



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	21
7	Abbildungsverzeichnis	23
8	Tabellenverzeichnis	23

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).

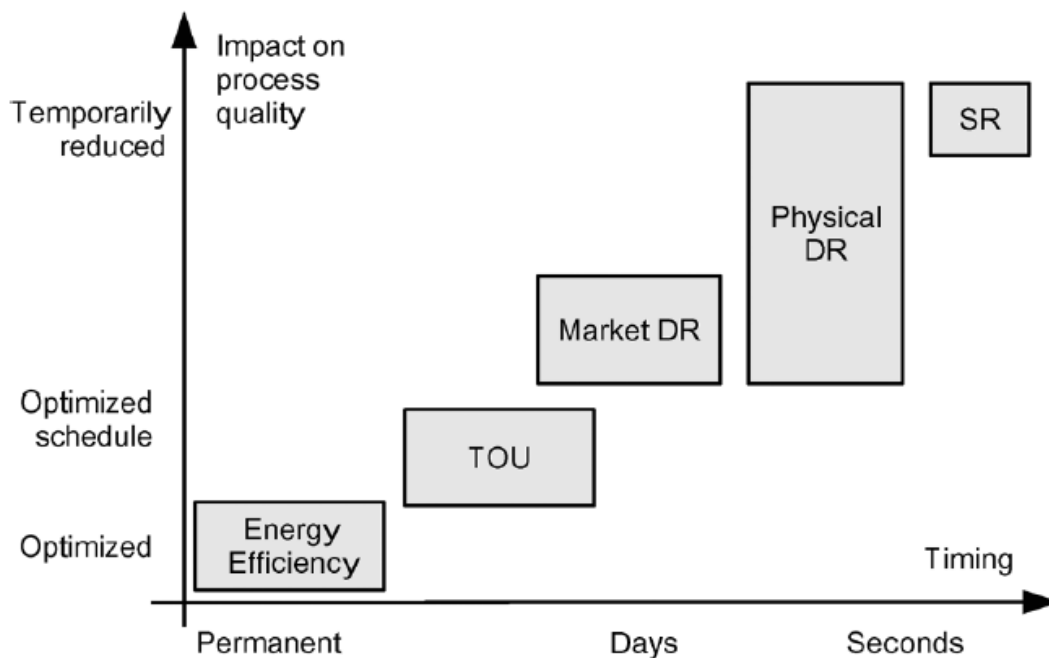


Abbildung 2-1: Kategorien des Demand Side Managements¹, Quelle: Palensky und Dietrich (2011)

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

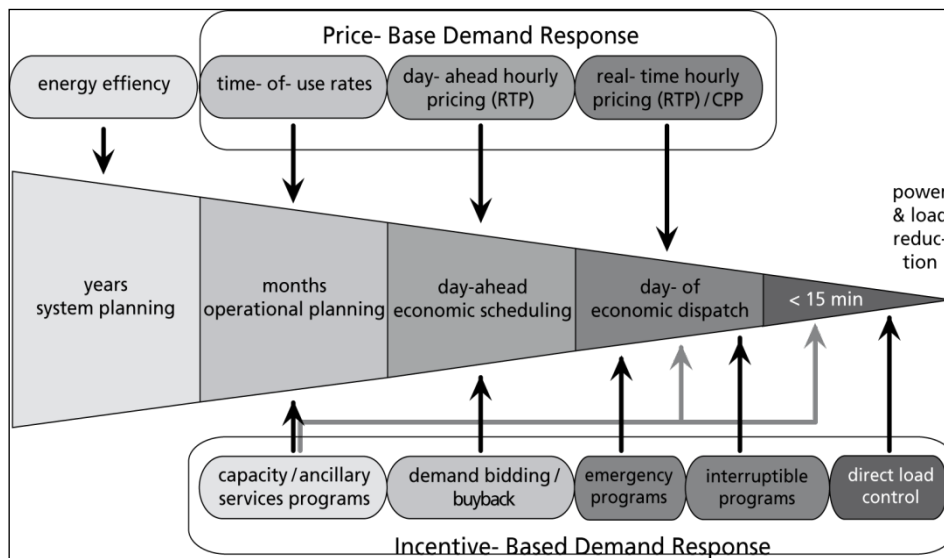


Abbildung 2-2: Demand Response nach der Einteilung des U.S. Department of Energy, Quelle: U.S. Department of Energy (2006), S.15.

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*).

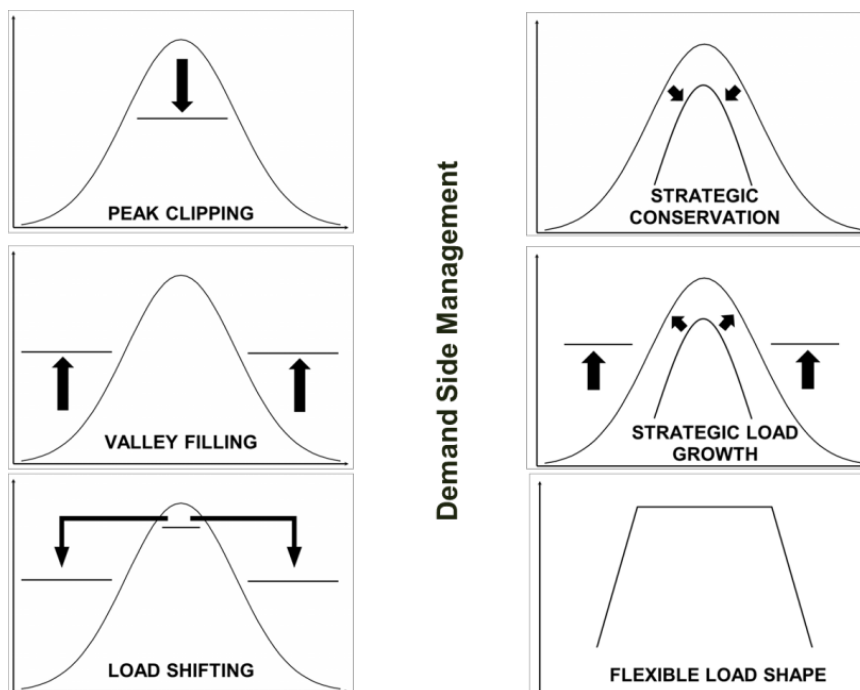


Abbildung 2-3: Möglichkeiten des Demand Response im Rahmen der Gesamtansätze von Demand Side Management im Bereich elektrischer Energie. Quelle: Gellings, Smith und William (1989), S.916.

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“, „Energiesstrategie“, 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 marktbasierter 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)
<ul style="list-style-type: none"> • Classical <ul style="list-style-type: none"> ○ Direct Control ○ Interruptible/Curtailable Programs • Market Based <ul style="list-style-type: none"> ○ Demand Bidding ○ Emergency DR ○ Capacity Market ○ Ancillary services market 	<ul style="list-style-type: none"> • 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 Strukturhebung 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.

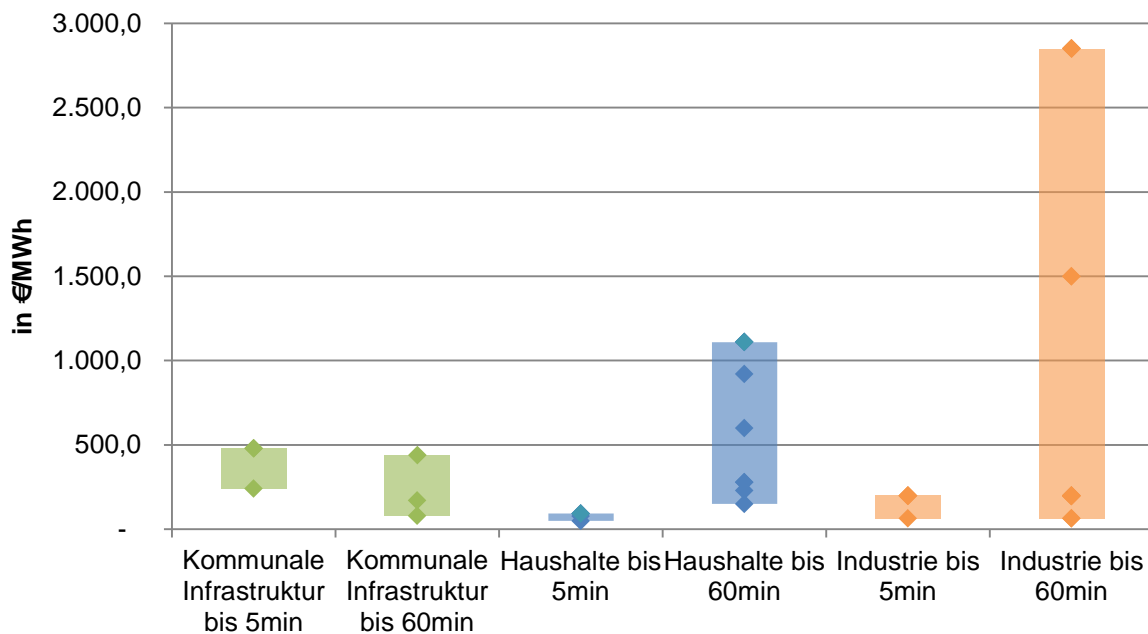


Abbildung 5-1: Kosten der im Projekt Loadshift analysierten Lastverschiebungspotentiale getrennt nach Sektoren und Zeiträumen (jeder Punkt repräsentiert eine Maßnahme).

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.

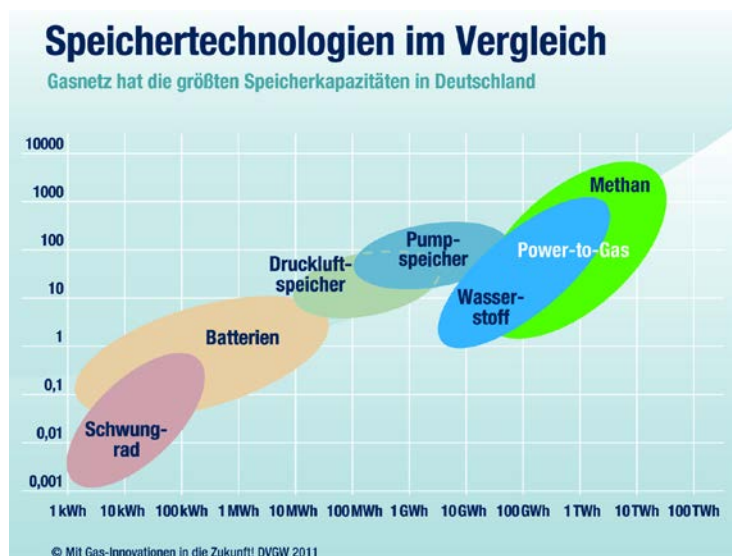
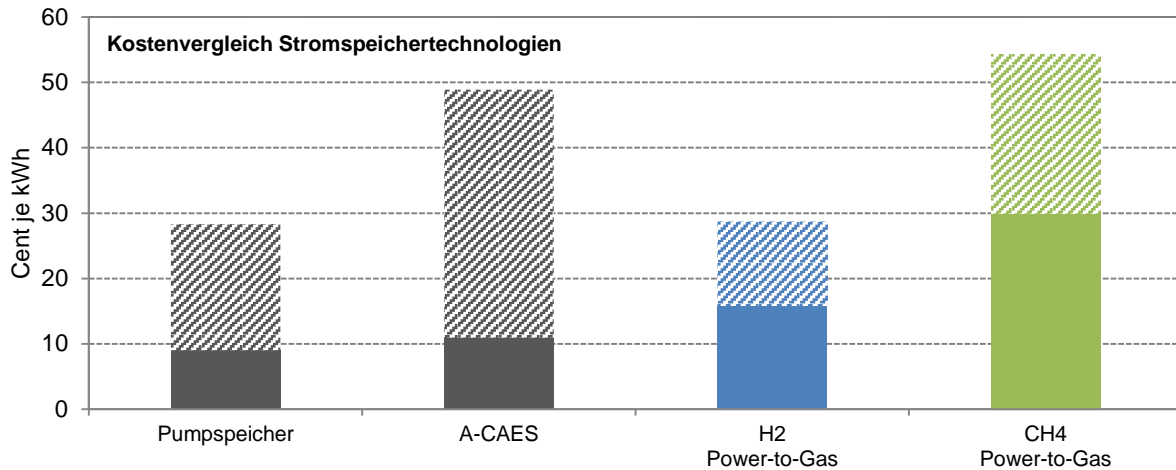


Abbildung 5-2: Ausspeicherzeit in Stunden in Abhängigkeit der Speicherkapazität für verschiedene Speichersysteme, Quelle: DVGW (2011).

Kosten von langfristigen Speicherlösungen

Steinmüller et al. (2014) stellten ein 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.

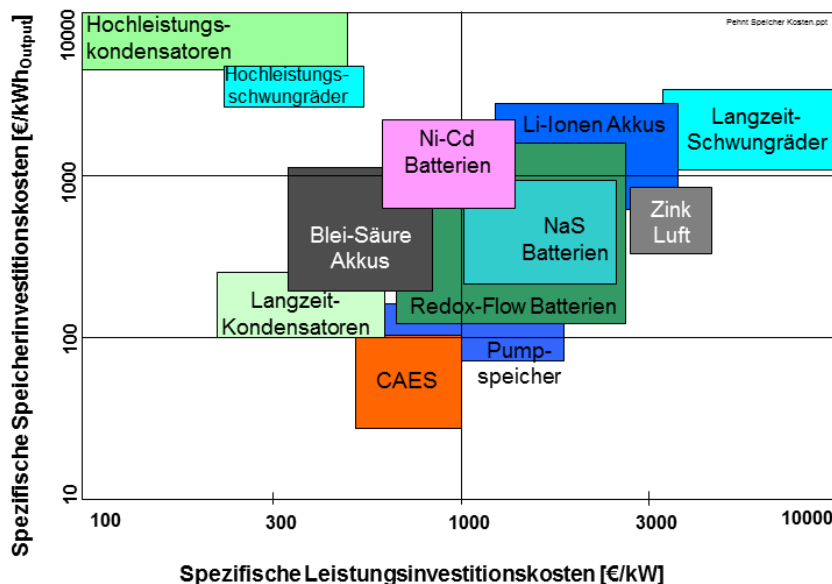


Abbildung 5-4: Einordnung der Betriebs- und Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien, (heutiger Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial), Quelle: IFEU (2012)

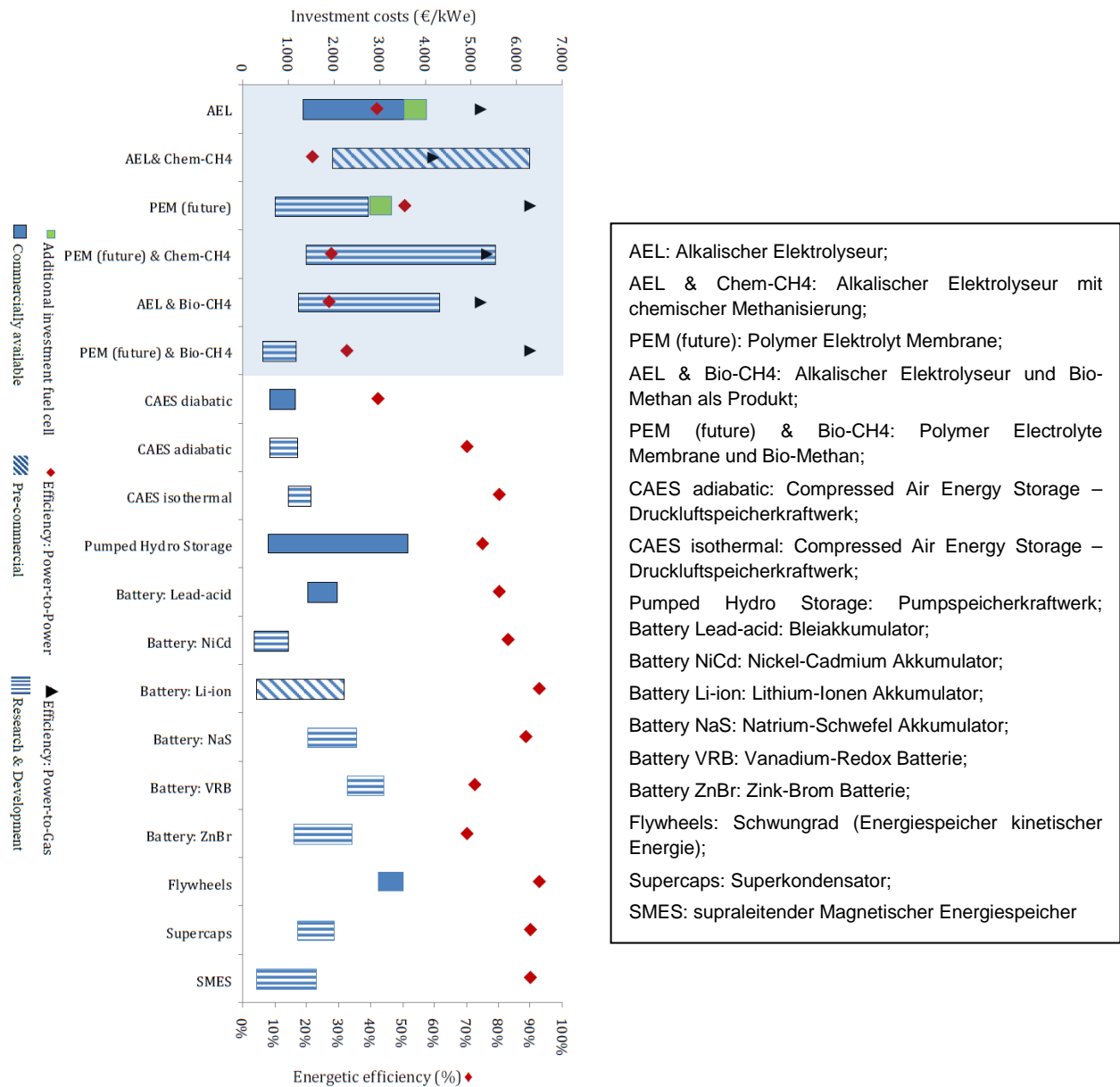


Abbildung 5-5: Investitionskosten für verschiedene Speicherslösungen, Quelle: Grond et al. (2013).

Die Darstellung in **Abbildung 5-4** wird auch durch den Investitionskostenvergleich in **Abbildung 5-5** untermauert, aus dem hervorgeht, dass die Investitionskosten für Batteriespeicher und Schwungräder heute in einer Bandbreite zwischen $>200 \text{ €/kW}_{el}$ und $<4.000 \text{ €/kW}_{el}$ liegen.¹⁹

Die Speicherkosten in €/MWh für Tagesspeicher werden von Felberbauer et al. (2012) in einer Bandbreite zwischen 100 und 600 €/MWh angegeben.

Im Projekt Loadshift wurden Lastverschiebungsmaßnahmen untersucht, quantifiziert und 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

¹⁹ Werte aus der Grafik gelesen.

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.

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.

Borggrefe, F. und A. Nüßler. „Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze.“ uwf 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.Bümmerstede. 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
--------------	--	----