 1 Rührwerk, 2 Kettenräumer

Für Szenario 2, in dem angenommen wird, dass die Abschaltung tagsüber und an Werktagen stattfindet, ist das Potenzial mit 35 kW (max. 5 min) und 29 kW (max. 15 min) fast doppelt so hoch. Folgende Anlagekomponenten werden hier zur Lastverschiebung eingesetzt: Verdichter im Rechenhaus (Sandfang), 1 Rührwerk, 2 Kettenräumer, 1 Gebläse, 1 Rezipulationspumpe und 2 Rücklaufschlammumpen.

Für Zeitdauern über 15 min konnte in dieser Anlage kein Lastverschiebungspotenzial identifiziert werden. Ebenso ist aus betriebstechnischer Sicht kein Potenzial für eine Lasterhöhung gegeben. Zum Beispiel würde eine Erhöhung der Belüftung über das derzeitige Niveau hinaus, in Zeiten mit Überschuss im Netz, keine zusätzlichen Vorteile für die Kläranlage bringen.

2.5.2.4 Kläranlage 4 – Anschlusswerte 500 EW

Da von allen österreichischen Kläranlagen der Anteil an Anlagen mit Anschlusswerten zwischen 50 – 2.000 EW rund 66,5 % ausmacht, wurde im Rahmen des Projektes auch die Möglichkeit der Lastverschiebung bei diesen eher kleinen Anlagen untersucht.

Kläranlage 4 ist eine SBR („Sequencing Batch Reactor“) Anlage mit einem Anschlusswert von 500 EW. Spezifikum des SBR-Verfahrens zur Abwasserreinigung ist, dass alle zur biologischen Reinigung des Abwassers notwendigen Schritte in zeitlicher Abfolge im selben Behälter ablaufen. Eine SBR-Anlage besteht zumeist aus einer Zweikammer-Grube zur mechanischen Vorreinigung sowie zur Pufferung und dem eigentlichen Reaktorbehälter. Die

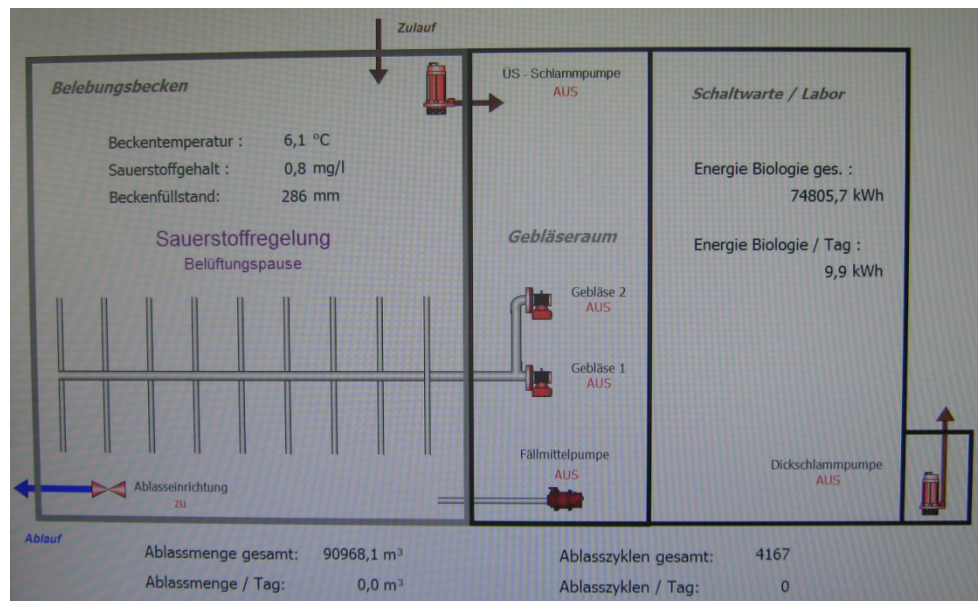


Abbildung 2-12: Anlagenschema „Kläranlage 4“
Quelle: Betreiber der Kläranlage 4

Elektrische Energieversorgung

In der Kläranlage 4 wurden von den Betreibern Stromzähler zur Messung und Aufzeichnung des täglichen Strombedarfs für die Abwasserreinigung im Jahr 2013 eingebaut. Zum Zeitpunkt der Ausarbeitung (Mai 2013) liegen Messprotokolle mit dem täglichen Strombedarf für die Abwasserreinigung und den Betriebsstunden der elektrischen Aggregate (Gebläse 1, Gebläse 2, Überschussschlammpumpe, Dickschlammpumpe und Fällmittelpumpe) von 5.3.2013 bis 11.4.2013 vor. Tabelle 2-9 zeigt die Auswertung der Betriebsstunden für diesen Zeitraum. Die Gebläse waren im Mittel 2 Stunden pro Tag in Betrieb, die Fällmittelpumpe und die Dickschlammpumpe weniger als 1 Stunde. Die Überschussschlammpumpe wurde zum betrachteten Zeitpunkt nicht verwendet.

Tabelle 2-9: Betriebsstunden der elektrischen Aggregate von Kläranlage 4

Kläranlage 4	Betriebsstunden		
	Mittel	Minimal	Maximal
	[h/d]		
Gebläse 1	2,2	1,5	3,0
Gebläse 2	2,3	1,0	3,1
Fällmittelpumpe	0,3	0,0	0,5
ÜS-Schlammpumpe	0,0	0,0	0,0
Dickschlammpumpe	0,5	0,4	0,5

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Lastverschiebungspotenzial

Für den Abwasserreinigungsprozess konnte für Anlage 4 kein Lastverschiebungspotenzial durch Abschalten von elektrischen Aggregaten identifiziert werden, da die Betriebsstunden der einzelnen Anlagenkomponenten sehr gering sind. Es ist nicht gewährleistet, dass die

Anlagenkomponenten in Betrieb sind, wenn aus Netzbetreibersicht der Bedarf für Lastabwurf besteht.

Im Projekt „GAVE – Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher“¹¹ wurde auch das Lastverschiebungspotenzial von kleinen Abwasserreinigungsanlagen untersucht. Hier wurde jedoch nicht der Abwasserreinigungsprozess betrachtet, sondern die Zulaufpumpwerke zur Kläranlage sowie die Pumpen, welche den Klärschlamm in ein Klärschlammvererdungsbecken pumpen. Tabelle 2-10 stellt die berechneten Werte zur Verschiebeleistung der drei untersuchten Abwasser-Pumpwerke in Mistelbach, Rothfarn (=Kläranlage 4) und Großschönau dar. Die Höhe der verschiebbaren Leistung dieser Abwasser- bzw. Schlammumpwerke liegt in einer Bandbreite von 2 bis 11 kW.

Tabelle 2-10: Verschiebeleistung in unterschiedlichen Abwasser-Beseitigungsanlagen

Abwasser-pumpen	Minuten pro Zyklus	Leistung in kW	Zyklen pro Tag	Verschiebbare Energiemenge pro Zyklus (kWh)	Verschiebbare Energiemenge pro Tag (kWh)
Mistelbach	11	11	4,29	2,02	8,65
Rothfarn	5	2	10,86	0,17	1,81
Großschönau	4,7	7,4	27	0,58	15,65

Quelle: GAVE (2012).

In Kapitel 1 wird auf die Lastverschiebungspotenziale, die im Projekt GAVE identifiziert wurden, gesondert eingegangen.

2.5.3 Gesamtösterreichisches Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen

Aufbauend auf den Lastverschiebungspotenzialen der zuvor beschriebenen Praxisbeispiele und allgemeinen Daten zu Kläranlagen in Österreich für verschiedene Größenklassen, wurde das Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen für ganz Österreich abgeschätzt. Das Lastverschiebungspotenzial in Österreich wurde für die Lastreduktion durch gezieltes Abschalten von elektrischen Aggregaten bestimmt.

Dabei wurde wie folgt beschrieben vorgegangen:

1. Auswahl der berücksichtigten Kläranlagen-Größenklassen

In die Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials für Österreich wurden Anlagen mit Anschlusswerten über 2.000 EW₆₀ einbezogen. Anlagen mit Anschlusswerten < 2.000 EW₆₀ wurden nicht berücksichtigt, da für Kläranlagen dieser Größenordnung keine Werte zum Lastverschiebungspotenzial vorliegen. Das Praxisbeispiel „Kläranlage 4“ mit einem Anschlusswert von 500 EW₆₀ zeigte kein Lastverschiebungspotenzial im Abwasserreinigungsprozess auf Grund geringer Betriebszeiten der elektrischen Aggregate. Anlagen der Größenklasse 51 bis 1.999 EW₆₀ sind daher nicht in der Hochrechnung berücksichtigt. Auch Müller et al. (2013) berücksichtigen für eine Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials von Abwasserreinigungsanlagen in der Schweiz nur Anlagen größer 5.000 EW₆₀.

Tabelle 2-11 zeigt die Daten für die Kläranlagen in Österreich, die für die Hochrechnung berücksichtigt wurden, und die Zuordnung der Praxisbeispiele zu diesen Größenklassen.

Tabelle 2-11: Für die Hochrechnung berücksichtigte Größenklassen

¹¹ Siehe GAVE (2012).

Größenklasse (EW)	Anzahl Kläranlagen	Ausbaukapazität (EW 60)	Praxisbeispiel
2.000-15.000	417	2.350.059	Anlage 3
15.001 – 150.000	200	8.783.235	Anlage 1
> 150.000	18	9.899.267	Anlage 2
Summen	635	21.032.561	

Quelle: abgeleitet aus Tabelle 2-1 und Praxisbeispiele

2. Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials in Kläranlagen für ganz Österreich mittels „Bottom-up-Methode“

Für die Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials für Österreich mittels „Bottom-up-Methode“ wurden zwei verschiedene Ansätze gewählt:

- I. Die Ergebnisse der Praxisbeispiele¹² wurden mit der Anzahl der Anlagen in der entsprechenden Größenklasse multipliziert.
- II. Es wurde für jedes Praxisbeispiel das spezifische Lastverschiebungspotenzial pro Einwohnerwert ermittelt und mit der Ausbaukapazität der entsprechenden Größenklasse multipliziert.

Tabelle 2-12 zeigt die Ergebnisse für die untersuchten Verschiebedauern. Bei beiden Arten der Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials ergibt sich für Österreich ein Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion in Kläranlagen zwischen 2 und 22 MW, abhängig von der Verschiebedauer.

Tabelle 2-12: Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen Österreich durch Lastreduktion (Bottom-up-Methode)

Verschiebedauer	Lastverschiebungspotenzial Österreich (Lastreduktion) [MW]	
	Hochrechnung über Anzahl der Anlagen	Hochrechnung über EW
5min	22,0	21,8
15min	21,1	20,9
1h	2,2	2,1
4h	0,0	0,0
12h	0,0	0,0
24h	0,0	0,0

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

3. Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials in Kläranlagen für ganz Österreich mittels „Top-Down-Methode“

Zum Vergleich wurde das Lastverschiebungspotenzial auch nach der „Top-down-Methode“ bestimmt.

Der jährliche Stromverbrauch für Kläranlagen in Österreich beträgt ca. 550 GWh¹³. Damit liegt der Stromverbrauch in einer ähnlichen Größenordnung wie in der Schweiz mit 490 GWh

¹² Als Basis für die Abschätzung der Lastverschiebungspotenzials wurden die Ergebnisse für Anlage 1 und Anlage 3 die Ergebnisse für Szenario 1 herangezogen, wo nur Anlagenkomponenten berücksichtigt wurden, die durchgehend in Betrieb sind (24 Stunden pro Tag, 7 Tage in der Woche), sodass jederzeit zugegriffen werden kann

¹³ Siehe Lindtner (2012).

pro Jahr. Die installierte elektrische Leistung von elektrischen Verbrauchern in Kläranlagen wird in der Schweiz mit 100 – 150 MW abgeschätzt.¹⁴ Für Österreich wird auf Basis dieser Daten von einer installierten elektrischen Leistung von 125 MW ausgegangen. Basierend auf dem mittleren relativen Lastverschiebungspotenzial der untersuchten Praxisbeispiele wurde das in Tabelle 2-12 dargestellte Lastverschiebungspotenzial für ganz Österreich bestimmt. Das mittels top-down-Berechnung abgeschätzte Lastverschiebungspotenzial liegt zwischen 3 und 27 MW, abhängig von der Verschiebedauer.

Tabelle 2-13: Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen Österreich (Top-down-Methode)

Zeitintervall	mittleres relatives Verschiebepotenzial	Lastverschiebungspotenzial Österreich (Lastreduktion) [MW]
5min	22%	27
15min	21%	26
1h	2%	3
4h	0%	0
12h	0%	0
24h	0%	0

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Basierend auf den zwei verschiedenen Methoden zur Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials von Kläranlagen in Österreich ergeben sich folgende Bandbreiten für das Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion in Abhängigkeit von der Abschaltdauer:

- 5 min: 22 – 27 MW
- 15 min: 21 – 26 MW
- 60 min: 2 – 3 MW

Für Abschaltdauern über 1 Stunde konnte kein relevantes Potenzial für Kläranlagen in Österreich identifiziert werden.

2.5.3.1 Einordnung der Ergebnisse

Im Vergleich dazu wurde für die Schweiz von Müller et al. (2013) ebenso auf der Basis von 3 untersuchten Kläranlagen unterschiedlicher Verfahrenstechnik Potenziale für eine positive Regelleistung durch Abschalten von Anlagenkomponenten für die Dauer von 15 min von 3 MW, 23 MW und 40 MW errechnet und für Abschaltungen bis zu 2 Stunden zwischen 1 bis 12 MW ermittelt.

In einer österreichischen Studie von Berger et al. (2013) zum Lastverschiebungspotenzial unterschiedlicher industrieller und öffentlicher Sektoren wurde anhand einer Kläranlage ein Potenzial für Lastreduktion durch Abschalten der Kreiselbelüfter von bis zu 15 min täglich von 1,5 MW festgestellt. Darauf basierend wurde für den Sektor Abwasser für die Verschiebedauer von 15 min eine verschiebbare Jahresenergiemenge von 0,4 GWh bzw. eine verschiebbare Leistung von 6,4 MW abgeleitet.

Für Deutschland wurde von DENA (2010) und Elberg (2012) in einer Studie ein Lastverschiebungspotenzial aus Kläranlagen durch Abschalten von Pump- und Belüftungsprozessen von 130 MW abgeschätzt.

¹⁴ Siehe Müller et al. (2013).

2.5.4 Inputdaten zur Erstellung von Cost-Curves für Kläranlagen

Zur Realisierung des zuvor beschriebenen Lastverschiebungspotenzials wird davon ausgegangen, dass Investitionen in zusätzliche Software und Mess- und Regelungstechnik für die Kläranlagen notwendig sind. Auf Basis der Untersuchungen in GAVE (2012) wurden dafür Investitionskosten in der Höhe von 3.000 bis 5.000 € pro Anlage abgeschätzt. Diese Bandbreite entspricht auch den Abschätzungen, die von Focken et al. (2011) zu Wasserwerken durchgeführt wurden und auszugsweise in Tabelle 2-14 dargestellt sind.

Tabelle 2-14: Investitionskosten für Steuerungs- und Kommunikationstechnik für die Lastverschiebung in Wasserwerken

	Kostenaufwand mit Preisreduzierung bei Mengenabnahme der benötigten Hardwareelemente	Kostenaufwand mit entwickelter Standardschnittstelle (Zukunftsvision)
Variante 1 (Datenleitung)	4.510 €	2.810 €
Variante 2 (WLAN)	4.723 €	3.023 €
Variante 3 (UMTS)	5.255 €	3.555 €

Quelle: Focken et al. (2011).

Die Potenzialerhebung bezieht sich auf die derzeitige technische Ausstattung von Kläranlagen. Technische Adaptionen in größerem Umfang (z.B. Errichtung eines zusätzlichen BHKWs, Vergrößerung des Gasspeichervolumens, etc.) wurden in der Potenzialerhebung nicht berücksichtigt und sind deshalb auch für die Kostenabschätzung nicht relevant.

Weiters wird angenommen, dass für die Kläranlagenbetreiber keine zusätzlichen jährlichen Betriebskosten durch die hier berücksichtigten Lastverschiebungsmaßnahmen entstehen. Durch die Automatisierung mit entsprechender Mess- und Regelungstechnik wird der zusätzliche Betreuungsaufwand für das gezielte Ab- und Zuschalten von technischen Aggregaten als zu gering eingeschätzt, um diesen Aufwand in Form von zusätzlichen Personalkosten zu bewerten.

Mögliche Abnützungserscheinungen und verkürzte Lebensdauern durch vermehrtes Ab- und Einschalten der elektrischen Aggregate können auf Basis der derzeit vorliegenden praktischen Erfahrung noch nicht abgeschätzt werden. Damit verbundene etwaige zusätzliche Wartungskosten sind deshalb in der Kostenabschätzung nicht berücksichtigt.

Auf Basis der in Tabelle 2-15 dargestellten Inputdaten wurden die jährlichen Gesamtkosten der Lastverschiebung ermittelt (Kapitalkosten der Investition).

Zur Bestimmung der jährlichen Kosten pro Abschaltung und der verschiebbaren Energiemenge wird angenommen, dass einmal täglich eine Abschaltung durchgeführt werden kann. In diesem Fall ergeben sich Kosten von 530 bis ca. 880 € pro Abschaltung. Die Kosten pro Abschaltung bezogen auf die ermittelten Lastverschiebungspotenziale für die betrachteten Zeitintervalle ergeben die in Tabelle 2-16 dargestellten spezifischen Gesamtkosten für die Lastverschiebung in Kläranlagen in Österreich.

Tabelle 2-15: Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten

Investitionskosten pro Anlage	[€]	3.000 – 5.000
Anzahl Kläranlagen	[-]	635
Abschreibungsdauer	[a]	10
Kalkulationszinsfuß	[%]	3

Jährliche Gesamtkosten (Kapitalkosten der Investition)	[€/a]	Ca. 190.000 – 320.000

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Tabelle 2-16: Spezifische Gesamtkosten des Lastverschiebungspotenzials in Kläranlagen in Österreich für die verschiebbare Energiemenge (MWh) und die verschiebbare Leistung (MW)

Zeitintervall	Spezifische Kosten*	
	[€/MWh]	[€/MW]
5min	240 - 480	20 - 40
15min	80 - 170	20 - 40
1h	180 - 440	180 - 440

* bei einer Lastverschiebung durch Abschalten von Anlagenkomponenten pro Tag, Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

2.5.5 Hemmnisse zur Umsetzung der Lastverschiebung im Bereich der Abwasserreinigung

Betriebsinterne bzw. strukturelle Gegebenheiten und rechtliche Rahmenbedingungen können Hemmnisse zur Umsetzung der Lastverschiebung im Bereich der Abwasserreinigung sein. Nachfolgende sind mögliche Hemmnisse dargestellt, die im Bereich der Abwasserreinigung auftreten können.

Hemmnisse aus Sicht des Anlagenbetreibers:

- Gesetzliche Vorgaben zur Reinigungsleistung: Durch Maßnahmen der Lastverschiebungen darf die Reinigungsleistung der Kläranlage nicht beeinträchtigt werden. Die gesetzlichen Vorgaben, welche die Qualität des gereinigten Abwassers definieren, müssen jedenfalls eingehalten werden.
- Akzeptanz der Anlagenbetreiber: Aus Sicht der Kläranlagenbetreiber ist die Anlagenführung unter allen Umständen aus Sicht einer optimierten Reinigungsleistung zu gewährleisten. Bei von außerhalb gesteuerten Eingriffen in den Reinigungsprozess, d.h. einer „stromgesteuerten“ Anlagenführung bestehen Befürchtungen, dass die Reinigungsleistungen schwieriger zu erreichen sind. Hier fehlt es an Praxisbeispielen zum Lastmanagement, welche die Akzeptanz bzw. Bereitschaft der Einführung derartiger - im Kläranlagenbereich relativ neuen - Modelle erhöhen würde bzw. eine relevante Kosten-Nutzen Betrachtung für Kläranlagenbetreiber ermöglicht.
- Abrufbarkeit des Lastverschiebungspotenzials: Abwasserreinigungsanlagen sind mehr oder minder großen Schwankungen in der hydraulischen Belastung und der Schmutzfracht unterworfen. Diese sind stark von den örtlichen Gegebenheiten und teilweise vom Wetter (Temperatur, Niederschläge, Trockenwetter) abhängig was sich, je nach technischer Ausstattung der Kläranlage auch in der Betriebsführung niederschlägt. Lastreduktion, durch Abschalten von Anlagenkomponenten, kann daher nicht immer verbindlich zur Verfügung gestellt werden, sondern ist im Einzelfall von der Betriebsführung abhängig.
- Lebensdauer der geschalteten Anlagenkomponenten: Häufiges Ein- und Ausschalten von elektrischen Aggregaten könnte deren Lebensdauer negativ beeinflussen. Speziell BHKWs werden derzeit möglichst gleichmäßig als Grundlastanlagen betrieben. Es ist unklar, welche Auswirkungen häufige Schaltvorgänge auf die Lebensdauer der Anlagenkomponenten haben.
- Trend zu „Energieautarken bzw. energieeffizienten Kläranlagen“: Moderne Kläranlagen sind bestrebt eine hohe energietechnische Optimierung innerhalb des

Kläranlagenbetriebes zu erreichen. Dies betrifft sowohl die maschinelle Ausstattung mit energieeffizienter Technologie als auch moderne Regelungstechniken die Lastverschiebungen innerhalb des Betriebes ermöglichen. Speziell große Kläranlagen die mittels BHKW oder Mikrogasturbinen Strom und Wärme für den Anlagenbetrieb bereitstellen, sind - unter den derzeit vorherrschenden Rahmenbedingungen - bestrebt einen möglichst hohen energetischen Eigenversorgungsgrad zu erreichen. Dafür werden bereits heute Lastverschiebungsmaßnahmen im Anlagenbetrieb durchgeführt. In diesem Fall ist das noch verbleibende Lastverschiebungspotenzial für den Netzbetreiber äußerst gering. Speziell in diesen Anlagen kann nur dann eine Bereitschaft zur Umsetzung von Maßnahmen zur Lastverschiebung angenommen werden, wenn ein ausreichend hoher finanzieller Anreiz vorliegt.

Hemmnisse aus Sicht des Netzbetreibers:

- Dauer der Lastverschiebung: Das anhand der hier untersuchten Fallbeispiele identifizierte Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen kann nur für kürzere Zeiträume abgerufen werden. Für Lastreduktion durch Abschalten von Anlagenaggregaten beträgt die mögliche Dauer der Lastverschiebung maximal eine Stunde. Für Lastverschiebung durch Abschalten von BHKW (Erzeugungsreduktion bzw. Lasterhöhung) ist die Dauer stark abhängig vom verfügbaren Gasvolumen und der Menge an produziertem Klärgas.
- Leistungen: Die Leistungen, die in einzelnen Anlagen abgerufen werden können, sind stark abhängig von der Anlagengröße und im Vergleich zu energieintensiven Industriebetrieben niedrig (z.B. Anlage 1 ca. 70 kW für 15 min, z.B. Anlage 3 ca. 15 kW für 15 min).
- Rahmenbedingungen: Eine Teilnahme am Sekundärregelmarkt ist unter derzeitigen Bedingungen nur in 5 MW-Paketen möglich und die Leistung muss in einem vorgegeben Zeitraum werktags 08:00 bis 20:00 Uhr (peak) oder 20:00 bis 08:00 Uhr (off-peak) bzw. an Wochenenden 00:00 bis 24:00 Uhr (weekend) bereitgestellt werden.¹⁵ Diese Bedingungen können von Kläranlagen ohne größere anlagentechnische Erweiterungen (z.B. Errichtung eines zusätzlichen Gasspeichers) nicht erfüllt werden. Zusätzlich sind auch bei großen Kläranlagen die verschiebbaren Leistungen zu gering, um mit einer Anlage ein 5 MW-Paket bereitzustellen. Das wäre nur durch einen Zusammenschluss mehrerer Großkläranlagen möglich. Für den Ausgleich lokaler Spannungsschwankungen (z.B. durch fluktuierende Stromeinspeisung von PV-Anlagen) auf Niederspannungsebene in Ortsnetzen könnten jedoch auch kleine und mittlere Kläranlagen zum Einsatz kommen.

¹⁵ Oberhofer (2013).

2.6 Zusammenfassung

Zur Abschätzung des Potenzials für elektrische Lastverschiebung im Bereich der kommunalen Infrastruktur wurden innerhalb des Projektes „Loadshift“ Untersuchungen der verfahrenstechnischen bzw. anlagenspezifischen Möglichkeiten zur Verschiebung von elektrischen Lasten im Bereich der kommunalen Abwasserreinigung getätigt und eine Hochrechnung für ganz Österreich durchgeführt. Weiters wurden Kosten für die Umsetzung abgeschätzt sowie Hemmnisse aufgezeigt.

Die Analyse von vier ausgewählten Kläranlagen, welche in ihren Größen (Einwohneranschlusswert) repräsentativ für die Struktur der Abwasserreinigung in Österreich sind, ergab die in Tabelle 2-17 dargestellten Potenziale. Es stellte sich heraus, dass bei „Kläranlage 1“ (Anschlusswert EW 45.000) sowie „Kläranlage 3“ (Anschlusswert EW 5.500) nur eine Lastreduktion durch Abschalten von einzelnen Anlagenkomponenten relevant ist. „Kläranlage 2“ (Anschlusswert EW 950.000) ist durch betriebsinterne Lastverschiebung bereits energetisch derart optimiert, dass nur das Abschalten von BHKWs und die Nutzung des Gasspeichers relevant sind. Für „Kläranlage 4“ konnte für den Abwasserreinigungsprozess, auf Grund geringer Betriebszeiten der elektrischen Aggregate, keine Möglichkeit der Lastverschiebung festgestellt werden. Allerdings gibt es hier Potenziale im Bereich der Pumpleistungen für die Abwasserzuleitung bzw. bei der Klärschlamm Entsorgung.

Tabelle 2-17: Ermittelte Lastverschiebungspotenziale der Praxisbeispiele (Bandbreite der untersuchten Szenarien)

	Kläranlage 1 (45.000 EW)	Kläranlage 2 (950.000 EW)	Kläranlage 3 (5.500 EW)	Kläranlage 4 (500 EW)
Dauer	Lastreduktion durch Abschalten von elektrischen Verbrauchern			
5 min	61-102 kW	0	16-35 kW	2 bis 11 kW für Verschiebedauern von 5 bzw. 11 min (nur Pumpen der Abwasserzuleitung und Klärschlammbehandlung berücksichtigt)
15 min	72-108 kW	0	15-29 kW	
60 min	11-50 kW	0	0	
4 h	0-37 kW	0	0	
12 h	0-25 kW	0	0	
24 h	0	0	0	
Erzeugungsreduktion durch Abschalten von BHKWs				
15 min	0	1,8 MW	0	

Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research

Das gesamtösterreichische Potenzial zur Lastverschiebung wurde auf Basis der ermittelten Potenziale aus den Praxisbeispielen und der Anzahl der in Österreich vorhanden Kläranlagen mit Anschlusswerten >2.000 EW, mittels „Bottom-Up-Methode“ und „Top-Down-Methode“ abgeschätzt. Basierend auf diesen beiden Methoden zur Abschätzung ergeben sich für Österreich folgende Bandbreiten für das Lastverschiebungspotenzial durch Abschalten von elektrischen Verbrauchern, in Abhängigkeit von der Abschaltdauer:

- 5 min: 22 – 27 MW
- 15 min: 21 – 26 MW
- 60 min: 2 – 3 MW

Die spezifischen Kosten zur Realisierung der Lastverschiebungspotenziale für zusätzliche Installation in Software und Mess- bzw. Regelungstechnik wurden mit einmaligen

Investitionen von rund 3.000 – 5.000 € pro Kläranlage abgeschätzt.¹⁶ Durch die Automatisierung mit entsprechender Mess- und Regelungstechnik wird der zusätzliche Betreuungsaufwand für das gezielte Ab- und Zuschalten von technischen Aggregaten als zu gering eingeschätzt, um diesen Aufwand in Form von zusätzlichen Personalkosten zu bewerten.

Als Hemmnisse zur Umsetzung der Lastverschiebung im Bereich der Abwasserreinigung, wurden betriebsinterne bzw. strukturelle Gegebenheiten und rechtliche Rahmenbedingungen identifiziert, welche sowohl aus Sicht der Kläranlagenbetreiber als auch aus Sicht der Netzbetreiber Relevanz besitzen. Beispiele für derartige Hemmnisse sind die aus betriebstechnischen Gründen oft eingeschränkte Abrufbarkeit und teilweise geringe Dauer der abrufbaren Lastverschiebung. Die Mengen der abrufbaren Leistungen, sind im Vergleich zu Industriebetrieben eher gering. Weiters sind die Rahmenbedingungen für eine Teilnahme am Sekundärregelmarkt unter derzeitigen Bedingungen nur in 5 MW-Paketen möglich und die Leistung muss in einem vorgegeben Zeitraum erfolgen.¹⁷ Diese Bedingungen können von Kläranlagen ohne größere anlagentechnische Erweiterungen (z.B. Errichtung eines zusätzlichen Gasspeichers) nicht erfüllt werden und 5 MW könnten nur durch Aggregation mehrerer Großkläranlagen bereitgestellt werden.

¹⁶ Vgl. GAVE (2012).

¹⁷ Vgl. Oberhofer (2013).

2.7 Literaturverzeichnis

Berger, H., T. Eisenhut, S. Polak, und R. Hinterberger. „Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht.“ Wien, 2013.

DENA. „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025 (dena Netzstudie II).“ Berlin, 2010.

Elberg C., Gravitsch G., Höffler F., Rückler J. Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. EWI Köln. 2012.

Focken, Ulrich, Marian Klobasa, und Jens Bümmerstedt. „Kurz- bis mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor.“ energy meteo systems GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Oldenburg, Karlsruhe, 2011.

Fricke, Klaus. „Energieeffizienz kommunaler Kläranlagen.“ Umweltbundesamt , Dessau-Roßlau, 2009.

GAVE. Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher. Endbericht, TU Wien-ICT und AIT, Wien: Klima- und Energiefonds, 2012.

Lebensministerium. „Kommunale Abwasserrichtlinie der EU - 91/271/EWG Österreichischer Bericht.“ 2012.

Lekov, A, L Thompson, A McKane, K Song, und M A Piette. Opportunities for Energy Efficiency and Open Automated Demand Response in Wastewater Treatment Facilities in California - Phase I Report. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, 2009.

Lindtner, Stefan. Energieautarke Kläranlage - Grundlagenpapier. St. Pölten: Niederösterreichische Landesregierung, 2011.

Lindtner, Stefan. „Kläranlagenleistungsvergleich - Bereich Energie.“ 2012.

Lindtner, Stefan. Leitfaden für die Erstellung eines Energiekonzeptes kommunaler Kläranlagen. Wien: Lebensministerium, 2008.

Müller, Ernst A. „Potential der Infrastrukturanlagen zur Potentialverschiebung.“ Bern, 21. März 2013.

Müller, Ernst A., et al. Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung. Bern: Bundesamt für Energie BFE, 2013.

Oberhofer, Michael. „Demand-Side-Management in Österreich in Industrie und Gewerbe.“ Masterarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Graz, 2013.

Thompson, L, A Lekov, A McKane, und M A Piette. Opportunities for Energy Efficiency and Open Automated Demand Response in Wastewater Treatment Facilities in California - Phase II Report- San Luis Rey Wastewater Treatment Plant Case Study. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory, 2010.

Thompson, Lisa, Song Katherine, Alex Lekov, und Aimee McKane. Automated Demand Response Opportunities in Wastewater Treatment Facilities. Ernest Orlando Lawrence Berkley National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division, 2008.

2.8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Vorhandene Ausbaukapazitäten der Kläranlagen in Österreich (Stand 31.12.2012)	7
Tabelle 2-2:	Anschlussgröße und spezifischer Stromverbrauch von Kläranlagen	7
Tabelle 2-3:	Normalbereiche des spezifischen Stromverbrauch	9
Tabelle 2-4:	Unterschiede im Stromverbrauch für die Stabilisierung je nach Verfahrenstechnik und Schmutzfracht	9
Tabelle 2-5:	Anlagenkomponenten der Anlage 1	12
Tabelle 2-6:	Stromerzeugung und –verbrauch für die Anlage 2 in den Jahren 2011 und 2012	16
Tabelle 2-7:	Anlagenkomponenten der Anlage 3	19
Tabelle 2-8:	Mittlere tägliche Betriebsstunden im Jänner und Juni 2012 ausgewählter Anlagenkomponenten von Kläranlage 3 Quelle: eigene Auswertungen Joanneum Research	21
Tabelle 2-9:	Betriebsstunden der elektrischen Aggregate von Kläranlage 4	23
Tabelle 2-10:	Verschiebeleistung in unterschiedlichen Abwasser-Beseitigungsanlagen	24
Tabelle 2-11:	Für die Hochrechnung berücksichtigte Größenklassen	24
Tabelle 2-12:	Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen Österreich durch Lastreduktion (Bottom-up-Methode)	25
Tabelle 2-13:	Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen Österreich (Top-down-Methode)	26
Tabelle 2-14:	Investitionskosten für Steuerungs- und Kommunikationstechnik für die Lastverschiebung in Wasserwerken	27
Tabelle 2-15:	Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten	27
Tabelle 2-16:	Spezifische Gesamtkosten des Lastverschiebungspotenzials in Kläranlagen in Österreich für die verschiebbare Energiemenge (MWh) und die verschiebbare Leistung (MW)	28
Tabelle 2-17:	Ermittelte Lastverschiebungspotenziale der Praxisbeispiele (Bandbreite der untersuchten Szenarien)	30

2.9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Verteilung des Anteils am Stromverbrauch kommunaler Einrichtungen am Beispiel der Schweiz.	5
Abbildung 2-2:	Betriebskostenverteilung auf Kläranlagen.....	7
Abbildung 2-3:	Anteil der einzelnen Verfahrensschritte am Gesamtstromverbrauch	8
Abbildung 2-4:	Anlagenschema – „Kläranlage 1“	12
Abbildung 2-5:	Lastverlauf der Anlage 1 im Februar 2012.....	13
Abbildung 2-6:	Lastverlauf der Anlage 1 im August 2012	14
Abbildung 2-7:	Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion von Kläranlage 1 für 4 Szenarien.....	15
Abbildung 2-8:	Anlagenschema – „Kläranlage 2“	17
Abbildung 2-9:	Anlagenschema "Kläranlage 3".....	19
Abbildung 2-10:	Monatlicher Stromverbrauch und monatliche Leistungsspitze der Kläranlage 3	21
Abbildung 2-11:	Lastverschiebungspotenzial durch Lastreduktion in Kläranlage 3 für 2 Szenarien	22
Abbildung 2-12:	Anlagenschema "Kläranlage 4"	23

3 Case Study: Lastverschiebung bei Abwasserbeseitigungsanlagen und Wasserversorgungssystemen am Beispiel der Marktgemeinde Großschönau

Rusbeh Rezania, Bettina Frantes

Zur Laststeuerung bzw. Lastverschiebung können gemäß der Ergebnisse des Projektes *Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher*¹⁸ auch Abwasserbeseitigungsanlagen und Wasserversorgungssysteme genutzt werden. Die Berechnung des Lastverschiebepotenzials dieser Anlagen in GAVE (2012) ist aus technischer Sicht mit der Installation von entsprechenden Sensoren und passenden Softwarelösungen realisiert und durchgeführt worden. Da die Gemeinde Großschönau auch Teil des Konsortiums des Projektes Loadshift war, war es möglich auf Basis der Ergebnisse von GAVE zusätzliche Auswertungen hinsichtlich der ökonomischen Effekte der Nutzung dieser Lastverschiebungspotenziale zu machen.

Im Gegensatz zum vorangegangenen Kapitel, in dem Prozesse innerhalb von Kläranlagen hinsichtlich ihrer Eignung zur Lastverschiebung analysiert wurden, wird im Folgenden auf Zulaufpumpwerke und die Pumpen zur Klärschlammvererdung eingegangen (der eigentliche Reinigungsprozess wird nicht betrachtet, dies erfolgte bereits in Kapitel 2).

Somit liegt das Ziel des folgenden Kapitels einerseits in der Darstellung der Möglichkeiten zur Lastverschiebung in der Infrastruktur von kleinen Gemeinden am Beispiel von Großschönau und andererseits in der ökonomischen Bewertung des technisch möglichen Lastverschiebungspotenzials der Abwasserbeseitigung und der Wasserversorgung.

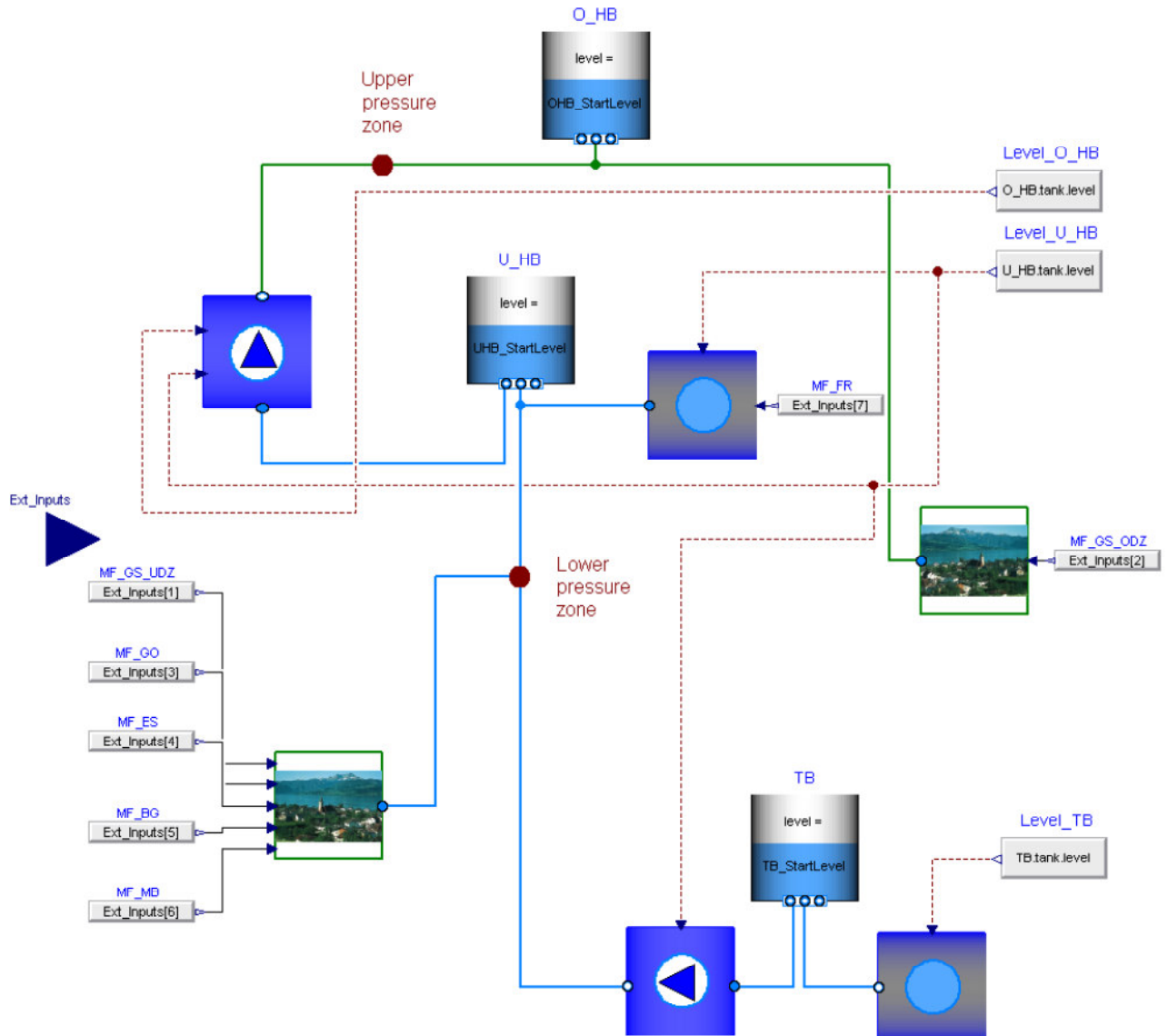
3.1 Überblick der Wasserversorgung in Großschönau

In der Gemeinde Großschönau werden durch ein System von Brunnen außerhalb der Gemeinde zwei Hochbehälter versorgt, die jeweils eine untere und obere Zone bedienen. Die Brunnen sowie die Hochbehälter selbst sind Wassertanks mit einem gewissen Volumen, die durch feste Niveaus geregelt werden. Mit einer Analyse der Füll- bzw. Entleerungsvorgänge kann eine Vorausplanung für Demand-Side-Management gemacht werden. Damit werden die Wasserspeicher zu Energiespeichern innerhalb der Gemeinde.

Die nachstehende Abbildung zeigt das Layout des Modells, welches in Großschönau zur Wasserversorgung verwendet wird und mehrere Dörfer aus verschiedenen Quellen versorgt.

¹⁸ Siehe GAVE (2012).

Abbildung 3-1: Layout Modell Wasserversorgung Schönauf, Quelle: GAVE (2012).



Der Prozess kann in zwei Zonen eingeteilt werden: In der niedrigeren Druckzone wird das Wasser für die Dörfer Großotten, Engelstein, Mistelbach und einem Teil von Großschönauf geholt, während die obere Druckzone Wasser für die übrigen Benutzer im Ort Großschönauf liefert und sich in einer höheren Lage befindet.

Folgende Sensoren sind für das Projekt relevant und wurden erfasst:

- Füllstand unterer Hochbehälter in [m]
- Füllstand oberer Hochbehälter in [m]
- Gesamtmenge Zulauf Friedeich in [m³]
- Gesamtmenge Tiefbrunnen in [m³]
- Gesamtmenge untere Hochbehälter in [m³]
- Gesamtmenge Brunnen Rabenloch in [m³]
 - Gesamtmenge Brunnen Agrar III in [m³]
 - Füllstand Brunnen Agrar III in [m]
 - Gesamtmenge Brunnen Wandl I in [m³]

- Füllstand Brunnen Wandl I in [m]
- Gesamtmenge Brunnen Wandl II in [m³]
- Füllstand Brunnen Wandl II in [m]
- Füllstand Tiefbehälter in [m]
- Abnahme Groß-Otten in [m³]
- Abnahme Engelstein in [m³]

Bei allen dazugehörigen Pumpen wurden die Betriebszeiten und der aktuelle Schaltzustand erfasst. Als Aktuatoren lassen sich bei der Frischwasserversorgung prinzipiell alle Pumpen einsetzen. Folgende Auflistung gibt einen Überblick über die Pumpen mit den dazugehörigen Leistungen:

- Pumpsystem Drucksteigerungsanlage, Leistung ca. 2 x 1,5 kW
- Tiefenbrunnen Kierer, Leistung ca. 1,1 kW
- Rabenloch, Leistung gesamt ca. 8,03 kW
 - Pumpe Agrar III, Leistung ca. 0,55 kW
 - Pumpe Wandl I, Leistung ca. 0,73 kW
 - Pumpe Wandl II, Leistung ca. 0,75 kW
 - Drucksteigerungsanlage, Leistung ca. 2 x 3 kW

Die Wasserbehälter haben einen Füllstand, welcher zur Lastverschiebung bereitsteht. Bei den spezifischen Daten sind vor allem die Füllmengen interessant. Hierzu folgende Auflistung:

- Füllmenge unterer Hochbehälter, 130 m³
- Füllmenge oberer Hochbehälter, 100 m³
- Füllmenge Tiefbehälter Rabenloch, 34 m³

Berechnung des Verschiebepotenzials

Für alle Verbraucher die für Demand Response Maßnahmen im Bereich Frischwasserversorgung in Frage kommen, wurde die elektrische Leistung anhand der Typenschilder bzw. Betriebsanleitungen ermittelt – diese Werte werden in der unten stehenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-1: Elektrische Pumpenleistungen

Wasser – Versorgungsanlage - Großschönau	
Verbraucher	Elektrische Leistung
Hochbehälter Pumpe unten	1,5 kW
Hochbehälter Pumpe oben	1,5 kW
Pumpe Kiererbrunnen	1,1 kW
Pumpe Rabenlochbrunnen	3 kW
Hauptpumpe Rabenloch	3 kW

Tabelle 3-2: Verschiebepotenzial in der Verbrauchsgruppe Frischwasser

Wasser – Versorgungsanlage - Großschönau	
Frishwasser	10,1 kW

Wie dieses Potenzial konkret genutzt werden kann, hängt von mehreren Faktoren ab:

- Der Länge des Peaks im elektrischen Netz
- Der Kapazität der Speicherbehälter
- Dem Verbrauch während der Zeit des Peaks

Die nachstehende Skizze zeigt schematisch die Füllstandsregelung, mit den Bereichen D1, D2, D3, P1, P2, P3 welche unten genauer beschrieben werden.

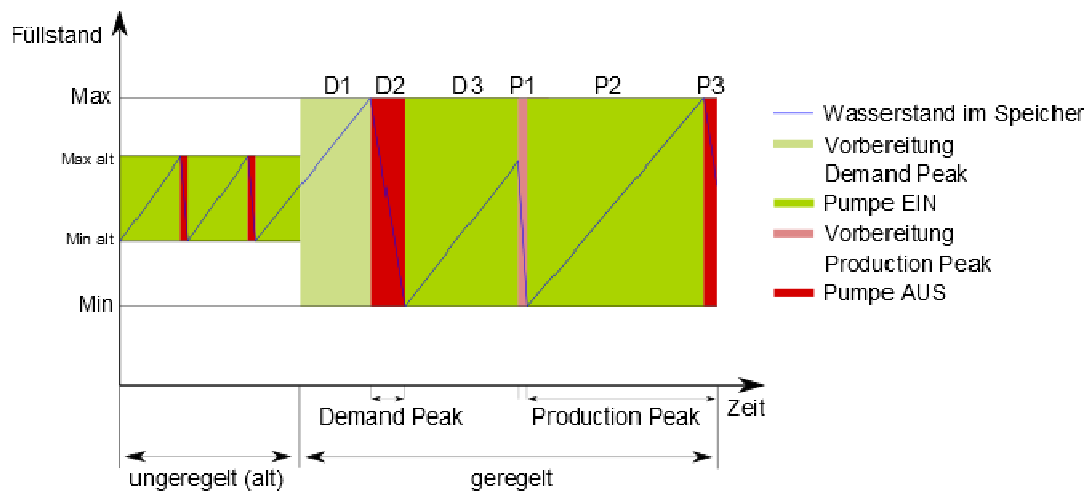


Abbildung 3-2: Prinzip Skizze Wasserstands Regelung

Demand-Peak: Durch die Länge des Peaks ergibt sich die Zeit, zu der die Pumpen nicht laufen sollten. Ist die Kapazität des Tanks größer als der Verbrauch, der während des Peaks zu erwarten ist, kann die Last wie folgt verschoben werden:

D1. Rechtzeitig vor dem Peak wird in der Regelung des entsprechenden Behälters die Obergrenze bis zum höchsten technisch möglichen Füllstand angehoben. Zusätzlich wird die Untergrenze des Füllstandes in der Regelung so gesetzt, dass der Behälter mit dem höchstzulässigen Maß an Duty Cycling auf einem möglichst hohen Niveau gehalten wird. Durch die stochastische Natur der Frischwasserentnahme aus dem Behälter kann nie von einer statischen Füllmenge ausgegangen werden, daher kann der Zeitpunkt zu dem die Befüllung begonnen werden muss nur näherungsweise festgelegt werden; dies führt auch dazu, dass der Füllstand eventuell über eine gewisse Zeit gehalten werden muss, wenn die Entnahme geringer als erwartet ausfällt, und so der Höchststand deutlich vor dem Peak das erste Mal erreicht wird.

D2. Während des Peaks wird die Untergrenze des Füllstandes auf den niedrigsten technisch möglichen Füllstand gesetzt. Mit der Obergrenze wird analog zu D1 verfahren, und daher ein Wert gewählt der voraussichtlich zu einem akzeptablen Duty Cycling der Pumpe führt.

D3. Nach dem Peak kann der Normalbetrieb nahtlos wieder aufgenommen werden, was im schlechtesten Fall zu einem Rebound in der Höhe der gesamten elektrischen Leistung führen kann.

Production Peak: (wird umgekehrt wie der Demand-Peak abgehandelt)

P1. Rechtzeitig vor dem Peak wird in der Regelung des entsprechenden Behälters die Untergrenze bis zum niedrigsten technisch möglichen Füllstand abgesenkt. Zusätzlich wird die Obergrenze des Füllstandes in der Regelung so gesetzt, dass der Behälter mit dem höchstzulässigen Maß an Duty Cycling auf einem niedrigen Niveau gehalten wird. Durch die stochastische Natur der Frischwasserentnahme aus dem Behälter kann nie von einer statischen Füllmenge ausgegangen werden, daher kann der Zeitpunkt zu dem die Entleerung begonnen werden muss wieder nur näherungsweise festgelegt werden. Dies führt auch hier dazu, dass der niedrige Füllstand eventuell über eine gewisse Zeit gehalten werden muss, wenn die Entnahme höher als erwartet ausfällt, und so der niedrigste Füllstand deutlich vor dem Peak das erste Mal erreicht wird.

P2. Während des Peaks wird die Obergrenze des Füllstandes auf den höchsten technisch möglichen Füllstand gesetzt. Mit der Untergrenze wird analog zu (1) verfahren, daher wird ein Wert gewählt, der voraussichtlich zu einem akzeptablen Duty Cycling der Pumpe führt.

P3. Nach dem Peak kann der Normalbetrieb nahtlos wieder aufgenommen werden.

Einzelne Lastverschiebungen im Frischwassersystem waren zwar erfolgreich, durch die höhere Komplexität des Systems konnten allerdings durch die Experimente nicht alle Zustände abgedeckt werden. Die erhaltenen guten Ergebnisse haben jedoch nur Stichprobencharakter. Um eine definitive Aussage über die Möglichkeiten zur Lastverschiebung im Bereich der Frischwasserversorgung zu erhalten, wurde mit einem in GAVE (2012) entwickelten Simulationsmodell ein Monte-Carlo-Experiment durchgeführt.

Dazu wurden zunächst nachgewiesen, dass die Füllstände der beiden Tanks, die tatsächlich Frischwasser bereitstellen, statistisch voneinander unabhängig sind. Die Veränderungen der Füllstände sind zwar klarerweise durch die Pumpe dazwischen in vielen Fällen indirekt proportional, der Korrelationskoeffizient der Füllstände zeigte aber, dass diese tatsächlich als unabhängig betrachtet werden können. Daraufhin wurden, da die Sensoren nur auf cm genaue Füllstände angeben, eine diskrete empirische Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion, und daraus die empirische Verteilungsfunktion der Füllstände generiert. Aus dieser empirischen Verteilungsfunktion wurden mittels eines [0,1] gleichverteilten Pseudozufallszahlengenerators 1.000 Paare von Füllständen für die beiden Tanks generiert. Diese Werte wurden als Startwerte für die Simulation eingesetzt, um mit Hilfe der Simulation die Zeit bis zum ersten Erreichen eines unteren Sollwerts zu bestimmen. An diesem Punkt würde eine der Pumpen wieder anspringen, und damit das Ziel, die gesamte Last der Frischwasserversorgung zu verschieben, kompromittieren.

Da die Ergebnisse nicht normalverteilt waren, wurden sie auf log-Normalverteilung getestet, in dem die transformierten Werte auf Normalverteilung getestet wurden. Hier lieferte der Kolmogorov Smirnov Test bei $\alpha=0.95$ eine Bestätigung der Hypothese der Normalverteilung, damit kann für die ursprünglichen Daten log-Normalverteilung angenommen werden. Damit ergibt sich für den Erwartungswert der zugrunde liegenden Verteilungsfunktion, deren Parameter ebenfalls aus den transformierten Daten geschätzt werden konnte, ein Erwartungswert von ca. 75 Minuten (genauer 4.425,66 Sekunden), wobei 78,3 Prozent aller Werte über einer Stunde liegen.

Das heißt zusammengefasst, dass bereits ohne Vorkonditionierung das Frischwasserversorgungssystem der Gemeinde Großschönau in 80 % der Fälle für zumindest eine Stunde ohne Betrieb der Pumpen verwendet werden kann. Darauf basierend kann nun zusammen mit vorhandenen Messdaten für das Füllen der Tanks geschlossen werden, dass bei einer Vorkonditionierung, sollte diese eine halbe Stunde vorher begonnen werden, die angepeilten 2 Stunden Dauer, während denen keine Pumpe laufen sollte, in 99,3 % aller Fälle erfüllt werden können. Die verbleibenden Prozentpunkte kommen von

extremen Ereignissen, die in den Daten wiedergespiegelt wurden, wobei hier angemerkt werden muss, dass diese nie länger als 15 Minuten auftraten. In diesen 99,3 % aller Fälle können also die 10,1 kW Leistung der Pumpen komplett auf einen Zeitraum außerhalb eines zweistündigen Peaks verschoben werden. Bei 2 stündiger Abschaltung würde dies eine Lastreduktion von 20,2 kWh pro Abschaltzyklus bedeuten.

3.2 Überblick der Abwasser-Beseitigungsanlagen in Großschönau

Im Projekt GAVE wurden weiters die Verschiebeleistungen von drei Abwasserbeseitigungsanlagen untersucht, die sich in den Gemeinden Mistelbach, Rothfarn und Großschönau befinden. Hierbei wurden Vererdungspumpen, Abwasserpumpen sowie eine Wärmepumpe untersucht. Tabelle 3-3 stellt die berechneten Werte zur Verschiebeleistung dieser Anlagen in den drei untersuchten Abwasser-Beseitigungsanlagen dar. Die Höhe der verschiebbaren Energiemenge (kWh) pro Tag und Anlage liegt in einer Bandbreite von 1,81 kWh bis 15,65 kWh.

Tabelle 3-3: Verschiebeleistung in unterschiedlichen Abwasser-Beseitigungsanlagen (siehe GAVE (2012))

Name	Minuten pro Zyklus	Leistung in kW	Zyklen	Verschiebbare Energiemenge pro Zyklus, (kWh)	Verschiebbare Energiemenge pro Tag, (kWh)
Mistelbach	11	11	4,29	2,02	8,65
Rothfarn	5	2	10,86	0,17	1,81
Großschönau	4,7	7,4	27	0,58	15,65

Die Investitionskosten für die technische Flexibilisierung der Anlagen sowohl für die Wasserversorgung wie in Kapitel 3.1 beschrieben wie auch für die hier dargestellten Abwasser-Reinigungsanlagen sind unterteilt in die Kosten für allgemeine technische Erweiterung, Sensoren, Aktuatorvorrichtungen und Software. Die Summe der Kosten, widergegeben in Tabelle A.1 (siehe Anhang), liegt bei rund 13.500 €.

3.3 Ökonomische Bewertung des Lastverschiebepotenzials

Die ökonomische Bewertung der errechneten Lastverschiebungspotenziale besteht einerseits aus der Bewertung des Einnahmepotenzials und andererseits dem Vergleich zwischen Einnahmen und benötigten Investitionskosten für die Anlagen.

Das Einnahmepotenzial der Lastverschiebung wird mit den historischen Strompreisen vom Day-Ahead-Markt¹⁹ bewertet. Die ökonomische Bewertung der Lastverschiebung der betrachteten Wasserversorgungs- und Abwasser-Beseitigungsanlagen, basierend auf historischen Strompreisen, gibt einen Rückschluss über die Entwicklung von Peak- und Offpeak Spreizung am Day-Ahead-Markt. Abbildung 3-3 stellt die allgemeine methodische Vorgangsweise für die Berechnung der möglichen Einnahmen aufgrund der Lastverschiebung dar. Die verschiebbare Energie innerhalb eines Tages kann von

¹⁹ Siehe EXAA (2013).

verschiedenen Tageszeitpunkten mit hohen Strompreisen in Zeiten mit niedrigeren Strompreisen verlagert werden. Der linke Teil von Abbildung 3-3 stellt die Verlagerung der verschiebbaren Energie innerhalb eines Tages von der Stunde mit dem höchsten Strompreis in die Stunde mit dem geringsten Strompreis dar. Damit kann die Lastverschiebung innerhalb von zwei Zeitpunkten/Stunden abgeschlossen werden. Der rechte Teil von Abbildung 3-3 stellt die Verlagerung der gleichen Energiemenge pro Tag wie der linke Teil von Abbildung 3-3 dar, wobei diese Verschiebung zwischen insgesamt vier verschiedenen Zeitpunkten/Stunden (von den beiden teuersten zu den beiden billigsten Stunden) bewerkstelligt wird.

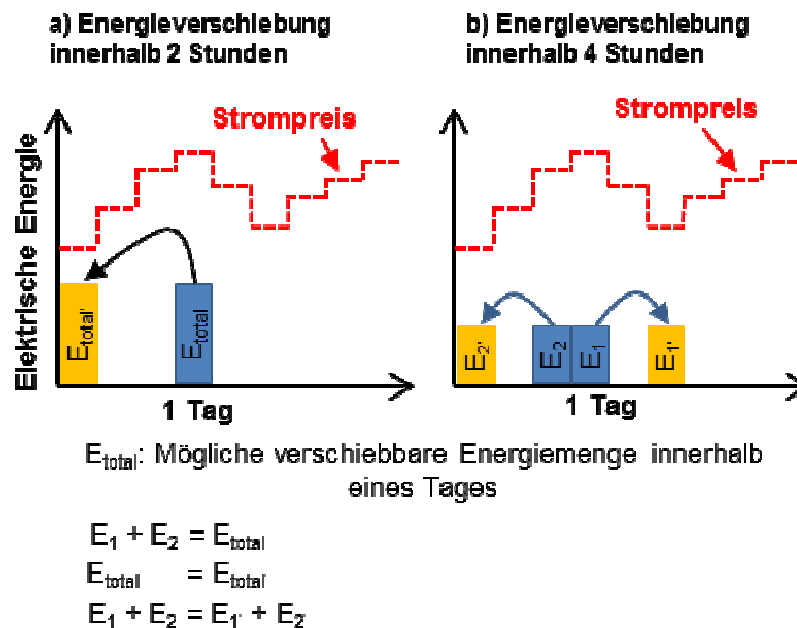


Abbildung 3-3: Methodische Vorgangsweise bei der Verschiebung der verfügbaren Energiemenge innerhalb von unterschiedlichen Tageszeitpunkten

Der Vergleich zwischen Einnahmen und benötigten Investitionskosten für die Anlagen basiert auf der Anwendung der Barwertmethode. In dieser Methode wird der Wert der zukünftigen Einnahmen der Lastverschiebung auf die Gegenwart umgerechnet und mit den benötigten Investitionskosten²⁰ (Ausbau der Anlagen) verglichen. Damit wird die Anzahl der Jahre ermittelt, die benötigt, um die Investitionskosten abzudecken.

3.3.1 Datengrundlage

Die Daten für die Anwendung der oben beschriebenen Methodik sind in historische Strompreise am Day-Ahead-Markt, technisch mögliche Lastverschiebungspotenziale der untersuchten Anlagen und benötigte Investitionen für die Flexibilisierung der Anlagen unterteilt. Abbildung 3-4 stellt die Entwicklung des mittleren Strompreises am Day-Ahead-Markt dar. Der höchste mittlere Strompreis ist im Jahr 2008 erreicht worden, wobei in den letzten Jahren eine Senkung des mittleren Strompreises zu beobachten ist. Die Ermittlung

²⁰ Die Realisierung der Lastverschiebung in den untersuchten Anlagen ist mit entsprechender Flexibilisierung der Systeme durchgeführt worden. Die erwähnte Flexibilisierung resultiert aus der Installation von zusätzlichen Messgeräten (Sensoren) und Steuerungssoftware.

des möglichen Einnahmepotenzials der Lastverschiebung von 2003 bis 2012 gibt einen Aufschluss über die jährliche Entwicklung des Strompreisunterschieds zwischen Peak- und Offpeak-Zeiten.

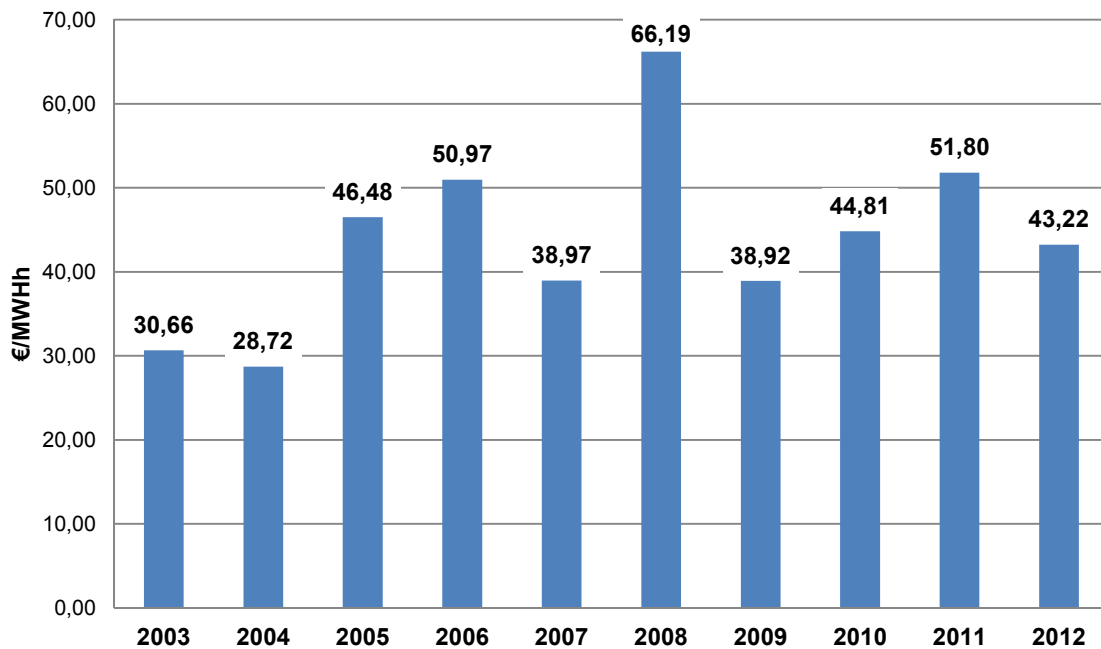


Abbildung 3-4: Mittlerer Strompreis am Day-Ahead-Markt von 2003 bis 2012, Quelle: EXAA (2013).

3.4 Ergebnisse

Die Ergebnisse der ökonomischen Untersuchung ergeben sich aus der beschriebenen Methode und der erwähnten Datengrundlage und sind unterteilt in:

- Berechnung des Einnahmepotenzials für das Wasserversorgungssystem,
- Kalkulation des Einnahmepotenzials für die Abwasser-Beseitigungsanlagen,
- Kosten-Nutzen-Analyse: Gegenüberstellung der ermittelten Einnahmen und Investitionskosten.

3.4.1 Einnahmepotenzial für das Wasserversorgungssystem

Die ökonomische Bewertung basiert auf Lastverlagerung von Zeiten mit den teuersten hin zu Zeiten mit den niedrigsten Strompreisen. Das Fenster für die Verschiebung ist mit zwei Stunden angenommen worden. Abbildung 3-5 stellt die täglichen Einnahmen bzw. Einsparungen mittels Lastverschiebung innerhalb des Wasserversorgungssystems dar. Es ist ersichtlich, dass die Einsparungen in den letzten Jahren aufgrund der Verringerung des Unterschieds zwischen Peak- und Offpeak-Preisen einen rückläufigen Verlauf angenommen haben. Der Grund des Rückgangs kann in der Verringerung der Peak-Preise in den letzten Jahren aufgrund der hohen Durchdringungsrate der erneuerbaren Technologien insbesondere Photovoltaik gesehen werden²¹.

²¹ siehe auch Haas et al. (2013).



Abbildung 3-5: Tägliche Einnahmen mittels der Lastverlagerung innerhalb des Wasserversorgungssystems

Die Summe der täglichen Einnahmen, die sich aus der Lastverlagerung ergeben, resultiert in jährlichen Einnahmen für das Wasserversorgungssystem (siehe Abbildung 3-6). Der erwähnte Rückgang des Unterschieds zwischen Peak- und Offpeak-Preisen in den letzten Jahren beeinflusst auch die Höhe der jährlichen Einnahmen. Im Jahr 2012 könnte mittels Lastverschiebung eine Einsparung bei Stromkosten von rund 250 € erzielt werden.

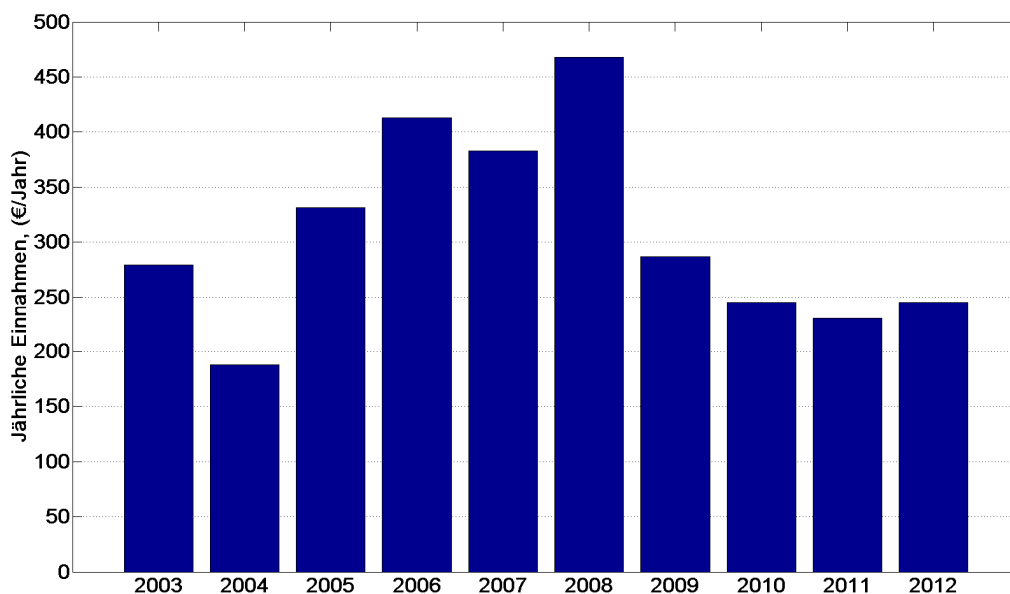


Abbildung 3-6: Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung innerhalb des Wasserversorgungssystems

3.4.2 Einnahmepotenzial für die Abwasser-Beseitigungsanlagen

Die ökonomische Bewertung der Lastverschiebung innerhalb der untersuchten Abwasser-Beseitigungsanlagen bezieht sich hier auf die erwähnte verschiebbare Energiemenge pro Tag, die innerhalb von unterschiedlichen Zyklen und Tagesstunden passieren kann.

Abbildung 3-7 stellt die jährlichen Einnahmen mittels der Lastverschiebung in der Abwasser-Beseitigungsanlage von Großschönau dar.

Aus der Beobachtung der Abbildung 3-7 können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Mit der Erhöhung der benötigten Anzahl an Zyklen zu unterschiedlichen Tagesstunden für Verschiebung der erwähnten Strommenge (siehe Tabelle 2-10) wird sich das Einnahme- bzw. Einsparpotenzial verringern.
- Nach dem hohen Einnahmepotenzial im Jahr 2008 kann eine Verringerung der Einsparungen in den darauffolgenden Jahren verzeichnet werden. Dieser Effekt kann mit dem Rückgang der Peak-Offpeak Spreizung erklärt werden.
- Die höchsten jährlichen Einnahmen können durch Verschiebung der Last vom teuersten zu billigsten Zeitpunkt (d.h. innerhalb von zwei Stunden) erzielt werden.

Die entsprechenden Ergebnisse für die Abwasser-Beseitigungsanlagen in Rothfarn und Mistelbach sind in Abbildung A.1 und Abbildung A.2 widergegeben.

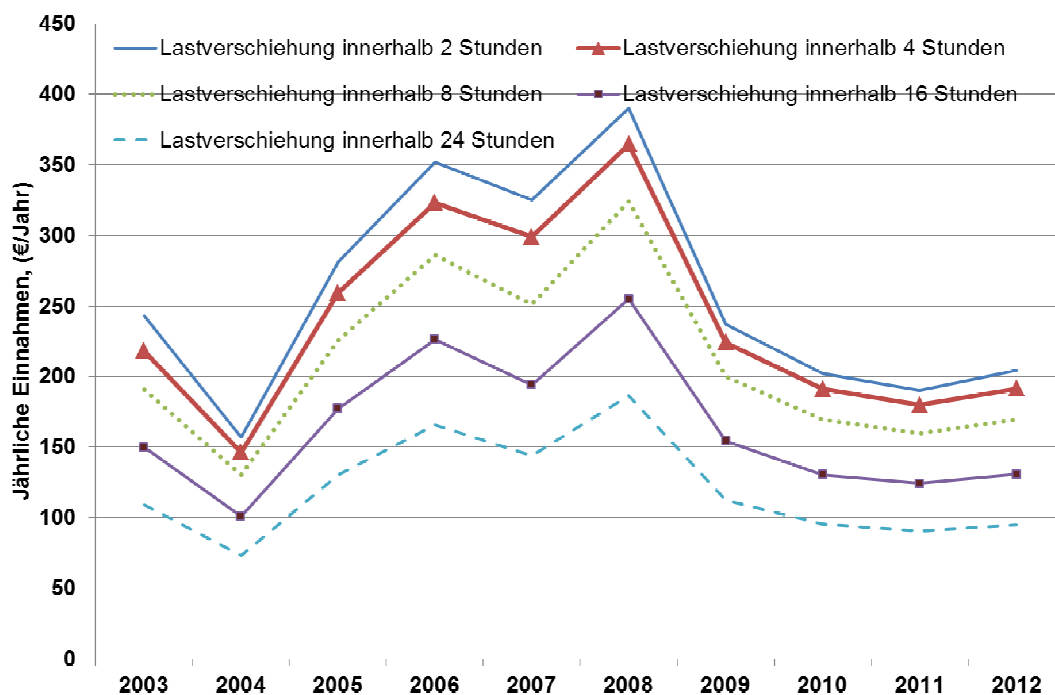


Abbildung 3-7: Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung in der Abwasser-Beseitigungsanlage in Großschönau

3.4.3 Kosten-Nutzen-Analyse

Die Summe der Einnahmen der untersuchten Anlagen (insgesamt vier) – bei Lastverschiebung innerhalb von zwei Stunden – liegt bei rund 590 € für das Jahr 2012. Abbildung 3-8 stellt den Barwert der zukünftigen Zahlungen dar, wobei das Jahr 2012 als Basisjahr angenommen wird. Der Zinssatz (Abzinsungsfaktor) liegt hier bei 7 %.

Die Resultate zeigen, dass sogar nach 30 Jahren – unter Berücksichtigung des derzeitigen Niveaus der Einnahmen – die Investitionskosten in der Höhe von 13.500 nicht abgedeckt werden können. Die Steigerung der jährlichen Einnahme von 60 % ($590 \cdot 1,60 =$

944 €/Jahr₂₀₁₂) führt erst nach mehr als 28 Jahren zur Abdeckung der Investitionskosten, die für die Flexibilisierung der Anlagen notwendig wären.

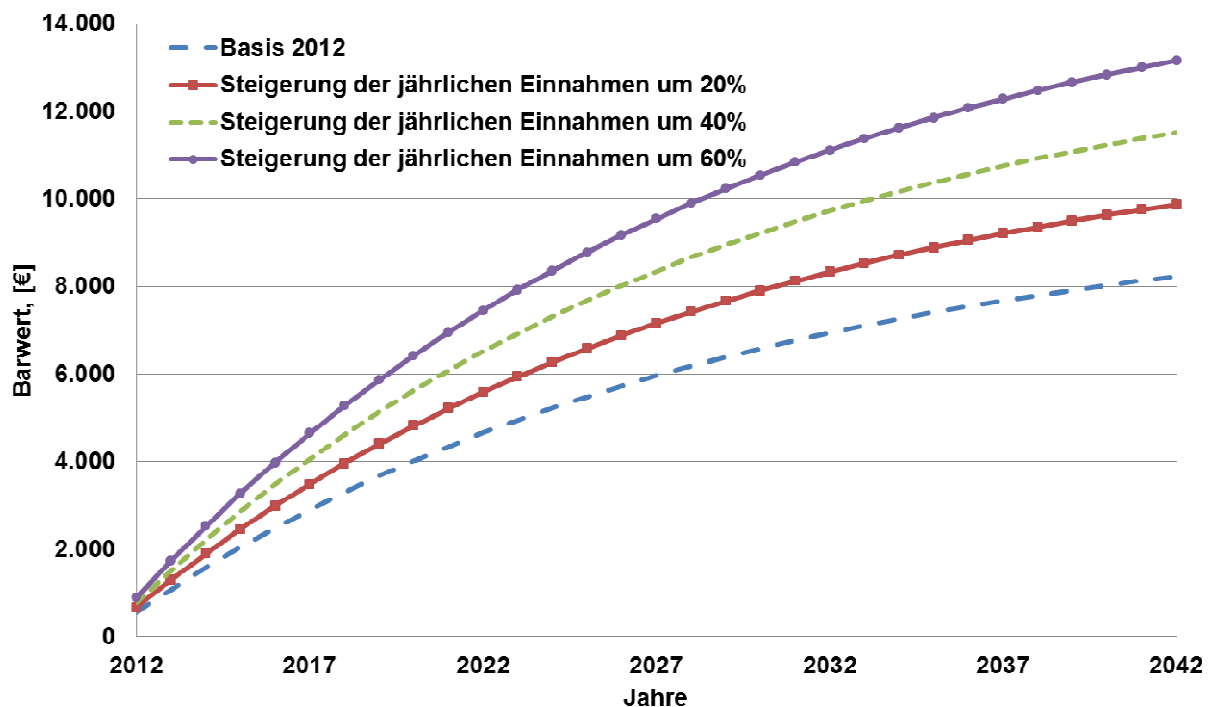


Abbildung 3-8: Barwert der möglichen Einnahmen der untersuchten Anlagen bezogen auf das Basisjahr 2012

3.5 Schlussfolgerungen

Die ökonomischen Ergebnisse zeigen einen Rückgang der jährlichen Einnahmen mittels Lastverschiebung (von 2008 bis 2012) der untersuchten Anlagen. Dieser Effekt kann mit dem Rückgang der Peak-Offpeak Spreizung am Day-Ahead-Markt erklärt werden.

Die benötigten Investitionskosten für die Flexibilisierung der untersuchten Anlagen können erst nach mehr als 28 Jahre mittels der Einnahmen aus dem Day-Ahead-Markt abgedeckt werden, wodurch von einer hohen Lebensdauer für die bestehenden Anlagen ausgegangen werden muss. Daher kann die Applikation „Lastverschiebung in untersuchten Wasserersorgungssystem und Abwasser-Beseitigungsanlagen“ ausgehend von der derzeitigen Marktentwicklung am Day-Ahead-Markt und den erforderlichen Investitionskosten als ein nicht realisierbarer Business Case eingestuft werden.

Dieser Umstand kann mit der Erhöhung der Einnahmen und Reduzierung der Investitionskosten verbessert werden. Die Steigerung der Einnahmen kann mit der Teilnahme der Anlagen an Intraday- oder Ausgleichsenergiemärkten (Randbedingung: Erfüllung der technischen Präqualifikation) realisiert werden.

Somit kann schlussfolgernd festgestellt werden, dass aktuell noch keine ökonomischen Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung von Abwasser-Beseitigungsanlagen und Wasserversorgungssystemen vorliegen. Jedoch konnte auch gezeigt werden, dass Flexibilität grundsätzlich vorliegen und eventuell im Zuge zukünftiger innovativer Geschäftsmodelle, bspw. durch das Pooling der Anlagen mehrerer Gemeinden, genutzt werden könnten.

3.6 Literaturverzeichnis

Berger, H., T. Eisenhut, S. Polak, und R. Hinterberger. „Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector. Endbericht.“ Wien, 2013.

EXAA. EXXA - Energy Exchange Austria. 2013. <http://www.exxa.at> (Zugriff am 02. 04 2013).

GAVE. Gemeinde Großschönau als virtueller Energiespeicher. Endbericht, TU Wien-ICT und AIT, Wien: Klima- und Energiefonds, 2012.

Haas, Reinhard, Georg Lettner, Hans Auer, und Neven Duic. „The looming revolution: How photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally.“ Energy, 2013: 38-43.

3.7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Elektrische Pumpenleistungen	37
Tabelle 3-2:	Verschiebepotenzial in der Verbrauchsgruppe Frischwasser	38

3.8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Layout Modell Wasserversorgung Schönau, Quelle: GAVE (2012).	36
Abbildung 3-2:	Prinzip Skizze Wasserstands Regelung	38
Abbildung 3-3:	Methodische Vorgangsweise bei der Verschiebung der verfügbaren Energienmenge innerhalb von unterschiedlichen Tageszeitpunkten	41
Abbildung 3-4:	Mittlerer Strompreis am Day-Ahead-Markt von 2003 bis 2012	42
Abbildung 3-5:	Tägliche Einnahmen mittels der Lastverlagerung innerhalb des Wasserversorgungssystems	43
Abbildung 3-6:	Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung innerhalb des Wasserversorgungssystems	43
Abbildung 3-7:	Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung in der Abwasser- Beseitigungsanlage in Großschönau	44
Abbildung 3-8:	Barwert der möglichen Einnahmen der untersuchten Anlagen bezogen auf das Basisjahr 2012	45

3.9 Anhang

Tabelle A.1: Gesamtinvestitionskosten für die Flexibilisierung der untersuchten Abwasser-Beseitigungsanlagen und des Wasserversorgungssystems

Allgemeine technische Erweiterung der untersuchten Anlagen		5.000
Abwasser-Beseitigungsanlagen		
Mistelbach	Sensoren und Aktuatorvorrichtungen	849
Großschönau	Sensoren und Aktuatorvorrichtungen	849
Rothfarn	Sensoren und Aktuatorvorrichtungen	849
	Software	3.000
Wasserversorgungssystem		
	Sensoren und Aktuatorvorrichtungen	2.899
Gesamte Investitionskosten		13.446

Quelle: GAVE (2012)

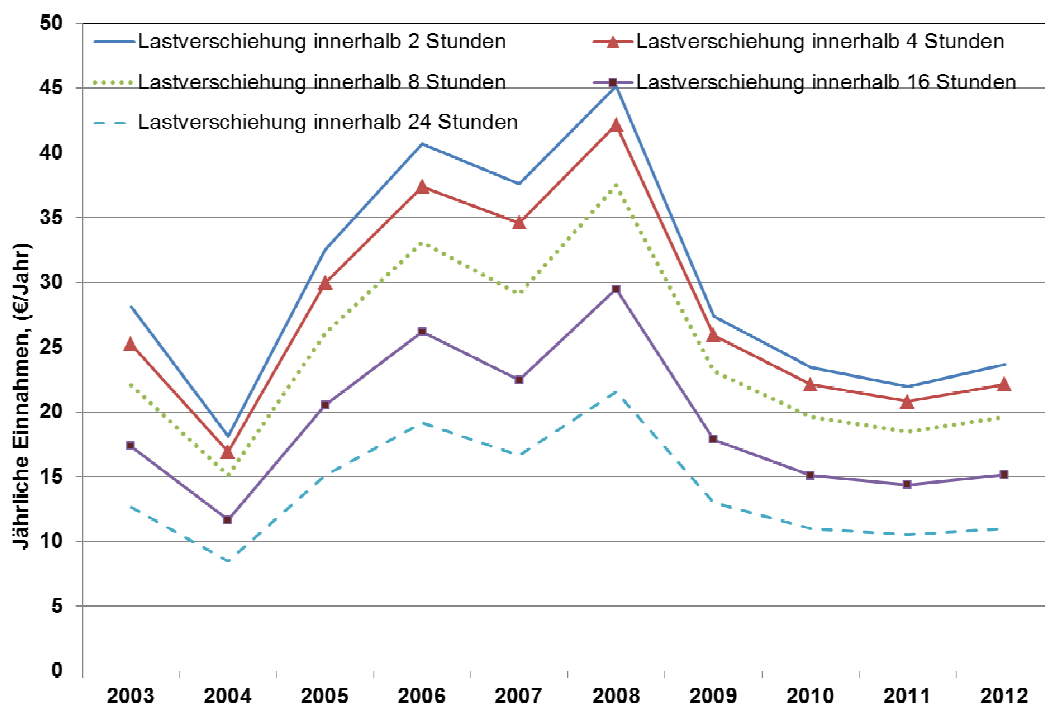


Abbildung A.1: Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung von Abwasser-Beseitigungsanlage in Rothfarn

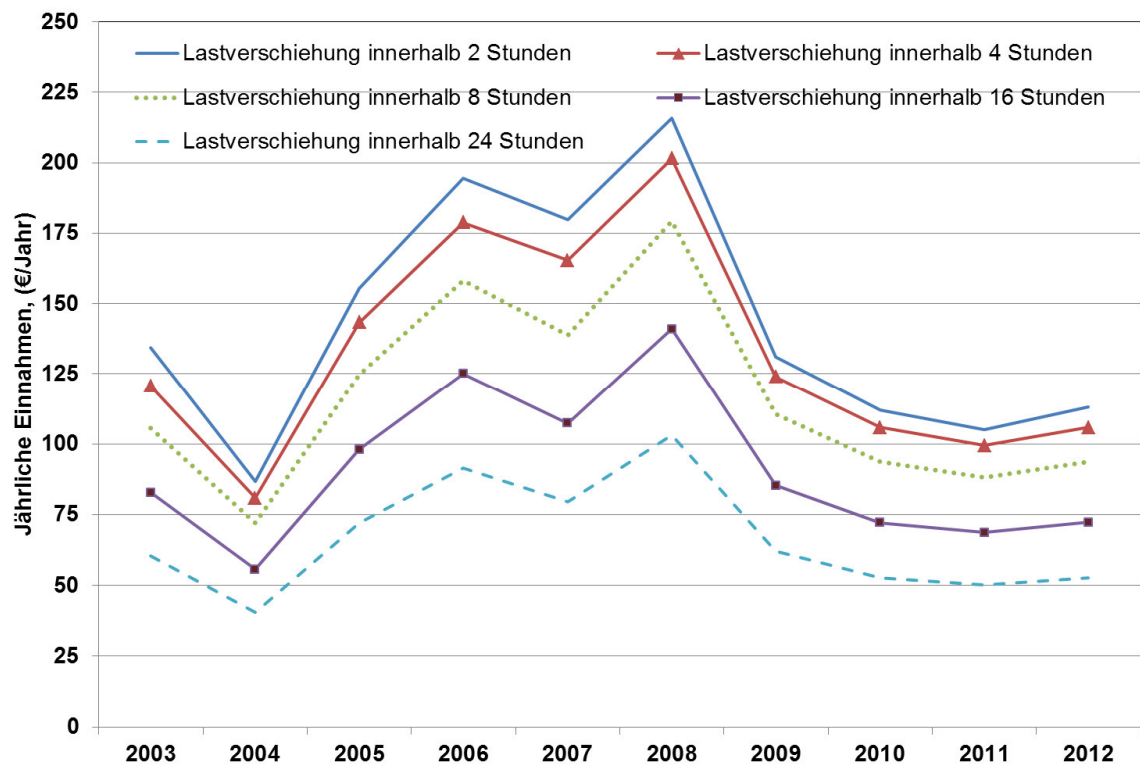


Abbildung A.2: Jährliche Einnahmen mittels Lastverlagerung von Abwasser-Beseitigungsanlage in Mistelbach



**Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen
Lastmanagements in Österreich inkl. eines
Ausblicks auf die deutsche Rechtslage**

Projektbericht 8/9

Kathrin de Bruyn

Energieinstitut an der JKU Linz

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet Kostenkurven für Österreich ab.

Der vorliegende **Projektbericht 8/9 „Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage“** wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: *Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage*

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Nachfrageseitige Lastverschiebung	4
1.1	Monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte	6
1.1.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	6
1.1.2	Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich der Netzentgelte	17
1.2	Monetäre Anreize für die Kunden zur Lastverschiebung im Rahmen des reinen Strompreises	21
1.2.1	Aktuelle Rechtslage in Österreich	21
1.2.2	Zwischenergebnis zum reinen Strompreis	26
1.2.3	Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich des reinen Strompreises	27
1.3	Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zum Systemnutzungsentgelt und zum reinen Strompreis	28
2	Notwendigkeit von Regel- und Ausgleichsenergie	30
2.1	Primärregelung	31
2.2	Sekundärregelung	32
2.3	Tertiärregelung	33
2.4	Ausgleichsenergie	34
2.5	Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zur Regel- und Ausgleichsenergie	35
3	Zwangsabschaltungen durch den Netzbetreiber	37
4	Zwangsabschaltung durch den Lieferanten	38
5	Entflechtung	38
6	Literaturverzeichnis	39

1 Nachfrageseitige Lastverschiebung

Die folgenden Untersuchungen¹ beschäftigen sich mit der Frage, ob die zeitliche Verschiebung des Elektrizitätsverbrauchs durch die Netzbenutzer²/Kunden³, also sowohl der Industrie (Netzebene 3), des Gewerbes (Netzebene 5) als auch der Haushaltskunden (Netzebene 7), bereits nach der geltenden Rechtslage möglich ist oder ob es dementsprechender Änderungen bedürfte. Auf die Einrichtungen der kommunalen Infrastruktur wird nicht explizit eingegangen, da nicht bekannt ist, an welcher Netzebene diese jeweils angeschlossen ist. Da es somit nur um die Verbrauchsverschiebung geht, ist die Frage hinsichtlich der Verschiebung der Erzeugung explizit ausgeschlossen.

Eine Möglichkeit, bei zunehmender Integration fluktuierender erneuerbarer Energiequellen Lastspitzen zu reduzieren und aufgrund einer gleichmäßigeren Netzauslastung auch den kostenintensiven Netzausbau zu verringern, besteht darin, eine Verhaltensänderung der Netzbenutzer/Kunden sämtlicher Netzebenen zu bewirken, sodass sich in Zukunft die Stromnachfrage nach dem Angebot an Strom aus regenerativen Quellen und der Kapazität des Stromnetzes richtet. Je besser sich die Netzbenutzer/Kunden an die volatile Erzeugung anpassen, desto besser wird die Integration der erneuerbaren Energiequellen in das Versorgungssystem gelingen.⁴ Die Laststeuerung wird zudem als wichtige Maßnahme im Rahmen der Energieeffizienzverbesserung angesehen, da sie es den Netzbenutzern/Kunden bzw. von diesen beauftragten Dritten ermöglicht, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden: So kann der Energieverbrauch entweder verringert oder verlagert werden, was einerseits zu Energieeinsparungen beim Netzbenutzer/Kunden selber und andererseits bei der Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung führt, da Netze und Erzeugungskapazitäten besser genutzt werden können.⁵ Dabei kann die Laststeuerung auch mittels Preissignalen gefördert werden. Daher sollten die Regulierungsbehörden sicherstellen, dass die Netzentgelte einerseits Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz bieten und andererseits eine dynamische Tarifierung bezüglich Laststeuerungsmaßnahmen durch die Kunden unterstützen.⁶ Vor diesem Hintergrund sind die Verteilernetzbetreiber bei der Planung des Netzausbaus gehalten, auch Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen (Art. 25 Abs. 7 EltRL 2009⁷ und § 45 Z 22 ElWOG 2010⁸). Art. 2 Z 29 EltRL

¹ Die Ausführungen und Ergebnisse dieser Ausführungen basieren teilweise auf der Studie „Smart Grids – Rechtliche Aspekte von intelligenten Stromnetzen in Österreich“, die aus Mitteln des Klima- und Energiefonds finanziert wurde bzw. sind ihr zur Gänze entnommen.

² Ein Netzbenutzer ist jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt, § 7 Abs. 1 Z 49 ElWOG 2010. Personenbezogene Bezeichnungen werden aus Gründen der besseren Lesbarkeit zumeist nur in männlicher Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

³ Kunden sind Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen, § 7 Abs. 1 Z 40 ElWOG 2010.

⁴ *B.A.U.M. Consult GmbH*, Smart Energy made in Germany, S. 20.

⁵ Erwägungsgrund 44 der Energieeffizienzrichtlinie 2012 (EnEff-RL 2012), Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L 2012/315, S. 1.

⁶ Erwägungsgrund 45 und Art. 15 Abs. 4 der EnEff-RL 2012.

⁷ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. L 2009/211, S. 55.

2009 und § 7 Abs. 1 Z 13 EIWOG 2010 verstehen unter Energieeffizienz und Nachfragesteuerung ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazitäten eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen. Folglich fallen unter die Nachfragesteuerung derartige Maßnahmen des Netzbetreibers, die das Verbrauchsverhalten der Netzbewerber beeinflussen und damit zu einer Verlagerung eines Teils des Verbrauchs in die Schwachlastzeiten und somit zu einer abnehmenden Spitzenlast führen.⁹

Eine freiwillige Verhaltensänderung der Netzbewerber/Kunden kann auf zwei verschiedene Arten geschehen: Einerseits über eine aktive Verhaltensänderung durch die Netzbewerber/Kunden selber in Form der Eigensteuerung bzw. mittels automatisierter Geräte (sog. Demand Side Response), andererseits aufgrund vorheriger vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber, indem dieser in Form der Fremdsteuerung ferngesteuert auf die entsprechenden Verbrauchseinrichtungen zugreifen darf (sog. Demand Side Management). Zwar ist es dem Netzbewerber/Kunden aufgrund der bestehenden Rechtslage unbenommen, eine Verschiebung seiner Lasten freiwillig durchzuführen, jedoch wird es für die breite Masse der Netzbewerber/Kunden für beide Varianten monetärer Anreize bedürfen¹⁰, damit sie entweder ihre verschiebbaren Tätigkeiten wie z.B. Spülen, Waschen und Trocknen flexibel an das Erzeugungsangebot bzw. an lastschwache Zeiten anpassen oder aber dem Netzbetreiber den Zugriff auf ihre Verbrauchs- und Speichereinrichtungen (z.B. Elektroauto oder Kühlhaus) gestatten. Zu untersuchen ist somit, ob derartige finanzielle Anreize im Rahmen der Systemnutzungsentgelte oder der Strompreise rechtlich darstellbar sind. Fragen des Datenschutzes sind nicht Gegenstand dieser Begutachtung.

Um aber überhaupt für den eigenen Stromverbrauch sensibilisiert zu werden und diesen sodann reduzieren oder verlagern zu können, muss sowohl der Netzbewerber/Kunde Kenntnis über seinen jeweils aktuellen Stromverbrauch haben als auch der Netzbetreiber und der Lieferant müssen das Abnahmeverhalten des einzelnen Netzbewerbers/Kunden im Detail kennen, um variable bzw. reduzierte Netzentgelte und Strompreise anbieten bzw. abrechnen zu können. Voraussetzung für die Durchführung eines nachfrageseitigen Lastmanagements ist daher die Nutzung von intelligenten Stromzählern (sog. Smart Meter).¹¹ Neben einer effizienten Steuerung der vernetzten Komponenten ist das flexible Lastmanagement somit nur im Rahmen eines Smart Grids möglich.¹²

⁸ Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. 2013/174.

⁹ Theobald, in: Danner/Theobald, EnWG Kommentar, § 14 Rz. 39.

¹⁰ So auch Erwägungsgrund 45 der EnEff-RL 2012.

¹¹ Benz, Intelligente Stromzähler, ZUR 2008, 457 (458); Kudlicza, Intelligente Balance, VEÖ Journal, 03/2010, 38 (38); Müller, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, 25; Wiesemann, IT-rechtliche Rahmenbedingungen, MMR 2011, 355.

¹² Güneysu/Wieser, Smarte Preise, ZNER 2011, 417.

1.1 Monetäre Anreize für die Netzbewutzer zur Lastverschiebung im Rahmen der Systemnutzungsentgelte

Im Folgenden wird zunächst die bestehende österreichische Rechtslage hinsichtlich der Systemnutzungsentgelte dargestellt und sodann dahingehend analysiert, ob sich Anreize für die Netzbewutzer, die an die Netzebene 7, 5 bzw. 3 angeschlossen sind, finden lassen, ihre Verbräuche freiwillig entweder selber oder auf der Basis vertraglicher Regelungen durch den Netzbetreiber zeitlich zu verlagern und damit zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung beizutragen. Anschließend wird ergänzend auch ein kurzer Einblick in die rechtliche Situation in Deutschland gegeben.

1.1.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Nach § 51 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 haben alle Netzbewutzer für die Erbringung aller Leistungen der Netzbetreiber und des Regelzonenführers ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Dieses setzt sich gem. § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus folgenden Komponenten zusammen:¹³

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Netzzutrittsentgelt
- Netzbereitstellungsentgelt
- Systemdienstleistungsentgelt
- Entgelt für Messleistungen
- Entgelt für sonstige Leistungen
- ggf. Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gem. § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

Diese einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten werden (bis auf das Netzzutrittsentgelt und das Entgelt für internationale Transaktionen) durch die Regulierungsbehörde per Verordnung¹⁴ als Festpreise¹⁵ bzw. als Höchstpreis¹⁶ festgelegt¹⁷, wobei die Entgelte in Euro bzw. Cent je Verrechnungseinheit anzugeben sind. Die Höhe der jeweiligen Systemnutzungsentgelte bemisst sich grds. danach, an welcher Netzebene und in welchem Netzbereich die Anlage des Netzbewutzers angeschlossen ist. Das hat zur Folge, dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Entgelte verbindlich sind und (auch hinsichtlich der Höhe) nicht zur Disposition des Netzbetreibers oder der Netzbewutzer stehen. Eine über

¹³ Ausführlich zu den Systemnutzungstarifen im „alten“ EIWOG: *Würthner*, Systemnutzungstarife, S. 26 ff.

¹⁴ Derzeit gilt die Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 in der Fassung der Novelle 2014, SNE-VO 2012-Novelle 2014), BGBl. II 2013/478.

¹⁵ Als Festpreise werden das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt, das Netzbereitstellungsentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen festgelegt. Mit Festpreisen soll im Vergleich zu Höchstpreisen allfälligen Missbräuchen entgegen gewirkt werden, sodass ausgeschlossen ist, dass manche Netzbewutzer Tarife zahlen, die unter den jeweiligen Höchstpreisen liegen. Damit wird im öffentlichen Interesse zur Funktionsfähigkeit eines fairen und transparenten Netzbetriebs beigetragen, *Oberndorfer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 25 Rz. 41.

¹⁶ Das Entgelt für Messleistungen wird als Höchstpreis bestimmt.

¹⁷ Dies erfolgt in Übereinstimmung mit Art. 37 Abs. 1 lit. a EltRL 2009, wonach die Regulierungsbehörde dafür verantwortlich ist, anhand transparenter Kriterien die Verteilungstarife festzulegen oder zu genehmigen.

die in § 51 Abs. 2 Z 1 bis 8 EIWOG 2010 aufgelisteten Entgelte hinaus gehende Verrechnung durch den Netzbetreiber in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist, sofern das EIWOG 2010 keine expliziten Ausnahmen vorsieht, ebenfalls unzulässig und würde eine Preistreiberei nach § 102 EIWOG 2010 darstellen.¹⁸ Zudem hat das Systemnutzungsentgelt nach § 51 Abs. 1 S. 4 EIWOG 2010 dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Netzbenutzer¹⁹, der Kostenorientierung und der weitest gehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt und das Volumen der verteilten oder übertragenen elektrischen Energie nicht unnötig erhöht wird.

1.1.1.1 Netznutzungsentgelt (§ 52 EIWOG 2010)

Das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010, das nur von den Entnehmern²⁰ und nicht von den Einspeisern zu entrichten ist, hat den Sinn, dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abzugelten. Es ist entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Die Regulierungsbehörde hat die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten.²¹ (In § 25 Abs. 12 EIWOG a.F.²² bestand nur die Möglichkeit, die Preise für die Netznutzung zeitvariabel zu gestalten). Das Gesetz lässt offen, was es genau unter einem zeit- bzw. lastvariablen Netznutzungsentgelt versteht. Während sich das zeitvariable Netznutzungsentgelt zu bestimmten Tages- bzw. Saisonzeiten ändert, ist davon auszugehen, dass ein variables Netznutzungsentgelt mit der Auslastung der Netze schwanken wird.²³

¹⁸ § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010.

¹⁹ Der Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009 besagt, dass die Tarife auf nichtdiskriminierende Weise für alle Netzbenutzer gelten sollten. Der Erwägungsgrund 36 der EltRL 2009 weitet dies dahingehend aus, dass die Tarife zudem kostenorientiert zu sein haben und die langfristig durch dezentrale Elektrizitätserzeugung und Nachfragesteuerung vermiedenen Netzgrenzkosten zu berücksichtigen haben.

²⁰ Ein Entnehmer ist aufgrund der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 14 EIWOG 2010 ein Endverbraucher oder ein Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt.

²¹ § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010.

²² Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I 2006/106.

²³ BDEW, Netz und Markt, S. 12; Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

1.1.1.1 Netznutzungsentgelt der Netzebene 7 (z.B. Haushalte, kleine Gewerbebetriebe und Landwirtschaft), § 4 Abs. 1 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014

In § 4 Abs. 1 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 differiert das Netznutzungsentgelt der Haushaltskunden, der kleinen Gewerbebetriebe sowie der Landwirtschaft, also der Netzebene 7 je Netzbereich, grds.²⁴ nach gemessener Leistung (Lastprofilzähler), nicht gemessener Leistung (Standardlastprofil) sowie nach unterbrechbarer Leistung. Die Entgelte bemessen sich nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT)²⁵, Sommer Niedertarifzeit (SNT)²⁶, Winter Hochtarifzeit (WHT)²⁷ und Winter Niedertarifzeit (WNT)²⁸ als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Zusätzlich fällt bei der gemessenen und nicht gemessenen Leistung ein Leistungspreis pro kW (bei der gemessenen Leistung) bzw. eine Jahresfixpauschale (bei nicht gemessener Leistung) an, was beim unterbrechbaren Leistungstarif nicht der Fall ist.

Als zeitvariabel kann die Unterteilung in SHT, SNT, WHT und WNT angesehen werden, sodass innerhalb eines Jahres max. vier unterschiedliche Preise je Netzbereich für das Netznutzungsentgelt möglich sind, also quasi ein „Sommertagestarif“, ein „Sommernachtstarif“, ein „Wintertagestarif“ und ein „Winternachtstarif“. Damit differiert die Zeitvariabilität nach Jahreszeit (Winter/Sommer) und Tageszeit (06.00 Uhr bis 22.00 Uhr / 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr). Jedoch sind diese Tarife in den einzelnen Netzbereichen nicht wirklich variabel, also schwankend ausgestaltet: So gibt es z.B. für die Netzbereiche Burgenland und Kleinwalsertal durchweg, also unabhängig von der Tages- und Jahreszeit, einen fixen Preis für die gemessene Leistung, einen fixen Preis für nicht gemessene Leistung und einen fixen unterbrechbaren Tarif. Es ist folglich in diesen Netzbereichen keine Zeitvariabilität gegeben, sodass der jeweilige Tarif unabhängig von der Zeit des Stromverbrauchs gilt. In vielen anderen Netzbereichen (Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck) ist wenigstens das arbeitsabhängige Entgelt für leistungsgemessene Kunden schwankend: In Kärnten und Klagenfurt gibt es vier verschiedene Entgeltansätze, von denen der SNT der günstigste und der WHT der teuerste Tarif ist. Die anderen Netzbereiche haben hingegen nur noch zwei Entgeltansätze. So gibt es in Niederösterreich und Oberösterreich ein Arbeitsentgelt für die Sommertarifzeiten (SHT und SNT) und ein höheres für die Wintertarifzeiten (WHT und

²⁴ Die Netzbereiche Steiermark, Graz, Tirol und Vorarlberg sehen noch einen Doppeltarif für nicht gemessene Leistung vor und Vorarlberg darüber hinaus auch noch einen Doppeltarif für gemessene Leistung. Dieser Doppeltarif ist vergleichbar mit dem unterbrechbaren Tarif, ohne dass dabei jedoch die Leistung tatsächlich unterbrochen wird.

²⁵ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 3 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁶ Sommer ist dabei der Zeitraum vom 01. April 00.00 Uhr bis zum 30. September 24.00 Uhr. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 4 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁷ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Hochtarifzeit läuft von 06.00 Uhr bis 22.00 Uhr. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 5 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

²⁸ Winter ist der Zeitraum vom 01. Oktober 00.00 Uhr bis 31. März 24.00 Uhr des Folgejahres. Die Niedertarifzeit läuft von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr des Folgetages. Das Entgelt ist auf die elektrische Arbeit bezogen, wobei die Preisansätze auf die Arbeitseinheit „eine kWh“ bezogen sind, § 3 Z 6 SNE-VO 2012 – Novelle 2014.

WNT). In Linz, der Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck sind hingegen die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) teurer als die Niedertarifzeiten (SNT und WNT) und bieten damit einen Anreiz, den Verbrauch in die Schwachlastzeiten (22.00 Uhr bis 06.00 Uhr) zu verlagern. Die nicht gemessene Leistung – die zumeist in der Netzebene 7 verrechnet wird – ist in allen Netzbereichen unabhängig von der Tages- und Jahreszeit starr und damit nicht schwankend ausgestaltet, sodass die Entnehmer das ganze Jahr durchweg das fixe Netznutzungsentgelt ihres Netzbereichs zu zahlen haben. Beim Entgelt für die unterbrechbare Lieferung schwanken die arbeitsabhängigen Entgelte nur in den Netzbereichen Niederösterreich, Salzburg, Steiermark, Graz, Tirol und Wien: Es gibt einen Entgeltansatz für die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) und einen (niedrigeren) Entgeltansatz für die Niedertarifzeiten (SNT und WNT).

Eine lastvariable Gestaltung der Entgelte für die Netzebene 7 findet sich in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 jedoch nicht.

Als unterbrechbar wird die Leistung nach der Legaldefinition in § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 dann bezeichnet, wenn der Netzbetreiber berechtigt und technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vertraglich vorherbestimmten Zeiten zu unterbrechen. Dieser unterbrechbare Tarif kann aktuell bereits dann auf Wunsch des Entnehmers in allen Netzbereichen der Netzebene 7 verrechnet werden, sofern eine unterbrechbare Lieferung z.B. für elektrische Warmwasseraufbereitung, Elektroheizung oder Wärmepumpen beim jeweiligen Entnehmer möglich ist. Denkbar und sinnvoll scheint es allerdings darüber hinaus auch, dass sich der Netzbetreiber und der Entnehmer, der z.B. ein Kühlhaus oder ein Elektrofahrzeug hat, vertraglich einigen, dass der Netzbetreiber (in Abhängigkeit der Lastsituation im Netz) entweder jederzeit oder aber zu festgelegten Zeiten für eine zuvor vereinbarte Zeitspanne auf die Einrichtungen des Netzbenutzers zugreifen darf, um mittels eines möglichen Lastabwurfs eine Lastspitze zu vermeiden. Voraussetzung für die Verrechnung des unterbrechbaren Tarifs ist somit zunächst eine Berechtigung des Netzbetreibers, also eine vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Entnehmer hinsichtlich der zeitlichen Unterbrechbarkeit (jederzeit oder nur zu vorherbestimmten Zeiten)²⁹, das Vorhandensein einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung sowie das Vorhandensein einer zusätzlichen technischen Zähler- und Schalteinrichtung, über die der Netzbetreiber die entsprechende Einrichtung ansteuern kann. Dieser Tarif ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber und der daraus resultierenden möglichen Unterbrechung der Stromzufuhr ergibt. Sinn und Zweck ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll“³⁰. Im Gegenzug dazu erhält der Verbraucher den unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ anreizfördernd und damit günstiger sein sollte.³¹ Ob der Netzbetreiber allerdings tatsächlich auf die Verbrauchseinrichtung zugreift, ist nicht ausschlaggebend für die Verrechnung des Tarifs, da es nur auf die Einräumung des möglichen Zugriffs ankommt.³² Allerdings wird sich dieser Tarif aufgrund der Kosten für einen eventuell notwendigen zweiten Zähler erst ab einem gewissen Mindestverbrauch wirtschaftlich rechnen.

²⁹ So muss z.B. garantiert sein, dass das Kühlhaus nicht so lange unterbrochen wird, dass die Ware verdirbt und dass das Elektroauto wieder aufgeladen ist, wenn es gebraucht wird.

³⁰ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³¹ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³² *Schneider/Theobald*, Energiewirtschaft, § 11 Rz. 20.

1.1.1.1.2 Netznutzungsentgelt der Netzebene 5 (Kleinindustrie und große Gewerbebetriebe), § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netznutzungsentgelt für die Entnehmer der Netzebene 5 (Kleinindustrie und große Gewerbebetriebe) bemisst sich nach § 4 Z 5 SNE-VO 2012-Novelle 2014 je Netzbereich. Es wird allerdings nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich zwischen gemessener und unterbrechbarer Leistung unterschieden. Die anderen Netzbereiche sehen ausschließlich die gemessene Leistung vor. Die Entgelte richten sich, wie bei der Netzebene 7 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben. Hinzukommt der Leistungspreis in Cent/kW bei der gemessenen Leistung, nicht hingegen beim unterbrechbaren Tarif.

Bei der zeitvariablen Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte finden sich in den Netzbereichen Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich und Vorarlberg vier unterschiedliche Entgeltansätze, wobei der SNT der günstigste und der WHT der teuerste ist. In den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck gibt es zwei unterschiedliche Entgeltansätze, sodass entweder die Hochtarifzeiten (SHT und WHT) teurer sind als die Niedertarifzeiten (SNT und WNT)³³ oder die Wintertarifzeiten (WHT und WNT) teurer sind als die Sommertarifzeiten (SHT und SNT).³⁴ Sofern also die Niedertarifzeiten (22.00 Uhr bis 06.00 Uhr) günstiger sind als die Hochtarifzeiten (06.00 Uhr bis 22.00 Uhr), könnte dies für die Entnehmer motivierend wirken, ihren Stromverbrauch zwecks Netzentlastung in die zeitlich günstigere Tarifeinheit zu verlagern. Für die Netzbereiche Steiermark, Graz, Wien und Kleinwalsertal gibt es hingegen nur einen einheitlichen Jahrespreis, sodass dort gar keine Schwankung gegeben ist. Aufgrund dieser nicht vorhandenen Zeitvariabilität gilt dieses Entgelt durchgehend, unabhängig davon, wann der Strom bezogen wird, sodass ein Anreiz zur Lastverschiebung in diesen Netzbereichen nicht gegeben ist.

Eine lastvariable Gestaltung der Netznutzungsentgelte findet sich jedoch – genauso wie bei den Entgelten für die Netzebene 7 – auch bei der Netzebene 5 nicht.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ist bisher lediglich für die Netzbereiche Burgenland und Niederösterreich vorgesehen. Auf den ersten Blick erscheint es zunächst nicht nachvollziehbar, warum dieser Tarif innerhalb der verschiedenen Tarifzeiten teurer ist, als wenn die Leistung in gemessener Form verrechnet wird. Dadurch scheint der Entnehmer, der an der Netzebene 5 angeschlossen ist, im Gegensatz zum Entnehmer der Netzebene 7, keinen Anreiz zu haben, dem Netzbetreiber die potenzielle Zugriffsmöglichkeit auf seine Verbrauchseinrichtung je nach Netzauslastung vertraglich einzuräumen. Allerdings muss in diesem Fall berücksichtigt werden, dass beim unterbrechbaren Tarif ausschließlich das arbeitsabhängige Entgelt, nicht jedoch zusätzlich das leistungsabhängige Entgelt verrechnet wird.

³³ Burgenland, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck.

³⁴ Salzburg.

1.1.1.1.3 Netznutzungsentgelt der Netzebene 3 (Großindustrie), § 4 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netznutzungsentgelt der Entnehmer, die an Netzebene 3 angeschlossen sind, also die Großindustrien, bemisst sich nach § 4 Z 3 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ebenfalls nach dem jeweiligen Netzbereich. Allerdings wird bei dieser Netzebene ausschließlich die gemessene Leistung verrechnet. Die Entgelte richten sich, wie bei den Netzebenen 7 und 5 auch, nach der Sommer Hochtarifzeit (SHT), Sommer Niedertarifzeit (SNT), Winter Hochtarifzeit (WHT) und Winter Niedertarifzeit (WNT) als Arbeitspreis und werden dementsprechend in Cent/kWh angegeben; hinzukommt der Leistungspreis in Cent/kW.

Hinsichtlich der zeitvariablen Ausgestaltung der einzelnen Entgelte sieht lediglich der Netzbereich Vorarlberg vier unterschiedliche Preisansätze vor, wobei der SNT der günstigste und der WHT das teuerste Entgelt ist.³⁵ In den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich und Tirol schwankt das Entgelt in Abhängigkeit von Hochtarifzeit (SHT und WHT) und Niedertarifzeit (SNT und WNT) bzw. in Salzburg in Abhängigkeit von Sommertarifzeit (SHT und SNT) und Wintertarifzeit (WHT und WNT). Sofern die Niedertarifzeiten gegenüber den Hochtarifzeiten preislich begünstigend für die Entnehmer sind, könnte dies motivierend hinsichtlich der eigenständigen Lastverschiebung wirken. In den Netzbereichen Kärnten, Steiermark und Wien gilt hingegen jeweils ein einheitlicher Jahrespreis, ohne jegliche Preisschwankungen und damit auch ohne finanziellen Anreiz für die Entnehmer zur Lastverschiebung.

Ein lastvariables Netznutzungsentgelt findet sich auch bei der Netzebene 3 nicht.

Ein unterbrechbarer Tarif i.S.v. § 3 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 ist für die Entnehmer der Netzebene 3 generell nicht vorgesehen.

1.1.1.1.4 Zwischenergebnis zur bestehenden Rechtslage hinsichtlich des Netznutzungsentgelts

Das Netznutzungsentgelt, das regelmäßig von sämtlichen Entnehmern aller Netzebenen zu entrichten ist, wird durch die Regulierungsbehörde in Abhängigkeit des Netzbereichs und der Netzebene in der jeweils geltenden SNE-VO verbindlich in Form eines Festpreises je kWh festgelegt. Diese transparente Vorgabe ist notwendig, da es sich bei den Netzen um sog. natürliche Monopole handelt. Daher ist es den Netzbetreibern nicht möglich, das Netznutzungsentgelt wettbewerblich zu ermitteln, sodass sich die Vertragsparteien auch nicht z.B. auf einen niedrigeren Preisansatz verständigen können.³⁶ Der geltende Rechtsrahmen des § 52 Abs. 1 S. 5 EWiG 2010 stellt es jedoch ausdrücklich in das Ermessen („kann“) der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt in der Verordnung unabhängig vom Netzbereich und von der Netzebene zeitvariabel und/oder lastvariabel auszugestalten.

Dieser Möglichkeit ist die Regulierungsbehörde bisher jedoch nur in Form des zeitvariablen Netznutzungsentgeltes (SHT, SNT, WHT und WNT) nachgekommen. Allerdings bietet diese „zeitvariable“ Ausgestaltung für die Entnehmer der Netzebene 7, deren Leistung zumeist nicht gemessen verrechnet wird, keinen finanziellen Anreiz, ihr Verbrauchsverhalten im Sinne einer Verschiebung zu ändern, da die Entgelte in keinem Netzbereich variieren, also schwanken, sondern durchwegs starr ausgestaltet sind. Sofern der Verbrauch der

³⁵ Vergleichbar ist auch der Tarif für Oberösterreich, wo jedoch im Gegensatz zum WHT die SNT und die SHT die günstigsten Tarife sind.

³⁶ Vgl. dazu auch Art. 32 Abs. 1 EUTLR 2009.

Entnehmer der Netzebene 7 jedoch nach gemessener Leistung abgerechnet wird, bieten die Netzbereiche Kärnten, Klagenfurt, Linz, Steiermark, Graz, Tirol und Innsbruck aufgrund der preislich begünstigten Niedertarife in der Zeit von 22.00 Uhr bis 06.00 Uhr eine Motivation, zumindest einen verschiebbaren Teil der Lasten in dieses lastschwache nächtliche Zeitfenster zu verlagern. Das gleiche gilt für die Entnehmer der Netzebene 5 in den Netzbereichen Burgenland, Linz, Salzburg, Tirol und Innsbruck sowie für die Entnehmer der Netzebene 3 in den Netzbereichen Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich³⁷, Tirol und Vorarlberg.

Ein lastvariable Festlegung des Netznutzungsentgeltes findet sich hingegen für keine Netzebene und für keinen Netzbereich.

Neben der eigenständigen Verlagerung der Verbräuche durch die Entnehmer selber von Hochlastzeiten in Niedriglastzeiten besteht auch die Möglichkeit, dass die Entnehmer diese Verlagerung der Lasten dem Netzbetreiber überlassen, indem sie sich vertraglich darüber verständigen, dass der Netzbetreiber, sofern er technisch dazu in der Lage ist, die Nutzung des Netzes jederzeit oder zu vorherbestimmten Zeiten unterbrechen kann. Sinn und Zweck dieser Maßnahme ist es, „dass die Unterbrechung bestimmter Anlagen dem Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten einen wirtschaftlich und technisch effizienteren Betrieb des Netzes ermöglichen soll³⁸.“ Im Gegenzug dazu erhält der Entnehmer einen unterbrechbaren Tarif, der im Vergleich zum „Normaltarif“ in Summe anreizfördernd auch günstiger sein sollte.³⁹ Dieser unterbrechbare Tarif wird für die Entnehmer der Netzebene 7 in allen Netzbereichen angeboten. Dieser Tarif ist ein gesonderter, fester, aber zumeist nicht schwankender Tarif und ist – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei nicht gemessener Leistung – preislich begünstigt, was sich aufgrund der potenziellen Zugriffsmöglichkeit durch den Netzbetreiber ergibt, was zur Folge hat, dass der Entnehmer mit seinen unterbrechbaren Lasten in dieser Zeit von der Stromzufuhr abgeschaltet wird. Dieser tarifliche Vorteil stellt somit, sofern sich dieser Tarif wegen der Notwendigkeit eines eventuell notwendigen zweiten Zählers wirtschaftlich für den Entnehmer rechnet, einen Anreiz dar, dem Netzbetreiber die Zugriffsmöglichkeit auf seine Verbrauchseinrichtung (z.B. Stromspeicherheizung oder Wärmepumpe) aufgrund vertraglicher Vereinbarung zu gestatten, damit dieser den Verbrauch bei hoher Netzauslastung steuern und reduzieren kann. Für die Entnehmer der Netzebene 5 ist der unterbrechbare Tarif jedoch bisher nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich möglich. Allerdings ist dieser – verglichen mit dem Netznutzungsentgelt bei gemessener Leistung – hinsichtlich der arbeitsabhängigen Entgelte teurer. Der Anreiz kann allerdings darin gesehen werden, dass im unterbrechbaren Tarifmodell der Leistungspreis nicht anfällt. Für die Entnehmer der Netzebene 3 ist der unterbrechbare Tarif gar nicht vorgesehen. Dies könnte u.a. daran liegen, dass diese Entnehmer kein Interesse an einem derartigen Tarif haben, da sie über sehr stromsensible Anlagen verfügen und somit eigenständig für ein geeignetes Strommanagement sorgen, ohne dem Netzbetreiber den Zugriff gestatten zu wollen.

³⁷ Dies gilt jedoch nur für den WNT, da der SNT dieselbe Tarifierung wie der SHT vorsieht.

³⁸ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

³⁹ ErläutRV zu § 7 Z 7 SNT-VO 2010, S. 17.

1.1.1.1.5 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur eigenständigen Lastverschiebung durch den Netzbenutzer (Demand Side Response)

Sowohl das zeit- als auch das lastvariable Netznutzungsentgelt könnten bei entsprechender Ausgestaltung einen finanziellen Anreiz darstellen, die Entnehmer zu motivieren, ihr Verbrauchsverhalten freiwillig und selbständig dementsprechend zu ändern, dass sie ihre Verbräuche in nachfrageschwache Zeiten verlagern und sich somit netzkonform verhalten.

Dies würde allerdings beim zeitvariablen Netznutzungsentgelt zumindest voraussetzen, dass die Gestaltung des arbeitsabhängigen Entgelts innerhalb der SHT, SNT, WHT und WNT auch tatsächlich auf allen Netzebenen und in allen Netzbereichen variiert, damit die Entnehmer einen finanziellen Anreiz erhalten, ihre Verbräuche zu verlagern und somit z.B. erst nach 22.00 Uhr ihre verbrauchsintensiven Elektrogeräte einschalten. Es wären dennoch auch kleinere, also kürzere, Zeitintervalle im Rahmen der zeitvariablen Entgeltgestaltung innerhalb eines Tages rechtlich möglich, sofern dabei einheitliche Tarifstrukturen berücksichtigt werden, zumal § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nur von einer „zeitvariablen“ Ausgestaltung des Netznutzungsentgelts spricht, ohne diese zeitlichen Schwankungen näher auszuführen. Anders war dies bei § 25 Abs. 12 EIWOG a.F., der in Satz 4 vorsah, dass höchstens jeweils zwei unterschiedliche Preise innerhalb eines Tages, innerhalb einer Woche sowie innerhalb eines Jahres zulässig sind.

Neben dem zeitvariablen Netznutzungsentgelt hat die Regulierungsbehörde aufgrund der Ermächtigung in § 52 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 nunmehr auch rechtlich die Möglichkeit, das Netznutzungsentgelt lastvariabel per Verordnung zu gestalten, sofern der Wunsch der Netzbetreiber nach mehr Variabilität vorliegt. Was genau unter „lastvariabel“ zu verstehen ist, lassen sowohl das Gesetz als auch die Erläuterungen offen. Aufgrund des Wortlauts ist allerdings davon auszugehen, dass der Preis für das Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit von der Auslastung des Netzes schwankt. Das bedeutet, dass das Netznutzungsentgelt umso teurer wird, je näher das Netz an seine Kapazitätsgrenze gerät.⁴⁰

Schließlich wäre es aufgrund von § 52 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010 auch rechtlich möglich, das Netznutzungsentgelt nur arbeitsbezogen festzulegen. Eine rein leistungsbezogene Festlegung des Netznutzungsentgelts ist hingegen von der Ermächtigungsgrundlage nicht gedeckt.

Damit die Entnehmer tatsächlich ihr Verbrauchsverhalten ändern und ihre Lasten verschieben, bedarf es auf jeden Fall der preislichen Anreize, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch möglichst optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.⁴¹ Daher ist es sowohl bei den zeitvariablen als auch bei den lastvariablen Tarifen wichtig, dass die Entnehmer tatsächlich ihr Netznutzungsentgelt senken können, wenn sie ihre Lasten verschieben und sich somit netzkonform verhalten.⁴² Allerdings müssen die Tarife auch weiterhin transparent und nichtdiskriminierend sein (Erwägungsgrund 32 der EltRL 2009). Darüber hinaus ist jedoch auch erforderlich, dass der Netzbetreiber diese energieeffizienzfördernde Maßnahme auch von der Regulierungsbehörde im Rahmen seiner Kostenermittlung anerkannt bekommt.

⁴⁰ Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

⁴¹ Art. 3 Abs. 11 EltRL 2009; Erwägungsgrund 45 EnEff-RL 2012; Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL 2012; Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

⁴² Anhang XI Z 1 EnEff-RL 2012.

1.1.1.1.6 Änderungsvorschläge zum Netznutzungsentgelt als monetärer Anreiz zur Lastverschiebung des Netzbenutzers aufgrund vertraglicher Basis durch den Netzbetreiber (Demand Side Management)

Rechtlich möglich wäre es, dass der unterbrechbare Tarif der Netzebene 5 für alle Netzbereiche und nicht nur für das Burgenland und Niederösterreich in der SNE-VO verankert wird. Tatsächliche Voraussetzung wäre allerdings, dass die Netzbetreiber und die Entnehmer einen solchen Tarif wünschen.

Die Einführung eines solchen Tarifs wäre auch für die Netzebene 3 – zumindest rechtlich – möglich. Die Integration der erneuerbaren Energien und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kann nur erreicht werden, wenn Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden, sodass das Netz stabil betrieben werden kann.⁴³ Dafür bedarf es der Bereitstellung entsprechender Flexibilitäten, nicht nur im Bereich der Niederspannung sondern auch in den höheren Netzebenen, die mittels monetärer Anreize motiviert werden müssen. Möglich ist allerdings, dass die an die Netzebene 3 angeschlossenen Großverbraucher sich an der Regel- und Ausgleichsenergie beteiligen.⁴⁴ Im Falle der Erbringung von negativer Regelenergie (Sekundärregelung und Tertiärregelung), also der Entnahme von Elektrizität aus dem Netz, kommt § 4 Z 9 SNE-VO 2012-Novelle 2014 zur Anwendung.

1.1.1.2 Netzverlustentgelt (§ 53 EIWOG 2010)

Mit dem Netzverlustentgelt nach § 53 EIWOG 2010 werden sowohl von den Entnehmern als auch von den Einspeisern⁴⁵ ab 5 MW Anschlussleistung die Kosten abgegolten, die dem Netzbetreiber für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste entstehen. Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Im Gegensatz zu § 52 EIWOG 2010 enthält § 53 EIWOG 2010 keine Ermächtigung an die Regulierungsbehörde, das Netzverlustentgelt ebenfalls zeitvariabel und/oder lastvariabel zu gestalten, sodass eine dementsprechende Einführung von zeit- bzw. lastvariablen Netzverlustentgelten in der SNE-VO nach der derzeitigen Rechtslage nicht möglich ist. Allerdings würde eine last- und zeitabhängige Differenzierung dieses auf physikalische Netzverluste Bezug habenden Entgelts ohnedies nicht nahe liegen.

1.1.1.2.1 Netzverlustentgelte aller Netzebenen (alle Verbraucher), § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014

In § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 sind sämtliche Netzverlustentgelte pauschal je Netzbereich für alle Netzebenen in Cent/kWh aufgelistet.

⁴³ Vgl. ausführlich dazu BT-Drucks. 17/11671, S. 10.

⁴⁴ Siehe dazu Punkt 2.

⁴⁵ Ein Einspeiser ist ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt, § 7 Abs. 1 Z 10 EIWOG 2010.

1.1.1.2.2 Zwischenergebnis zum Netzverlustentgelt

Das Netzverlustentgelt, das regelmäßig von sämtlichen Entnehmern (sowie von den Einspeisern ab 5 MW Anschlussleistung) zu entrichten ist, wird durch die Regulierungsbehörde in Abhängigkeit des Netzbereichs und der Netzebene in § 6 SNE-VO 2012-Novelle 2014 als Festpreis festgelegt. Mangels Ermächtigung in § 53 EIWOG 2010 kann das Netzverlustentgelt – anders als das Netznutzungsentgelt nach § 52 EIWOG 2010 – durch die Regulierungsbehörde nicht variabel ausgestaltet werden, sodass sich monetäre Anreize für die Netzbenutzer zur Lastverschiebung aus dieser Systementgeltkomponente nicht ergeben (können). Allerdings scheint es realistisch, dass sich die Höhe des Netzverlustentgeltes reduziert, sobald sich die Lastspitzen durch eine vermehrte Anpassung der Netzbenutzer an die Erzeugung ebenfalls reduzieren.

1.1.1.3 Netzzutrittsentgelt (§ 54 EIWOG 2010)

Mit dem Netzzutrittsentgelt nach § 54 EIWOG 2010 werden dem Netzbetreiber einmalig sämtliche angemessenen Aufwendungen erstattet, die mit der erstmaligen Herstellung eines Netzanschlusses bzw. der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind, sofern diese den marktüblichen Preisen entsprechen. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer je Netzebene möglich ist. Da das Netzzutrittsentgelt sämtlicher Netzbenutzer, also sowohl Haushalts-, Gewerbe-, als auch Industriekunden, durch den Netzbetreiber je nach Aufwand des jeweiligen Netzanschlusses eigenständig ermittelt und verrechnet wird, gibt es keine Festlegung der Entgelte durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der jeweils geltenden SNE-VO. Das Netzzutrittsentgelt hat zudem kein Potenzial, den Netzbenutzern einen Anreiz zur Lastverschiebung zu bieten.

1.1.1.4 Netzbereitstellungsentgelt (55 EIWOG 2010)

Das Netzbereitstellungsentgelt wird den Entnehmern nach § 55 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 bei der Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung einmalig als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie den notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Die Höhe des Netzbereitstellungsentgeltes bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung bzw. dem tatsächlichen Ausmaß der Netznutzung (§ 55 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010). Eine zeit- und/oder lastvariable Gestaltung durch die Regulierungsbehörde ist gesetzlich nicht vorgesehen, zumal dies auch gar keinen Sinn machen würde, da diese Entgeltkomponente in Form eines einmaligen Pauschalbetrages von den Entnehmern zu entrichten ist und keinen Bezug zur Lastverschiebung aufweist.

1.1.1.4.1 Netzbereitstellungsentgelt der Netzebene 7 (Haushalte und kleine Gewerbebetriebe), § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014

Das Netzbereitstellungsentgelt ist in Höhe der Mindestleistung von max. 15 kW hinsichtlich der Netzebene 7 zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 7 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.2 Netzbereitstellungsentgelt der Kleinindustrie und großen Gewerbebetrieben (Netzebene 5)

Das Netzbereitstellungsentgelt für die Netzebene 5 ist in Höhe der Mindestleistung von 400 kW zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 5 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.3 Netzbereitstellungsentgelt der Großindustrie (Netzebene 3)

Das Netzbereitstellungsentgelt der Netzebene 3 ist in Höhe der Mindestleistung von 5000 kW zu verrechnen (§ 55 Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 55 Abs. 7 Z 1 EIWOG 2010). § 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 legt das zu entrichtende Netzbereitstellungsentgelt je Netzbereich für die Netzebene 3 in Euro/kW fest.

1.1.1.4.4 Zwischenergebnis zum Netzbereitstellungsentgelt

Auch bei dieser Entgeltkomponente, die einmalig in Form eines festen Pauschalbetrages durch sämtliche Entnehmer zu entrichten ist, würde eine zeit- und/oder lastvariable Verrechnung keinen Sinn machen, da ein Bezug zur Lastverschiebung nicht gegeben ist, sodass auch eine diesbezügliche Ermächtigung nicht vorliegt.

1.1.1.5 Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010)

Das Systemdienstleistungsentgelt nach § 56 EIWOG 2010 dient dazu, dem Regelzonenführer durch die Einspeiser ab 5 MW Anschlussleistung die Kosten abzugelten, die sich daraus ergeben, Lastschwankungen durch eine Sekundärregelung ausgleichen zu müssen. Dabei enthält das Systemdienstleistungsentgelt die Kosten für die Bereithaltung der Leistung und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für die Ausgleichsenergie aufgebracht wird. Das Systemdienstleistungsentgelt ist arbeitsbezogen zu bestimmen. Da das Systemdienstleistungsentgelt nur von den Einspeisern ab 5 MW Anschlussleistung zu zahlen ist, kann es keinen Beitrag zur Lastverschiebung durch die Entnehmer leisten.

1.1.1.6 Die übrigen Systemnutzungsentgeltkomponenten

Auf die verbleibenden Systemnutzungsentgeltkomponenten wird an dieser Stelle nicht eingegangen, da diese offensichtlich keinen Bezug zur Lastverschiebung haben.

1.1.1.7 Zwischenergebnis und rechtliche Möglichkeiten bei Systemnutzungsentgelten

Von den dargestellten (statischen) Systemnutzungsentgeltkomponenten hat allein das Netznutzungsentgelt Bezug zur Lastverschiebung, sodass nur über dieses sämtliche Entnehmer motiviert werden können, ihre Lasten freiwillig zu verschieben. Dies könnte im Rahmen des Demand Side Response mittels einer zeit- und/oder lastvariablen Festlegung der Netznutzungsentgelte erreicht werden, womit die Netzbewerber aller Netzebenen mittels preislicher Anreize animiert werden könnten, ihre Verbräuche eigenständig bzw. mittels automatisierter Geräte zu verschieben und damit zu einer gleichmäßigen Netzauslastung

beizutragen. Das zeitvariable Netznutzungsentgelt könnte in der SNE-VO rechtlich noch variabler, also zeitlich engmaschiger, ausgestaltet werden. Wichtig für eine zu erreichende Anreizwirkung, Lasten tatsächlich zu verschieben, ist auf jeden Fall, dass das Netznutzungsentgelt überhaupt schwankt und nicht starr ausgestaltet ist. Darüber hinaus ist aufgrund der Ermächtigung in § 52 Abs. 1 S. 1 EIWOG 2010 auch ein lastvariables Netznutzungsentgelt rechtlich möglich, bedürfte allerdings noch der Festlegung durch die Regulierungsbehörde in der SNE-VO.

Zudem scheint es zur Erreichung einer gleichmäßigen Netzauslastung sinnvoll zu sein, einen günstigen unterbrechbaren Tarif für sämtliche Netzebenen in allen Netzbereichen anzubieten, was zumindest rechtlich möglich ist. Der unterbrechbare Tarif ist allerdings kein Anreiz für die Entnehmer, ihre Lasten eigenständig zu verschieben, sondern ein Anreiz, diese Lastverschiebung in Form der Einräumung der Zugriffsmöglichkeit auf verbrauchereigene Einrichtungen durch den Netzbetreiber vornehmen zu lassen (Demand Side Management).

Möglich wäre zudem, das Netznutzungsentgelt rein arbeitsbezogen festzulegen und zu verrechnen.

Eine rein leistungsbezogene Festlegung des Netznutzungsentgeltes ist von der derzeitigen Ermächtigungsgrundlage jedoch nicht gedeckt.

Ebenfalls nicht möglich ist, dass die Netzbetreiber den Entnehmern eigenmächtig ein geringeres Netznutzungsentgelt verrechnen, als es in der SNE-VO 2012-Novelle 2014 festgelegt ist, um eventuelle monetäre Anreize zur Lastverschiebung zu setzen. Es handelt sich dabei um einen verbindlichen Tarif, der von der Regulierungsbehörde festgelegt wird und nicht im Belieben der Netzbetreiber und der Entnehmer liegt.

Ferner ist es aufgrund von § 51 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010 nicht möglich, dass neue Systemnutzungsentgeltkomponenten im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb eingeführt werden.

1.1.2 Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich der Netzentgelte

Die Berechnung der Netzentgelte bemisst sich in Deutschland nach der StromNEV⁴⁶, wobei diesbezüglich v.a. die §§ 15 ff. StromNEV relevant sind.⁴⁷ So ist es möglich, dass Netzbenutzer, die entweder einen atypischen Stromverbrauch (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)⁴⁸ oder Netzbenutzer, die einen sehr hohen Stromverbrauch aufweisen (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)⁴⁹ unter bestimmten Voraussetzungen ein individuelles (reduziertes) Netzentgelt

⁴⁶ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Verordnung vom 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250).

⁴⁷ Ausführlich dazu: Wieser, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze, S. 179 ff.

⁴⁸ Dies ist dann der Fall, wenn sowohl der überwiegende Strombezug als auch die individuelle Lastspitze des Netzbenutzers in die Schwachlastzeit des Netzes fällt, BR-Drucks. 245/05, S. 40; Gent/Nünemann, Formen der atypischen Netznutzung, RdE 2008, 189 (190).

⁴⁹ Aufgrund der StromNEV aus dem Jahr 2011 (BGBl. I S. 1690) hatten stromintensive Letztverbraucher noch nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit, von den Netzentgelten ganz befreit zu werden, da ihr Nutzungsverhalten netzstabilisierend wirken sollte (BT-Drucks. 17/6365, S. 34). Diese Vorgehensweise wurde allerdings vom OLG Düsseldorf mit Beschluss vom 06.03.2013, VI-3 Kart 65/12 (V) für rechtswidrig erklärt, da eine komplette Befreiung von den Netzentgelten nicht von der Ermächtigungsgrundlage gedeckt war und zudem mit höherrangigem Recht nicht vereinbar war. Für die Netznutzung sei zumindest ein reduziertes Entgelt in Form einer geldwerten

vereinbaren können, was jedoch der Genehmigung der Regulierungsbehörde bedarf. Mit diesem reduzierten Netzentgelt sollen große Netzbenutzer belohnt werden, die aufgrund ihres hohen und gleichmäßigen Strombezugs einen positiven Beitrag zur Netzentlastung bzw. Netzstabilisierung leisten. Allerdings wird im Rahmen der individuellen Netzentgelte keine flexible Anpassung an die aktuelle Stromerzeugung berücksichtigt. Das tatsächliche Stromangebot im Netz spielt somit bei dieser Form der Netzentgeltfestlegung keine Rolle. Ganz im Gegenteil: Sobald die stromintensiven Letztverbraucher ihre Last flexibel ans Stromangebot anpassen würden, würden sie das soeben dargestellte reduzierte Netzentgelt verlieren und müssten ein deutlich höheres Netzentgelt zahlen.⁵⁰

Allerdings gibt es bereits jetzt die Möglichkeit eines festen reduzierten Netzentgeltes nach § 14a EnWG⁵¹, was mit dem unterbrechbaren Tarif nach § 4 Z 7 SNE-VO 2012-Novelle 2014 vergleichbar ist. Danach haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, also der Netzebene 7, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein solches reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zwecke der Netzentlastung gestattet wird (Demand Side Management). Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in diesem Sinne gelten auch Elektromobile. Diese Regelung soll „erste Voraussetzungen für eine so genannte intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze“⁵² schaffen. Allerdings muss die Steuerung für die Lieferanten und Letztverbraucher zumutbar sein und kann direkt vom Netzbetreiber oder durch Dritte (insbesondere durch Lieferanten) auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Mit einem solchen reduzierten Netzentgelt soll also ein netzfreundliches Verhalten bzw. die Bereitstellung von Speichern zur gleichmäßigen Auslastung des Netzes belohnt werden. Die Reduzierung des Netzentgelts für diese Gruppe hat zwar automatisch eine Erhöhung des Netzentgeltes für die anderen Letztverbraucher zur Folge, allerdings hilft eine derartige Maßnahme, den Netzausbau zu reduzieren und damit den Netzbetrieb wirtschaftlich zu gestalten, was am Ende sogar eventuell sinkende Netzentgelte für alle Netzbenutzer zur Folge haben könnte.⁵³ Näheres soll eine Rechtsverordnung regeln, wobei darauf Bedacht zu nehmen ist, dass bei der Umsetzung u.a. einfache und diskriminierungsfreie Regelungen getroffen werden, um einen erhöhten administrativen Aufwand und wettbewerbsverzerrende Ergebnisse zu vermeiden.⁵⁴

Um auch im Hoch- und Höchstspannungsnetz zu einer Aufrechterhaltung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen zu können, wurde auf der Grundlage von § 13 Abs. 4a S. 5 und Abs. 4b S. 1 des EnWG Ende 2012 die sog. Abschaltverordnung⁵⁵ erlassen. Gemäß § 1 AbLaV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Abschaltleistungen aus

Gegenleistung zu erbringen. Dies sei jedoch bei dem von den Netzentgelten befreiten Netzbenutzer gerade nicht der Fall.

⁵⁰ *Bauer*, Das untaugliche Netzentgeltsystem stört am meisten, Interview mit Krägenow, *Energie & Management* 15-16/2013, 6. Ausführlich und beispielhaft dazu auch *Krägenow/Mühlstein*, Anreiz zum Falschen, *Energie & Management* 15-16/2013, 7.

⁵¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Gesetz vom 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154).

⁵² BT-Drucks. 17/6072, S. 73.

⁵³ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁴ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁵ Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung – AbLaV) vom 28.12.2012, BGBl. I S. 2998.

abschaltbaren Lasten auszuschreiben und sodann bis zu einer Gesamtabschaltleistung von 3000 MW zu erwerben. Unter abschaltbaren Lasten im Sinne dieser Verordnung versteht man nach § 2 AbLaV eine oder mehrere Anlagen zum Verbrauch elektrischer Energie (Verbrauchseinrichtungen), wobei die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder aus einem geschlossenen Verteilernetz mit einer Spannung von min. 110 kV erfolgt und an der Verbrauchseinrichtung die Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zuverlässig um eine bestimmte Leistung reduziert werden kann (Abschaltleistung). Darunter fallen große stromintensive Verbrauchseinrichtungen (zumeist Industriebetriebe), die nahezu rund um die Uhr Strom abnehmen und wegen der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers für eine bestimmte Zeit ihre Verbrauchsleistung reduzieren können, sofern dies aufgrund der Stromfrequenz erforderlich ist.⁵⁶ Die technischen Anforderungen an die abschaltbaren Lasten ergeben sich aus §§ 5 f. AbLaV. So muss u.a. die angebotene Abschaltleistung min. 50 MW betragen. Die Anbieter dieser Abschaltleistung erhalten aufgrund einer Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber einen monatlichen Leistungspreis in Höhe von 2500 € pro MW Abschaltleistung für deren Bereitstellung, also unabhängig davon, ob der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltleistung tatsächlich abrufen, und zusätzlich einen Arbeitspreis für jeden Abruf der Abschaltleistung in Höhe von min. 100 € und max. 400 € pro MWh (§ 4 AbLaV).

In dem derzeit geltenden deutschen Rechtsrahmen sind somit keine last- und/oder zeitvariablen Netzentgelte vorgesehen, sodass entsprechende Anreize an die Netzbenutzer, ihr Abnahmeverhalten an die Erzeugung aus erneuerbare Energien anzupassen, bisher fehlen. Daher wird für die Zukunft die Einführung eines solchen variablen Netzentgeltes angedacht, indem diese z.B. die Leistungspreise ersetzen.⁵⁷ Im Gegensatz zu den gesonderten reduzierten Netzentgelten⁵⁸ sind die variablen Netzentgelte derart konzipiert, dass die Preise für die Netznutzung je nach Auslastung des Netzes schwanken: Ist die Stromproduktion von Wind und Sonne hoch, sinken die variablen Netzentgelte, was einen Anreiz für die Entnehmer darstellt, die Stromnachfrage zu erhöhen; umgekehrt ist dies bei einem geringen Stromangebot.⁵⁹ Je näher die Netze an ihre Kapazitätsgrenze geraten, desto teurer wird ihre Nutzung.⁶⁰ Allerdings wird ein derartiges variables Netzentgelt von der *Bundesnetzagentur* aufgrund des damit verbundenen umfangreichen administrativen Aufwands bei der Bildung, Übermittlung und Abrechnung nicht befürwortet und die Kundenakzeptanz in Frage gestellt.⁶¹ Zwar würden die Kunden den Kostenvorteil wohl gerne nutzen, seien aber nicht bereit, sich ständig in ihrem Verbrauchsverhalten anzupassen. Zudem könnten mehrere variable Preisfaktoren, also sowohl bei den Netzentgelten als auch bei den Strompreisen, die Komplexität weiter erhöhen. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Netzentgeltregelung künftig entwickelt.

⁵⁶ BT-Drucks. 17/11671, S. 1.

⁵⁷ Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

⁵⁸ Unter gesonderten Netzentgelten versteht man einen festen Netztarif, der von den Netzbetreibern für eine netzfreundliche Abnahmestruktur gewährt werden kann und somit von den allgemeinen Netztarifen abweicht, ohne jedoch zu schwanken, *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

⁵⁹ Krägenow/Mühlstein, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, 7.

⁶⁰ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 19.

⁶¹ *Bundesnetzagentur*, „Smart Grid“ und „Smart Market“, S. 20.

Somit gibt es im Rahmen der finanziellen Anreize über die Netzentgelte in der deutschen Rechtslage bisher grds. (abgesehen von dem gesonderten individuellen Netzentgelt für große Netzbenutzer nach § 19 Abs. 2 StromNEV) nur solche zum Demand Side Management, also die Lastverschiebung mittels des Netzbetreibers, nicht hingegen mittels variabler Netzentgelte zum Demand Side Response.

1.2 Monetäre Anreize für die Kunden zur Lastverschiebung im Rahmen des reinen Strompreises

An dieser Stelle soll untersucht werden, ob variable Strompreise als Anreiz für die Kunden zur Lastverschiebung in Österreich rechtlich darstellbar sind. Ergänzend wird auch diesbezüglich ein kurzer Ausblick auf die deutsche Rechtslage vorgenommen.

1.2.1 Aktuelle Rechtslage in Österreich

Im Gegensatz zu den Systemnutzungsentgelten unterliegt der reine Strompreis, also der Preis, den der Lieferant für den Verkauf der elektrischen Energie bekommt, seit der Liberalisierung nicht mehr der Regulierung, sondern dem freien Wettbewerb und kann somit von jedem Lieferanten in Abhängigkeit vom Markt eigenständig festgesetzt bzw. zwischen den Parteien vereinbart werden.⁶² Aus diesem Grund ist bei der Bestimmung des Strompreises daher mehr Variabilität möglich, als dies bei den Systemnutzungsentgelten der Fall ist. Fraglich ist jedoch, ob es eine gesetzliche Vorgabe hinsichtlich der Einführung von z.B. zeit- und/oder lastvariablen Strompreisen gibt. Geregelt ist zunächst nur Folgendes: Vor dem Hintergrund des Konsumentenschutzes und der Förderung des freien Wettbewerbs haben die Versorger nach der Grundsatzbestimmung des § 80 EIWOG 2010⁶³ Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Kunden, die mit elektrischer Energie beliefert werden, ohne dass ihr Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen⁶⁴ und nach Anzeige an die Regulierungsbehörde zu veröffentlichen. Die Allgemeinen Geschäftsbedingungen müssen somit nicht behördlich genehmigt, sondern der Regulierungsbehörde nur schriftlich vor ihrem in Kraft treten angezeigt werden.⁶⁵ Trotz der Anzeige der Allgemeinen Geschäftsbedingungen an die Regulierungsbehörde gelten diese nicht kraft hoheitlicher Anordnung, sondern nur aufgrund vertraglicher Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Kunden. Änderungen hinsichtlich dieser Allgemeinen Geschäftsbedingungen und auch der vertraglich vereinbarten Entgelte sind nur nach Maßgabe des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches⁶⁶ und des Konsumentenschutzgesetzes⁶⁷ zulässig und sind dem Kunden persönlich schriftlich bzw. auf dessen Wunsch elektronisch mitzuteilen.⁶⁸ Fraglich ist, ob die Schutzbestimmungen des KSchG entgegen dem grds. Geltungsbereich des § 1 KSchG auch dann Anwendung finden, wenn es sich bei dem Kunden um einen Unternehmer, dessen Verbrauch nicht über einem Lastprofilzähler gemessen wird, Anwendungen finden. Nach den Materialien (mit einem Verweis auf die Rechtsprechung des OGH)⁶⁹ ist dies der Fall, da aufgrund der Schutzbestimmungen ungültige Vereinbarungen offensichtlich werden, wenn zwei unterschiedlich starke Vertragspartner kontrahieren. Nach einer anderen Ansicht findet das

⁶² Vgl. *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 45 Rz. 10.

⁶³ Auf die Umsetzung in den einzelnen Landesgesetzen wird an dieser Stelle nicht eingegangen.

⁶⁴ Das EIWOG 2010 sieht keine Pflicht der Versorger zur Erstellung von AGB vor, sofern der Verbrauch des Kunden über einen Lastprofilzähler gemessen wird.

⁶⁵ *Hauenschild*, in: *Österreichs E-Wirtschaft*, EIWOG, § 80 S. 230; *Liewehr*, *Spruchpraxis der Energie-Control*, ÖJZ 2010/71, 656 ff.

⁶⁶ Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesamten deutschen Erbländer der Österreichischen Monarchie (ABGB), BGBl. I 2014/33.

⁶⁷ Bundesgesetz vom 08.03.1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz – KSchG), BGBl. I 2014/33.

⁶⁸ § 80 Abs. 2 S. 1 und S. 2 EIWOG 2010.

⁶⁹ EB RV 2006 zu § 45b i.d.F BGBl. I 2006/106; OGH SZ 53/103. So auch *Riedler*, *Rechtswidrige AGB*, ÖJZ 2009, 639 (641).

KSChG bei Verträgen mit Unternehmen keine Anwendung, da bei Unternehmern davon auszugehen ist, dass sie die Tragweite längerfristiger Verträge einschätzen können und somit nicht des Schutzes des KSChG bedürfen.⁷⁰ Tatsächlich ist es im Rahmen der Allgemeinen Lieferbedingungen so, dass explizit verankert ist, wenn eine Bestimmung nicht allgemein für sämtliche Kunden gilt, sondern nur für Haushaltskunden bzw. nur für Unternehmer.⁷¹ Sollte der Lieferant Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen wollen, so hat er den Kunden drei Monate vor dem in Kraft treten dieser Änderung schriftlich darüber zu informieren. Zudem ist u.a. der Energiepreis in Cent/kWh (inklusive etwaiger Zuschläge und Abgaben) in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder den Vertragsformblättern anzugeben.⁷²

Die Rechnungen⁷³ an sämtliche Endverbraucher, also unabhängig von der Verbrauchsmessung mittels Lastprofilzähler, sind nach § 81 Abs. 1 EIWOG 2010⁷⁴ transparent und konsumentenfreundlich, also alle Preiselemente umfassend und dennoch verständlich, zu gestalten. Sofern das Systemnutzungsentgelt und die elektrische Energie zusammen abgerechnet werden, sind die Komponenten Systemnutzungsentgelt, Steuern/Abgaben sowie der Energiepreis getrennt und transparent auszuweisen, was zu einer besseren Übersichtlichkeit beiträgt. Dabei hat die Angabe des Energiepreises auf jeden Fall in Cent/kWh unter Anführung eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen. Ferner ist auch der Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum je Tarifzeit und ein Vergleich zum Vorjahreszeitraum anzugeben, § 81 Abs. 3 Z 6 EIWOG 2010. Netzbetreiber und Lieferanten haben die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten für drei Jahre aufzubewahren und dem Kunden bzw. auf dessen Anweisung an einen Dritten zu übermitteln (§ 81 Abs. 4 EIWOG 2010), womit erleichtert wird, dass sich der Kunde seine Verbräuche in Relation setzen und sich einen besseren Überblick verschaffen kann. Zudem kann er sich damit leichter Vergleichsangebote durch einen anderen Lieferanten einholen.

Aus diesen Vorgaben ist noch nicht zu schließen, ob die Lieferanten variable Strompreise anbieten können bzw. müssen. Es scheint allerdings sachgerecht, dass die Kunden persönlich darüber informiert werden, sofern der Lieferant neue Strompreisemodelle einführt, um dem Kunden die Möglichkeit zu geben, ein solches zu wählen.

Allerdings ist nunmehr in § 81 Abs. 7 EIWOG 2010 verankert, dass die Regulierungsbehörde bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten bezüglich Mehrfachtarifzeiten in Verbindung mit intelligenten Messgeräten die Möglichkeit hat, den Lieferanten mittels Verordnung Vorgaben zur Transparenz⁷⁵ dieser Tarife zu machen. Ferner kann die Regulierungsbehörde den Lieferanten vorgeben, mindestens einen zeitunabhängigen Tarif anzubieten, der mit einer täglichen Auslesung der Verbrauchswerte auskommt. Auch wenn diese Vorgabe wenig konkret ist, lässt sich dennoch Folgendes herauslesen: Die Lieferanten sind wohl befugt, nicht jedoch verpflichtet, Mehrfachtarifzeiten, also z.B. drei unterschiedliche Preisansätze am Tag, einzuführen. Die Einführung derartiger variabler Tarife wird somit wohl vom Markt (Kundenstruktur etc.) des jeweiligen Lieferanten abhängen. Wie genau diese

⁷⁰ Graf, Änderung von Entgelten, ecolex 2009, 1035 (1036 f.) mit Verweis auf OGH, Entscheidung vom 13.06.2006, 10 Ob 125/05p und OGH, Entscheidung vom 13.06.2006, 10 Ob 145/05d.

⁷¹ Vgl. die Allgemeinen Bedingungen für die Lieferung von elektrischer Energie der Wien Energie Vertrieb GmbH & Co. KG: http://www.wienenergie.at/media/files/2013/alb%20strom%202014-01_114891.pdf.

⁷² § 80 Abs. 3 Z 3 EIWOG 2010.

⁷³ Dazu auch: VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

⁷⁴ Unmittelbar anwendbares Bundesrecht.

⁷⁵ Die Vorgaben der Regulierungsbehörde betreffen somit nur das Erfordernis der Transparenz, nicht hingegen die genaue Ausgestaltung dieser Preismodelle.

Tarife ausgestaltet sein sollen, wie viele unterschiedliche dieser neuartigen Preismodelle es pro Lieferant geben soll und was genau das jeweilige Ziel dieser Tarife sein soll, lässt die gesetzliche Vorgabe allerdings offen. Fest steht nur, dass derartige variable (Mehrfach-)Tarifsysteme die (viertelstündige) Verbrauchserfassung mittels Leistungsmessung oder Smart Meter voraussetzen, da sich die Tarifansätze täglich ändern können⁷⁶ und (ebenfalls) der Preistransparenz zu entsprechen haben, selbst wenn dies zunehmend schwieriger werden sollte.

Unter einem Smart Meter, also einem intelligenten Messgerät, versteht man nach der Legaldefinition in § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt. Nach § 1 Abs. 1 IME-VO⁷⁷ hat jeder Netzbetreiber bis Ende 2015 min. 10 %, bis Ende 2017 min. 70 % und im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 min. 95 % seiner Kunden (sofern diese nicht über einen Lastprofilzähler gemessen werden) mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Die Auswahl, welche Kunden mit den neuen Zählern ausgestattet werden, liegt im Ermessen des Netzbetreibers.⁷⁸ Allerdings hat der Netzbetreiber nunmehr gem. § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 im Rahmen dieser Vorgaben den Wunsch des Kunden, kein intelligentes Messgerät erhalten zu wollen, zu berücksichtigen (sog. Opt-out-Möglichkeit). Die Anforderungen, denen diese Zähler zu entsprechen haben, ergeben sich aus § 3 IMA-VO 2011⁷⁹ sowie aus § 83 Abs. 2 EIWOG 2010. Wenn diesbezüglich die Möglichkeit einer Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne vorausgesetzt wird, so zielt diese Unterbrechungsmöglichkeit nicht auf eine Laststeuerung wie z.B. bei dem unterbrechbaren Tarif im Rahmen der Netznutzungsentgelte ab, sondern v.a. auf Umzüge (beim Einzug kann der Verbraucher den Smart Meter durch einen Anruf beim Kundenservice freischalten und beim Auszug ausschalten lassen), und erfolglose Mahnverfahren.⁸⁰ Sofern der Energieverbrauch mittels eines Smart Meters gemessen wird, ist der Netzbetreiber verpflichtet, zumindest die täglichen Verbrauchswerte, nach Zustimmung des Kunden bzw. aufgrund vertraglicher Vereinbarung aber auch die Viertelstundenwerte, spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung dem Kunden in einem Web-Portal kostenlos zur Verfügung zu stellen, § 84 Abs. 2 EIWOG 2010. Werden die Verbrauchswerte also um 24 Uhr ausgelesen, müssen sie um 12 Uhr des Folgetages im Webportal stehen. Aufgrund der Möglichkeit des Kunden, seine Daten selber abzurufen bzw. den aktuellen Zählerstand abzulesen, wird er – im Gegensatz zum klassischen Stromzähler – zeitnah über seinen tatsächlichen Energieverbrauch informiert. Wenn die Kunden auf diesem Weg häufig über ihre Energiekosten informiert werden, schafft dies Anreize für weitere Energieeinsparungen bzw. Lastverschiebungen, da sie eine direkte Rückmeldung hinsichtlich der Auswirkung von Investitionen in Energieeffizienz und Verhaltensänderungen erhalten.⁸¹ Die Auslesung und Verwendung der

⁷⁶ Ein HT/NT-Strompreis, der den Kunden animiert, seinen Stromverbrauch in die NT zu verlagern, ist auch ein zeitvariabler Tarif, der auch mit dem konventionellen Ferrariszähler möglich ist, sofern die Preisfestsetzung sich an den Netztarifzeiten 06.00-22.00 und 22.00-06.00 Uhr orientiert.

⁷⁷ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II 2012/138.

⁷⁸ § 1 Abs. 5 S. 1 IME-VO.

⁷⁹ Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011), BGBl. II 2011/339.

⁸⁰ ErläutRV IMA-VO 2011 zu § 3 Z 8, S. 7.

⁸¹ Erwägungsgrund 50 der ElTRL 2009.

Viertelstundenwerte der Kunden durch den Netzbetreiber setzt allerdings deren ausdrückliche Zustimmung oder einen auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag voraus (§ 84a Abs. 1 EIWOG 2010). Das gleiche gilt für die folgende Übermittlung der Daten an den Lieferanten.⁸² Wichtig ist somit, dass der Kunde nachweislich transparent und verständlich darüber zu informieren ist, wenn sein Tarif einer Auslesung seiner Verbrauchswerte bedarf, die über den täglichen Verbrauchswert hinausgeht.⁸³ Der Lieferant ist schließlich verpflichtet, Smart Meter-Kunden monatlich eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation, die entweder auf den Tages- oder Viertelstundenwerten basiert, zukommen zu lassen, § 81a Abs. 1 EIWOG 2010. Schließlich haben die Lieferanten sämtlichen Endverbrauchern mitzuteilen, wie und wo sie aktuelle Informationen hinsichtlich der geltenden Preise erhalten können.⁸⁴

Neben der Erforderlichkeit eines Smart Meters zwecks Verrechnung variabler Strompreise bedarf es der Transparenz dieser Tarife.⁸⁵ Zu denken ist dabei vor allem – sofern es sich bei den Kunden um Verbraucher i.S.d. KSchG handelt – an das konsumentenschutzrechtliche Transparenzgebot des § 6 Abs. 3 KSchG⁸⁶ (aber genauso an §§ 864a, 879 Abs. 1 und 3 ABGB). Danach ist eine in Allgemeinen Geschäftsbedingungen oder Vertragsformblättern enthaltene Vertragsbestimmung unwirksam, wenn sie unklar oder unverständlich verfasst ist. Das bedeutet, dass die Vertragsbestimmungen durchschaubar, klar, fair und verlässlich ausgestaltet sowie vor Vertragsabschluss bekannt sein müssen, damit der Verbraucher nicht über die Rechtsfolgen im Unklaren gelassen wird.⁸⁷ Dem Verbraucher ist es nämlich nicht zumutbar, einer Bestimmung durch Auslegung einen Inhalt zuzuordnen, welcher sich nicht schon klar und verständlich aus ihrem Text ergibt.⁸⁸ „Die transparente und umfassende Information des Kunden ist eine der Säulen der Liberalisierung des Strommarktes“⁸⁹. Das hat zur Folge, dass der Verbraucher u.a. leicht erkennen können muss, welchen Preis er in welchem Zeitraum für eine kWh reine Energie zu zahlen hat, zumal seine wirtschaftlichen Interessen betroffen sind.⁹⁰ Dieses Erfordernis der Preistransparenz gilt jedoch nicht erst bei der Rechnungslegung, sondern bereits dann, wenn der Lieferant seine Preismodelle (z.B. im Internet) anpreist sowie bei den Vertragsbestimmungen und den Allgemeinen Geschäftsbedingungen.⁹¹ Eine solche verständliche und nachvollziehbare Verbraucherinformation dient sowohl der Preiswahrheit als auch der Preisklarheit, sodass der Verbraucher die Möglichkeit einer besseren und einfacheren Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Angeboten einzelner in- und ausländischer Lieferanten wahrnehmen und

⁸² Näher dazu: DAVID-VO 2012 (Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Anforderungen an die Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und die Verbrauchsinformationen an die Endkunden festgelegt werden, Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 – DAVID-VO 2012, BGBl. II 2012/313.

⁸³ § 84a Abs. 4 EIWOG 2010.

⁸⁴ § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

⁸⁵ Vgl. § 3 Abs. 7 EitRL 2009.

⁸⁶ Dazu u.a. *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 210 ff.

⁸⁷ Anhang I Abs. 1 EitRL 2009; OGH vom 05.06.2007, 10 Ob 67/06k; *Riedler*, Rechtswidrige AGB, ÖJZ 2009, 639 (642).

⁸⁸ *Graf*, in: Kletečka/Schauer, ABGB-ON 1.01, § 864a Rz. 33; *Krejci*, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 212.

⁸⁹ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

⁹⁰ Anhang VII Z 1.2 EnEff-RL 2012; VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181; VwGH, Entscheidung vom 28.01.2009, 2008/05/0244; EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106; *Korinek*, Transparenzgebot, JBI 1999, 149 (172).

⁹¹ EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

damit den Wettbewerb fördern kann.⁹² Nur ein funktionierender Wettbewerb ist in der Lage, niedrigere Preise, bessere Qualität, Innovation und Effizienzsteigerung zu bewirken.⁹³ Die Anforderungen an die Transparenz sind v.a. dann recht hoch anzusetzen, wenn die spätere Vertragsbestimmung entscheidend für den Verbraucher ist, den Vertrag in dieser Form abzuschließen, eine darauf bezogene Frage während der Vertragslaufzeit relevant wird und je mehr die Regelung von den Erwartungen des Durchschnittskunden abweicht.⁹⁴

Dies ist hier aufgrund der Neuartigkeit und Komplexität der verschiedenen möglichen Preismodelle der Fall, die zudem entscheidend von der Kundenakzeptanz abhängen. Diese müssen den Verbrauchern somit ganz explizit und verständlich aufgeschlüsselt werden. So ist es bei einem Mehrfachtarif, also einem zeitvariablen Strompreismodell, erforderlich, dass der Verbraucher mit einem Blick ablesen kann, in welchem Zeitabschnitt (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) welcher Preis in Cent/kWh Energie zu zahlen ist und somit für sich entscheiden kann, ob dieser Tarif für ihn Anreize setzt, sein Verbrauchsverhalten dementsprechend anzupassen.

Demgegenüber dürfte ein lastvariabler Strompreis, der aufgrund der nicht vorhersehbaren Einspeisung an erneuerbaren Energien ins Netz und der dabei vorherrschenden Netzlast nicht genauso exakt vorher festgelegt werden kann wie der zeitvariable Strompreis (somit in seiner Höhe nicht von vornherein feststeht) noch höhere Voraussetzungen an die konsumentenschutzrechtlichen Anforderungen hinsichtlich Bestimmtheit, Klarheit und Vorhersehbarkeit stellen. In diesem Fall bedürfte es wohl der vertraglichen Vereinbarung eines Preisbandes in Form eines Maximalpreises und eines Mindestpreises (z.B. hohe Kosten je kWh Energie bei hohen Großhandelspreisen) zwischen dem Verbraucher und dem Lieferanten. Aufgrund der Vereinbarung eines Maximalpreises weiß der Verbraucher, was er im ungünstigsten Fall für eine kWh zu zahlen hat. Sofern er jedoch sein Verbrauchsverhalten den äußeren Bedingungen anpasst, kann er von einem reduzierten Strompreis, im besten Fall von dem vertraglich vereinbarten Mindestpreis für eine kWh profitieren. Durch diese zweiseitige vorherige Vereinbarung des Preisbandes (v.a. des Maximalpreises) ist der Verbraucher auch vor unvorhersehbaren und einseitigen Preisänderungen, also „bösen Überraschungen“ i.S.v. § 6 Abs. 1 Z 5 KSchG geschützt, zumal die Schwankungen innerhalb des Preisbandes unabhängig vom Willen des Lieferanten sind und von ihm nicht zu beeinflussen sind.⁹⁵ Dem Verbraucher müssen somit die (wirtschaftlichen) Auswirkungen derartiger Preismodelle klar und verständlich erläutert werden, vor allem dann, wenn ein solcher variabler Stromtarif (im Vergleich zum bestehenden starren) sich nur dann günstiger auswirkt, wenn er auch tatsächlich daran (aktiv) mitwirkt. Zudem müssen der Verbraucher und der Lieferant im Liefervertrag festhalten, wie der Verbraucher hinsichtlich der Preise der nächsten Tage bzw. Monate zu informieren ist (z.B. SMS, Internet, oder E-Mail bzw. mittels Anruf bei einer kostenfreien Hotline), auf welche Art und Weise er also aktuelle Informationen über die geltenden Preise erhalten kann.⁹⁶

Zusätzlich kann jedoch die Regulierungsbehörde die Lieferanten per Verordnung verpflichten, auch einen zeitunabhängigen Standardtarif, der also durchgehend einen einheitlichen Energiepreis vorsieht, anzubieten, was wohl für die Verbraucher gedacht ist, die

⁹² Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91 (94). Vgl. auch Art. 9 Abs. 2 lit. d EnEff-RL 2012.

⁹³ Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91.

⁹⁴ Korinek, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (172).

⁹⁵ Krejci, in: Rummel, KSchG § 6 Rz. 72 ff.

⁹⁶ Anhang I Abs. 1 lit. a der EltRL 2009; § 82 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010; § 82 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010.

entweder (noch) keinen Smart Meter haben oder diesen nur auf Basis der täglichen Verbrauchswerten (und nicht der Viertelstundenwerte) verrechnet bekommen und sich in ihrem Verbrauchsverhalten nicht umstellen wollen, da derartige Strompreismodelle dem Verbraucher keinen Anreiz bieten, den Energieverbrauch zu verschieben oder einzuschränken.

Bei allen Strompreismodellen (v.a. jedoch bei dem lastvariablen Strompreis) ist es erforderlich, dass der Lieferant bei der Rechnung neben dem Gesamtpreis für den reinen Strom in transparenter Weise eine periodengenaue Darstellung des abgerechneten Strompreises vornimmt. Unter einer Periode wird ein Zeitraum verstanden, in dem der gleiche Strompreis verrechnet wird.⁹⁷

1.2.2 Zwischenergebnis zum reinen Strompreis

Die Einführung variabler Strompreise ist nach der vorhandenen österreichischen Rechtslage ebenfalls möglich, zumal die Elektrizitätsunternehmen im Sinne der Energieeffizienzförderung den Stromverbrauch möglichst optimieren sollen, indem sie z.B. im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen neuartige Preismodelle einführen.⁹⁸ Gerade die Auslesung der Verbrauchswerte im Viertelstundentakt ermöglicht grds. die Bildung unterschiedlicher Tarifmodelle. Allerdings wird die Laststeuerung aufgrund der finanziellen Anreize über den jeweiligen Strompreis nur durch den Kunden selber, also entweder eigenhändig oder aber mit Hilfe automatisierter Geräte, vorgenommen werden können, indem er zu einer preisgünstigen Zeit z.B. die Waschmaschine laufen lässt. Die Aufgabe des Lieferanten ist v.a. dem Kunden ein bestimmtes Produkt (einen Stromtarif) zu verkaufen, ihn darüber und auch über den Stromverbrauch zu informieren und diesen abzurechnen.

Da das EIWOG 2010 jedoch keine konkreten Vorgaben für die Ausgestaltung solcher neuer Preismodelle beinhaltet, haben die Lieferanten gerade bei Lieferverträgen einen weiten Gestaltungsspielraum, wenn es sich bei den Kunden um Unternehmer handelt. Das bedeutet, die Lieferanten können mit den Kunden Preismodelle aushandeln, die auch nicht bei der Regulierungsbehörde angezeigt werden müssen.⁹⁹ Bei Lieferverträgen mit Verbrauchern gilt es jedoch u.a. das Gebot der Preistransparenz i.S.v. § 6 Abs. 3 KSchG zu wahren, sofern der Vertragspartner des Lieferanten ein Verbraucher ist. Da jedoch die verschiedenen Preismodelle der einzelnen Lieferanten stark auseinanderfallen können, besteht die Gefahr, dass der Endverbraucher die schwankenden Strompreise nicht mehr nachvollziehen und auch nicht mit den Preismodellen anderer Lieferanten (evtl. vor dem Hintergrund eines geplanten Lieferantenwechsels) vergleichen kann. Es erscheint somit sinnvoll, die Lieferanten zu verpflichten, bei den zeitvariablen Stromtarifen die einzelnen Zeiteinheiten (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) aufzulisten und den in diesen einzelnen Zeiteinheiten geltenden Energiepreis in Cent/kWh anzugeben. Bei den lastvariablen Stromtarifen bedarf es hingegen der Auflistung der geltenden Energiepreise in Cent/kWh in Abhängigkeit der Preise am Markt, die mit dem Verbraucher explizit in Form eines Preisbandes in Form von Mindest- und Maximalpreisen vertraglich zu vereinbaren sind. Der exakte Preis ist dem Verbraucher sodann mittels eines – vertraglich zuvor bestimmten – geeigneten Kommunikationsmittels (z.B. Web-Portal, SMS, E-Mail) zu einem festgelegten

⁹⁷ VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

⁹⁸ Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

⁹⁹ Ausnahme davon stellen nur kleine Unternehmer dar, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, § 80 Abs. 1 EIWOG 2010.

Zeitpunkt mitzuteilen, damit er die Möglichkeit hat, seine Verbräuche der Netzlast auch anzupassen. Bei beiden Preismodellen erscheint – gerade vor dem Hintergrund des Transparenzgebots – die Angabe eines Mindest- und eines Maximalpreises in Cent/kWh sinnvoll zu sein, um dem Verbraucher eine bessere Vergleichsmöglichkeit zu gewährleisten, damit er von seinem Recht zum Lieferantenwechsel in kundenfreundlicher Weise Gebrauch machen kann.¹⁰⁰ Ein neuartiges Strompreismodell kann dem Verbraucher nämlich nur dann erfolgreich angeboten werden und zur Kundenakzeptanz führen, wenn es einerseits geeignet ist, Energie effizient zu nutzen bzw. einzusparen und damit auch die Kosten des Verbrauchers zu reduzieren und andererseits den Verbraucher motiviert, sein Verhalten auch tatsächlich zu ändern. Er muss somit belohnt werden, wenn er seinen Stromverbrauch z.B. in eine windstarke Zeit verlegt. Dazu muss er das Strompreismodell jedoch zwingend verstehen und nachvollziehen können. Es muss der Grundsatz beachtet werden, wonach die Vertragsklauseln umso klarer und verständlicher formuliert werden müssen, je komplexer sich der Regelungsbereich darstellt.¹⁰¹ Sofern der Lieferant Änderungen hinsichtlich der vertraglich vereinbarten Preise vornehmen will, so hat er den Verbraucher drei Monate vor dem in Kraft treten dieser Änderung schriftlich darüber zu informieren. Mit Rechnungslegung darf der Lieferant sodann nicht lediglich den gesamten Strompreis ausweisen, sondern er muss eine periodengenaue Abrechnung vornehmen (er muss somit in Form von Teilbeträgen angeben, zu welchem Zeitraum er welche Preise verrechnet hat), da nur eine Ausweisung des Strompreises bezogen auf sämtliche Preisperioden in Cent/kWh dem Kunden eine Nachverfolgung der Preisentwicklung ermöglicht.¹⁰²

1.2.3 Ausblick auf die deutsche Rechtslage hinsichtlich des reinen Strompreises

Nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG sind Lieferanten nunmehr verpflichtet, unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, den Letztverbrauchern einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz¹⁰³ zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Aufgrund des Wortlauts („oder“) hat der Lieferant ein diesbezügliches Wahlrecht, solange er – sofern möglich – einen von beiden in sein Preismodellangebot aufnimmt. Darunter fallen insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife (§ 40 Abs. 5 S. 2 EnWG). Fraglich ist, was unter solchen lastvariablen und tageszeitenabhängigen Tarifen zu verstehen ist, zumal diese gesetzlich nicht definiert werden.

Unter einem lastvariablen Tarif könnte man aufgrund des Wortsinns u.a. einen Tarif verstehen, bei dem der Preis eine Funktion der Netzlast, somit eine Summe der von den Verbrauchern dem Netz jeweils entnommenen Arbeit, ist und sich damit nach der starken Inanspruchnahme des Netzes bemisst.¹⁰⁴ Mit Hilfe eines solchen Tarifs kann sinnvoll zu einer ausgewogenen Netzlast beigetragen werden, da der zeitlich zu verlagernde Strombezug entweder in solche preislich günstigen Zeiten verlegt wird, in denen der Gesamtverbrauch des Systems recht gering ist oder in denen das Angebot an regenerativ

¹⁰⁰ So auch *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 154.

¹⁰¹ *Korinek*, Transparenzgebot, JBl 1999, 149 (161).

¹⁰² VwGH, Entscheidung vom 16.12.2008, 2008/05/0181.

¹⁰³ Ausführlich zur Auslegung des Begriffs „Anreiz“, zumal dieser gesetzlich nicht definiert ist: *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 11 ff.

¹⁰⁴ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 14 ff.; *Wieser*, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze, S. 166 ff.; *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259.

erzeugter Energie relativ hoch ist (damit würde der Verbraucher dann waschen, wenn der Wind weht).¹⁰⁵ Ist der Preis hingegen aufgrund des hohen Gesamtverbrauchs des Systems oder des mangelnden Angebots an regenerativ erzeugter Energie hoch, so kann dieser Tarif auch zur Energieeinsparung animieren.

Der tageszeitenabhängige Tarif könnte einen Anreiz für die Kunden geben, ihr Verbrauchsverhalten nach dem günstigsten Preis auszurichten. Problematisch könnte jedoch sein, dass er aufgrund der nicht planbaren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht zu einer gleichmäßigen Netzauslastung beitragen können dürfte, da unter Umständen zu Zeiten, in denen der Strom billig wird, neue künstliche Lastspitzen erzeugt werden¹⁰⁶, wenn es sich nicht gerade um Tagstrom/Nachtstrom handelt. Dieser Tarif bewirkt somit, dass die Kunden den Strom dann beziehen, wenn er billig ist, das heißt aktuell zumeist auch, wenn er im Überfluss aus regenerativen Quellen zur Verfügung steht.

Nähere Vorgaben hinsichtlich der flexiblen Tarife enthält § 40 Abs. 5 S. 2 EnWG nicht. Aufgrund des Wortlauts „insbesondere“ ist zu schließen, dass die explizit genannten lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarife nur Beispiele darstellen, sodass sich die Lieferanten auch weitergehender Tarifkonzepte bedienen können, die der Energieeinsparung bzw. der Steuerung des Energieverbrauchs dienen. Ob diese Ziele auch wirklich erreicht werden, ist dabei irrelevant, da es nur um den Anreiz, also die Möglichkeit für die Verbraucher geht, ihre Verhaltensweisen zu ändern. Zwingende Voraussetzung hinsichtlich des Angebots und der Abrechnung flexibler Tarife ist das Vorhandensein eines intelligenten Stromzählers, da nur damit eine zeitgenaue Ablesung des Abnahmeverhaltens des Verbrauchers möglich ist. Allerdings kann ein solcher Tarif dem Kunden nur dann überzeugend angeboten werden, wenn er die Möglichkeit hat, die Zusammensetzung des Tarifs nachzuvollziehen und damit in der Lage ist, sein Verbrauchsverhalten auch tatsächlich zu verlagern.¹⁰⁷ Festzuhalten bleibt an dieser Stelle, dass Kunden dann den Anreiz haben, flexibel auf das Erzeugungsangebot zu reagieren, also den Strom möglichst dann zu verbrauchen, wenn ein großes Stromangebot aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden ist, wenn sie einen entsprechenden Tarif wählen können. Dieser muss einerseits objektiv geeignet sein, das Ziel der Energieeinsparung oder der Verbrauchsverlagerung zu erreichen und andererseits den Kunden subjektiv motivieren, diesen Tarif zu wählen und sich dementsprechend zu verhalten.¹⁰⁸ Mit Hilfe von Smart Metern und flexiblen Tarifen kann sowohl eine optimale Netzauslastung als auch eine Energieeinsparung gefördert werden.¹⁰⁹

1.3 Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zum Systemnutzungsentgelt und zum reinen Strompreis

Im Rahmen der nachfrageseitigen Lastverschiebung gilt es, um Lastspitzen zu kappen und zu einer Reduktion des Netzausbaus beitragen zu können, vor allem eine freiwillige Verhaltensänderung der Netzbenutzer/Kunden zu erreichen. Dies kann zum einen dadurch erreicht werden, dass die Netzbenutzer/Kunden eigenständig ihr Verbrauchsverhalten (u.U.

¹⁰⁵ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 15; *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259 f.

¹⁰⁶ *Tönnies*, Preisgestaltung, ZNER 2010, 259 (260).

¹⁰⁷ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 15; *Güneysu/Wieser*, Smart Preise, ZNER 2011, 417 (418).

¹⁰⁸ *EnCT/BBH/ECOFYS*, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, S. 12.

¹⁰⁹ *Güneysu/Wieser*, Smart Preise, ZNER 2011, 417 (419).

mittels automatisierter Geräte) in lastschwache Zeiten verlagern (Demand Side Response) oder aber dem Netzbetreiber gestatten, aufgrund vertraglicher Vereinbarungen zu gewissen Zeiten (also z.B. in Spitzenlastzeiten oder bei Engpässen) auf gewisse Verbrauchs- und Speichergeräte zuzugreifen und diese ferngesteuert ab und/oder anzuschalten (Demand Side Management). Als Gegenleistung bedarf es jedoch gewisser monetärer Anreize für die Verbraucher. Dies könnte sowohl durch variable bzw. unterbrechbare Netzentgelte als auch durch variable Strompreise erzielt werden.

Hinsichtlich der einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten lässt sich festhalten, dass lediglich das Netznutzungsentgelt geeignet ist, zu differenzieren, wie die Lastsituation im Netz gerade beschaffen ist. Der derzeitige Rechtsrahmen des § 52 EWiG 2010 legt es daher ins Ermessen der Regulierungsbehörde, das Netznutzungsentgelt unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeit- und/oder lastvariabel zu gestalten. Von dieser Ermächtigung hat die Regulierungsbehörde allerdings nur in Form eines SHT, SNT, WHT und WNT Gebrauch gemacht, wobei nennenswerte preisliche Schwankungen und daraus resultierende Anreizwirkungen nicht flächendeckend zu finden sind. Neben ausgeprägteren finanziellen Anreizwirkungen mittels preislicher Schwankungen in den verschiedenen Zeitabschnitten, wären auch noch kleinere Zeitintervalle rechtlich möglich. Von einer lastvariablen Festlegung der Netznutzungsentgelte hat die Regulierungsbehörde allerdings bisher im Rahmen der SNE-VO 2012-Novelle 2014 keinen Gebrauch gemacht. Die rechtlichen Voraussetzungen sind jedoch gegeben.

Daneben kann das Netznutzungsentgelt der Haushaltskunden und der kleinen Gewerbebetriebe, also der Netzbewerber der Netzebene 7, unterbrechbar verrechnet werden, sofern der Netzbewerber dem Netzbetreiber vertraglich gestattet, ihn jederzeit bzw. zu vorher festgelegten Zeiten vom Netz zu trennen (und anschließend wieder zuzuschalten), sofern dies für eine gleichmäßige Netzauslastung erforderlich ist. Dies ist bei den Netzbewerbern der Netzebene 3, also der Großindustrie, gar nicht und bei den Netzbewerbern der Netzebene 5, also der Kleinindustrie und der großen Gewerbebetriebe, nur in den Netzbereichen Burgenland und Niederösterreich möglich. Dementsprechend wäre eine Ergänzung in der SNE-VO dahingehend möglich, dass sämtlichen Entnehmern, die die erforderlichen technischen Voraussetzungen erfüllen, auf allen Netzebenen die Möglichkeit von reduzierten unterbrechbaren Netznutzungsentgelten eingeräumt wird, um eine gewisse Flexibilität zur gleichmäßigen Netzauslastung bzw. Lastverschiebung im gesamten Elektrizitätsnetz zu erreichen.

Der Strompreis kann durch die Lieferanten grundsätzlich variabel ausgestaltet werden, da es seit der Liberalisierung keine gesetzlichen Preisvorgaben mehr gibt und er somit dem Wettbewerb unterliegt. Damit hat der Stromlieferant im Gegensatz zum Netzbetreiber einen diesbezüglichen Gestaltungsspielraum. Allerdings bedürfte es – sofern es sich bei den Kunden um solche handelt, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird – gerade bei diesen neuartigen Preismodellen der verstärkten Berücksichtigung des konsumentenschutzrechtlichen Preistransparenzgebots, damit die Verbraucher die angebotenen Strompreise einerseits leicht verstehen und nachvollziehen und andererseits unproblematisch mit den Strompreisangeboten anderer Lieferanten vergleichen können. Im Gegensatz zum Netzbetreiber ist der Lieferant jedoch nicht in der Lage, die Lastverschiebung für den Verbraucher durchzuführen.

2 Notwendigkeit von Regel- und Ausgleichsenergie

Aufgrund der zunehmenden Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und der dadurch erschwerten Aufrechterhaltung der Netzstabilität wird in Zukunft auch der Regelenergiebedarf, besonders im Bereich der Minutenreserve, verstärkt an Bedeutung gewinnen. Der Grund dafür liegt darin, dass diese dezentralen Erzeugungsanlagen nicht verbrauchsabhängig produzieren, sondern dann, wenn die Sonne scheint (Photovoltaik) oder der Wind weht (Windkraft). Dennoch muss auch weiterhin für einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Stromabnahme eingehalten werden, was voraussetzt, dass zeitgleich so viel an Energie von den Erzeugern ins Netz eingespeist wird, wie die Verbraucher entnehmen.¹¹⁰ Die Volatilität des stetig wachsenden Anteils von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen muss somit verstärkt ausgeglichen werden. Ist das aufgrund der schwankenden Produktion nicht möglich, ist also die Erzeugung nicht deckungsgleich mit dem Verbrauch, muss das notwendige Gleichgewicht mittels netz- und marktbezogenen Maßnahmen (also zusätzlichen Einspeisungen bzw. Entnahmen)¹¹¹ wieder hergestellt werden. Es muss somit ein ausreichendes Leistungspotenzial als notwendige Reserve vorgehalten werden, was in Form von Regelenergie erfolgt.¹¹² Dabei unterscheidet man zwischen der positiven und der negativen Regelenergie. Die positive Regelenergie wird benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung den Verbrauch nicht decken kann, also eine Unterversorgung entsteht. Dies hat zur Folge, dass die Frequenz im Netz sinkt. Es bedarf somit in diesem Engpassfall der Erzeugung zusätzlicher Leistungen bzw. der Reduzierung des Verbrauchs. Die negative Regelenergie wird hingegen benötigt, wenn die aktuelle Erzeugung höher als der Verbrauch ist, wodurch Überkapazitäten entstehen. Durch diesen Erzeugungsüberschuss steigt die Netzfrequenz. Es ist in diesem Fall erforderlich, die erzeugte Leistung zu senken bzw. den Verbrauch künstlich zu erhöhen.¹¹³ Würde man derartige Maßnahmen unterlassen, käme es zu Frequenzschwankungen die Instabilitäten des Systems bewirken. Die Wiederherstellung des Gleichgewichts geschieht vorwiegend durch die Besorgung von Regelenergie durch den Regelzonenführer, dem nach § 23 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 die Aufgabe der Leistungs-Frequenz-Regelung obliegt, und durch die Beschaffung von Ausgleichsenergie. Regelenergie als Leistungsreserve muss somit in ausreichendem Maße innerhalb jeder Regelzone verfügbar sein, um auch weiterhin eine sichere und zuverlässige Energieversorgung selbst bei unvorhergesehenen Ereignissen garantieren zu können. Davon umfasst ist der Bereich, der von den Übertragungsnetzen abgedeckt wird, was auch die Verteilernetze mitumfasst. Daraus folgt, dass die Verteilernetzbetreiber nicht für den physikalischen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch zuständig sind.¹¹⁴ Nach Art. 15 Abs. 6 EitRL 2009 beschaffen sich die Übertragungsnetzbetreiber die Energie, die sie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven in ihrem Netz verwenden, nach

¹¹⁰ Fickers, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 f.

¹¹¹ Unter „Frequenzhaltung“ verstehen die TOR (Teil A, Version 1.8, S. 29) „Maßnahmen zur Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Änderung der Wirkleistungserzeugung (Wirkleistungsregelung). Sie erfolgt durch Aktivieren der Primär- und Sekundärregelreserve (Primär- und Sekundärregelung) sowie der Nutzung von Minutenreserve (Tertiärregelung) in den Kraftwerken und umfasst auch Maßnahmen zur Lastanpassung auf Verbraucherebene“.

¹¹² Dazu ausführlich: Metzler, Regelenergie, ZTR 2013, 242 ff.

¹¹³ In diesem Fall kommt § 4 Abs. 1 Z 9 SNE-VO 2012-Novelle 2014 hinsichtlich des Netznutzungsentgeltes zur Anwendung.

¹¹⁴ Hauer, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 10.

transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren. Innerhalb der Regelenenergie unterscheidet man zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiärregelleistung).¹¹⁵

2.1 Primärregelung

Unter der Primärregelung versteht man nach § 7 Abs. 1 Z 58 EIWOG 2010 eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe der Turbinendrehzahlregler gem. eingestellter Statikkennlinie von Maschinen im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt.¹¹⁶ Sie ist somit nahezu unverzüglich verfügbar. Diese Aktivierung muss min. 30 Minuten zur Verfügung stehen. Die Primärregelung sorgt solidarisch länderübergreifend in jedem Synchronegebiet des europäischen Verbundnetzes (ENTSO-E-Netz)¹¹⁷ für eine stabile Netzfrequenz, unabhängig davon, in welcher Regelzone die Störung eingetreten ist.

Nach der Grundsatzbestimmung des § 67 Abs. 1 EIWOG 2010¹¹⁸ erfolgt die Bereitstellung der Primärregelleistung mittels einer vom Regelzonenführer (der APG) oder einem Beauftragten regelmäßig, jedoch mindestens halbjährlich durchzuführenden Ausschreibung¹¹⁹, der ein transparentes Präqualifikationsverfahren¹²⁰ vorausgeht. Nur die Anbieter, die in diesem Präqualifikationsverfahren als geeignet eingestuft werden, sind zur Teilnahme an der Ausschreibung berechtigt.¹²¹ Das Mindestgebot bei der wöchentlichen Ausschreibung¹²² durch die APG beträgt 2 MW, da die im Primärregelsystem pro Anlage vorzuhaltende Leistung min. 2 MW zu betragen hat.¹²³ Sofern der Anbieter den Zuschlag erhält, muss er in der folgenden Woche (Montag 00.00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr) seine gesamte positive und negative Primärregelleistung ununterbrochen zur Verfügung halten.¹²⁴ Erfolgt die Ausschreibung am Mittwoch negativ, wird also die erforderliche Ausschreibungsmenge nicht erreicht, wird die verbleibende Leistung am Donnerstag nochmals ausgeschrieben. Wird auf diesem Wege immer noch nicht die Gesamtmenge von +/- 66 MW erreicht, hat der Regelzonenführer geeignete Anbieter von Primärregelleistung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung der Primärregelleistung zu verpflichten (sog. Einweisung).¹²⁵ Die Primärregelleistung wird nach § 66 Abs. 2 Z 1 i.V.m. § 68 Abs. 1 EIWOG 2010 durch die Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW finanziert.¹²⁶ Die Zuteilung der Kosten bestimmt sich

¹¹⁵ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, S. 64 ff.

¹¹⁶ So auch die Begriffserklärung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 45.

¹¹⁷ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ist der europäische Verbund aller Stromübertragungsnetzbetreiber innerhalb der EU.

¹¹⁸ § 37 Bgld. EIWG 2006; § 48 Kärntner EIWOG 2011; § 43 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 50a Oö. EIWOG 2006; § 8b Salzburger LEG 1999; § 33b Stmk. EIWOG 2005; § 39 TEG 2012; § 31a Vorarlberger EIWG; § 52 WEIWG 2005.

¹¹⁹ Die Ausschreibung der Primärregelung findet wöchentlich (mittwochs von 9.00 bis 14.00 Uhr) statt, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁰ Dieses Präqualifikationsverfahren ist notwendig, damit nur verlässliche Teilnehmer am Markt auftreten und somit die Versorgungssicherheit aufrechterhalten werden kann. Ausführlich dazu die APG, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>.

¹²¹ § 67 Abs. 2 EIWOG 2010.

¹²² Diese findet jeden Mittwoch von 9.00 bis 14.00 Uhr statt, <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²³ § 67 Abs. 4 EIWOG 2010.

¹²⁴ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁵ § 67 Abs. 5 EIWOG 2010.

¹²⁶ Ausführlich dazu: *Hauer*, in: *Hauer/Oberndorfer*, EIWOG, § 41 Rz. 2 ff.

nach dem Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen. Die Beiträge werden gem. § 68 Abs. 2 EIWOG 2010 durch den Regelzonenführer vierteljährlich verrechnet und erhoben.

Zur Erbringung der Primärregelung können somit lediglich bestimmte Großkraftwerke mit einer speziellen Regeleinrichtung eingesetzt werden, die zudem in der Lage sind, innerhalb von 30 Sekunden ihre Leistungsabgabe zu erhöhen bzw. zu verringern und diese zumindest 30 Minuten halten zu können. Besonders gut dafür geeignet sind Wasserkraftwerke, da sie über eine hohe Erzeugungsleistung und große Laständerungsgeschwindigkeiten verfügen.¹²⁷ Allerdings können geeignete Industriebetriebe als Verbraucher ihre Anlagen ebenso vermarkten. Aufgrund des Wortlauts von § 67 Abs. 4 EIWOG 2010 (vorzuhaltende Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“) wird es jedoch nicht möglich sein, dass sich mehrere Industriebetriebe bzw. Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk oder einem Pool zusammenschließen. Das Mindestgebot von 2 MW muss somit derzeit von einer einzelnen technischen Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit angeboten und nach erfolgtem Zuschlag bereitgehalten werden. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Einen zusätzlichen Arbeitspreis bekommt er allerdings im Rahmen der Primärregelleistung nicht: Er bekommt also weder seine gelieferte Primärregelenergie zusätzlich vergütet, noch muss er die übernommene Primärregelenergie bezahlen.¹²⁸

2.2 Sekundärregelung

Liegt eine längere Beeinträchtigung – also ein Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage vor – wird nach maximal 30 Sekunden bzw. bereits parallel zur Primärregelung die etwas langsamere Sekundärregelung automatisch in Gang gesetzt. Dies hat den Sinn, die Primärregelung zu entlasten, damit diese bei erneutem Bedarf wieder zum Netzausgleich zur Verfügung steht. Die Sekundärregelung ist eine vollautomatisch wirksam werdende und erforderlichenfalls ergänzend manuell angesteuerte Rückführung der Frequenz und der Austauschleistung mit anderen Regelzonen auf die Sollwerte nach Störung des Gleichgewichts zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Einrichtungen. Die Sekundärregelung umfasst auch die Ausfallreserve. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen, § 7 Abs. 1 Z 62 EIWOG 2010.¹²⁹ Die Sekundärregelung sorgt allerdings nur innerhalb der jeweiligen Regelzone, in der die Störung eingetreten ist, für den Ausgleich von Leistungsdefiziten und Leistungsüberschüssen und muss somit von diesem Regelzonenführer eigenverantwortlich eingesetzt werden. Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt nach Durchführung eines transparenten Präqualifikationsverfahrens gem. § 69 Abs. 1 EIWOG 2010¹³⁰ mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung sind durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Die Höhe der auszuschreibenden und bereitzustellenden Leistung hat nach § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen und ist vom Regelzonenführer festzulegen. Dementsprechend hat die APG das Mindestgebot bei den wöchentlichen

¹²⁷ *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 11.

¹²⁸ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen>.

¹²⁹ Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 51.

¹³⁰ Im Gegensatz zur Ausschreibung der Primärregelleistung, die als Grundsatzbestimmung ausgestaltet ist, handelt es sich bei der Ausschreibung der Sekundärregelung um unmittelbar anwendbares Bundesrecht.

Ausschreibungen¹³¹ auf 5 MW pro Anbieter beziffert.¹³² Erfolgt die Ausschreibung mehrfach erfolglos und wird die benötigte Gesamtmenge von +/- 200 MW nicht erreicht, z.B. weil sich zu wenige Anbieter an der Ausschreibung beteiligt haben, hat der Regelzonenführer diskriminierungsfrei geeignete Erzeuger gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen zur Bereitstellung und Erbringung der Sekundärregelung zu verpflichten (sog. Einweisung).¹³³ Die Sekundärregelung finanziert sich über das Systemdienstleistungsentgelt (§ 56 EIWOG 2010 i.V.m. § 8 SNE-VO 2012-Novelle 2014), das arbeitsbezogen von Einspeisern mit einer Anschlussleistung von mehr als 5 MW an den Regelzonenführer zu entrichten ist, sowie über die Entgelte der Ausgleichsenergie.¹³⁴

Aufgrund dieser Vorgaben kann die Leistungserbringung für die Sekundärregelung ebenfalls durch spezielle Großkraftwerke mit einer entsprechenden Regeleinrichtung erbracht werden. Dies geschieht vornehmlich durch den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken – der derzeit flexibelsten Technologie zur Bereitstellung von Regelenergie – und Gasturbinen sowie durch die Steigerung der Leistung von zuvor in Teillast betriebenen Kraftwerken. Möglich ist allerdings auch die Beteiligung geeigneter Industriebetriebe an der Erbringung der Sekundärregelleistung. Allerdings ist es aufgrund des Wortlauts von § 69 Abs. 3 EIWOG 2010 – anders als bei der Leistungsvorhaltung im Rahmen der Primärregelung – nicht vorausgesetzt, dass diese bereitzustellende Leistung von 5 MW in einer einzelnen technischen Anlage erbracht werden muss. Daher ist auch der Zusammenschluss mehrerer Industriebetriebe und/oder Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. einem Pool möglich, um die erforderliche Mindestleistung bereitzustellen. Dafür erhält der Anbieter den von ihm geforderten Leistungspreis. Zusätzlich erhält der Anbieter einen Arbeitspreis, wenn tatsächlich Energie geliefert oder bezogen werden musste.

2.3 Tertiärregelung

Schließlich ist noch die Tertiärregel (Minutenreserve bzw. 15-Minuten-Reserve) vorgesehen, die bei einem Leistungsdefizit oder -überschuss spätestens nach 15 Minuten bzw. schon parallel zur Sekundärregelung auf telefonische Anforderung des Regelzonenführers zum Einsatz kommt. Sie stellt also das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung dar, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktivierter Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve).¹³⁵ Der Einsatz der Minutenreserve ist somit erforderlich, wenn große Leistungsbilanzstörungen innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers eintreten und die Sekundärregelung entweder alleine nicht ausreicht oder diese bei andauernden Störungen entlastet werden muss.¹³⁶ Die Tertiärregelleistung muss so bemessen sein, dass innerhalb von 15 Minuten zusammen mit der Sekundärregelreserve genügend Leistung zur Kompensation des Ausfalls der größten

¹³¹ Diese finden dienstags von 09.00 Uhr bis 14.00 Uhr bzw. bis 15.00 Uhr statt.

¹³² <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen>.

¹³³ § 69 Abs. 4 EIWOG 2010.

¹³⁴ Nach § 69 Abs. 1 S. 5 EIWOG 2010 sind durch das Systemdienstleistungsentgelt 78 % der Kosten für die Sekundärregelung und 22 % über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufzubringen. Eingehend dazu: Metzler, Regelenergie, ZTR 2013, 242 (244 f.).

¹³⁵ § 7 Abs. 1 Z 67 EIWOG 2010. Dazu auch die Begriffsbestimmung in TOR – Teil A, Version 1.8, S. 57 f.

¹³⁶ Fickers, Virtuelle Kraftwerke, ZNER 2009, 17 (18).

Erzeugungseinheit verfügbar ist.¹³⁷ Dafür fordert der Regezonenfürher in der Regel telefonisch die Minutenreserve bei den Einheiten an, die sich bereits zuvor vertraglich zur Bereitstellung verpflichtet haben.¹³⁸ Laut der APG beträgt derzeit das Mindestgebot je Anbieter und Zeitintervall 10 MW pro Block und das Maximalgebot 50 MW pro Block.¹³⁹ Die Minutenreserve wird wöchentlich ausgeschrieben, wobei sich nur die präqualifizierten Anbieter beteiligen können. Durch die Tertiärregelung wird also die Minutenreserve mobilisiert. Die Minutenreserve beinhaltet die geringsten technischen Anforderungen. Erfolgt die Ausschreibung z.B. aufgrund zu weniger Angebote erfolglos, und wird die benötigte Leistungserhöhung von + 280 MW und die Leistungsreduktion von - 125 MW nicht erreicht, werden die gültigen Angebote akzeptiert und die Fehlmengen erneut ausgeschrieben. Bestehen sodann immer noch Fehlmengen, kommt es zu einem „Last Call“.¹⁴⁰ Die für die Tertiärregelung notwendige Energie gehört zur Ausgleichsenergie und wird über den Bilanzgruppenverantwortlichen abgerechnet. Die Tertiärregelung wird verursacherbezogen von den Netzbenutzern getragen.

Die Erbringung der Tertiärregelung erfolgt vorwiegend durch das Zuschalten von schnellstartenden Erzeugungsanlagen wie Erdgas- und Pumpspeicherkraftwerken, beinhaltet aber auch die Lastanpassung auf Verbraucherebene, also durch Reduzierung der Abgabe an Großabnehmer.¹⁴¹ Neben einzelnen klassischen Kraftwerken oder großen Verbrauchern können im Bereich der Minutenreserve auch virtuelle Kraftwerke bzw. Kraftwerkspools eingesetzt werden. Durch die Bündelung vieler kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten bzw. Verbrauchseinheiten erreichen sie die Mindestangebotsgröße von 10 MW je Block und sind damit in der Lage, an der Tertiärregelleistung, die im Gegensatz zur Primär- und Sekundärregelung eine längere Aktivierungszeit und eine kürzere Ausschreibungsdauer beinhaltet, teilzunehmen. Durch die Einbindung von abschaltbaren Lasten (z.B. Industriebetriebe mit regelmäßigen Verbrauchszyklen) in das virtuelle Kraftwerk kann auch negative Regelleistung bereitgestellt werden.¹⁴² Wird die „Marketmaker-Ausschreibung“ gewählt, erhält der Anbieter einen Leistungspreis (für die Vorhaltung der Regelleistung) und einen Arbeitspreis (wenn die Anlage tatsächlich abgerufen wird); bei der kurzfristigen „Day-ahead-Ausschreibung“ erhält der Anbieter hingegen keinen Leistungspreis sondern nur den Arbeitspreis.¹⁴³ Im Falle der negativen Tertiärregelung, also wenn der Anbieter Strom aus dem Netz entnimmt, hat er den von ihm gebotenen Arbeitspreis zu entrichten.

2.4 Ausgleichsenergie

Kein Teil der Systemdienstleistung ist hingegen die Beschaffung von Ausgleichsenergie durch den Regezonenfürher zum Ausgleich des Systems. Die Ausgleichsenergie stellt gem. § 7 Abs. 1 Z 3 EIWOG 2010 die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem

¹³⁷ TOR, Teil B, Version 2.0, 12; *Mair*, Europäisches Elektrizitätssystem, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 11.

¹³⁸ Ausführlich dazu: *Reiter*, Frequenz-Leistungsregelung, S. 72.

¹³⁹ APG, Ausschreibung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiarregelung/ausschreibungen>.
<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiarregelung/ausschreibungen>.

¹⁴⁰ *Raschauer*, Handbuch, S. 80.

¹⁴¹ *Wissner*, Produktivität in der Energiewirtschaft, S. 25.

¹⁴² Ausführlich dazu: APG, Ausschreibung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiarregelung/ausschreibungen>.

tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe¹⁴⁴ je definierter Messperiode dar, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann. Damit ist die Ausgleichsenergie die Differenz zwischen der Prognose, dem Fahrplan, und der tatsächlich bezogenen oder gelieferten Energie. Sofern Lastschwankungen nicht im Wege der Primär- oder Sekundärregelung ausgeglichen werden, soll dies über den Zu- bzw. Verkauf von Ausgleichsenergie geschehen. In dieser Hinsicht ist es die Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators, rechtzeitig fehlende Energie zu einem möglichst günstigen Preis zu beschaffen und überschüssige Energie zu einem möglichst hohen Preis zu verkaufen.¹⁴⁵ Die Abrechnung der Ausgleichsenergie erfolgt über den Bilanzgruppenkoordinator¹⁴⁶ (§ 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010). Dieser hat die Preise für die Ausgleichsenergie entsprechend dem im § 10 VerrStG¹⁴⁷ beschriebenen Verfahren zu ermitteln und in geeigneter Form ständig zu veröffentlichen.¹⁴⁸ Diese berechneten Entgelte teilt der Bilanzgruppenkoordinator sodann den Bilanzgruppenverantwortlichen und den Regelzonenführern gem. § 23 Abs. 5 Z 3 EIWOG 2010 mit. Es ist im weiteren nach der Grundsatzbestimmung des § 87 Abs. 1 Z 6 EIWOG 2010 die Aufgabe des Bilanzgruppenverantwortlichen, dessen Bilanzgruppe das Leistungsungleichgewicht verursacht hat, also den Bedarf seiner Netzbenutzer und die Erzeugung nicht richtig bestimmt und damit auch nicht die richtige Menge an Energie eingeplant hat, die Entgelte für die entsprechende Ausgleichsenergie an den Bilanzgruppenkoordinator zu entrichten sowie sie anschließend den Bilanzgruppenmitgliedern weiterzuerrechnen. Damit erfolgt die Finanzierung der Ausgleichsenergie verursacherbezogen durch die Netzbenutzer.

2.5 Zusammenfassung und Änderungsvorschläge zur Regel- und Ausgleichsenergie

Die vorangestellten Darstellungen umreißen das System von Regel- und Ausgleichsenergie im geltenden Elektrizitätswirtschaftsrecht und zeigen, dass sich wohl auch Großverbraucher daran beteiligen können. Die bisherigen Überlegungen haben gezeigt, dass sich an diesem System durch das Konzept der Smart Grids nichts ändert bzw. nichts ändern muss. Zweifellos haben die Veränderungen in der tatsächlichen Energieaufbringung – während früher die Wasserkraft die einzige nicht exakt vorhersagbare Erzeugungstechnologie darstellte, nimmt mit dem stetigen Ausbau der regenerativen Energien der Anteil der nur bedingt planbaren Stromerzeugung zu – mit der Folge, dass durch diese stärker fluktuierende Erzeugung der Regel- und der Ausgleichsenergiebedarf steigen wird, um die Versorgungssicherheit auch weiterhin aufrecht zu erhalten. Dies ist jedoch eine rein tatsächliche Beschreibung (Prognose) der tatsächlichen Verhältnisse in der

¹⁴⁴ Eine Bilanzgruppe stellt nach § 7 Abs. 1 Z 4 EIWOG 2010 die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt, dar.

¹⁴⁵ Näher dazu: *Würthinger*, Verrechnungsstellen, in: Energieinstitut an der JKU Linz, Beiträge zum Elektrizitätsrecht, S. 123 ff.

¹⁴⁶ Pro Regelzone wird ein Bilanzgruppenkoordinator nach § 23 Abs. 2 Z 12 EIWOG 2012 vom jeweiligen Regelzonenführer ernannt. Dieser ist ein Hilfsorgan des Regelzonenführers zur wirtschaftlichen Administration der Ausgleichsenergie, so *Hauer*, in: Hauer/Oberndorfer, EIWOG, § 22 Rz. 55. Hintergrund dessen dürften entflechtungsrechtliche Bedenken sein.

¹⁴⁷ Bundesgesetz, mit dem die Ausübungsvoraussetzungen, die Aufgaben und die Befugnisse der Verrechnungsstellen für Transaktionen und Preisbildung für die Ausgleichsenergie geregelt werden, BGBl. I 2000/121 i.d.F. BGBl. I 2004/25.

¹⁴⁸ § 23 Abs. 5 Z 2 EIWOG 2010.

Elektrizitätswirtschaft, die noch nicht zwangsläufig einen rechtlichen Änderungsbedarf impliziert. Der prognostizierte Mehrbedarf an Regel- und Ausgleichsenergie kann nach den bisherigen gesetzlichen Regeln für die Aufbringung, Zuordnung und Finanzierung der Regel- und Ausgleichsenergie abgewickelt werden.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann es jedoch angeraten erscheinen, dass zwingend vorzuhaltende Maß an Regelenergie zu erhöhen. Wie hoch das im Interesse der Versorgungssicherheit gebotene Reservemaß angesichts der zunehmenden Produktionsunsicherheiten, die mit der Energieaufbringung über erneuerbare Energien verbunden ist, sein soll, ist zuvor eine technische Frage, in weiterer Folge auch eine rechtspolitische Frage, nämlich die Frage nach dem gewünschten Sicherheitsmaß der Versorgungssicherheit (bzw. umgekehrt der Risikobereitschaft). Das Maß der vorzuhaltenden Regelenergie ist de lege lata nicht gesetzlich, sondern durch zunächst außerrechtliche, technische Standards festgeschrieben (dies unbeschadet des Umstandes, dass die Rechtsordnung auf solche technischen Regelungen immer wieder rekurriert). Diese Überlegungen machen aber deutlich, dass allfällige Änderungen in der technischen oder rechtspolitischen Einschätzung zum Bedarf an Regelenergiereserve keine Änderung des österreichischen Gesetzes- oder Ordnungsrechts bedingen.

Sofern es technisch machbar ist, dass die Primärregelleistung durch ein Kraftwerkspool aus Kraftwerken und geeigneten Industrieanlagen erbracht wird, bedürfte es einer gesetzlichen Änderung dahingehend, dass in § 67 Abs. 4 EIWOG nicht mehr die vorzuhaltende Leistung von min. 2 MW „pro Anlage“¹⁴⁹ gefordert wird, sondern „pro Anbieter“. Damit ist dann unerheblich, ob die Leistung von 2 MW mittels einer einzelnen Anlage angeboten und vorgehalten wird oder mittels eines Kraftwerkspools, der aus unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen besteht. Ausschlaggebend ist allerdings, dass sich die Anbieter, die sich zur Erbringung von Primärregelleistung verpflichtet haben, dieser Verpflichtung auch ununterbrochen nachkommen können, indem sie ihre Anlagen in Betrieb halten. Allerdings ist es unerheblich, in welchen Anlagen sie die Leistung jeweils vorhalten, solange sie die vereinbarte Summe stets erreichen.¹⁵⁰

Im Rahmen der Primärenergie bedürfte es sodann auch der Änderung von §§ 37 Abs. 4 bzw. 8 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgld. EIWG 2006, 43 Abs. 4 NÖ EIWG-Novelle 2012, § 52 Abs. 2 S. 1 WEIWG 2005 da diese die Einladung von Erzeugern, die technisch geeignete Erzeugungsanlagen betreiben, zur Ausschreibung vorsehen.¹⁵¹

Zudem bedürfte es der Änderung der Grundsatzbestimmung des § 23 Abs. 2 Z 6 EIWOG 2010¹⁵², wonach der Regelzonenführer zum Abruf der „Erzeugungsanlagen“ zur Aufbringung der Regelenergie verpflichtet ist. Sofern sich auch große Verbraucher, entweder alleine oder im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks, an der Erbringung der Regelenergie beteiligen, ist diese Wortwahl unpassend und wohl besser durch „technische Einheit“ zu ersetzen.

¹⁴⁹ Diese Änderungsnotwendigkeit betrifft auch die Landesausführungsgesetze: § 37 Abs. 5 und Abs. 9 (in beiden Absätzen steht der gleiche Inhalt...) Bgld. EIWG 2006; § 48 Abs. 4 Kärntner EIWOG 2011; § 43 Abs. 5 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 50a Abs. 4 Oö. EIWOG 2006, § 31 Abs. 1 S. 3 Salzburger LEG 1999; § 33 b Abs. 4 Stmk. EIWOG 2005; § 31a Abs. 1 S. 3 Vorarlberger EIWG; § 52 Abs. 3 WEIWG 2005.

¹⁵⁰ <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/faq>.

¹⁵¹ Vgl. auch § 31 Abs. Salzburger LEG 1999.

¹⁵² Und damit auch der Landesausführungsgesetze: § 23 Abs. 2 Z 6 Bgld. EIWG 2006; § 28 Abs. 2 lit. f Kärntner EIWOG 2011; § 43 Abs. 2 Z 6 NÖ EIWG-Novelle 2012; § 39 Abs. 3 lit. f TEG 2012; § 31 Abs. 1 lit. f Vorarlberger EIWG; § 42 Abs. 2 Z 6 WEIWG 2005.

3 Zwangsabschaltungen durch den Netzbetreiber

Während sich der Verbraucher z.B. beim unterbrechbaren Tarif mit dem Netzbetreiber vertraglich darüber verständigt, ob und wann dieser ihn vom Netz trennen darf, stellt sich auch die Frage, unter welchen Voraussetzungen es dem Netzbetreiber möglich ist, den Verbraucher auch ohne dessen vorherige Einwilligung also gegen seinen Willen vom Netz zu trennen (Zwangsabschaltung).

Eine der Zielbestimmungen des EIWOG 2010 ist es, die Netz- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten (§ 4 Z 4 EIWOG 2010). Daher sind die Netzbetreiber aufgrund der Grundsatzbestimmungen in § 40 und 45 EIWOG 2010 u.a. verpflichtet, ein sicheres Netz zu betreiben. Sofern im laufenden Netzbetrieb die Betriebszustände allerdings vom Normalbetrieb abweichen, handelt es sich um einen störungsbehafteten Netzbetrieb.¹⁵³ Um eine Ausweitung der Störung und damit einen Netzzusammenbruch¹⁵⁴ zu verhindern, ist der Netzbetreiber im Rahmen des Störungsmanagements berechtigt, auch Netzbenutzer, also neben Einspeisern auch Entnehmer, vorübergehend vom Netz zu trennen. Hintergrund ist der, dass durch die temporäre Netztrennung Einzelner die Versorgung des Großteils der anderen Netzbenutzer weiterhin gewährleistet werden soll (automatische frequenzabhängige Lastanpassung).¹⁵⁵

Die meisten Landesgesetze haben die Unterbrechung der vertraglich zugesicherten Leistung ebenfalls als ultima ratio geregelt, um einen drohenden Netzzusammenbruch zu vermeiden.¹⁵⁶ Das Wiener Landesausführungsgesetz ordnet sogar explizit an, dass der Netzbetreiber bei vorübergehenden mangelnden Netzkapazitäten (Engpässen) sowie zur Vermeidung von instabilen Netzzuständen berechtigt ist, sämtliche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit anzuordnen.¹⁵⁷

Während also die freiwillige Lastverschiebung der Verbraucher aufgrund monetärer Anreize zu einer gleichmäßigen Netzauslastung beitragen und Lastspitzen kappen soll, liegt beim Erfordernis der zwangsweisen automatischen Abschaltung der Verbraucher durch den Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber bereits ein störungsbehafteter Netzbetrieb vor. Mit dieser Maßnahme soll eine Störungsausweitung und damit ein Netzzusammenbruch verhindert werden, um eine schnelle Versorgungssicherheit wieder zu gewährleisten. Allerdings ist die zwangsweise Trennung des Netzbenutzers vom Netz eine seltene Ausnahme und ausschließlich im störungsbehafteten Netzbetrieb darstellbar.

¹⁵³ Ausführlich dazu: TOR-Teil B, Version 2.0, S. 25; TOR-Teil C, Version 2.0, S. 11 f.

¹⁵⁴ Unter einem solchen Netzzusammenbruch versteht man den kompletten Ausfall der Spannungsversorgung in Teilbereichen eines Netzes bzw. im gesamten Netz eines Netzbetreibers oder in Netzen mehrerer Netzbetreiber, TOR-Teil A, Version 1.8, S. 42.

¹⁵⁵ TOR – Teil E, Version 2.1, S. 18.

¹⁵⁶ § 30 Bgld. EIWG 2006; § 46 Abs. 1 lit. c Kärntner EIWOG 2011 (für Verteilernetzbetreiber); § 36 NÖ EIWG-Novelle 2013; § 27 Stmk. EIWOG 2005; § 27 VlbG. EIWOG; § 36 WEIWG 2005.

¹⁵⁷ § 36 S. 2 WEIWG 2005.

4 Zwangsabschaltung durch den Lieferanten

Die geltende Rechtsordnung erlaubt es dem Lieferanten nicht, den Verbrauch des Kunden eigenmächtig gegen dessen Willen zu steuern, zumal er auch gar nicht die praktische und technische Möglichkeit diesbezüglich hat.

5 Entflechtung

Fraglich ist, ob die Übermittlung der Verbrauchsdaten der Kunden durch den Netzbetreiber an den jeweiligen Lieferanten zum Zwecke variabler Strompreismodelle gegen die Entflechtungsvorschriften verstößt, da in diesem Fall ein Informationsfluss zwischen Netz und Vertrieb, also entbündelten Einheiten, entsteht. In Betracht kommt diesbezüglich eine Verletzung der informatorischen Entflechtung i.S.v. § 11 EIWOG 2011. Diese Entflechtungsvorschrift verpflichtet den Netzbetreiber zur Vertraulichkeit hinsichtlich wirtschaftlich sensibler Daten sowie von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen, die er im Rahmen seiner Geschäftstätigkeit erlangt hat. Diese Informationen dürfen nicht in diskriminierender Weise v.a. gegenüber vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen offengelegt werden.

Es kann allerdings eine eingehende Prüfung an dieser Stelle dahin stehen, da der Netzbetreiber diesbezüglich eine gesetzliche Übermittlungspflicht hat. So muss er nach § 84a Abs. 2 EIWOG 2010 jeden Monat alle täglich erhobenen Verbrauchswerte solcher Endverbraucher, deren Verbrauch mittels eines intelligenten Messgerätes gemessen wird, an den jeweiligen Lieferanten übermitteln, wobei die Übermittlung der Viertelstundenwerte nur bei ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers bzw. zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen an den Lieferanten übermittelt werden dürfen. Der Zweck der Übermittlung der Verbrauchswerte liegt einerseits in dem Verrechnungserfordernis begründet und andererseits, dass der Lieferant nach § 81a EIWOG 2010 verpflichtet ist, den Endverbrauchern monatlich eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation über die Gesamtkosten zu übermitteln.

Aufgrund dieser gesetzlichen Vorgaben und der praktischen Notwendigkeit hinsichtlich der Übermittlung der Verbrauchswerte zum Zwecke der (variablen) Strompreismodelle, liegt kein Verstoß gegen die (informatorische) Entflechtung i.S.v. § 11 EIWOG 2010 durch den Netzbetreiber vor.

6 Literaturverzeichnis

- APG, Ausschreibung der Tertiärregelleistung in der Regelzone APG, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen>
- APG, Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die Regelenergie, abrufbar unter: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>
- B.A.U.M. Consult GmbH, Smart Energy made in Germany, abrufbar unter: www.e-energy.de
- Bauer, Christof, Das untaugliche Netzentgeltsystem stört am meisten, Interview mit Krägenow Timm, Energie & Management 15-16/2013, S. 6
- BDEW, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt, Diskussionspapier, Berlin 2012, abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf)
- Benz, Steffen, Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen, ZUR 2008, S. 457 - 463
- Bundesnetzagentur, „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile
- Danner, Wolfgang / Theobald, Christian, Energierecht Kommentar, Band 1, Verlag C.H. Beck, München 2013
- EnCT/BBH/ECOFYS, Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Dezember 2009, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf;jsessionid=4B38C3657D1717D659E05120499F2BBA?__blob=publicationFile&v=1
- Fickers, Marcus, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, ZNER 2009, S.17 – 19
- Gent, Kai / Nünemann, Jens, Formen der atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, RdE 2008, S. 189 - 197
- Graf, Georg, Änderung von Entgelten und AGB in der Energiewirtschaft, ecolex 2009, S. 1035 - 1039
- Güneysu, Sindy / Wieser, Matthias, Smarte Preise für smarte Netze – Evolution oder Revolution?, ZNER 2011, S. 417 - 422
- Hauer, Andreas / Oberndorfer, Klaus, ElWOG Elektrizitäts- und -organisationsgesetz, Kommentar, ProLibris, Linz 2007
- Kletečka, Andreas / Schauer, Martin (Hrsg.), ABGB-ON 1.01, Kommentar zum Allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuch, Manz Online
- Korinek, Stephan, Das Transparenzgebot des § 6 Abs 3 KSchG, JBI 1999, S. 149 - 172
- Krägenow, Timm / Mühlstein, Jan, Anreiz zum Falschen, Energie & Management 15-16/2013, S. 7
- Kudlicza, Peter, Intelligente Balance zwischen Stromproduktion und -verbrauch, VEÖ Journal 03/2010, S. 38 - 40
- Liewehr, Jan, Die Spruchpraxis der Energie-Control Kommission zu Allgemeinen Lieferbedingungen, ÖJZ 2010/71, S. 656 - 661

- Mair*, Erwin, Energiewirtschaftliche und technische Grundlagen zur Funktionsweise des europäischen Elektrizitätssystems, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, S. 1 - 20
- Metzler*, Matthäus, Regelenergie und Ausgleichsenergie nach dem EIWOG 2010, ZTR 2013, S. 242 - 248
- Müller*, Armin, Interesse geweckt, Energie & Management 13-14/2011, S. 25
- Österreichs E-Wirtschaft*, EIWOG Kommentar, Österreichs E-Wirtschaft Akademie GmbH, Wien 2011
- Raschauer*, Bernhard, Handbuch Energierecht, Springer Verlag, Wien 2006
- Reiter*, Margit, Die Frequenz-Leistungsregelung im österreichischen Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009
- Riedler*, Andreas, Rechtswidrige AGB in Strom- und Gasverträgen, ÖJZ 2009/70, S. 639 - 647
- Rummel*, Peter (Hrsg.), KSchG – Kommentar zum Konsumentenschutzgesetz, Manz Online
- Schneider*, Jens-Peter / *Theobald*, Christian (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Auflage, Verlag C.H. Beck, München 2013
- Tönnies*, Jan G., Zur Preisgestaltung nach § 40 Abs. 3 EnWG, ZNER 2010, S. 259 - 261
- Wiesemann*, Hans Peter, IT-rechtliche Rahmenbedingungen für „intelligente“ Stromzähler und Netze – Smart Meter und Smart Grids, MMR 2011, S. 355 – 359
- Wieser*, Matthias, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze – Ausgewählte Rechtsfragen unter besonderer Berücksichtigung des EnWG 2011 und des EEG 2012, Dissertation, Herbert Utz Verlag, München 2013
- Wissner*, Matthias, IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft – Auf dem Weg zum Smart Grid, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 320, Bad Honnef, Mai 2009, abrufbar unter: http://www.econbiz.de/archiv1/2009/67531_Wachstum_Produktivitaet_Energiewirtschaft.pdf
- Würthinger*, Elisabeth, Systemnutzungstarife für Elektrizitätsnetze, Pro Libris, Linz 2005
- Würthinger*, Elisabeth, Verrechnungsstellen für Ausgleichsenergie, in: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (Hrsg.), Beiträge zum Elektrizitätsrecht, ProLibris, Linz 2009, S. 123 - 156
- Zanger*, Georg, Auswirkungen mangelnder Transparenz von Energierechnungen auf die einzelnen Energieunternehmen, OZK 2009, S. 91 - 100



Hemmniskatalog

Projektbericht 9/9

Energieinstitut an der JKU Linz

Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann, Simon Moser, Michael Schmidthaler

e7 Energie Markt Analyse GmbH

Christoph Amann

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen

Christian Elbe, Ernst Schmutzner

4ward Energy Research GmbH

Alois Kraussler

Joanneum Research

Marion Reinhofer-Gubisch, Johanna Pucker

Sonnenplatz Großschönau GmbH

Bettina Frantes

Juni 2014

VORWORT

Im Rahmen des Projektes „Loadshift“ werden Potenziale der Verschiebung der Energienachfrage erhoben und die ökonomischen, technischen sowie rechtlichen bzw. organisatorischen Aspekte der Verschiebungspotenziale analysiert. Das Projekt untersucht die Lastverschiebungspotenziale dabei getrennt für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Haushalte und kommunale Infrastruktur, liefert konsistente Schätzungen für den Aufwand verschiedener Grade der Potenzialausschöpfung und leitet eine Cost Curve für gesamt Österreich ab.

Der vorliegende Projektbericht 9/9 „Hemmniskatalog“ wurde im Rahmen dieses Projektes erstellt. Weitere Projektberichte des Projektes Loadshift sind:

0/9: Überblick und Zusammenfassung: Das Projekt Loadshift

1/9: Loadshift- Rahmenbedingungen

2/9: Netztechnische Betrachtung

3/9: Literaturvergleich

4/9: Lastverschiebung in der Industrie

5/9: Lastverschiebung bei gewerblichen Anwendungen: Lebensmittelkühlung und Dienstleistungsgebäude

6/9: Lastverschiebung in Haushalten

7/9: Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen

8/9: Rechtliche Aspekte des nachfrageseitigen Lastmanagements in Österreich inkl. eines Ausblicks auf die deutsche Rechtslage

9/9: Hemmniskatalog



Das Projekt Loadshift wird im Rahmen der 5. Ausschreibung Neue Energien 2020 vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Inhaltsverzeichnis

1	Hemmniskatalog	4
1.1	Industrie & Gewerbe	4
1.1.1	Komplexität der Prozesstechnik	4
1.1.2	Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb	8
1.1.3	Hürden im Marktbereich	11
1.1.4	Kenntnisstand über Lastmanagement.....	13
1.1.5	Organisatorische & systemische Herausforderungen an den Betrieb	13
1.1.6	Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung	14
1.1.7	Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz	17
1.2	Haushalte	18

1 Hemmniskatalog

Im Rahmen des Projektes Loadshift wurden Lastverschiebepotentiale für die Bereiche Haushalte, Industrie, gewerbliche Anwendungen und kommunale Infrastruktur identifiziert. Ziel des Arbeitspapiers „Hemmniskatalog“ ist es, die Hürden, die es zur Nutzung dieses Potentials zu überwinden gilt, überblickshaft darzustellen. Im Folgenden werden die für die Industrie, gewerbliche Anwendungen und kommunale Infrastruktur identifizierten Hemmnisse aus sieben verschiedenen Gesichtspunkten diskutiert:

1. Komplexität der Prozesstechnik
2. Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb
3. Hürden im Marktbereich
4. Kenntnisstand über Lastmanagement
5. Organisatorische und systemische Herausforderungen
6. Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung
7. Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

Der Bereich der Haushalte wird im Kapitel 1.2 gesondert analysiert.

1.1 Industrie & Gewerbe

1.1.1 Komplexität der Prozesstechnik

Durch die Besonderheit und Komplexität vieler industrieller Prozesse ist die Abschätzung eines möglichen Lastverschiebungspotenzials nur durch eine detaillierte Analyse von Anlagen einzelner Betriebe möglich. Da sich die einzelnen eingesetzten Prozesse innerhalb einer Branche teilweise stark voneinander unterscheiden, ist eine pauschale Abschätzung des Lastverschiebepotenzials nur bedingt möglich. Ein Experte, beispielsweise ein erfahrener Mitarbeiter oder auch externer Berater, muss sich bei der Abschätzung des Potentials mit den einzelnen Prozessen der Herstellung eines Produktes auseinandersetzen und die Möglichkeiten einer Lastverschiebung analysieren. Diese Erhebung in den Betrieben vorort kann durch Mangel an Mitarbeiterkapazitäten ein Hemmnis für die Bereitstellung von Lasten zu Verschiebezwecken sein.

Des Weiteren müssen spezielle Voraussetzungen erfüllt sein, um vorhandene Potenziale erschließen zu können. Ein wichtiger Punkt ist hier beispielsweise das Vorhandensein von genügend großen Speichern oder Lagern in der Prozesskette (*Trägheiten*), die einzelne Arbeitsschritte voneinander zeitlich entkoppeln. Da zum Zeitpunkt der Dimensionierung einer Anlage mit hoher Wahrscheinlichkeit andere Rahmenbedingungen herangezogen wurden, ist diese in ihrer aktuellen Struktur nur bedingt für eine Lastverschiebung geeignet. Des Weiteren dürfen verschiedene Prozessparameter nicht über- bzw. unterschritten werden, um eine Beeinträchtigung der Produktqualität zu vermeiden.

Zusätzlich gilt zu bedenken, dass bei Implementierung der Lastverschiebung auch der Wartungsplan dementsprechend anzupassen ist. Die vom Normalbetrieb abweichende Betriebsart der Anlage kann den Wartungsaufwand und damit die Betriebskosten erhöhen. Da in den jeweiligen Fällen erst wenig Erfahrung vorhanden ist und das Risiko von Maschinenausfällen nur schwer eingeschätzt werden kann, erhöhen sich mittelfristig die Betriebskosten zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit. Ein entscheidender Faktor ist diesbezüglich auch die Verantwortlichkeit für einen etwaigen Fehlereintritt. Die Frage, wer für

einen Maschinen bzw. Anlagenausfall im Zuge einer Lastverschiebungsmaßnahme die Haftung übernimmt, ist zu klären. Da die Entscheidungshoheit über einzelne Maßnahmen mit großer Wahrscheinlichkeit beim Anlagenbetreiber selbst liegt, wird dieser auch die Verantwortung übernehmen müssen.

Im Folgenden werden die im Projekt Loadshift analysierten Prozesse und Anwendungen hinsichtlich ihrer jeweiligen Prozesstechnik kurz besprochen.

1.1.1.1 Chlor-Alkali-Elektrolyse

Bei guter Anlagenkenntnis und Zusammenarbeit mit dem Hersteller können die technischen Limits, vor allem in Bezug auf minimale und maximale Stromdichten sowie Reaktionsgeschwindigkeiten erkannt und optimiert werden.

1.1.1.2 Luftzerlegung

Die Reaktionszeiten der Luftzerlegungsanlagen auf Leistungsänderungen sind als hoch einzustufen und belaufen sich auf Stunden. Werden die Prozessregler nach entsprechenden Zielvorgaben, beispielsweise Laständerungsgeschwindigkeit, optimiert, ist es möglich, ein größeres Potenzial bzgl. Lastverschiebung zu erzielen. Auch eine Vergrößerung der Lagerkapazität bzw. kurzzeitige Überlastungen könnte in weiterer Folge das Potenzial erhöhen.

1.1.1.3 Elektrostahlerzeugung

Stahlerzeugungsverfahren mittels Elektrizität ermöglichen die Herstellung von Spezialstählen in kleinerem Maßstab und für speziellere Anwendung als Hochofenprozesse dies können. Die Prozesstechnik ist komplex, jedoch hinreichend bekannt. Aus technischer Sicht erzeugt dabei im Gegensatz zum Reduktionsprozess mittels Koks, in der großen Mehrheit aller Anwendungen, ein Lichtbogen die notwendige Prozesshitze. Die benötigten Temperaturen sind mit mehr als 3.000 °C besonders heiß, was wiederum Vorteile bei der Verwendbarkeit bestimmter Ausgangsmaterialien hat. So können vermehrt Schrott und andere Ausgangsstoffe eingesetzt werden, die die ökonomische Verwendung von Nicht-Erzen möglich macht. Die höheren spezifischen Kosten dieses Verfahrens (jede erzeugte Tonne Elektrostahl kostet mehr als die mittels Hochofenprozess erzeugten Tonnagen) sind ein Hauptgrund, weshalb mittels Elektrostahlverfahren hauptsächlich hochwertige Stahlsorten hergestellt werden.

1.1.1.4 Nichteisen-Metalle

Sowohl bei Kupfer als auch bei Aluminium ist die Komplexität der Prozesstechnik gut beherrschbar und die Anpassung ebendieser Prozesstechnik auf Lastverschiebungsanforderungen nach Klärung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen möglich.

Bei Kupfer ist die Energieintensität je Tonne Reinkupfer in Hinblick auf die Gesamtproduktionskosten vergleichsweise geringer als bei Aluminium, somit auch das Lastverschiebungspotenzial. Die Prozesstechnik ist gut bekannt und für Lastverschiebung geeignet.

1.1.1.5 Gießerei

Die im Bereich Gießereien für Lastmanagement und insbesondere Lastverschiebung geeignete Anwendungen sind Induktions-, Lichtbogen- und Widerstandsöfen. Diese thermischen Anwendungen und deren elektrischer Leistungsbedarf hängen vom zu schmelzenden Material ab. Jedoch sind diese Prozesse bei entsprechender Planung adaptierbar. Am effizientesten arbeiten die Prozesse jedoch bei gleichmäßigen Belastungen, da in diesem Fall (ökonomisch vertretbare) Verluste durch Kühlwasser, Außenverluste, Abwärme und Abgase entstehen.

Tatsächlich werden bereits heutzutage viele Gießereiunternehmen mittels Lastmanagement betrieben. So sind grundsätzlich noch weitere Energieeffizienzmaßnahmen möglich, wobei vor allem hohe Auslastungen der Anlagen sowie kurze Standzeiten die Energieeffizienz der Anlagen deutlich erhöhen, jedoch wird in diesem Projekt primär auf die zu verschiebenden Lasten eingegangen.

1.1.1.6 Metallverarbeitung und Wärmebehandlung

Prozesse wie Härten, Anlassen, Glühen, Spannungsarmglühen, etc. sind teilweise sehr temperatur- und energieintensiv, lassen sich jedoch bei entsprechender vorab durchgeführter Planung sehr gut für Aktivitäten im Bereich Lastverschiebung einsetzen.

1.1.1.7 Zellstoff- und Papierindustrie

Das Zusammenspiel der einzelnen Prozesse, die zur Herstellung von Zellstoff und Papier notwendig sind, ist hochkomplex und umfasst eine Vielzahl verschiedener Verfahrensschritte. Insbesondere jene Prozesse, die der Papiermaschine vorgeschaltet sind, wurden in der Literatur als (zumindest teilweise) für Lastverschiebungszwecke geeignet identifiziert. Diese Prozesse – Rohstoffaufbereitung am Holzplatz, Altpapieraufbereitung, Holzstoffherstellung – zeichnen sich dadurch aus, dass bei ihnen entweder auf Vorrat an Lagerplätzen produziert werden kann oder dass sie in Teillast betrieben werden können. Andere Prozesse, insbesondere die Papiermaschine werden kontinuierlich und mit dem Ziel einer maximalen Laufzeit und möglichst geringer Stillstände betrieben.

1.1.1.8 Zementindustrie

In der Zementindustrie sind Anlagen- und Prozessdesign entscheidend für die Ermittlung von technisch nutzbarem Lastverschiebungspotenzial. Eine Abschätzung der regelbaren Leistung sollte daher für jede der neun Anlagen in Österreich individuell erfolgen.

Bei der Zementherstellung sollte der Ofenprozess idealerweise durchgehend betrieben werden, um Produktionseinbußen zu verhindern. Oft sind jedoch die Kapazitäten der Rohmehlmühle auf die des Drehrohrofens abgestimmt. Mögliche Abschaltungen der Mühlen könnten daher in einigen Werken die Versorgung des Ofens mit ausreichend Material verhindern. Zementmühlen sollten - um optimale Effizienz zu garantieren - Heißluft aus dem Ofenprozess nutzen, könnten jedoch unter Berücksichtigung von Faktoren wie Lagerkapazitäten der Fertigproduktsilos Möglichkeiten für Lastmanagement bieten.

Allgemein stellt die variable Nachfrage in Verbindung mit limitierten Lagerkapazitäten vor allem bei kleinen Werken ein großes Hemmnis dar, weil oftmals „just in time“ produziert wird. Da Zementwerke in der Regel nachfrageorientiert arbeiten, kann zu Zeiten starker

Auslastung (gute Wirtschaftslage oder „Bauhochsaison“) ohne größere anlagentechnische Investitionen kein Potenzial garantiert werden.

1.1.1.9 Lebensmittelkühlung

Bei der Lebensmittelindustrie und der Kühlung muss unterschieden werden zwischen Prozesskühlung und Lagerungskühlung. Insbesondere bei der Prozesskühlung sind für die Gewährleistung der geforderten Qualität sehr enge Toleranzen bei der Einhaltung von Zeitgrenzen und den dafür erforderlichen Temperaturen vorgegeben (z.B. Milchverarbeitung, Frostung frischer Nahrungsmittel). Das Potenzial für Lastverschiebungen wird daher als sehr gering eingestuft¹. Bei der Lagerungskälte ist das Lastverschiebungspotenzial von mehreren technologischen Faktoren abhängig: Wenn davon ausgegangen wird, dass Lebensmittel selbst nicht als Kältespeicher herangezogen werden sollen², dann ist das verbleibende Potenzial für Lastverschiebungen im Wesentlichen von der Isolierung der Kälteanlagen und dem Befüllungsgrad mit Lebensmitteln direkt abhängig. Ältere Anlagen kommen durch die hohe Taktrate ihrer Kühlaggregate daher für Lastverschiebungen nur sehr bedingt in Frage. Mit Ausnahme von großen Kühlhäusern, die üblicherweise schon heute Lastmanagement, vor allem zur Ausnutzung von zeitlich gestaffelten Tarifen, praktizieren, fehlen bei den sonstigen Kühlgeräten zudem die regelungstechnischen Einrichtungen und die Kommunikationsinfrastruktur, falls das Lastmanagement extern gesteuert werden soll.

1.1.1.10 Dienstleistungsgebäude

Moderne Bürogebäude benötigen für den Betrieb eine Vielzahl an technischen Einrichtungen, die sich – zumindest zum Teil – für Lastmanagement gut eignen. Hervorzuheben sind dabei die Kühlung (Klimatisierung) und Lüftung. Aber auch die Heizung und die Warmwasserbereitung eignen sich, es müssen dabei aber gewisse Bedingungen erfüllt sein. Bei der Warmwasserbereitung ist ein Speicher unabdingbar, Durchlauferhitzer sind nicht geeignet. Bei der Beheizung kommen Wärmepumpen mit Pufferspeicher in Frage, bis zu einem gewissen Grad, stellt aber auch die bauliche Substanz einen thermischen Speicher dar, der genutzt werden kann. Aber auch herkömmliche Heizungssysteme lassen sich für Lastmanagement nutzen: Umwälzpumpen können kurzzeitig abgeschaltet (nicht jedoch zugeschaltet) werden, ohne den ordnungsgemäßen Betrieb des Gebäudes zu beeinträchtigen. All die genannten Aggregate bzw. Systeme sind in zeitgemäßen Objekten über die Gebäudeleittechnik (GLT) miteinander verbunden und damit ließe sich theoretisch auch das Lastmanagement betreiben. Voraussetzung ist allerdings, dass ein detailliertes Monitoring der Komfortparameter sichergestellt ist, damit die Nutzer durch das Lastmanagement nicht beeinträchtigt werden. Zur Erschließung der Lastmanagementpotenziale sind zusätzliche Steuer- und Regelalgorithmen erforderlich, die eine vollständige oder teilweise Automatisierung ermöglichen, wie das in den USA in einigen Bundesstaaten (z.B. Kalifornien) schon üblich ist. Die Automatisierung erfordert zudem eine Anbindung an

¹ Stadler, Ingo. „Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.“ Ph.D. dissertation, Universität Kassel, 2005.

² Becker, Gernot. „Elektrischer Spitzenlastausgleich in Lebensmittelketten- Strategien zur Verbesserung der Energieeffizienz p.52.“ Projektbericht, 2009.

das Versorgungsnetz bzw. eine externe Steuerung. Bei älteren Bürogebäuden, die keine umfassende GLT haben, müssen einzelne Aggregate angesprochen werden, was eine Automatisierung erschwert und den Aufwand dramatisch erhöht. So gesehen muss wohl davon ausgegangen werden, dass das Vorhandensein einer modernen GLT eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung von Dienstleistungsgebäuden für Lastmanagement darstellt. Ein manueller Betrieb stellt durch die Vielzahl an Aggregaten und die relativ geringen Leistungen keine realistische Option dar.

1.1.1.11 Abwasserreinigung – Kläranlagen

Durch Maßnahmen der Lastverschiebungen darf die Reinigungsleistung der Kläranlage nicht beeinträchtigt werden. Die gesetzlichen Vorgaben, welche die Qualität des gereinigten Abwassers definieren, müssen jedenfalls eingehalten werden. Abwasserreinigungsanlagen sind mehr oder minder großen Schwankungen in der hydraulischen Belastung und der Schmutzfracht unterworfen. Diese sind stark von den örtlichen Gegebenheiten, teilweise vom Wetter (Temperatur, Niederschläge, Trockenwetter) abhängig, was sich je nach technischer Ausstattung der Kläranlage auch in der Betriebsführung niederschlägt. Positive Regelleistung, durch Abschalten von Anlagenkomponenten, insbesondere der Belüftung kann grundsätzlich zur Verfügung gestellt werden, jedoch sind die Möglichkeiten im Einzelfall immer von den aktuellen Gegebenheiten abhängig. Die Regelleistung ist daher nicht uneingeschränkt abrufbar.

Moderne Kläranlagen sind bestrebt eine hohe energetische Optimierung innerhalb des Kläranlagenbetriebes zu erreichen. Dies betrifft sowohl die maschinelle Ausstattung mit energieeffizienter Technologie als auch moderne Regelungstechniken die Lastverschiebungen innerhalb des Betriebes ermöglichen. Speziell große Kläranlagen die mittels BHKW oder Mikrogasturbinen Strom und Wärme für den Anlagenbetrieb bereitstellen, sind - unter den derzeit vorherrschenden Rahmenbedingungen bestrebt - einen möglichst hohen energetischen Eigenversorgungsgrad zu erreichen. Dafür werden bereits heute Lastverschiebungsmaßnahmen im Anlagenbetrieb durchgeführt.

1.1.2 Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb

Die Bestrebungen der letzten Jahre Smart Meter einzuführen, haben dazu geführt, dass es mittlerweile eine große Anzahl von Herstellern und Vertrieber für entsprechende Hard- und Software gibt. Aufgrund fehlender Standardisierungen und den proprietären Entwicklungen ist nur eine bedingte Kompatibilität zwischen Geräten unterschiedlicher Hersteller gegeben. Einheitliche Standards müssen künftig dafür sorgen, dass die Geräte verschiedener Hersteller untereinander kompatibel sind und eine Austauschbarkeit bei Defekten garantiert wird, um sowohl die Austauschbarkeit zu vereinfachen als auch das Zusammenspiel bei beispielsweise flächendeckendem Einsatz von Lastverschiebungsmaßnahmen. Der technische Fortschritt kann zusätzlich als Hemmnis gesehen werden, da die Kompatibilität älterer Geräte in naher Zukunft nur mehr bedingt gegeben sein wird und eine zyklische Modernisierungen nach sich ziehen wird.

Weitere Hemmnisse sind auch auf der Seite des Netzbetreibers zu sehen. Ein wichtiges Thema betrifft die Sicherheit der Datenübertragung und deren Manipulierbarkeit sowie die Zuverlässigkeit, dass bei Leistungsanforderungen auch tatsächlich reagiert wird. Dafür muss

eine hohe Verfügbarkeit der Endgeräte, die den Systemeingriff beim Kunden tätigen gewährleisten sein.

Für den Netzbetreiber ist weiters die räumliche Verteilung potenzieller Teilnehmer der Lastverschiebung von Bedeutung. Unterschiedlichste Verbraucher sowie Netzstrukturen generieren lokal spezifische Potenziale. In speziellen Netzteilen kann es deshalb der Fall sein, dass Laständerungen keine Vorteile für die Beteiligten bringen.

1.1.2.1 Chlor-Alkali-Elektrolyse

In Österreich gibt es nur ein Werk, das eine Chlor-Alkali-Elektrolyse durchführt. Die Anlage, die im Jahr 1999 auf Membranverfahren umgestellt wurde, ist vollautomatisiert und eine eventuell notwendige Erweiterung zur Integration von Demand-Side-Management ist relativ einfach zu bewerkstelligen. Dementsprechend ist das technische Hemmnis in Bezug auf IKT gering. Durch die standardisierten Schnittstellen im Feldbusbereich ist der finanzielle und zeitliche Aufwand im Vergleich zu nichtautomatisierten Anlagen als gering einzustufen.

1.1.2.2 Luftzerlegung

Großteils sind die Luftzerlegungsanlagen in Österreich vollautomatisiert. Teilweise ist jedoch Bedienpersonal zur Lastanpassung bei dem Prozess notwendig. Es muss geklärt werden inwieweit diese Aufgaben durch zusätzliche Automatisierungsanlagen übernommen werden können. Vor allem in älteren Anlagen besteht die Möglichkeit, dass manuelle Tätigkeiten in der Betriebsführung notwendig sind und dementsprechend eine direkte Prozesskommunikation nicht einfach zu bewerkstelligen ist.

1.1.2.3 Elektrostahlerzeugung

Bedingt durch die hohen elektrischen Lasten sind seit jeher Elektrostahlerzeugungsanlagen in Mittel- oder Hochspannung angeschlossen und entsprechend gemessen. Potenzielle Lastverschiebungsaktivitäten werden zumindest teilweise manuell ausgelöst.

1.1.2.4 Nichteisen-Metalle

Sowohl Kupfer als auch Aluminiumerzeugungsschritte sind im Gegensatz zu anderen relevanten Prozessen sehr kontinuierliche Tätigkeiten. Der verstärkte IKT-Einsatz ist auf Automatisierung zurückzuführen. Lastverschiebung, sofern möglich, muss dies berücksichtigen.

1.1.2.5 Gießerei

Da es sich um einen diskontinuierlichen Prozess handelt, sind Kommunikationseinrichtungen jedenfalls manuell zu betätigen, bzw. etwaige Lastverschiebungsanfragen zumindest vom Personal zu bestätigen.

1.1.2.6 Metallverarbeitung und Wärmebehandlung

Sämtliche Anwendungen der Wärmebehandlung weisen vor allem in Prozessen der nicht-kritischen Erwärmungsphasen günstige Voraussetzungen für Demand-Side-Management

auf. Diese thermischen Prozesse lassen sich im Erwärmungszeitraum ggf. abschalten. Nicht geeignet sind allerdings Abschreckprozesse sowie thermochemische Anwendungen. IKT ist in Anbetracht der Komplexität ein relevanter Faktor für den Bereich Metallverarbeitung und Wärmebehandlung.

1.1.2.7 Zellstoff- und Papierindustrie

Aus heutiger Sicht sind die für Lastverschiebung als geeignet identifizierten Prozesse derart in die gesamte Prozesskette eingebunden, dass eine manuelle Freigabe als unablässig erscheint. Inwieweit IKT die Nutzung von Lastverschiebungspotentialen unterstützen könnte, muss von Standort zu Standort geprüft werden, um dem Umstand Rechnung tragen zu können, dass die einzelnen der Zellstoff- und Papierindustrie zugeordneten Betriebe unterschiedliche Betriebsweisen haben (insbesondere in Bezug auf ihre Rohstoffbeschaffung).

1.1.2.8 Zementindustrie

Da eine Abschaltung der Zement- oder Rohmehlmühlen stark in die Prozesskette eingreift ist in jedem Fall eine manuelle Freigabe des Betriebes nötig. In einem Pilotprojekt musste Regeltechnik angepasst werden, um geeignete Schnittstellen für Lastverschiebungsanfragen zu schaffen.

1.1.2.9 Lebensmittelkühlung

Da bei der Lebensmittelkühlung klare technische Anforderungen (Temperaturbereiche) bestehen und das Verhalten der Anlagen gut bestimmt ist, lassen sich Kühlprozesse relativ einfach automatisieren und durch die Anbindung an externe Steuerungseinrichtungen für Lastmanagement nutzen.

1.1.2.10 Dienstleistungsgebäude

Gebäude, die mit einer Gebäudeleittechnik (GLT) ausgestattet sind, sollten sich theoretisch relativ einfach über eine externe Steuerung ansprechen lassen. Dabei müssen allerdings eventuell entsprechende Messpunkte nachgerüstet und implementiert werden und es müssen Regel- und Steueralgorithmen ergänzt werden. Bei Gebäuden, die keine umfassende GLT haben, ist die Anbindung deutlich aufwändiger, da die betreffenden Aggregate/Gewerke einzeln angesprochen werden müssten und in jedem Fall sind Messpunkte nachzurüsten, was mit erheblichem Aufwand verbunden sein kann.

1.1.2.11 Abwasserbehandlung – Kläranlagen

Kläranlagen verfügen im Regelfall über eine gute Regelungstechnik, sodass hier günstige Voraussetzungen für die Implementierung von Demand-Side-Management vorhanden sind. Eine Rückkoppelung mit der Prozesssteuerung der Anlage ist in jedem Fall notwendig, kann jedoch ohne größeren Aufwand installiert werden. Da es sich beim Klärprozess um einen von äußeren Parametern (Schmutzfracht, Hydraulik, Wetter) abhängigen Prozess handelt, ist jedenfalls eine Kommunikationseinrichtung notwendig, die es dem Klärwärter ermöglicht Lastverschiebungsanfragen zu bestätigen bzw. abzulehnen.

1.1.3 Hürden im Marktbereich

Die derzeitige Marktgestaltung lässt einen wirtschaftlichen Einsatz von Lastverschiebungen nur beschränkt zu. Es fehlt an einem Umfeld von Interessenten an der Lastverschiebung. Die Spotmarktpreise an der Strombörse haben derzeit ein zu geringes Niveau bzw. lassen kaum wirtschaftliche kostendeckende Lastverschiebungen zu. Ähnlich verhält es sich am Regenergiemarkt, dort sind stabil höhere Erlöse zu erwarten, aber die technischen Hürden sind derzeit zu groß.

Eine weitere Möglichkeit ergibt sich durch Anpassung des Verbrauchs an die Netznutzungskosten, allerdings bieten die starren Preise nur geringe Einsparpotenziale. Es muss also ein Rahmen geschaffen werden, der die Voraussetzungen bietet, Interessenten anzulocken und Geschäftsmodelle zu etablieren, die auf die unterschiedlichsten Bedürfnisse und Anforderungen zugeschnitten sind. Im Zuge dessen sollte darauf geachtet werden, dass der Markt von Anfang an transparent gestaltet ist um Wettbewerb zuzulassen.

1.1.3.1 Chlor-Alkali-Elektrolyse

Durch die technischen Restriktionen des Prozesses können die Bedingungen für die Teilnahme am Regenergiemarkt nicht erfüllt werden (Laständerungsgeschwindigkeit).

1.1.3.2 Luftzerlegung

Hier gilt das gleiche wie für die Chlor-Alkali-Elektrolyse. Weitere beschränkende Faktoren sind hier die geringe Leistungskapazität bzw. der geringe Leistungsänderungsumfang je Anlage.

1.1.3.3 Elektrostahlerzeugung

Trotz sehr beachtlichen benötigten Energiemengen p.a. ist die Realisierung von Lastverschiebungsansätzen im Bereich der Elektrostahlerzeugung aus ökonomischer Sicht schwierig. Dies ist vor allem auf die organisatorischen und betriebswirtschaftlich schwierigen Umstellungen in relevanten Unternehmen zurückzuführen.

1.1.3.4 Nichteisen-Metalle

Die Analyse der ökonomischen Rahmenbedingungen deutet auf ein schwierigeres Marktumfeld für die sehr kontinuierlichen (und energieintensiven) Sektoren der Nicht-Eisen-Metalle sowie auch der Elektrostahlerzeugung hin. Der Rückgang der Peak-Offpeak Premiums am Day-Ahead-Markt trägt sein Übriges dazu bei. Marktdesignänderungen in Richtung erhöhte Leistungspreise, bzw. in Richtung Kapazitätsmärkte sind eine Variante der Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen.

1.1.3.5 Gießerei

Wie bei anderen Sektoren besteht auch bei Gießereien ein technisches Potenzial, das durch ökonomische Rahmenbedingungen sehr stark eingeschränkt wird. Notwendige Adaptionen (möglicherweise in Anlehnung an die mit „Abschaltverordnung“ titulierte Vereinbarung in Deutschland) hinsichtlich flexibler Lastgestaltung wären für Österreich notwendig.

1.1.3.6 Metallverarbeitung und Wärmebehandlung

Unternehmen im Bereich der Metallverarbeitung und Wärmebehandlung sind aufgrund ihrer kleinteiligen Struktur zwar schwieriger in den Lastverschiebungsprozess einzugliedern (IKT-Relevanz) weisen jedoch aufgrund der Prozesseigenschaften gute Voraussetzungen für flexible Lastgestaltung auf. Die notwendigen ökonomischen Rahmenbedingungen sind bei derzeitigen Systemstrukturen allerdings schwer darstellbar.

1.1.3.7 Zellstoff- und Papierindustrie

Wesentliche Aspekte bei der Analyse der Frage, ob und wie Prozesse der Zellstoff- und Papierindustrie Lastenverschiebungspotential am Markt anbieten können ergeben sich in der Dauer der gewünschten Abschaltung und bedingt durch den Umstand, dass der größte Verbraucher am Standort – die kontinuierlich arbeitende Papiermaschine - erst sinnvoll bei Stillständen ab mehreren Stunden abgeschaltet werden kann. Einzelne kleine Anlagengruppen könnten bereits nach 5 min oder 15 min einen wesentlichen Beitrag leisten. Da die jeweiligen Standorte der Papierindustrie historisch gewachsen und gemäß ihrer unterschiedlichen Erzeugnisse eigenständig organisiert bzw. konzeptioniert sind, müsste von Fall zu Fall festgestellt werden mit welchem Aufwand Lasten am Regelenenergiemarkt genutzt werden könnten.

1.1.3.8 Zementindustrie

Auswirkungen auf Nutzungsdauer der Anlagen oder eine Quantifizierung der zusätzlichen mechanischen Belastung wären nur im Langzeitversuch möglich, wodurch eine Abschätzung der indirekten Kosten von Lastmanagement in der Zementindustrie schwer fällt. In jedem Fall führen Störungen oder Ausfälle der Mühlen zu Produktionsstillständen und sind daher in der Zementindustrie sehr kostenintensiv. Geringe finanzielle Anreize des Netzbetreibers schränken die Nutzung von technischem Potenzial sehr ein. Für nachhaltig betriebene Lastverschiebung sind jedenfalls geeignete Rahmenbedingungen zu schaffen.

1.1.3.9 Lebensmittelkühlung

Durch die engen Toleranzen bei der Kühlung von Lebensmitteln, die den Kernprozess sowohl bei Kühlhäusern als auch beim Lebensmittelhandel darstellt, muss mit erheblichen Vorbehalten zur Einführung von Lastmanagement gerechnet werden. Qualitätseinbußen stellen ein hohes wirtschaftliches Risiko dar. Andererseits betreiben die großen Kühlhäuser schon jetzt Lastmanagement, indem sie ihre Energiekosten durch eine entsprechende zeitliche Gestaltung der Kühlprozesse reduzieren. Ein Marktzugang ist durch die Größe der Anlagen jedenfalls nur über die Aggregation mehrerer Anlagen möglich.

1.1.3.10 Dienstleistungsgebäude

Die Einhaltung festgelegter Komfortparameter in Dienstleistungsgebäuden stellt quasi den Kernprozess des Facility Managements dar. Diese Komfortparameter lassen sich jedoch in einem gewissen Bereich variieren, es muss jedoch gewährleistet sein, dass dieser Bereich zu keiner Zeit verlassen wird. Der Einsatz von Lastmanagement erhöht die Komplexität und erfordert die Entwicklung neuer Regelungs- und Steuerungsalgorithmen, dabei darf es zu keiner Beeinträchtigung der Nutzer kommen. Für den Gebäudebetreiber stellt

Lastmanagement eine Erhöhung des Risikos dar, was eine Teilnahme am Lastmanagement-Markt erschwert. Die Größe (Leistung) der Anlagen erfordert jedenfalls eine Aggregation zahlreicher Anlagen und eine Automatisierung durch Anbindung an die GLT.

1.1.3.11 Abwasserreinigung – Kläranlagen

Eine Teilnahme am Sekundärregelmarkt ist unter derzeitigen Bedingungen nur in 5 MW-Paketen möglich und die Leistung muss in einem vorgegeben Zeitraum werktags 08:00 bis 20:00 (peak) oder 20:00 bis 08:00 (off-peak) bzw. an Wochenenden 00:00 bis 24:00 (weekend) bereitgestellt werden. Diese Bedingungen können von Kläranlagen ohne größere anlagentechnische Erweiterungen (z.B. Errichtung eines zusätzlichen Gasspeichers) nicht erfüllt werden. Zusätzlich sind auch bei großen Kläranlagen die verschiebbaren Leistungen zu gering, um mit einer Anlage ein 5 MW-Paket bereitzustellen. Das wäre nur durch einen Zusammenschluss mehrerer Großkläranlagen möglich.

1.1.4 Kenntnisstand über Lastmanagement

Durch die im vorigen Punkt schon angesprochenen fehlenden Anreize für Lastverschiebungsmaßnahmen, ist der Kenntnisstand bei allen betroffenen Akteuren dementsprechend gering. Dadurch fehlt in Unternehmen das Knowhow, welches erst aufgebaut werden muss um Lastmanagement im Betrieb einsetzen zu können. Die in manchen Betrieben oft vorherrschende Skepsis gegenüber Lastmanagement, muss vordergründig durch bewusstseinsbildende Aktivitäten und Vorläufer abgebaut werden. Oftmals fehlt es an Praxisbeispielen, die der Orientierung dienen könnten.

Beispiel: Abwasserreinigung in Kläranlagen

Aus Sicht der Kläranlagenbetreiber ist die Anlagenführung unter allen Umständen aus Sicht einer optimierten Reinigungsleistung zu gewährleisten. Bei von außerhalb gesteuerten Eingriffen in den Reinigungsprozess, d.h. einer „stromgesteuerten“ Anlagenführung bestehen Befürchtungen, dass die Reinigungsleistungen schwieriger zu erreichen sind. Hier fehlt es an Praxisbeispielen zum Lastmanagement, welche die Akzeptanz bzw. Bereitschaft der Einführung derartiger im Kläranlagenbereich relativ neuen Modelle erhöhen würde bzw. eine relevante Kosten-Nutzen Betrachtung für Kläranlagenbetreiber ermöglicht.

1.1.5 Organisatorische & systemische Herausforderungen an den Betrieb

Die durch Lastverschiebung meist notwendige Abwandlung des Betriebskonzepts zieht auch weitere Änderungen nach sich. Diese müssen im Vorfeld im Hinblick auf Arbeitszeiten, Lieferverträge, Lagerstand usw. untersucht werden, da diese Faktoren maßgeblich die Wirtschaftlichkeit beeinflussen können. Die technische Umsetzung muss genauso koordiniert werden wie auch die Schulung der Mitarbeiter auf die geänderten Bedingungen.

Ein weiteres Hemmnis, diesmal in gesamtsystemischer Hinsicht, ist die Koordination der Aufgaben der jeweiligen Akteure. Durch die Nutzung von Lastverschiebungspotenzialen kommen weitere Variablen hinzu, die das Energiesystem beeinflussen können. Durch die

Etablierung neuer Geschäftsmodelle, wie die der Demand-Response-Aggregatoren, die als Bindeglied zwischen Systemdienstleister und Demand-Response-Anbieter auftreten und an einer Gewinnmaximierung ihrer Tätigkeit interessiert sind, kann es ohne regulatorischen Eingriff zu Fehlentwicklungen in der Branche kommen. Zur Sicherstellung der hohen Versorgungsqualität mit elektrischer Energie, muss der Einsatz von Regel- bzw. Ausgleichsenergie weiterhin mit hoher Güte erfolgen.

1.1.6 Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung

Eine der wichtigsten Voraussetzungen für erfolgreiches Demand-Side-Management ist dessen Wirtschaftlichkeit. Die Vorab-Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bedarf einer umfangreichen Analyse der jeweiligen Anlagensituation unter Einbeziehung aller möglicher Einflussfaktoren. Diese sind gemeinsam mit den betriebsführenden Mitarbeitern zu erheben. Dieser Prozess kann teilweise sehr zeitintensiv sein und eine bestimmte Unsicherheit bezüglich der Prognose bleibt immer bestehen. Zudem ist es im Betrieb aufgrund teilweise fehlender Erfahrungswerte nur bedingt möglich, eine genaue Kostenabschätzung durchzuführen.

Als erster Schritt muss in die technischen Einrichtungen investiert werden, die für die Durchführung der Lastverschiebung notwendig sind. Insbesondere die Kommunikationseinrichtung zum Empfang der Schaltbefehle vom Vertragspartner (Netzbetreiber, Regelzonenführer...) und der Kopplung mit der vorhandenen Leittechnik sind wichtige Einrichtungen zur Durchführung von Lastmanagement. Weitere einmalige Kosten verursachen beispielsweise die vorangegangene Potenzialanalyse sowie eine eventuell notwendige Mitarbeiterschulung.

Im zweiten Schritt ist die Analyse der laufenden Kosten für die Berechnung der Gesamtkosten und eine Gegenüberstellung mit den zu erwartenden Gewinnen notwendig. Zusätzliche laufende Kosten treten beispielsweise auf, falls Mitarbeiter zu anderen Zeiten eingesetzt werden, die Anlageneffizienz aufgrund der Leistungsänderung nicht mehr ihr Maximum erreicht oder die Produktion nicht die Nachfrage bewältigen kann. Auch erhöhte Wartungskosten können bei der Lastverschiebung in bestimmten Fällen entstehen.

Um finanzielle Anreize zu schaffen müssen die eingesparten Stromkosten oder Erlöse aus der Systemdienstleistung höher sein. Bei Bereitstellung von Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung) ist man einem Markt unterworfen und damit Unsicherheiten ausgesetzt, die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt werden müssen. Wird die Reduktion der Spitzenlast zur Senkung der Netzkosten angedacht, ist die Kostenreduktion aufgrund der festen Preise wesentlich stabiler.

1.1.6.1 Chlor-Alkali-Elektrolyse

Die wirtschaftliche Betrachtung der Lastverschiebung ist maßgeblich von der Gestaltung der Kunden-Lieferverträge abhängig. Sind Lieferungen fix vorgegeben und zeitlich nicht variabel, könnten die durch die Lastverschiebung geänderten Produktionszeiten negative Auswirkungen auf die Kundenbeziehungen und Vertragseinhaltung haben. Die permanent laufende Produktion macht es schwierig, im Einklang mit den Kundenbedürfnissen zu handeln.

Aufgrund des relativ kontinuierlichen Prozesses der Chlor-Alkali-Elektrolyse sind der Reduktion der Netzkosten durch Spitzenlastmanagement Grenzen gesetzt und deshalb wirtschaftlich nur bedingt interessant.

1.1.6.2 Luftzerlegung

Bei der Luftzerlegung wird der Hauptkunde oft direkt mittels Rohrleitungen beliefert, und legt die Abnahmemenge selbst fest. Aufgrund dessen, dass die Ausgestaltung der Lieferverträge nicht bekannt ist, kann nicht beurteilt werden, ob und wie eine wirtschaftliche Lastverschiebung durchführbar ist. Ein möglicher Produktionsausfall durch Lastverschiebungsmaßnahmen kann deshalb wirtschaftlich nicht ausreichend bewertet werden. Die wahren Kosten, die im Zuge der Lastverschiebung entstünden, kann deshalb nur der Anlagenbetreiber abschätzen.

1.1.6.3 Elektrostahlerzeugung

Bei der Elektrostahlerzeugung fallen chargenabhängig bedeutende Kostenbestandteile an, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht als variabel zu definieren sind (Personalaufwände, Material- und Energiekosten). Dennoch ist die Möglichkeit der Lastverschiebung durch die für eine spezifikationsgerechte Produktion notwendige Planbarkeit eingeschränkt. Vielfach liegen organisatorische sowie logistische Anforderungen vor, die bei geeigneter finanzieller Abgeltung der nicht möglichen Produktion gelöst werden könnten. Die dafür anfallenden (Zusatz-) Kosten sind von den Unternehmen abzuschätzen, bzw. können aufgrund von Erfahrungswerten (siehe AbLaV in Deutschland) eruiert werden.

1.1.6.4 Nichteisen-Metalle

Wie für die Elektrostahlerzeugung gilt auch bei den betrachtenden Kupfer- und Aluminiumherstellungsprozessen, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Lastverschiebung durch die angewandte Chargenproduktion herausfordernd sind. Sind kontinuierlich abrufbare Potentiale für Lastverschiebung notwendig, sind vor allem Auxilliaranwendungen geeignet. Tendenziell sind die notwendigen Vergütungen aufgrund der Wertschöpfungsintensität höher als im Bereich Elektrostahlerzeugung.

1.1.6.5 Metallverarbeitung und Wärmebehandlung

Für diesen Bereich gilt, dass die Menge an unabhängigen Unternehmen einer Intermediäreinrichtung bedarf, die wiederum gewinnorientiert arbeiten muss, was die wirtschaftlichen Erträge der lastverschiebenden Unternehmen weiter schmälern kann.

Wichtige ökonomische Voraussetzungen sind derzeit nicht gegeben. Dies betrifft einerseits Planbarkeit einer etwaigen (bilateralen) Abmachung hinsichtlich Lastverschiebung (Fehlen eines Aggregators) sowie die nur approximativ zu quantifizierenden Kosten der notwendigen Adaptioneninvestitionen.

1.1.6.6 Zellstoff- und Papierindustrie

Die Zellstoff- und Papierindustrie gehört zu den energieintensivsten Branchen in Österreich. Grundsätzlich sind jene Prozesse, bei denen Lager vorhanden sind bzw. bei denen auf Vorrat gearbeitet werden kann und solche, die in Teillast betreiben werden können, für Lastverschiebungszwecke nutzbar. Diese Prozesse sind jedoch in einer komplexen Prozesskette eingebunden, die nicht in allen Bereichen Flexibilität aufweist. Eine genaue Abstimmung ist daher notwendig um die Produktqualität nicht zu gefährden. Lager sind zudem eventuell nicht in ausreichender Größe vorhanden und müssten erweitert werden, was wiederum die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Wie auch bei den anderen Sektoren beschrieben, können keine pauschalen Aussagen für den gesamten Wirtschaftszweig getroffen werden; individuelle, standortbezogene Aussagen sind notwendig.

1.1.6.7 Zementindustrie

Da sich die neun österreichischen Zementwerke zum Teil stark voneinander unterscheiden ist für genaue Aussagen zum Lastverschiebungspotenzial in der Branche jedenfalls eine genauere Untersuchung der einzelnen Standorte mit allen entscheidenden Parametern wie Lastspitzen und -täler, Auslastung, Zwischenspeicherkapazitäten, direkte und indirekte Kosten der Lastverschiebung usw. nötig. Die Produktion ist wesentlich durch die variable Nachfrage bestimmt und schwankt daher über den Lauf eines Jahres, was die wirtschaftliche Planbarkeit zusätzlich stark einschränkt.

1.1.6.8 Abwasserreinigung – Kläranlagen

In Österreich sind 1.840 Kläranlagen unterschiedlicher Größe und mit unterschiedlicher technischer Ausstattung vorhanden. Die Regelleistung, die in einzelnen Anlagen abgerufen werden kann, ist stark abhängig von der Anlagengröße und im Vergleich zu energieintensiven Industriebetrieben niedrig. Weiters kann das identifizierte Lastverschiebungspotenzial in Kläranlagen nur für kurze Zeiträume abgerufen werden. Es bedarf hier eigener Kosten-Nutzen Analysen für einzelne Anlagen bzw. der Entwicklung eigener Modelle um Lastverschiebung für die Anlage attraktiv zu machen. In modern ausgestatteten Kläranlagen erfolgt der Anlagenbetrieb energieoptimiert, wozu innerhalb des Betriebes Lastverschiebungsmaßnahmen durchgeführt werden, was bedingt, dass das noch verbleibende Lastverschiebungspotenzial äußerst gering ist. Speziell in diesen Anlagen kann nur dann eine Bereitschaft zur Umsetzung von Maßnahmen zur Lastverschiebung angenommen werden, wenn ein ausreichend hoher finanzieller Anreiz für die Bereitstellung positiver bzw. negativer Regelleistung vorliegt.

1.1.6.9 Lebensmittelkühlung

Da es sich bei der Kühlung von Lebensmitteln um den Kernprozess handelt und durch den Einsatz von Lastmanagement das Risiko steigt, muss neben den zusätzlichen Kosten (Investitionen, Personal) dieses Risiko abgegolten werden. Fehlfunktionen können zu erheblichen Umsatzeinbußen führen. Allerdings stellt Lastmanagement insbesondere für größere Anlagen (Kühlhäuser) eine zusätzliche Einnahmequelle dar.

1.1.6.10 Dienstleistungsgebäude

Neben dem finanziellen Aufwand, der für eine Automatisierung des Lastmanagements getrieben werden muss, stellt sich auch die Frage, wer allfällige Einnahmen durch Lastmanagement lukrieren kann und soll. Nur wenn entsprechende Anreize vorhanden sind, lässt sich Lastmanagement in entsprechendem Umfang realisieren. Allerdings ist zu erwarten, dass nur sehr beschränkte Ressourcen verfügbar sind, um sich mit dem Thema Lastmanagement zu befassen, da bei Erweiterung der GLT in den meisten Fällen externe Kräfte erforderlich sind und dabei sowohl das Geld als auch das entsprechende Know-how fehlt.

1.1.7 Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz

Lastverschiebung bedeutet immer eine Reaktion auf externe Signale. Diese können Preise oder aber auch direkte Schaltsignale sein, die dem Betriebsleiter vorgeschlagen werden oder direkt in die Prozessautomatisierung eingreifen. Diese Eingliederung in ein System, in dem man nicht mehr in vollem Umfang flexibel ist und teilweise Kompetenzen abzugeben hat, kann Hemmnis genug für eine ablehnende Haltung sein.

Weiters ist es auch denkbar, dass die Wettbewerbsfähigkeit unter den folglich anderen Produktionsbedingungen leidet.

1.2 Haushalte

Am 5. Juni 2013 hat das Projektteam die Möglichkeit wahrgenommen, im Rahmen der ECEEE Summer Study 2013 in Nizza, Frankreich einen Workshop mit internationalen Experten zum Thema Lastverschiebung in Haushalten durchzuführen. Die dort eruierten Hemmnisse sowie die Hemmnisse laut Literatur (v.a. Nabe et al., 2009)³ sind in untenstehender Tabelle 1-1 katalogisiert. Sie entsprechen weitgehend auch dem Kapitel 6 des Teilpapiers zum Endbericht 6/9 zu Haushalten.

Tabelle 1-1: Katalogisierte Hemmnisse

Monetäre Kosten	Klassische Opportunitätskosten
Monetäre Kosten des Haushalts, die mit der Lastverschiebung einhergehen.	Opportunitätskosten sind für Haushalte primär Kosten für Zeit (nicht monetär bewertete/vergütete Aufwände) und Alternativkosten.
- Stromkonsum zu Hochtarifzeiten unausweichlich, wenn - verlorener Nutzen aus dem Konsum zu einem bestimmten Zeitpunkt den monetären Nutzen übersteigt (z.B. Live-Fernsehen). - Neukauf von Geräten erforderlich wäre, wenn Speicher-Möglichkeiten (zu schnell) erschöpft sind, z.B. - zu geringe Temperaturen bei Boilern - zu hohe Temperaturen bei Kühl- und Gefriergeräten - Wäschebox voll und wird gebraucht - Geschirrspüler voll und wird gebraucht - Neukauf von Geräten erforderlich wäre, wenn Automatisierung nicht möglich ist, z.B. - Waschmaschinen und Geschirrspüler ohne Zeitschaltung - Klein-Warmwasser-Boiler hängt am Tagstromzähler - Erwartungen an das eigene Verhalten zu Hochtarifzeiten bzw. bei Unterbrechungen - Zu geringe monetäre Barwert-Anreize für eine Programmteilnahme	- Anfängliche Informationskosten („Erlernen“ des Funktionierens des Tarifs) (Erwartungen hinsichtlich) laufende Informationskosten (z.B. Tarifprognose für Folgetag) – Anforderungen an - Kundenkommunikation, - Ankündigungsfrist und - Ankündigungsart - Informationskosten - Anpassung an ein neues Stromverbrauchsverhalten - Zusätzlicher zeitlicher Aufwand für Programmierung und manuelle Mehrfacharbeit - Eingeschränkte Konsummöglichkeit - Erwartungen hinsichtlich Komforteinbußen

Quellen: Expertenworkshop zum Thema Haushalte im Rahmen des Projekts (vgl. auch Endberichtsteil 6/9), Nabe et al. (2009).

³ Nabe, Christian, et al. (2009) „Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen.“ 2009. <http://www.ecofys.com/de/veroeffentlichung/einfuehrung-von-lastvariablen-und-zeitvariablen-tarifen/> (Zugriff am 07.08.2014)

Komplexität der Prozesstechnik: Aus den Workshop-Ergebnissen lässt sich der Bedarf eines „Roten Knopfs“ ableiten, mit dem ein Haushalt die Kontrolle über seine Geräte zurückerlangen kann, d.h. z.B. eine Unterbrechung umgehen kann (Verbindlichkeit des tariflichen Commitments). Darüber hinaus ist den Prozessen im Haushalt eine geringe Komplexität zu attestieren.

Zusammenspiel von IKT und Netzbetrieb: Von Bedeutung sind nicht nur die Messung des Verbrauchs und das anschließende Feedback an den Haushalt, sondern auch die Kommunikation zum Haushalt, wobei hier die Art der Kommunikation (Medium), die Ankündigungsart und -frist relevant sind. Paetz et al. (2011) stellen (qualitativ) fest, dass Haushalte durchaus offen für neue Technologien sind. Darunter fallen In-House-Displays, Alarmfunktionen bei Lastüberschreitungen, intelligente Haushaltsgeräte und vollautomatische Schaltung einzelner Verbraucher im Haushalt.⁴

Hürden im Marktbereich: Auch auf Seiten der EVU fallen Kosten für Marketing und Kundeninformation an. Kosten der kundenseitigen Kommunikation, Automatisierung bzw. Speicherung müssten über den Barwert der dem Endkunden zugeteilten Erträge abgegolten werden. Die Erträge, die bei einem Haushalt erzielbar sind, stehen je nach Tarifform für ein Geschäftsmodell nicht in ausreichender Relation zu den angeführten EVU-seitigen Kosten.

Kenntnisstand über Lastmanagement: Zeitliche Aufwände zur Kenntnis der Tarifstruktur, der Kommunikationstechnik und der Haushaltstechnik sind ebenfalls als Hemmnisse zu orten. Die Unkenntnis impliziert auch, dass Unsicherheit über das tatsächliche Anpassungspotenzial herrscht und dieses eventuell falsch eingeschätzt wird. Eine Falscheinschätzung beeinflusst sowohl die wirtschaftliche Betrachtung (siehe unten) als auch eine Kosten/Nutzen-Abschätzung der Erlangung des nötigen Kenntnisstandes.

Organisatorische & systemische Herausforderungen: Es entstehen organisatorische und systemische Herausforderungen durch eine Anpassung des Verhaltens. Gelernte und in Folge automatisierte Abläufe müssen neu konditioniert werden. Die zeitlichen Kosten und der verursachte „Stress“ sind als Opportunitätskosten anzusehen.

Automatisierung: Der zeitliche Aufwand für Lastverschiebung in jenen Haushaltsbereichen, die nicht ferngesteuert werden (Elektroheizung, Warmwasser) lässt sich durch Semiautomatisierung (d.h. Zeitschaltuhr für Waschmaschine oder Geschirrspüler) reduzieren (z.B. ist kein zweites in-den-Keller-gehen erforderlich). Es lässt sich schließen, dass eine direkte Relation zwischen der „Automatisierbarkeit“ und der Akzeptanz eines flexiblen Tarifs besteht.

Speicherung: Wird Lastverschiebung durchgeführt, so stehen Speicher zur Verfügung. Das sind im üblichen Fall thermische Speicher, z.B. bei Kühl- und Gefriergeräten, bei Warmwasserbereitung und Elektroheizung. Aber auch bei anderen Geräten kann eine Speicherung attestiert werden, wenngleich dies im ersten Moment banal klingen mag, z.B. der Füllstand des Geschirrspülers oder der Schmutzwäschebox. Hier gilt jedoch gleich wie für die thermischen Speicher, dass ein verlorener Nutzen („wohin mit dem dreckigen Kleidungsstücken/Geschirr“) ebenfalls als Hemmnis gegenüber einer Lastverschiebung forcierenden Tarif zu betrachten ist. Es lässt sich schließen, dass eine direkte Relation

⁴ Paetz, Alexandra Gwyn, Elisabeth Dütschke, Wolf Fichtner, und Martin Wietschel. „Tomorrow's households: How do consumers react to a smart-home environment?“ 2011. http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/EEDAL/EEDAL11_Proceedings/23/052_Alexandra-Gwyn_Paetz_smart_equipment&consumers.pdf (Zugriff am 07. 08 2014).

zwischen der Größe der einzelnen endkundenseitigen Speicher und der Akzeptanz eines flexiblen Tarifs besteht.

Unsicherheit der wirtschaftlichen Betrachtung: Flexible Tarife, die eine Lastverschiebung induzieren sollen, sind ein Produkt, das dem Endkunden unbekannt ist. Erwartungen, inwieweit aus dem flexiblen Tarif Nutzen/Kosten erwachsen, spielen eine wesentliche Rolle. Des Weiteren ist anzunehmen, dass dem Durchschnittshaushalt nicht exakt bekannt ist, zu welchen Zeitpunkten er wie viel kWh Strom konsumiert. Damit sind Abschätzungen der Nutzen/Kosten mit einer starken Unsicherheit behaftet.

Mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz: Fallstudien zeigen, dass insbesondere bei Eventtarifen (Critical Peak Pricing, Extreme Day Pricing) eine sehr hohe gesellschaftliche Akzeptanz herrscht und sich Feldtestkunden umfangreich beteiligten. Umweltschutz ist ebenfalls als ein Motivator (nichtmonetärer Nutzen) anzusehen, d.h. Tarife zur Integration Erneuerbarer werden ebenfalls akzeptiert.

Eine im Rahmen des Projekts MeRegioMobil⁵ durchgeführte Studie ergab, „*dass Kunden möglichst wenig Risiko eingehen wollen und Komplexität scheuen*“. Allerdings kann das Ziel der Lastverschiebung nur mit der Bereitschaft des Haushaltssektors, einen speziellen Tarif zu wählen und sich in der Folge aufgrund des Verbraucherverhaltens an diesen anzupassen, erreicht werden. Paetz et al. (2011) zeigen des Weiteren, dass ein durchschnittlicher Kunde aktuell eine klare Präferenz für einen statischen Tarif im Vergleich zu einem dynamischen Tarif (es kann übertragen gesagt werden: im Vergleich zu jedem innovativen Tarif) angibt. Diese Präferenz gilt für beide Geschlechter gleichermaßen und liegt bei etwa 70 % (vs. 20 %, der Rest ist wahrscheinlich unentschlossen). Folgende Gründe werden dafür angegeben: Erstens, Zweifel, dass erneuerbare Energien tatsächlich integriert werden können und zweitens, dass tatsächlich Strom- sowie Kosteneinsparungen zu erzielen sind.

⁵ Paetz, Alexandra Gwyn, Elisabeth Dütschke, Wolf Fichtner, und Martin Wietschel. „Tomorrow's households: How do consumers react to a smart- home environment?“ 2011. http://re.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/EEDAL/EEDAL11_Proceedings/23/052_Alexandra-Gwyn_Paetz_smart_equipment&consumers.pdf (Zugriff am 07. 08 2014).

IMPRESSUM

Verfasser

Energieinstitut an der JKU Linz
Kathrin de Bruyn, Andrea Kollmann,
Simon Moser, Michael Schmidthaler

e7 Energie Markt Analyse GmbH
Christoph Amann

TU Graz, Institut für Elektrische Anlagen
Christian Elbe, Ernst Schmutzner

4ward Energy Research GmbH
Alois Kraussler

Joanneum Research
Marion Reinhofer-Gubisch, Johanna
Pucker

Sonnenplatz Großschönau GmbH
Bettina Frantes

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH