

Studie für

Ministerium für
Ländlichen Raum und Verbraucherschutz
Baden-Württemberg

Ministerium für
Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg

Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich

Autoren:

Dr. Andrea Liebe
Matthias Wissner

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur
und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef

Bad Honnef, 3. März 2015

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
1 Zusammenfassung	1
2 Einleitung	3
3 Verbraucher im Umfeld der Transformation des Energiesystems	4
3.1 Die Transformation des Energiesystems	4
3.2 Aktionsradius und veränderte Rolle des Verbrauchers	5
3.3 Charakterisierung des Verbrauchers	9
4 Potenziale auf Verbraucherseite	15
4.1 Elektromobilität	16
4.2 Wärmepumpen	21
4.3 Umwälzpumpen	23
4.4 Klimaanlage	25
4.5 Elektrische Speicherheizungen	26
4.6 Smart Meter / Intelligente Geräte	28
4.7 Photovoltaikanlagen	31
4.8 Mini-/Mikro-BHKW	36
4.9 Fazit	38
5 Ausgestaltung von Anreizen	39
5.1 Entwicklung von monetären Anreizen	40
5.2 Bewertung der entwickelten monetären Anreize	46
5.3 Identifizierung von Hemmnissen im derzeitigen Regulierungsrahmen	54
6 Empfehlungen für eine verbraucherfreundliche Weiterentwicklung des Marktmodells und des regulatorischen Rahmens	59
6.1 Erschließbare Potenziale	59
6.2 Anpassung der Rahmenbedingungen	63
7 Fazit	66
Literatur	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1-1: Die Transformation des Energiesystems	4
Abbildung 3.2-1: Die Kapazitätsampel	6
Abbildung 3.2-2: Interaktion von Smart Grid und Smart Market	7
Abbildung 3.2-3: Attraktive bis sehr attraktive Bereiche des Smart Home aus Kundensicht	9
Abbildung 3.3-1: Potenziale des Verbrauchers im energiewirtschaftlichen Zieldreieck	10
Abbildung 3.3-2: Potenziale des Verbrauchers	14
Abbildung 4.1-1: Elektrofahrzeuge (PKW) in Baden-Württemberg	17
Abbildung 4.1-2: Effekt der Ladung von Elektrofahrzeugen auf das Netz	18
Abbildung 4.2-1: Zubau an Wärmepumpen	21
Abbildung 4.2-2: Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C)	22
Abbildung 4.3-1: Vorschriften zur Energieeffizienz von Umwälzpumpen und deren derzeitige Verbreitung am Markt	24
Abbildung 4.4-1: Klimaanlage in Deutschland bis 2030	25
Abbildung 4.4-2: Lastgang unterschiedlicher Technologien von Klimaanlage	26
Abbildung 4.6-1: Lastverlagerung: Ergebnis aus der Modellstadt Mannheim (moma)	29
Abbildung 4.6-2: Gutschriften durch Lastmanagement für Verbraucher in MeRegio	30
Abbildung 4.7-1: Anzahl insgesamt installierter PV-Anlagen in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1994 bis 2013 nach Größenklassen	32
Abbildung 4.7-2: Erzeugung PV-Anlagen und Stromverbrauch der Haushalte Baden-Württemberg, Anlagen bis 10 kW	33
Abbildung 4.7-3: 4-Personen-Haushalt und PV-Anlage mit 5,6 kWp	34
Abbildung 4.7-4: 4-Personen-Haushalt und PV-Anlage mit 5,6 kWp, zusätzlich Speicher mit 2,2 kW und 5,5 kWh	35
Abbildung 4.7-5: Netzdienliche Betriebsführung	36
Abbildung 4.8-1: Anzahl der KWK-Anlagen bis 15 kWel	37
Abbildung 4.9-1: Lastverlagerungspotenziale - gegenwärtig und zukünftig	38
Abbildung 5.1-1: Anreize für Haushaltskunden (grau)	40
Abbildung 5.1-2: Bestandteile des Strompreises 2014	43
Abbildung 5.1-3: Ansätze für monetäre Anreize	46
Abbildung 5.3-1: Flexible Netzentgelte	56

Abbildung 6.2-1: Handlungsempfehlungen für die Einführung von Anreizsystemen zur Flexibilisierung von Haushaltskunden	64
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.2-1: Lastgangmodifikationen	8
Tabelle 3.3-1: Haushalte in Baden-Württemberg	11
Tabelle 3.3-2: Gebäude in Baden-Württemberg	12
Tabelle 3.3-3: Verbrauchereinstellungen	13
Tabelle 3.3-1: Betrachtete Anwendungsfälle	15
Tabelle 4.1-1: Durchschnittliche angebotene Reserveleistung der Fahrzeuge je Stunde in 2020 und 2030	19
Tabelle 4.2-1: Lastmanagementpotenziale von Wärmepumpen in Baden-Württemberg (Abschaltdauer: 1 Std.)	22
Tabelle 4.5-1: Lastmanagementpotenziale von Speicherheizungen in Baden-Württemberg (Abschaltdauer: 1 Std.)	27
Tabelle 4.6-1: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messsysteme	28
Tabelle 4.6-2: Lastverlagerung in MeRegio	30
Tabelle 5.3-1: Bewertung der Anreizmechanismen - Übersicht	54

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEl	Energie Effizienz Index
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HAN	Lokales Heimnetz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
kW	Kilowatt
kW _{eL}	Kilowatt elektrisch
kWh/a	Kilowattstunden pro Jahr
KWK	Kraft-Wärme-Koppelung
kWp	Kilowatt Peak
kW _{th}	Kilowatt thermisch
LMN	Lokales Metrologisches Netz
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MSysV	Messsystemverordnung
MW	Megawatt
o.D.	Ohne Datum
p _{Hyd}	Hydrostatischer Druck
PV	Photovoltaik
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TK	Telekommunikation
TWh/a	Terrawattstunden pro Jahr
UBA	Umweltbundesamt
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.
V	Volt
WAN	Weitverkehrsnetz
WIM	Wechselprozesse im Messwesen

1 Zusammenfassung

Die Energiewende wird für die beteiligten Akteure mit weitreichenden Veränderungen verbunden sein. So werden sich Netzbetreiber gezwungen sehen, immer mehr fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien in ihr Netz aufzunehmen. Dies wird einerseits durch Netzausbau geschehen müssen, kann auf der anderen Seite aber auch durch die Implementierung neuer Prozesse, die insbesondere die Endverbraucher einbinden, erfolgen. Für die Energievertriebsunternehmen stellt sich die Frage, wie in einem zunehmend schwierigeren Marktumfeld Kunden gewonnen bzw. gehalten werden können. Neue Produkte und Geschäftsmodelle, die ebenfalls an der Flexibilisierung der Nachfrage ansetzen, werden dabei in Zukunft eher die Regel als die Ausnahme sein. Schließlich wird sich auch der Großteil der Endverbraucher flexibel verhalten müssen, um weiterhin in den Genuss einer hohen Versorgungssicherheit und bezahlbarer Energie zu gelangen.

Aus diesem Grund haben das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg und das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Studie in Auftrag gegeben, die das Lastverlagerungspotenzial im Bereich der Haushalte untersucht und Vorschläge unterbreitet, wie dieses Potenzial realisiert werden kann und die Verbraucher somit an der Energiewende beteiligt werden können.

Nach der grundsätzlichen Beschreibung der Stellung und Charakterisierung des Verbrauchers im Rahmen der Energiewende greift dieser Bericht die wesentlichen relevanten Erkenntnisse aus den E-Energy-Modellregionen in Baden-Württemberg auf und analysiert darüber hinaus, in welchen Bereichen bzw. Anwendungsfällen Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich vorhanden sind. Untersucht wurden:

- Elektromobilität,
- Wärmepumpen,
- Umwälzpumpen,
- Klimaanlage,
- Elektrische Speicherheizungen,
- Smart Meter / Intelligente Geräte,
- Photovoltaik und
- Mini-/Mikro-BHKW

Insgesamt verfügen derzeit elektrische Speicherheizungen über das größte Lastverlagerungspotenzial (in MW/Tag). Allerdings steht dieses nur in der kälteren Jahreszeit zur Verfügung und wird in Zukunft aller Voraussicht nach stark absinken. Zukunftsträchtiger erscheinen Potenziale im Bereich der Elektromobilität, der Wärmepumpen, der Photovoltaik (mit Speicher) und der Mini-/Mikro-BHKW.

Anschließend werden konkrete Anreizsysteme zur Nutzung der vorhandenen Flexibilitätspotenziale entwickelt und mittels eines Kriterienkatalogs bewertet. Hier bieten sich insbesondere variable Endkumentarife, eine flexible EEG-Umlage sowie Flexibilitätsprämien als Mittel der Wahl an.

Variable Endkumentarife: Im marktlichen Bereich können durch Vertriebsunternehmen Tarife angeboten werden, die sich hinsichtlich ihrer Höhe an der zu erwartenden oder tatsächlichen Knappheitssituation von Strom am Markt orientieren. Somit können insbesondere Beschaffungsvorteile an die Verbraucher weitergegeben werden. Grundsätzlich wird das Angebot in erzeugungsarmen und laststarken Zeiten eher zu einem hohen Tarif tendieren, in erzeugungsstarken und lastschwachen Zeiten zu einem niedrigeren Tarif. In zeitlicher Hinsicht sind verschiedene Modelle denkbar. Die Ausgestaltung kann z.B. erfolgen nach Jahreszeit, Wochentag, Day-Ahead oder Echtzeit.

Flexible EEG-Umlage: Die EEG-Umlage kann z.B. stündlich durch Multiplikation des Day-ahead-Großhandelspreises mit einem jährlich festgelegten Faktor berechnet werden. So-mit stiege die EEG-Umlage mit steigendem und sank mit fallendem Börsenpreis. Auf diese Weise verstärkten sich die Anreize zur Lastverlagerung bzw. Bereitstellung von Flexibilität beim Verbraucher.

Flexibilitätsprämie: Eine weitere Möglichkeit zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist die Einführung einer Flexibilitätsprämie. Die Prämie wird dem Endverbraucher für die Bereitstellung von Flexibilität in Form von Lastverlagerung, d.h. Lastreduktion oder Lastzuschaltung bezahlt. Die Höhe der Prämie richtet sich nach der zur Verfügung gestellten Leistung für einen bestimmten Zeitraum (z.B. 1 kW für 1h).

Die Einführung einer oder mehrere dieser Anreizsysteme eröffnen ein ökonomisch erschließbares Potenzial von mehreren 100 MW für einzelne Stunden des Tages (deutschlandweit). Voraussetzung ist, dass alle Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6.000 Kilowatt-stunden (dies sind ca. 4,8 Mio. Haushalte) über ein intelligentes Messsystem verfügen.

Potenzielle Hemmnisse bei der Umsetzung sind im Wesentlichen die ausstehende Verabschiedung verschiedener Verordnungen. Dazu gehören Regelungen zum Einbau und zur Administration intelligenter Messsysteme sowie deren technische Anforderungen bezüglich des Datenschutzes, zur Marktkommunikation sowie zur Steuerung unterbrechbarer Lasten in der Niederspannung.

2 Einleitung

Die Energiewende wird für die beteiligten Akteure mit weitreichenden Veränderungen verbunden sein. So werden sich Netzbetreiber gezwungen sehen, immer mehr fluktuierend einspeisende Erneuerbare Energien in ihr Netz aufzunehmen. Dies wird einerseits durch Netzausbau geschehen müssen, kann auf der anderen Seite aber auch durch die Implementierung neuer Prozesse, die insbesondere die Endverbraucher einbinden, erfolgen. Für die Energievertriebsunternehmen stellt sich die Frage, wie in einem zunehmend schwierigeren Marktumfeld Kunden gewonnen bzw. gehalten werden können. Neue Produkte und Geschäftsmodelle, die ebenfalls an der Flexibilisierung der Nachfrage ansetzen, werden dabei in Zukunft eher die Regel als die Ausnahme sein. Schließlich wird sich auch der Großteil der Endverbraucher flexibel verhalten müssen, um weiterhin in den Genuss einer hohen Versorgungssicherheit und bezahlbarer Energie zu gelangen.

Dieses hat unter Beachtung der energiewirtschaftlichen Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit zu erfolgen. Verbraucher können dabei durch ein flexibles Verhalten zum Umbau des Systems beitragen. Es bedarf jedoch einer Honorierung und entsprechender Anreize sowohl im legislativen, als auch im administrativen und regulatorischen Rahmen.

Entsprechende Fragestellungen wurden bereits in den E-Energy-Projekten adressiert, wobei insbesondere die Modellprojekte aus Baden-Württemberg „Modellstadt Mannheim (MoMa)“ und „Aufbruch zu Minimum Emission Regions (MeRegio)“ die Verbraucherbelange in den Fokus genommen haben.

Nach der grundsätzlichen Stellung und Charakterisierung des Verbrauchers in Abschnitt 3 greift dieser Bericht die wesentlichen relevanten Erkenntnisse aus den Modellregionen auf und analysiert darüber hinaus auf Basis vorhandener Literatur, in welchen Bereichen bzw. Anwendungsfällen Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich vorhanden sind (Abschnitt 4). Anschließend werden konkrete Anreizsysteme zur Nutzung der vorhandenen Flexibilitätpotenziale entwickelt und mittels eines Kriterienkatalogs bewertet. Potenzielle Hemmnisse bei der Umsetzung werden aufgezeigt (Abschnitt 5). Schließlich werden in Abschnitt 6 konkrete Empfehlungen für eine Umgestaltung des Marktmodells sowie des regulatorischen Rahmens gegeben, um die entwickelten Anreizsysteme zeitnah umzusetzen.

3 Verbraucher im Umfeld der Transformation des Energiesystems

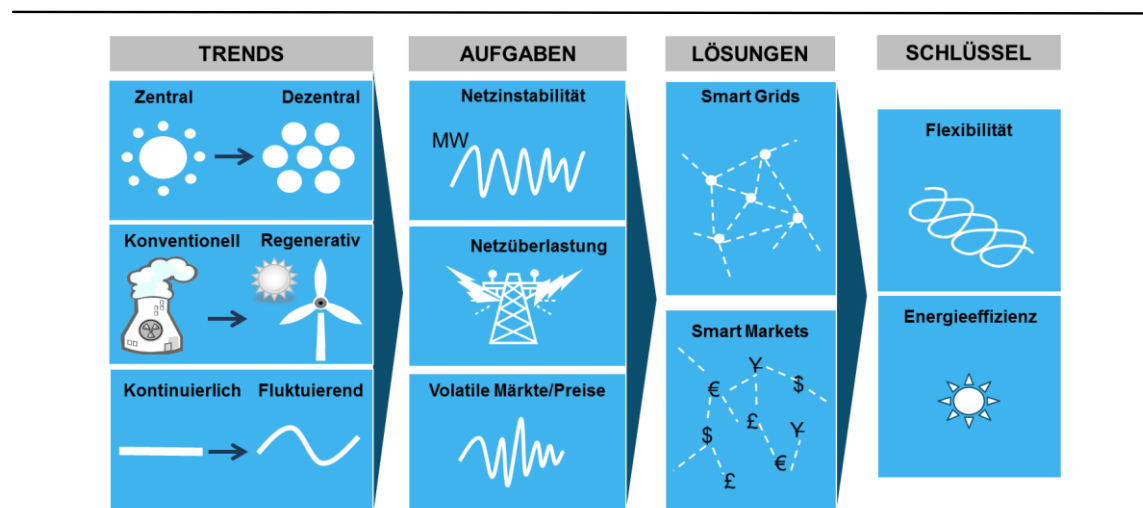
In diesem Abschnitt wird der Verbraucher im Umfeld der Transformation des Energiesystems beschrieben und seine sich wandelnde Rolle analysiert. Dabei wird auch auf die Unterscheidung zwischen reguliertem und marktlichem Umfeld eingegangen. Darüber hinaus erfolgt eine Skizzierung IKT-seitiger Potenziale und eine Erläuterung, zu welchen Zwecken diese vom Verbraucher genutzt werden können und welchen Nutzen sie ihm und dem Gesamtsystem stiften können. Eine Kategorisierung verschiedener Verbrauchertypen wird vorgestellt.

3.1 Die Transformation des Energiesystems

Die Erzeugungsstruktur des Energiesystems wandelt sich von zentral zu dezentral, von konventionell zu regenerativ und von kontinuierlich zu fluktuierend (vgl. Abbildung 3.1-1). Bi-direktionaler Stromfluss führt dabei zu einer erhöhten Belastung der Netzinfrastruktur. Das System wandelt sich immer stärker von einem lastgeführten hin zu einem erzeugungsgeführten System. Dadurch entstehen neue Herausforderungen aber gleichzeitig auch neue Chancen für Erzeugungs- und Lastmanagement durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)(z.B. intelligente Messsysteme) und Energiemanagementlösungen.

Abbildung 3.1-1: Die Transformation des Energiesystems

Zwei Schlüssel zur Begegnung der Herausforderungen der Energiewende mit Hilfe von Smart Grids und Smart Markets sind Energieeffizienz und Flexibilität.



Die Änderung der Verbrauchscharakteristika (Elektromobilität, Wärmepumpen, etc.) führt zu einem erhöhten Bedarf für zeitlich hoch aufgelöste Messung, Regelung und Automatisierung des Stromflusses, bietet damit aber gleichzeitig Potenzial für Flexibilität und Energieeffizienz. Diese stellen auf Seiten des Verbrauchers die Schlüssel dar, um Smart Grids und Smart Markets zu realisieren und somit zur Lösung der Herausforderungen im Zuge der Transformation des Energiesystems beizutragen.

3.2 Aktionsradius und veränderte Rolle des Verbrauchers

Der Verbraucher bewegt sich in einem veränderten Umfeld. Zunächst beeinflusst seine Nachfrage nach Strom als Anschlussnutzer den Netzbetrieb. Die Netzbetreiber sind dabei wie jeher für eine sichere und zuverlässige Versorgung mit Elektrizität verantwortlich. Auf der anderen Seite unterliegen sie durch die Anreizregulierung seit einigen Jahren einem Kostendruck, der sie zu ökonomischer Effizienz bewegen soll.

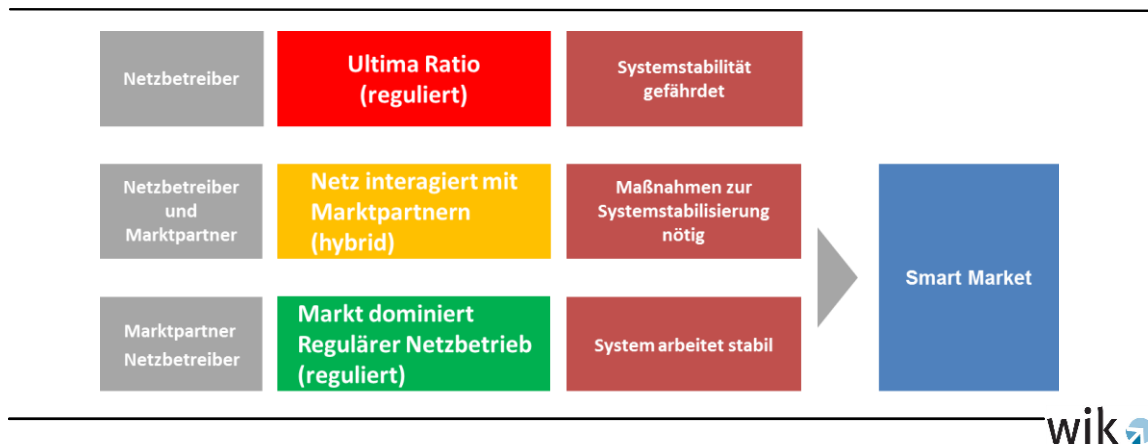
Dies geschieht vor der Aufgabe, immer mehr erneuerbare Energien in das Verteilnetz aufzunehmen. Dies wiederum erfordert eine verstärkte Koordination mit dem Übertragungsnetz sowie eine Abstimmung mit den Strommärkten. Weiterhin ist der Netzbetreiber nach EEG (§9) verpflichtet, die Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, wenn dies für ihn wirtschaftlich zumutbar ist.

Für die Verbraucher stellt sich damit zunehmend die Frage, wie mit dem Netzausbau umzugehen ist, insbesondere, wenn sie selbst von Ausbaumaßnahmen unmittelbar betroffen sind. Zum einen spielt dabei die Möglichkeit zur Partizipation eine wichtige Rolle. Verbraucher, die sich an den Investitionen in Netze finanziell beteiligen können (und möglicherweise eine entsprechende Dividende erwarten können), werden diesen Investitionen geneigter gegenüberstehen. Ein darüber hinausgehender Trend ist das Streben nach Energieautarkie durch Eigenerzeugung, sei es auf Gemeinde- oder Haushaltslevel. Ein weitgehend autarker Endverbraucher greift dann nur noch in Ausnahmesituationen auf Strombezug „aus dem Netz“ zurück. Damit entzieht er dem Energiesystem aber gleichzeitig Potenzial, das zur Systemstabilisierung gebraucht werden könnte.

Im Bereich der Netze können grundsätzlich drei Situationen unterschieden werden, die sich durch eine sog. Kapazitätsampel ausdrücken lassen (vgl. Abbildung 3.2-1).

Abbildung 3.2-1: Die Kapazitätsampel

Die Kapazitätsampel unterscheidet zwischen drei Situationen im Stromnetz. Im grünen Bereich können alle geplanten Transaktionen problemlos über das Netz abgewickelt werden. In der gelben Phase sind Maßnahmen nötig, um das Netz stabil zu halten. Diese können vom Netzbetreiber am Smart Market beschafft werden. In der roten Phase reichen marktliche Maßnahmen für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität nicht aus. Der Netzbetreiber muss physisch in das System eingreifen.

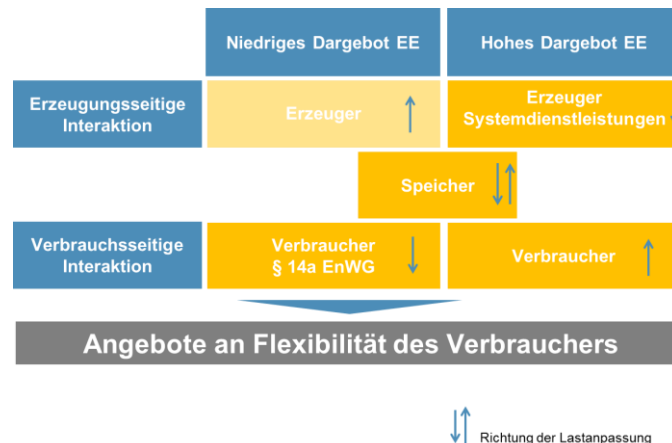


Quelle: WIK.

Für den Verbraucher interessant sind Maßnahmen bzw. Produkte, die sich in den beiden ersten Situationen wiederfinden. Insbesondere in der gelben Phase kann er über den Smart Market bewusst Angebote machen, die einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten können. Dies ist zumeist abhängig vom Dargebot der fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energiequellen, wie Abbildung 3.2-2 vereinfacht darstellt.

Abbildung 3.2-2: Interaktion von Smart Grid und Smart Market

In einer Situation mit einem niedrigen Dargebot an Erneuerbaren Energien können (konventionelle) Erzeugungsanlagen zugeschaltet und / oder Verbraucher abgeschaltet werden. In einer Situation mit einem hohen Dargebot an Erneuerbaren Energien können (konventionelle) Erzeugungsanlagen abgeschaltet und / oder Verbraucher zugeschaltet werden. Speicher können je nach Situation in beide Richtungen agieren (Ein-, bzw. Ausspeisung).



Quelle: WIK.

Gesetzlich geregelt ist bereits die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz (§14a EnWG). Die Verbraucher erhalten in diesem Fall ein reduziertes Netzentgelt für die Bereitstellung von Flexibilität. Voraussetzung ist allerdings ein separater Zählpunkt.

Im Bereich des marktlichen Umfelds sieht sich der Verbraucher ebenfalls einer veränderten Umwelt gegenüber. Die Liberalisierung des Strommarktes und des Messwesens sowie die Öffnung der Telekommunikationsmärkte eröffnen ihm neue Möglichkeiten und Produkte. Dies geschieht einerseits durch neue Rollen im Markt; es treten permanent neue Akteure mit neuen Produktideen ein, so dass das Umfeld zunehmend von Wettbewerb geprägt ist. Dieser Wettbewerb befördert Innovationen im Bereich der IKT, die wiederum eine Vernetzung der Wertschöpfungsstufen im Stromsektor ermöglichen, die der Optimierung und Stabilisierung des Gesamtsystems dienen kann.

Der Verbraucher als letztes Glied in der Kette benötigt IKT als Grundvoraussetzung, um neue Produkte und Dienstleistungen zu erwerben bzw. selbst bereitzustellen. Konkret können dies die folgenden Technologien sein:

- Ein intelligentes Messsystem, d.h. „eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“ (§21d EnWG)
- Eine Anbindung an das öffentliche Telekommunikations-Netz (TK-Netz), da das Kommunikationskonzept des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstech-

nik (BSI) in seinen Annahmen davon ausgeht, dass ein shared-Netz über ein öffentliches Telekommunikationsnetz den Anschluss bereitstellt.¹

- Eine kommunikative Anbindung an Smart Grids bzw. Smart Market, z.B. in Form entsprechender Software
- Smart Home: Inhouse-Kommunikation der Smart Home Elemente

Ist der Verbraucher mit dieser Infrastruktur ausgestattet, so kann er neue Dienste wahrnehmen. Diese spielen sich einerseits im Bereich der Smart Grids und andererseits im Bereich der Smart Markets ab. Bei vielen Anwendungen ist der Übergang dabei fließend.

Zunächst kann der über seinen Energieverbrauch bzw. seine Kosten informierte Kunde in einer deutlich höheren Frequenz, als das heute der Fall ist (monatlich bis Echtzeit), zu einem effizienteren Umgang mit Energie gelangen. Dies kann langfristig z.B. durch die Anschaffung energiesparender Geräte oder Beleuchtung erfolgen. Auf der anderen Seite bietet bessere Information auch eine leichtere Planbarkeit seiner Ausgaben für Energie, was für den Kunden auch einen Wert darstellen kann.

Darüber hinaus können auch zeit- und lastvariable Tarife Auslöser von Energieeinsparungen sein, wenn Anwendungen aufgrund relativ hoher Preise vorübergehend ausgeschaltet und nicht zu einer späteren Zeit „nachgeholt“ werden. Wichtiger erscheint in diesem Zusammenhang allerdings die Tatsache, dass Lasten tatsächlich verlagert werden können und somit das Netz stabilisiert wird. Tabelle 3.2-1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Optionen.

Tabelle 3.2-1: Lastgangmodifikationen

Ziel	Zeitachse	Zweck	Tarifmodelle	Erzielbare Lastgangmodifikationen
Permanente Lastgangmodifikation	Monate bis Jahr	Ökonomische Optimierung des Kraftwerksparks und der Netzinfrastruktur	Variable Tarife mit statischen oder variablen Preisstufen bzw. Laststufen	Lastabsenkung Lastanhebung Lastverlagerung
Mittelfristige Lastgangmodifikation	Stunden bis Woche	Reaktion auf außergewöhnliche Markt Ereignisse, z.B. Integration fluktuierender Erzeugung, Kraftwerksausfall	Variable Tarife mit ereignisbasierten und saisonalen Preisstufen bzw. Laststufen und Lastbegrenzung	Lastabsenkung Lastverlagerung Schwachlastanhebung
Kurzfristige Lastgangmodifikation	Sekunden bis Stunden	Reaktion auf außergewöhnliche Ereignisse, z.B. Netzschutz	Direktes Lastmanagement, dynamische Tarife, dynamische Lastbegrenzung	Spezifische Lastführung Spitzenlastkappung

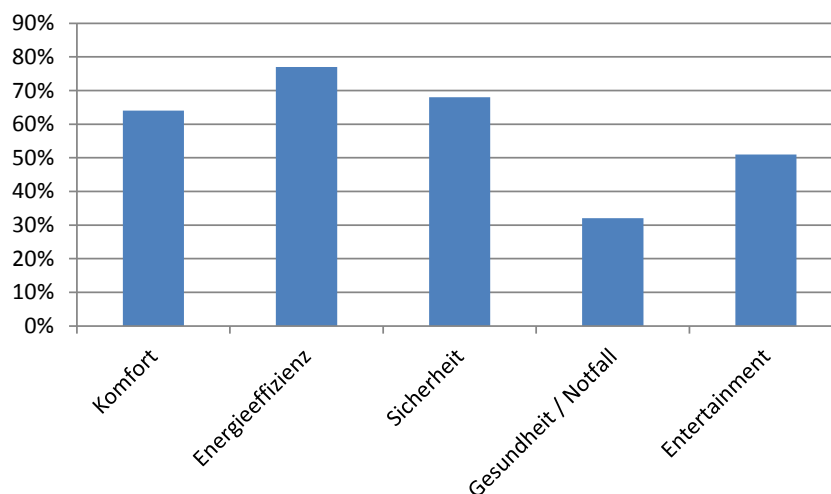
Quelle: Nabe et al. (2009).

¹ Vgl. Plückebaum u. Wissner (2013).

Wie zu erkennen ist besteht hier ein fließender Übergang zur direkten Steuerung und Regelung, d.h. einer direkten Abschaltung oder Zuschaltung von Verbrauchern und Erzeugern. Dies können z.B. Mini-BHKWs, Elektromobile oder Nachtspeicherheizungen sein.

Während letztere Optionen eher dem Smart Grid zugeordnet werden können, so sind Produkte und Dienstleistungen im Bereich intelligenter Häuser und Wohnungen (Smart Homes) eher dem Smart Market zuzuordnen. Hier besteht die Motivation des Verbrauchers neben monetären Anreizen (z.B. Energieeinsparung) auch in Komfort- und Sicherheitsbedürfnissen (vgl. Abbildung 3.2-3). Die Einbindung in ein intelligentes Energiesystem und somit die mögliche Ausschöpfung der Potenziale für das Stromnetz (Lastmanagement und Energieeffizienz) ergeben sich hier nur als ein Aspekt. Dabei können über eine zentrale Steuerungseinheit im Haus oder ein Smartphone die einzelnen Geräte, die Beleuchtung und die Heizung gezielt angesprochen werden.

Abbildung 3.2-3: Attraktive bis sehr attraktive Bereiche des Smart Home aus Kundensicht
Energieeffizienz, Komfort und Sicherheit sind aus Kundensicht die wichtigsten Vorteile eines Smart Home.



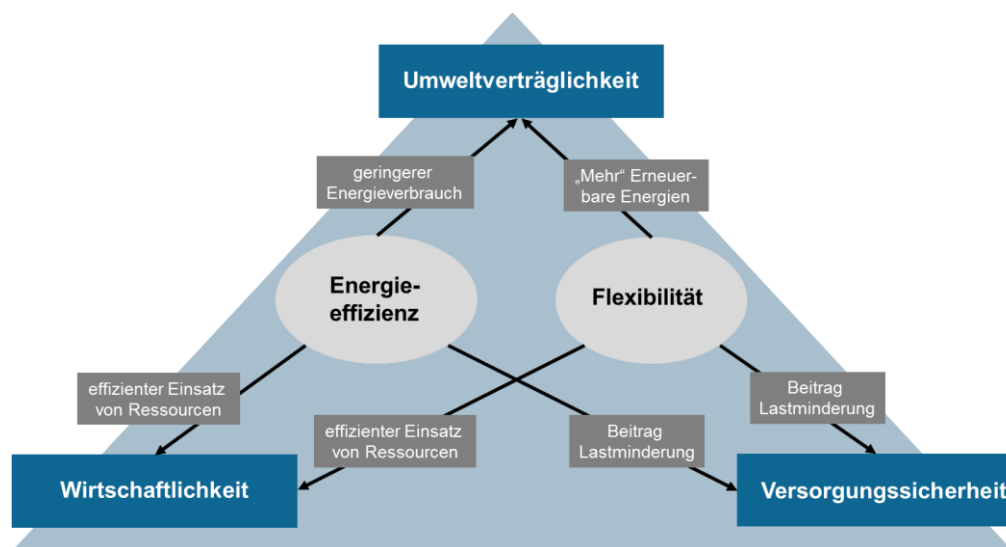
3.3 Charakterisierung des Verbrauchers

Wie das Beispiel der Smart Homes bereits angedeutet hat, existieren für den Verbraucher verschiedene potenzielle Motivationen (Nutzen) zur Bereitstellung von Flexibilität und effizientem Einsatz von Energie. Im Kontext des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks (vgl. § 21 EnWG) sind dies die folgenden Interessen:

- Wirtschaftlichkeit:
 - Niedrigere Stromrechnung (Mengen- und/oder Preisreduktion, EEG-Einspeisevergütung)
- Umweltverträglichkeit:
 - Lebenswerte Umwelt, grünes Gewissen, Nachhaltigkeit
 - Partizipation
- Versorgungssicherheit
 - Stabile Stromversorgung (aktuell wenig Bewusstsein)

Auf gesamtwirtschaftlicher Ebene kann der Verbraucher durch flexibles und energieeffizientes Verhalten zur Zielerreichung beitragen (Abbildung 3.3-1).

Abbildung 3.3-1: Potenziale des Verbrauchers im energiewirtschaftlichen Zieldreieck
Der Verbraucher kann durch eine Steigerung der Energieeffizienz und Flexibilität zum energiewirtschaftlichen Zieldreieck beitragen.



Quelle: WIK.

Dabei sind die Beiträge, die einzelne Verbraucher leisten können und wollen von verschiedenen Parametern abhängig, d.h. der Verbraucher kann anhand verschiedener Merkmale typisiert werden. Hier sind im Wesentlichen folgende Kategorien von Bedeutung:

- **Haushalt:** Personenzahl, Höhe der Abrechnung (Verbrauch), Haushaltseinkommen
- **Immobilie:** Eigenheim/Mietwohnung, Immobiliengröße, Alter
- **Verbrauchereinstellungen:** „Grüne“ Einstellung, Technikaffinität, Vertrauen in Datenschutz

- **Besondere Anwendungen:** Photovoltaik-Anlage, Wärmepumpe, BHKW, Elektromobilität, Nachtspeicherheizung

Die Analyse der entsprechenden Zahlen lässt Rückschlüsse zu, wo ggf. die größten Flexibilitäts- und Energieeffizienzpotenziale in Baden Württemberg liegen (vgl. Tabelle 3.3-1.)

Tabelle 3.3-1: Haushalte in Baden-Württemberg

Nicht überraschend ist, dass die absoluten Aufwendungen für Energie mit der Haushaltsgröße steigen. Gleichzeitig sinkt der relative Anteil von Energieaufwendungen an den Konsumausgaben mit der Haushaltsgröße. Allerdings stellen Einpersonenhaushalte in Baden-Württemberg die größte Gruppe dar (1.884 Tsd. in 2011).

Personen/ Haushalt	Anzahl Haushalte (in Tsd.)			Aufwendungen für Energie / Monat (in €)			Aufwendungen für Energie (in %) ¹		
	1	2	3 und mehr	1	2	3 und mehr	1	2	3 und mehr
2006	1.617	1.462	1.346	98	151	168	6,8	6,0	5,4
2007	1.676	1.432	1.352	101	145	168	6,8	6,0	5,4
2009	1.802	1.498	1.228	102	163	179	6,9	6,3	5,8
2010	1.820	1.539	1.196	90	165	196	5,9	6,4	6,1
2011	1.884	1.486	1.196	103	161	174	7,0	6,1	5,0

Quelle: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

Es stellt sich die Frage, ob das Einsparpotenzial für die Haushalte insgesamt ausreichend hoch ist, um selbst aktiv zu werden oder ob es separater Anreize bedarf.

Die Erschließung von Potenzialen bei Eigentum stellt sich möglicherweise einfacher dar als bei Mietobjekten, da es kein Auseinanderfallen von Investor und Verbraucher/Nutzer gibt. Die Eigentümerquote liegt mit 53,5% deutlich über dem Bundesdurchschnitt (45,8%). Für die Schöpfung von Energieeffizienz- und Flexibilitätpotenzialen sind diese Gruppen daher interessant. Allerdings können auch über Wohnungsbaugesellschaften bzw. Hausverwaltungen mit geringem Aufwand viele Haushalte angesprochen werden.

Tabelle 3.3-2: Gebäude in Baden-Württemberg

In Bereich der Gebäude stellen Ein- und Zweifamilienhäuser rund 80% der Gebäude in Baden-Württemberg dar. Freistehende Gebäude bilden den größten Anteil bei der Differenzierung nach Gebäudetyp.

Wohnungsanzahl pro Gebäude	1	2	3-6	7-12	>12
in %	59,4	22,0	14,1	3,7	0,9
Gebäudetyp (unabhängig von der Zahl der Wohnungen)	Frei-stehend	Doppel-haushälfte	gereihtes Haus	anderer Gebäudetyp	
in %	65,7	15,9	16,2	2,2	

Quelle: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

Im Bereich besonderer Anwendungen zählt Baden-Württemberg zu den Bundesländern mit den meisten PV-Anlagen-Installationen in 2013. Die meisten Anlagen befinden sich im Bereich einer Anlagengröße von 1-10 kWp, die für Ein- und Zweifamilienhäuser typisch ist. Um das Potenzial im Haushaltbereich vollständig erschließen zu können, müsste eine Fernsteuerung nach EEG auch unterhalb von 30 kWp (derzeitige Grenze im EEG) bzw. auch 10 kWp (typische Maximalgröße für Ein- und Zweifamilienhäuser) möglich sein. Der Zubau von Wärmepumpen ist stabil bis steigend. Auch sie stellen ein relevantes Lastverlagerungspotenzial in Haushalten dar.

Was die Verbrauchereinstellungen betrifft, wären 58% der Verbraucher in Baden-Württemberg bereit, für den Ausbau der erneuerbaren Energien einen höheren Strompreis in Kauf zu nehmen.² Die umweltverträgliche Erzeugung ist für Verbraucher in Baden-Württemberg der wichtigste Aspekt (44%) vor der Versorgungssicherheit (38%) und einem niedrigem Preis (17%).³ Weitere Relevanz besitzen die Einstellungen der Verbraucher hinsichtlich zeit- und lastvariabler Tarife und Smart Meter (vgl. Tabelle 3.3-3)

² GfK (2013).

³ Ebenda.

Tabelle 3.3-3: Verbrauchereinstellungen hinsichtlich zeit- und lastvariabler Tarife und Smart Meter

Im Hinblick auf Flexibilitätspotenziale sind zeit- und lastvariable Tarife in Deutschland für mehr als 62% der Verbraucher interessant. Auf der anderen Seite besteht nur eine marginale Zahlungsbereitschaft für die Installation eines Smart Meters. Diese Zahlungsbereitschaft sowie das damit verbundene Potenzial können möglicherweise durch Aufklärung und Begeisterung des Kunden erschlossen werden. Smart Meter sind eine Grundvoraussetzung zur Erschließung der Potenziale, das Setzen geeigneter Anreize scheint somit unverzichtbar.

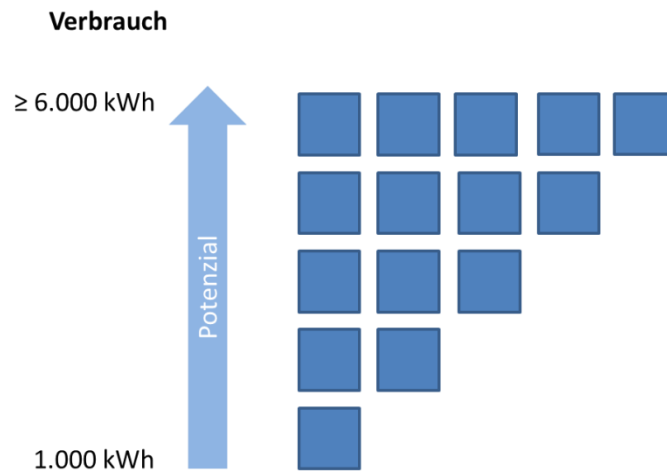
Zeit- und lastvariable Tarife	Beides Interessant	Nur zeitvariable Tarife interessant	Nur lastvariable Tarife interessant	Beides nicht interessant
in %	62,1	11,6	5,7	20,7
Smart Meter sind...	Sehr zukunftsweisend	Noch verbesserungswürdig, aber mit starkem Potential	Stark verbesserungswürdig	Lehne ich ab
in %	44,4	44,4	4,0	7,2
Zahlungsbereitschaft für Smart Meter (in € pro Monat)	0	bis 5	Bis 10	Mehr als 10 €
in %	74,2	23,8	1,8	0,2
Datenschutz und Datensicherheit	Keinerlei Bedenken	Kaum Bedenken	Starke Bedenken	
in %	10,0	47,8	42,2	

Quelle: Check24, 2012

Insgesamt steigt das Energieeffizienz- und Flexibilitätspotenzial des Verbrauchers tendenziell mit dem Verbrauch und der vorhandenen Haushaltsausstattung und –einstellung. Je mehr „Bausteine“ vorhanden sind, desto höher ist das zu erschließende Potenzial (vgl. Abbildung 3.3-2).

Abbildung 3.3-2: Potenziale des Verbrauchers

Das Potenzial zur Flexibilisierung steigt mit der Haushaltsausstattung und –einstellung.



Quelle: WIK.

Zusammenfassend stellt eine positive Einstellung ein Indiz dar, dass Potenziale bestehen. Bei fehlender Ausstattung sind Investitionen erforderlich, um diese Potenziale zu realisieren. Die weitere Untersuchung wird daher Anwendungen nach der Höhe ihres Potenzials unterscheiden.

4 Potenziale auf Verbraucherseite

In diesem Abschnitt werden die Potenziale zur Lastverlagerung und Energieeffizienz in Haushalten diskutiert und quantifiziert. Die Analyse erfolgt dabei auf der Basis der Auswertung einschlägiger Studien sowie der Dokumentationen der Modellregionen MeRegio und moma. Folgende Anwendungen werden dazu betrachtet (vgl. Tabelle 3.3-1):

- Elektromobilität
- Wärmepumpen
- Umwälzpumpen
- Klimaanlage
- Elektrische Speicherheizungen
- Smart Meter / Intelligente Geräte
- Photovoltaik
- Mini-/Mikro-BHKW

Tabelle 3.3-1: Betrachtete Anwendungsfälle

Die Tabelle zeigt die untersuchten Anwendungsfälle. Es wird dargestellt, ob die einzelnen Anwendungen einen Beitrag zur Lastverlagerung und Energieeinsparung beitragen können und in welcher Richtung (Zu- bzw. Abschalten) dies geschehen kann. Die meisten Anwendungen haben darüber hinaus bis zu einem gewissen Grad die Fähigkeit, Energie zu speichern.

	Lastverlagerung	Einsparung (Strom)	Zu-schalten	Ab-schalten	Speicher-möglichkeit	Besonderheiten
Elektromobilität	x		x	x	x	Investition induziert Mehrverbrauch
Wärmepumpen	x		x	x	x	Investition induziert Mehrverbrauch
Umwälzpumpen	x	x		x	(x)	
Klimaanlagen	x	(x)	x	x		Investition induziert Mehrverbrauch
Elektrische Speicherheizungen	x		x	x	x	Investitionen nicht vorgesehen
Smart Meter / Intelligente Geräte	x	x	x	x	(x)	
Photovoltaik	(x)		(x)	x	(x)	Eigenverbrauchsthematik
Mini-/Mikro-BHKW	x		x	x	x	Eigenverbrauchsthematik

Quelle: WIK.

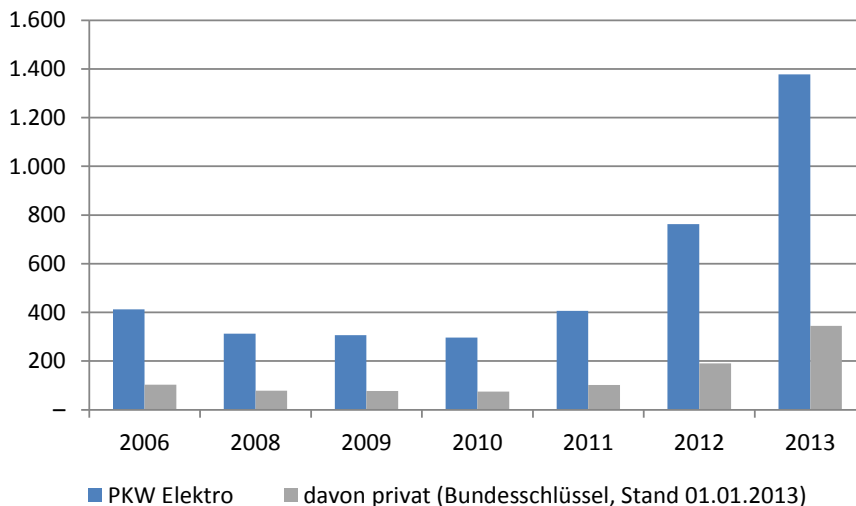
In der Tabelle ist übersichtsartig dargestellt, welche Anwendungen sich zur Lastverlagerung, Energieeinsparung, zur Zu- und Abschaltung eignen und bei welchen dieser Anwendungen Speichermöglichkeiten vorhanden sind. Einige Anwendungen induzieren zunächst einen Mehrverbrauch, da mit ansteigenden Stückzahlen zu rechnen ist, beispielsweise bei den Elektromobilen, den Wärmepumpen oder den Klimaanlage. Elektrische Speicherheizungen dagegen werden mittel- bis langfristig sehr wahrscheinlich aus den Haushalten verschwinden. Eine Verlagerung von Last in einen anderen Zeitabschnitt ist grundsätzlich bei allen Anwendungen möglich. Speichermöglichkeiten sind abgesehen von den Klimaanlage grundsätzlich bei allen Anwendungen zumindest in begrenzter Form vorhanden. So fungiert bei Umwälzpumpen die Trägheit des Gebäudes als Wärmespeicher, während im Bereich Smart Meter / Intelligente Geräte z.B. Kühlschränke für eine gewisse Zeit Kälte speichern können. Bei Photovoltaikanlagen muss grundsätzlich ein Batteriespeicher vorhanden sein, um überhaupt Lastverlagerungspotenzial generieren zu können.

4.1 Elektromobilität

Die Zahl der Elektrofahrzeuge hat sowohl in Deutschland als auch in Baden- Württemberg in den letzten Jahren zugenommen, bewegt sich aber noch auf einem sehr niedrigen Niveau. Der Anteil der auf Privatpersonen (also nicht auf Firmen oder öffentliche Einrichtungen) angemeldeten Elektrofahrzeuge beträgt ca. ein Viertel aller Zulassungen von Elektrofahrzeugen. Abbildung 4.1-1 zeigt die Bestandsentwicklung der letzten Jahre in Baden-Württemberg.

Abbildung 4.1-1: Elektrofahrzeuge (PKW) in Baden-Württemberg

Der Bestand an Elektrofahrzeugen in Baden-Württemberg hat in den letzten Jahren auf niedrigem Niveau zugenommen. Der Anteil der privat genutzten Elektrofahrzeuge beträgt ca. 25%.



Quelle: WIK basierend auf Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2014), Kraftfahrtbundesamt

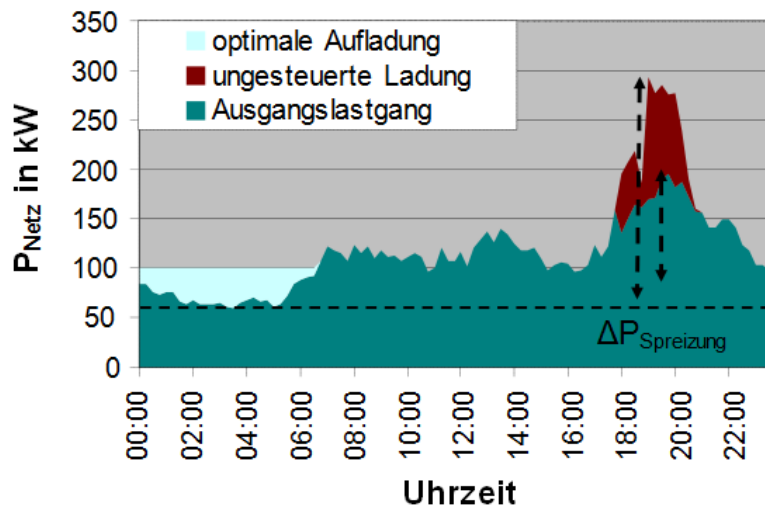
Die weitere Entwicklung ist nur sehr schwer abzuschätzen. Sieht man in der Entwicklung von 2010 bis 2013 einen exponentiellen Trend, so könnten im Jahr 2025 bereits ca. 175.000 Elektroautos in baden-württembergischen Haushalten vorhanden sein. Bei der Annahme eines linearen Trends wären es dagegen lediglich ca. 1.600. Elektromobile. Elektromobilität stellt daher derzeit kein relevantes Lastverlagerungspotenzial in Haushalten dar. Die zukünftige Entwicklung ist unsicher und bleibt abzuwarten.⁴

Auf der Netzebene ergibt sich durch das ungesteuerte Laden von Elektromobilen an der heimischen Steckdose ab einer gewissen Durchdringungsrate eine deutliche Erhöhung der Netzlast.⁵ Insbesondere in den werktäglichen Abendstunden ist damit zu rechnen, dass sich die dort bestehende Lastspitze erhöht, wenn Arbeitnehmer nach Hause kommen und ihr Elektrofahrzeug aufladen. Abbildung 4.1-2 zeigt diesen Effekt.

- ⁴ Sie hängt insbesondere davon ab, inwieweit es gelingen wird, Elektrofahrzeuge in den Bereichen Anschaffungs- und Betriebskosten, Reichweite, Komfort und Image den Fahrzeugen mit Brennstoffmotoren anzugleichen (vgl. z.B. Sammer et al (2010)).
- ⁵ Eine generelle Aussage zur Höhe der zusätzlichen Last ist schwer zu treffen, da dies von sehr vielen Faktoren abhängt (z.B. Leistung der Fahrzeuge, Dauer des Ladevorgangs etc.) Reiner et al. (2009) stellen für die Simulation für die Aufladung von 20 Elektromobilen in einem Netzabschnitt mit ca. 100 Haushalten eine Erhöhung der Spitzenlast um 50% fest.

Abbildung 4.1-2: Effekt der Ladung von Elektrofahrzeugen auf das Netz

Die ungesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen führt zu einer Lastspitze in den Abendstunden. Perspektivisch ist es wünschenswert, den Ladevorgang in Zeiten mit niedrigen Preisen stattfinden zu lassen, wenn eine hohe Einspeisung durch Erneuerbare Energien erfolgt.



Ca. 100 Haushalte

Quelle: Reiner et al. (2009).

Wie ersichtlich ist, findet eine gesteuerte (optimale) Ladung in diesem Beispiel idealerweise in den Nachtstunden (ca. 00.00 bis 06.00 Uhr) statt. Perspektivisch ist es wünschenswert, den Ladevorgang in Zeiten mit niedrigen Preisen stattfinden zu lassen, wenn eine hohe Einspeisung durch Erneuerbare Energien erfolgt. Bei einer Ladeleistung von 3,7 kW (Home-Charging auf 230 V-Ebene) dauert ein Ladevorgang bei einer 20 kWh Batterie (Reichweite zwischen 100 – 140 km) ca. 230 Min (3,8 h).⁶

Die zukünftigen Potenziale zur Lastverlagerung hängen stark von den Annahmen der Entwicklung der Anzahl der Elektrofahrzeuge als auch der Struktur der Energieerzeugung ab. In einem Szenario mit einer hohen Durchdringung des Systems mit erneuerbaren Energien und einem hohen Marktanteil an Elektrofahrzeugen in 2020 bzw. in 2030 ergibt eine Modellrechnung des EWI (2010) die folgenden Potenziale (vgl. Tabelle 4.1-1).

⁶ NPE (2010).

Tabelle 4.1-1: Durchschnittliche angebotene Reserveleistung der Fahrzeuge je Stunde in 2020 und 2030

Die Tabelle stellt die erwarteten positiven und negativen Reserveleistungen von Elektrofahrzeugen in den Jahren 2020 und 2030 dar. Elektrofahrzeuge sind demnach bis 2020 hauptsächlich dazu geeignet, negative Reserveleistung bereitzustellen. Positive Reserve wird bis 2020 in geringerem Umfang zur Verfügung gestellt. Die Potenziale belaufen sich auf maximal 118 MW. Im Jahr 2030 erhöhen sich die Potenziale auf bis zu 867 MW.

Stunde	Positive Reserve (in MW)				Negative Reserve (in MW)			
	2020		2030		2020		2030	
	BEV-2	BEV-4	BEV-2	BEV-4	BEV-2	BEV-4	BEV-2	BEV-4
0	3	6	17	52	118	112	111	36
1	2	3	12	33	102	68	109	44
2	0	1	5	25	93	36	124	63
3	0	0	3	19	97	45	156	54
4	0	0	4	23	197	190	168	63
5	0	0	1	4	143	47	167	172
6	0	0	6	23	123	105	205	195
7	4	5	40	117	97	82	182	178
8	42	66	205	547	87	72	154	101
9	32	55	284	562	69	53	142	80
10	39	68	316	551	70	37	128	63
11	43	75	309	536	58	33	130	36
12	20	40	250	456	45	35	119	49
13	14	27	227	410	43	32	132	60
14	5	12	116	264	44	29	139	72
15	4	9	126	263	49	30	137	55
16	5	11	115	250	48	40	141	74
17	15	30	180	364	47	30	129	46
18	19	39	226	451	50	30	111	39
19	4	12	63	286	43	50	111	26
20	3	7	61	218	62	72	114	21
21	2	5	42	163	69	88	119	33
22	2	7	29	136	102	110	110	58
23	2	5	29	82	109	125	111	68
24	3	6	17	52	118	112	111	36

Quelle: WIK auf Basis von EWI (2010).

BEV: Battery Electric Vehicle (Elektrofahrzeug). Die Zahlen 2 bzw. 4 stehen für 2- bzw. 4-Sitzer.

Elektrofahrzeuge sind demnach bis 2020 hauptsächlich dazu geeignet, negative Reserveleistung bereitzustellen (Aufladen - grid to vehicle). Hier ergeben sich bis zum Jahr 2020 maximale Potenziale von bis zu 387 MW für einzelne Stunden (zwischen 04:00 Uhr und 05:00 Uhr) und bis zum Jahr 2030 bis zu 400 MW (zwischen 6:00 Uhr und 07:00 Uhr).

Positive Reserve (vehicle-to-grid) wird bis 2020 in geringerem Umfang zur Verfügung gestellt. Die Potenziale belaufen sich auf maximal 118 MW (zwischen 11:00 Uhr und 12:00 Uhr). Im Jahr 2030 erhöhen sich die Potenziale auf bis zu 867 MW (zwischen 10:00 Uhr und 11:00 Uhr). Im Rahmen der positiven Reserve existieren zwei Möglichkeiten zum Angebot:

- Bei Nicht-Ladung Rückspeisung ins Netz
- Bei Ladung Unterbrechung des Ladevorgangs

Elektrofahrzeuge besitzen also durch die Bereitstellung negativer Reserveleistung in den Nachtstunden ein hohes Potenzial zur Lastverlagerung. Hohes Potenzial ist ebenso im Bereich positiver Reserve vorhanden. Dieses besteht überwiegend in den mittags- und Nachmittagsstunden.

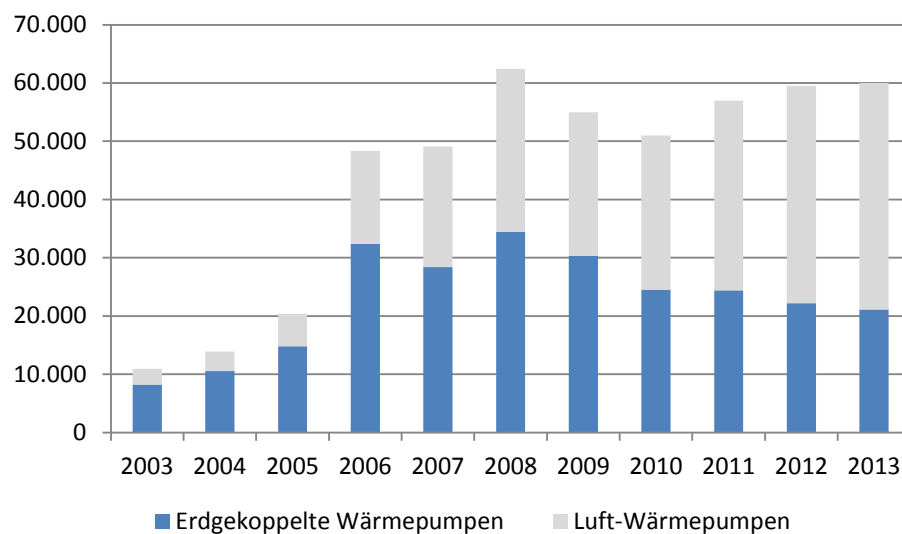
Das tatsächliche Lastverlagerungspotenzial von Elektromobilen ist von vielen verschiedenen Determinanten abhängig, z.B. der Netzanschlussleistung der Fahrzeuge, dem Nennenergiegehalt der Fahrzeuge (abhängig von der Reichweite) oder der Anzahl der Fahrzeuge im Netz.

4.2 Wärmepumpen

Die Zahl der neu eingebauten Wärmepumpen in Deutschland hat sich in den letzten Jahren jeweils zwischen 50.000 und 60.000 bewegt wie Abbildung 4.2-1 zeigt.

Abbildung 4.2-1: Zubau an Wärmepumpen

Die Abbildung zeigt die jährlichen Zuwächse an Wärmepumpen. In den letzten Jahren ist die Zahl der Luftwärmepumpen gestiegen, während der Zuwachs an erdgekoppelten Wärmepumpen gesunken ist.⁷



Quelle: Bundesverband Wärmepumpen e.V. (2014)

Die Gesamtzahl an Wärmepumpen in Deutschland lag im Jahr 2013 bei ca. 500.000.⁸ Einzelstatistiken für Baden-Württemberg liegen nicht vor. Verschiedene Szenarien gehen von einem Anstieg der Wärmepumpen von 0,9 bis 1,4 Mio. bis 2020 und 1,4 bis 3,4 Mio. bis 2030 aus.⁹

Der kumulierte Jahresstromverbrauch von Wärmepumpen in Baden-Württemberg liegt aktuell bei ca. 690 GWh¹⁰ (dies entspricht etwa 1-2% des Stromverbrauchs der Haushalte in Baden-Württemberg). Der durchschnittliche Jahresstromverbrauch pro Wärmepumpe beträgt, abhängig von ihrer Art, ca. 5.000 - 7.000 kWh. Die Kombination mit einem Wärmespeicher ermöglicht die Entkopplung vom Strombezug, d.h. es besteht Lastverlagerungspotenzial.

⁷ Die Unterscheidung basiert auf der jeweiligen Wärmequelle. Während diese bei erdgekoppelten Wärmepumpen die Erdwärme darstellt, bezieht die Luftwärmepumpe die Wärme aus der Umgebungsluft.

⁸ Bundesverband Wärmepumpen e.V. (2014).

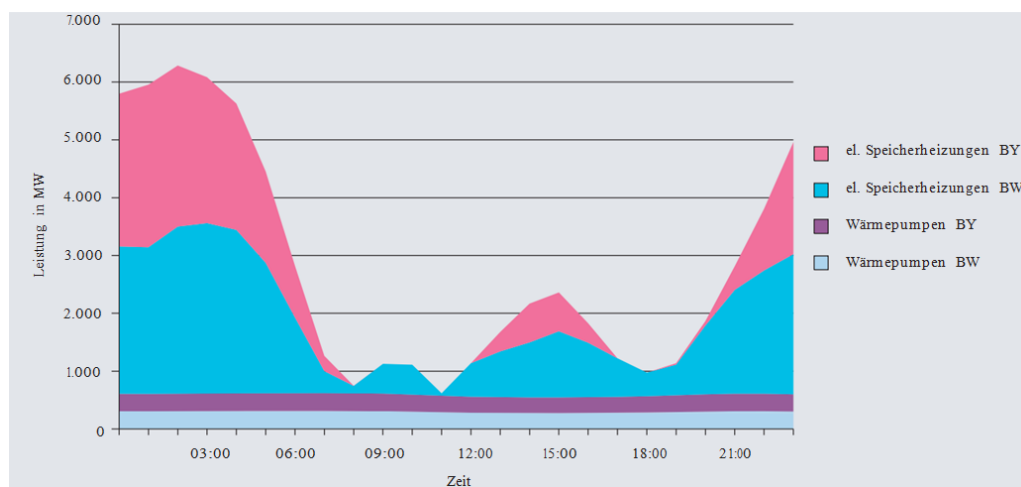
⁹ Klobasa et al. (2013), Nabe et al. (2011), BDH et al. (2012).

¹⁰ Klobasa et al. (2013).

Das derzeitige Lastverlagerungspotenzial von Wärmepumpen wird nur in geringem Maße genutzt und ist stark durch Speicherkapazität und Tagesmitteltemperatur determiniert. Abbildung 4.2-2 zeigt den Lastgang von Wärmepumpen am Beispiel Baden-Württembergs und Bayerns bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Abbildung 4.2-2: Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Die Abbildung zeigt, dass elektrische Speicherheizungen nachts und am Nachmittag einen Peak aufweisen, während Wärmepumpen einen konstanten Lastgang besitzen.



Quelle: Klobasa et al. (2013).

Während die Spitzenlast elektrischer Speicherheizungen in der Nacht liegt, ist die Last für Wärmepumpen über die gesamten 24 h relativ konstant, so dass keine allzu großen Schwankungen auftreten.

Tabelle 4.2-1: Lastmanagementpotenziale von Wärmepumpen in Baden-Württemberg (Abschaltedauer: 1 Std.)

Äquivalente Tagesmitteltemperatur	Minimum in MW	Maximum in MW
$-10\text{ }^{\circ}\text{C}$	237	271
$0\text{ }^{\circ}\text{C}$	146	172
$10\text{ }^{\circ}\text{C}$	47	77

Quelle: WIK auf Basis von Klobasa (2013).

Die minimalen und maximalen Lastverlagerungspotenziale von Wärmepumpen sind allerdings ebenso temperaturabhängig, wie Tabelle 4.2-1 zeigt. Eine flexible Abschaltung kann für 1-2 Stunden am Tag mit festen Sperrzeiten erfolgen. Vor einer erneuten Absperrung muss die reduzierte Last nachgeholt werden.

4.3 Umwälzpumpen

Umwälz- oder Heizungspumpen befördern die erwärmte Trägerflüssigkeit des Wärme-Kreislaufs (meistens Wasser) zu den Heizkörpern und von dort zurück zum Heizkessel. Die Pumpen sind stromgetrieben und bergen somit Lastreduktionspotenzial.

In Deutschland existieren derzeit etwa 42 Mio. Heizungspumpen¹¹, davon ca. 25 Mio. in Wohngebäuden.¹² Da sie unabhängig von der Erzeugungsform (Öl, Gas, Fernwärme, Solar, Erdwärme, Holzpellets etc.) benötigt werden, ist davon auszugehen, dass sich ihr Bestand in den nächsten Jahren nicht wesentlich verändern wird. Ein Trend geht allerdings dahin, vermehrt kleine Pumpen für kleinere Einheiten einzubauen.

Das DSM-Potenzial besteht in der Möglichkeit, Heizungen vorübergehend auszuschalten, ohne dass dadurch ein Komfortverlust entsteht, da die Wärme kurzfristig im Gebäude gespeichert wird. Das Potenzial steht ähnlich wie bei den Wärmepumpen hauptsächlich in den Wintermonaten zur Verfügung. Die dena schätzt ein „maximales positives DSM-Potenzial von rund 2.316 MW im Winter“.¹³

Das zukünftige Potenzial ist stark abhängig von der Effizienzentwicklung und dem Tempo des Einbaus von Umwälzpumpen der neueren Generation. Weiterhin sorgen Vorschriften in der Ökodesignrichtlinie dafür, dass ineffiziente Pumpen mit hohem Energie-Effizienz-Index (EEI) nach und nach nicht mehr in Betrieb sein werden, wie Abbildung 4.3-1 verdeutlicht.

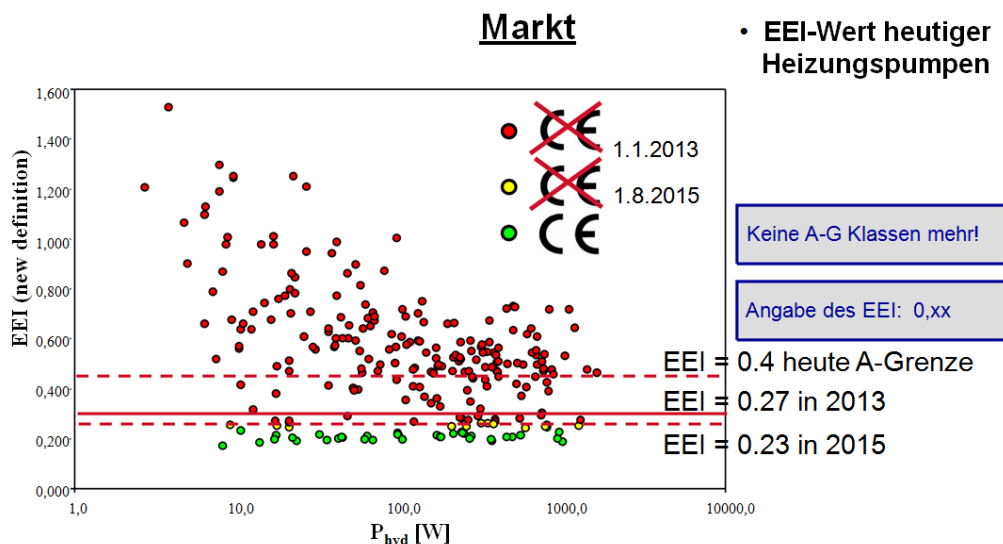
¹¹ Kunz (2011).

¹² Kunz(2014).

¹³ Dena (2010).

Abbildung 4.3-1: Vorschriften zur Energieeffizienz von Umwälzpumpen und deren derzeitige Verbreitung am Markt

Je kleiner der Energieeffizienzindex, desto effizienter ist das Gerät. Ab 2015 dürfen also nur noch die energieeffizientesten Wärmepumpen im Markt verbleiben (grüne Punkte). Die weniger effizienten Pumpen (rote und gelbe Punkte) sind entsprechend zu ersetzen. Daher ist mit Energieeinsparungen zu rechnen.



P_{hyd} : Hydraulische Leistung

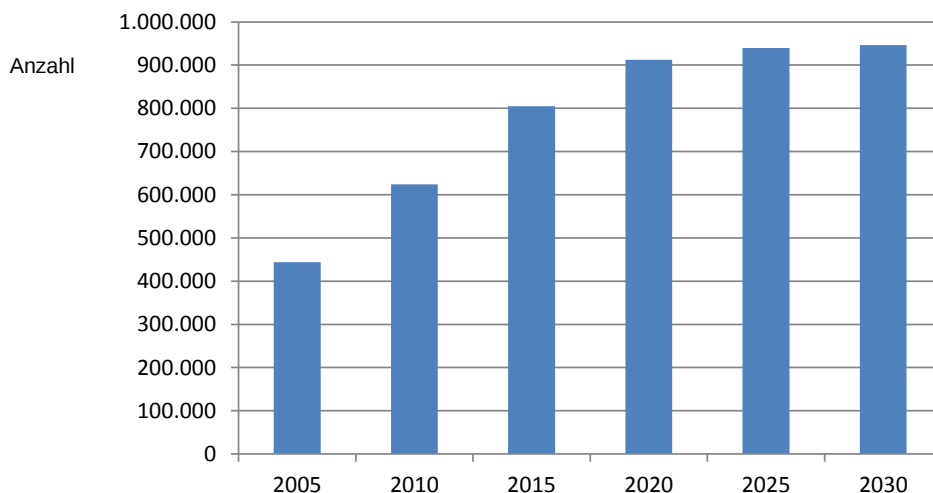
Quelle: Kunz (2011).

Dem Energieeinsparpotenzial entgegen läuft allerdings der o.g. Trend zum vermehrten Einbau von Pumpen in kleineren Einheiten. Durch eine höhere Anzahl an Umwälzpumpen könnte der Energieverbrauch insgesamt wieder ansteigen. Das zukünftige Lastverlagerungspotenzial ist daher schwer vorherzusehen, scheint aber durch die neue EEI-Grenze eher zu sinken.

4.4 Klimaanlage

Die voraussichtliche Entwicklung der Anzahl an Klimaanlage in den Haushalten ist auf der Grundlage vorliegender Studien nicht eindeutig vorhersehbar. Barthel et al. (2010) gehen von einem Anstieg bis 2020 und dann einer Verstetigung der Entwicklung aus (vgl. Abbildung 4.4-1)

Abbildung 4.4-1: Klimaanlage in Deutschland bis 2030



Quelle: WIK basierend auf Barthel et al. (2010)

Im Jahr 2012 geht das Umweltbundesamt (UBA) von einer Zunahme von jährlich 100-140 Tsd. Klimaanlage aus.¹⁴ Die durchschnittliche elektrische Leistungsaufnahme pro Anlage beträgt ca. 1,7 kW (2004).¹⁵ Bei einer durchschnittlichen Betriebszeit von 6 Stunden am Tag und ca. 500 Volllaststunden pro Jahr (Sommer¹⁶) ergibt sich ein Stromverbrauch von ca. 850 kWh pro Anlage pro Jahr. Viele (neuere) Modelle sind allerdings nicht nur für die Kühlung sondern auch für die Heizung ausgelegt, so dass der Verbrauch durch den Einsatz bei kälteren Temperaturen durchaus höher ausfallen kann.¹⁷

Das Lastverlagerungspotenzial hängt dabei auch von der eingesetzten Technik ab, wie Abbildung 4.4-2 verdeutlicht.

¹⁴ UBA (2012).

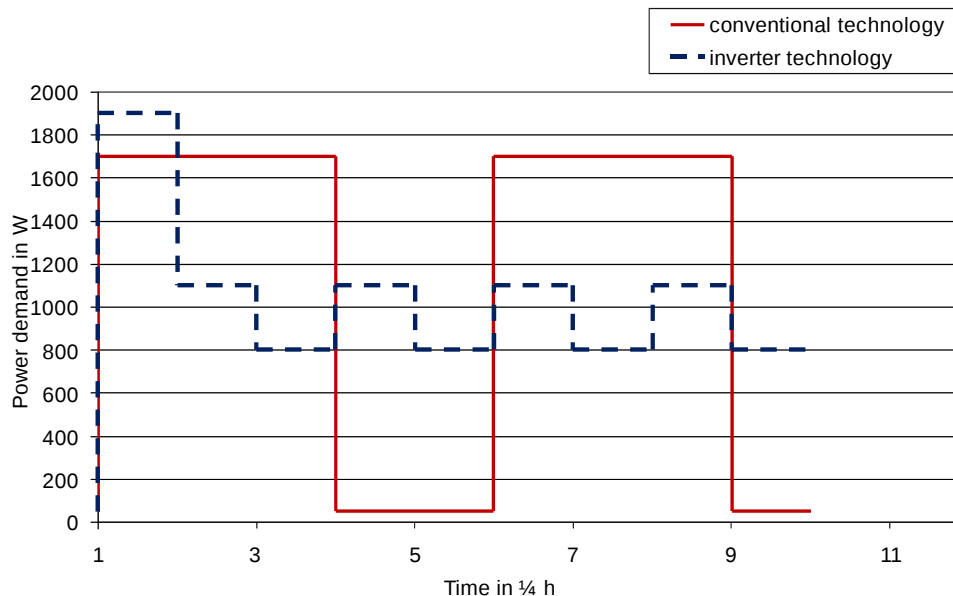
¹⁵ Barthel et al. (2010).

¹⁶ Im allgemeinen wird angenommen, dass Temperaturen über 20°C als nicht mehr als angenehm empfunden werden und es an solchen Tagen zum Einsatz von Klimaanlage kommt (vgl. Stamminger et al. (2008)). Diese Tage treten insbesondere in den Sommermonaten auf, variieren aber natürlicherweise innerhalb und zwischen den Jahren.

¹⁷ Konkrete Studien bzw. Zahlen sind hierzu nicht vorhanden. Ein Hersteller gibt an, dass sich der Verbrauch für eine 100m² –Wohnung in London bei einem Klimagerät mit Wärmepumpe auf 3.832 kWh beläuft (vgl. <http://www.airwell.de/Mehr%C3%BCberbrKlimaanlagen/H%C3%A4ufigeFragen.aspx>).

Abbildung 4.4-2: Lastgang unterschiedlicher Technologien von Klimaanlage

Während ältere, konventionelle Anlagen jeweils fest getaktet sind (rote Linie), können neuere Technologien in kürzeren Intervallen auf die Raumtemperatur reagieren und diese entsprechend regeln (blaue Linie).



Quelle: Stamminger et al. (2008).

Heute besteht insgesamt noch kein relevantes Lastverlagerungspotenzial.¹⁸ Dies ist zukünftig zu vermuten, wenn sich der o.g. Trend des Einbaus neuer Klimaanlage weiter fortsetzt, allerdings in Abhängigkeit von der eingesetzten Technik. Eine intelligente Kopplung mit der Einspeisung erneuerbarer Energien ist dann möglich.

4.5 Elektrische Speicherheizungen

Deutschlandweit existieren aktuell deutlich mehr Zählpunkte für elektrische Speicherheizungen als etwa für Wärmepumpen. Derzeit gibt es ca. 1,6 Mio. Zählpunkte für Nachtspeicherheizungen mit einer Abnahmemenge von 13,2 TWh, d.h. je Nachtspeicherheizung ca. 7.800 kWh/a.¹⁹

Die Energieeinsparverordnung sah im Jahr 2009 ein partielles Betriebsverbot von Nachtspeicherheizungen ab 2020 vor. 2013 wurde dieses Verbot aufgehoben, da das Lastverlagerungspotenzial elektrischer Speicherheizungen als Beitrag zur Energiewende erkannt wurde.

¹⁸ Klobasa (2007) schätzt das Potenzial auf 9W pro Haushalt. Bei 1 Mio. Haushalte mit Klimaanlage ergäbe sich somit ein Lastverlagerungspotenzial von 9 MW pro Tag.

¹⁹ BnetzA u. BKartA (2014).

Der Jahresstromverbrauch von elektrischen Speicherheizungen in Baden-Württemberg beträgt bei ca. 400.000 Anlagen 3,1 TWh/a, was einem Anteil von ca. 25% des bundesweiten Endenergieverbrauchs von elektrischen Speicherheizungen entspricht.²⁰

Die Abnahme des Stroms für elektrische Speicherheizungen erfolgt zumeist nachts, was durch entsprechende Tarifangebote zu niedrigeren Kosten beim Verbraucher führen kann. Auch ist die Konzessionsabgabe in Schwachlastzeiten niedriger und teilweise werden günstigere Netzentgelte angeboten.

Die zukünftige Entwicklung der Anzahl elektrischer Speicherheizungen ist ungewiss und teilweise abhängig von politischen Entscheidungen. Neuinstallationen sind derzeit allerdings nicht wahrscheinlich. Das aktuelle Lastverlagerungspotenzial ist nicht zu vernachlässigen, wird sich zukünftig aufgrund fehlender Neuinstallationen aber wohl eher verringern.²¹

Das DSM-Potenzial für Deutschland beträgt laut Dena II-Studie rund 6 GW für positive Leistung und rd. 26 GW für negative Leistung (Dena, 2010).²² Das derzeitige Potenzial wird allerdings nicht genutzt und steht außerhalb der Heizperiode nicht zur Verfügung.

Tabelle 4.5-1: Lastmanagementpotenziale von Speicherheizungen in Baden-Württemberg (Abschaltdauer: 1 Std.)

Äquivalente Tagesmitteltemperatur	Minimum in MW	Maximum in MW
-10 °C	0	2.443
0 °C	0	1.595
10 °C	0	859

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Klobasa et al. (2013).

Im Sommer liegt das durchschnittliche Potenzial bei 0 MW, da die Speicherheizungen nicht in Betrieb sind. Ansonsten variiert das Potenzial stark mit der Tagesmitteltemperatur. Maximale Leistungen sind nur zu bestimmten Zeitpunkten zu erreichen, die mittlere Leistung ist z.T. erheblich geringer. So beträgt die Lastspitze für Süddeutschland bei null Grad Celsius knapp 4.200 MW und bleibt während des Tages oberhalb von 400 MW. Bei minus zehn Grad Celsius beträgt die Spitzenlast dagegen früh morgens bis zu 6.200 MW.

²⁰ Klobasa et al. (2013).

²¹ Die Beheizung von Wohnungen mit Einzel- oder Mehrraumöfen (dazu zählen auch Nachtspeicherheizungen) ist kontinuierlich von 13% im Jahr 1998 auf 6% im Jahr 2011 zurückgegangen (vgl. DeStatis (2008) u. DeStatis (2014)). Daher gehen wir von einem zukünftig weiter abnehmendem Lastverlagerungspotenzial aus.

²² Dies entspricht (heruntergerechnet) in etwa den Ergebnissen der Studie von Klobasa et al. (2013), die sich nur auf Bayern und Baden-Württemberg bezieht.

4.6 Smart Meter / Intelligente Geräte

Dieser Abschnitt befasst sich mit dem Energieeffizienz- und Lastverlagerungspotenzial durch Smart Meter und intelligente Geräte. Verschiedene Studien zeigen, dass bereits durch den Einbau intelligenter Messsysteme und der Anzeige des Energieverbrauchs Energieeinsparungen erreicht werden können, ohne dass weitere Anreize gesetzt werden müssen. Es wird erwartet, dass das Lastverlagerungspotenzial auf Verbraucherseite durch ein zunehmendes Bewusstsein für die Notwendigkeit einer aktiveren Rolle der Nachfrager ansteigen wird. Entsprechend sind die Zahlen in Tabelle 4.6-1 zu interpretieren.

Tabelle 4.6-1: Einsparpotenziale Stromverbrauch und Stromkosten durch intelligente Messsysteme

Verbrauchs-klasse	Einsparpotenzial in %	Verlagerungs- potenzial in %	Kosteneinsparung in Euro p.a. und Zähler (gerundete Werte)	
			Mittelwert	Maximal
< 2.000 kWh/a	-0,5	0,25 – 5	2,50	4,50
2.000 - 3.000 kWh/a	-1,0	0,5 – 10	10,00	17,00
3.000 - 4.000 kWh/a	-1,5	0,75 – 15	20,00	35,00
4.000 - 6.000 kWh/a	-2,0	1 – 20	39,00	66,00
> 6.000 kWh/a	-2,5	1,25 – 25	75,00	130,00

Quelle: Ernst & Young (2013) auf der Basis von Pilotprojekten, Erfahrungen aus anderen Ländern und anderen Studien.

Es ist ersichtlich, dass Verbraucher mit einem höheren Verbrauch prinzipiell höhere Energieeinsparpotenziale realisieren können. Sowohl das Einspar- als auch das Lastverlagerungspotenzial wird durch verschiedene Parameter determiniert (z.B. Art der Information, Dauer der Maßnahme, konkrete Preisausgestaltung bei zeit- und lastvariablen Tarifen etc.). Entsprechend breit ist die Streuung in verschiedenen Studien.

In den Modellregionen „Minimum Emission Region“ (MeRegio) und „Modellstadt Mannheim“ (moma) wurden ebenfalls die Lastverlagerungspotenziale durch Smart Meter bzw. deren Kopplung mit intelligenten Geräten untersucht.

In der Modellstadt Mannheim wurden Haushalten Preisanreize (variable Tarife) gesetzt. Es gab drei Reaktionsmöglichkeiten:

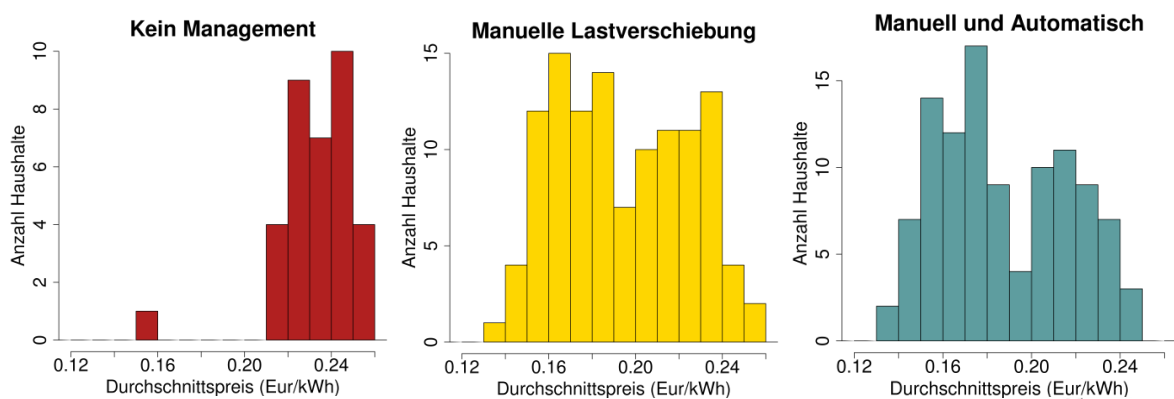
- Kein Management
- Manuelle Reaktion

- Manuelle und automatisierte Reaktion

Wie sich zeigt (vgl. Abbildung 4.6-1) konnten Kunden, die manuell oder manuell und automatisiert reagierten, im Schnitt einen geringeren Durchschnittspreis realisieren als Kunden, die ihr Verhalten nicht anpassten.

Abbildung 4.6-1: Lastverlagerung: Ergebnis aus der Modellstadt Mannheim (moma)

Die Abbildung zeigt die Verteilung des für den Betrieb eines FPS Geräts (Spülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner) durchschnittlich gezahlten Strompreises nach Nutzungsgruppe (kein Lastmanagement, manuelle Lastverschiebung, manuelles und automatisches Lastmanagement).



Quelle: moma (2013).

Zwischen manueller und automatisierter Lastverschiebung besteht dagegen ein eher geringer Unterschied hinsichtlich der Reaktion der Kunden. Die Verschiebung von Lasten im Bereich der Anwendungen „Spülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner“ scheint für die Haushalte also auch mehr oder weniger problemlos manuell zu bewerkstelligen zu sein. Automatische Steuerung bringt nur dann Vorteile, wenn der zusätzliche Komfort entsprechend hoch ist, etwa während Abwesenheits- und Schlafenszeiten.²³

In der Modellregion MeRegio wurden den Kunden Preissignale durch unterschiedliche Farbstufen vermittelt. Rot stand dabei für einen hohen, gelb für einen mittleren und grün für einen niedrigen Strompreis. Wie sich zeigte waren die Kunden bereit, Lasten zu verschieben.²⁴ Die Lastverlagerungsbereitschaft nahm dabei mit der Zeit ab, verblieb aber auf signifikantem Niveau (vgl. Tabelle 4.6-2).

²³ moma (2013).

²⁴ Da die Preissignale über den Versuchszeitraum stark variiert wurden, ist eine Aussage zur Lastverlagerung von und in bestimmte(n) Zeiten nicht möglich. Das primäre Ziel in MeRegio war die Feststellung, ob die Kunden sich an den Preissignalen orientieren.

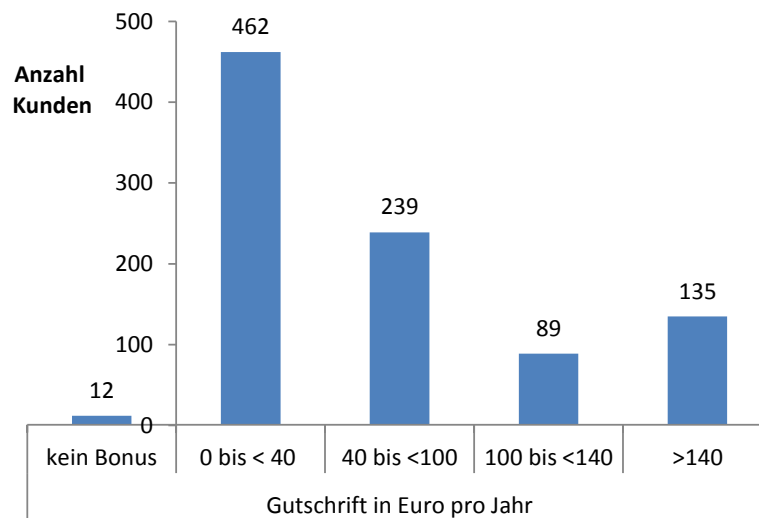
Tabelle 4.6-2: Lastverlagerung in MeRegio

Prozentuale Lastreduzierung bei Wechsel der Preisstufe		
Verglichene Preisstufe	Kunden in den ersten 3 Monaten	Kunden nach 3 Monaten
Grün gegen Rot	25 – 35 %	7 -12 %
Grün gegen Gelb	10 – 22 %	4 – 7 %
Gelb gegen Rot	3 – 15 %	2 – 4 %

Quelle: MeRegio (2013).

Es zeigte sich auch, dass Kunden eher auf die Farben grün, gelb und rot als auf die eigentlichen Preissignale reagierten. Die Kunden konnten durch die Reaktion auf die Farbsignale teilweise Einsparungen von mehr als 140 Euro pro Jahr realisieren (vgl. Abbildung 4.6-2).

Abbildung 4.6-2: Gutschriften durch Lastmanagement für Verbraucher in MeRegio
Die Abbildung zeigt die Anzahl der Kunden, die durch Reaktion auf Preissignale unterschiedlich hohe Gutschriften realisieren konnten.



Quelle: MeRegio (2013).

Betreffend der Lastverlagerung zeigen weitere Studien, dass zeitvariable Tarife einen Effekt haben, der im einstelligen Prozentbereich liegt. Dieser Effekt wird verstärkt durch Visualisierung, also die (permanente) Sichtbarmachung von Verbrauch und Kosten für den Kunden. Dasselbe gilt auch für Energieeinsparungen (vgl. Tabelle 4.6-2).

Tabelle 4.6-3: Eindruck weiterer Studien – gegenwärtige Potenziale zur Stromeinsparung und Lastverlagerung

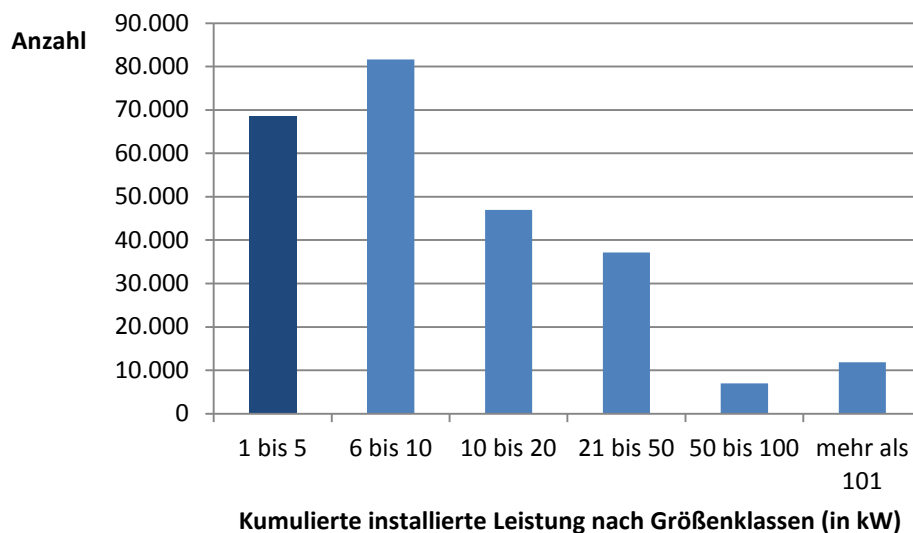
Studie	Jahr	Ø Einsparung durch Visualisierung	Ø Einsparung durch Visualisierung & zeitvariablen Tarif	Ø Lastverlagerung durch zeitvariablen Tarif	Ø Lastverlagerung durch zeitvariablen Tarif & Visualisierung
KEMA/BMWi	2010	5%	-	-	-
IZES	2011	2,4%	-	-	-
CKW (Schweiz)	2014	Max. 3%	-	-	-
Intelliekon	2010	3,7%	9,5%	-	2%
Hydro One (Kanada)	2004-2005	6,5%	6,7%	3,7%	5,5%

4.7 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen können zur Netzentlastung genutzt werden, wenn diese in Zeiten geringen Verbrauchs und hoher Einspeisung vom Netz genommen werden können. Kleine Anlagen unterhalb 30 kW sind derzeit allerdings nicht zur Möglichkeit der ferngesteuerten Einspeiseleistung verpflichtet sondern können alternativ auch die maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen (§ 6 (1) und (2) EEG). Allerdings kommen sie dann nicht in den Genuss der erhöhten Managementprämie von 0,50 Cent pro Kilowattstunde sondern erhalten nur 0,30 Cent pro Kilowattstunde (vgl. § 2 Managementprämienverordnung (MaPrV)). Weiterhin können Photovoltaikanlagen in Verbindung mit einem Speicher nicht nur negative sondern auch positive Leistung für das Netz bereitstellen.

Die Zahl der Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kW, die für Ein- und Zweifamilienhäuser typisch ist, beträgt in Baden-Württemberg derzeit ca. 150.000 (vgl. Abbildung 4.7-1).

Abbildung 4.7-1: Anzahl insgesamt installierter PV-Anlagen in Baden-Württemberg im Zeitraum von 1994 bis 2013 nach Größenklassen



Quelle: WIK auf Grundlage von energymap.info (2013).

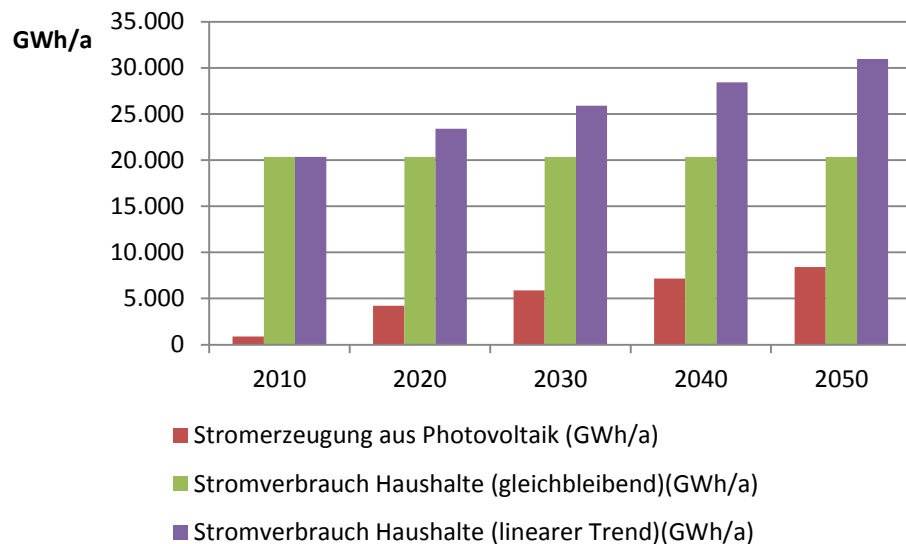
Die zukünftige Entwicklung wird stark von den Rahmenbedingungen, insbesondere den Fördermaßnahmen abhängig sein. Aus heutiger Sicht ist damit zu rechnen, dass die Stromerzeugung aus Photovoltaik weiter ansteigen wird.²⁵ Im Bereich der Freiflächen-PV wird derzeit eine Verordnung für ein Pilotprojekt zur Ausschreibung von Freiflächen-PV erstellt. Darauf aufbauend wird im Jahr 2015 das Pilotprojekt durchgeführt und bewertet. Somit sollen erste Erfahrungen für die Ausschreibung von EE-Kapazitäten gewonnen werden.

Eine vollständige Deckung des Stromverbrauchs scheint aber auch im Jahr 2050 nicht realistisch (vgl. Abbildung 4.7-2).

²⁵ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sieht für die installierte Leistung aus Photovoltaik bis 2020 einen Ausbau von jährlich 2,5 GW vor (BMWi 2014).

Abbildung 4.7-2: Erzeugung PV-Anlagen und Stromverbrauch der Haushalte Baden-Württemberg, Anlagen bis 10 kW

Eine Deckung des Stromverbrauchs mit selbst erzeugtem Strom aus PV-Anlagen ist zukünftig auch bei gleichbleibendem Stromverbrauch nicht realistisch.



Quelle: WIK auf Basis von BSW-Solar (2013) und ZSW (2013).

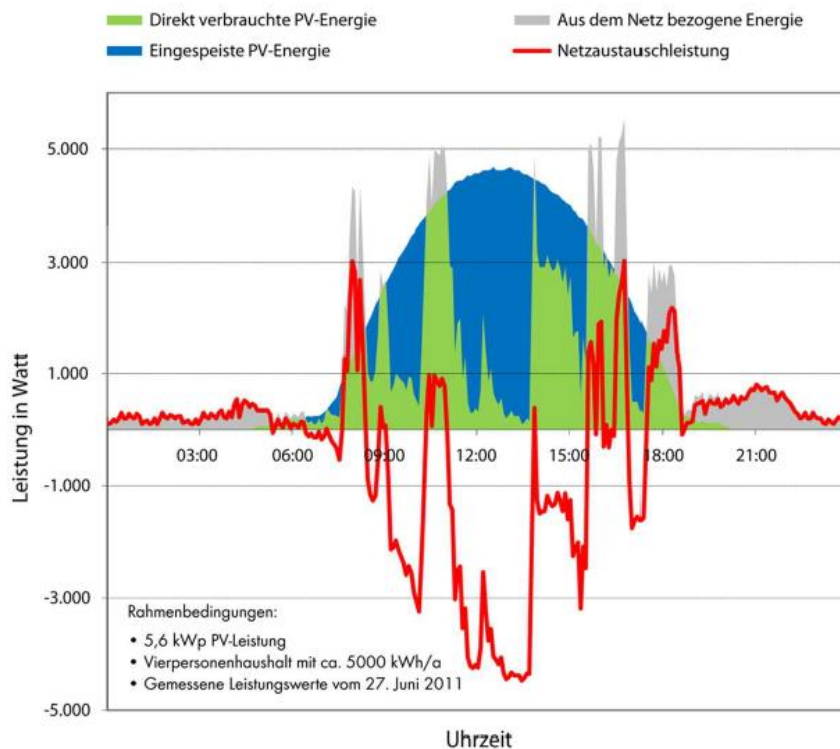
Sollte der Stromverbrauch der Haushalte in Baden-Württemberg einem linearen Trend folgen²⁶ (violette Balken), kann der in den Haushalten durch Photovoltaik erzeugte Strom diesen nicht vollständig decken. Dasselbe gilt, falls es gelingt, den Verbrauch auf heutigem Niveau konstant zu halten (grüne Balken).

Je nach Bewirtschaftung der Photovoltaikanlage kann diese aber Lastverlagerungspotenzial besitzen bzw. das Netz entlasten. Zunächst ist in Abbildung 4.7-3 die Situation ohne Speicher dargestellt.

²⁶ Die lineare Entwicklung basiert auf einer Trendermittlung für die Zukunft, basierend auf den Verbrauchszahlen zwischen den Jahren 2000 und 2012.

Abbildung 4.7-3: 4-Personen-Haushalt und PV-Anlage mit 5,6 kWp

Die direkt verbrauchte PV-Energie korrespondiert nur gering mit der eingespeisten PV-Energie. Die maximale Einspeisung ins Netz entspricht nahezu der maximal aus dem Netz bezogenen Energie.

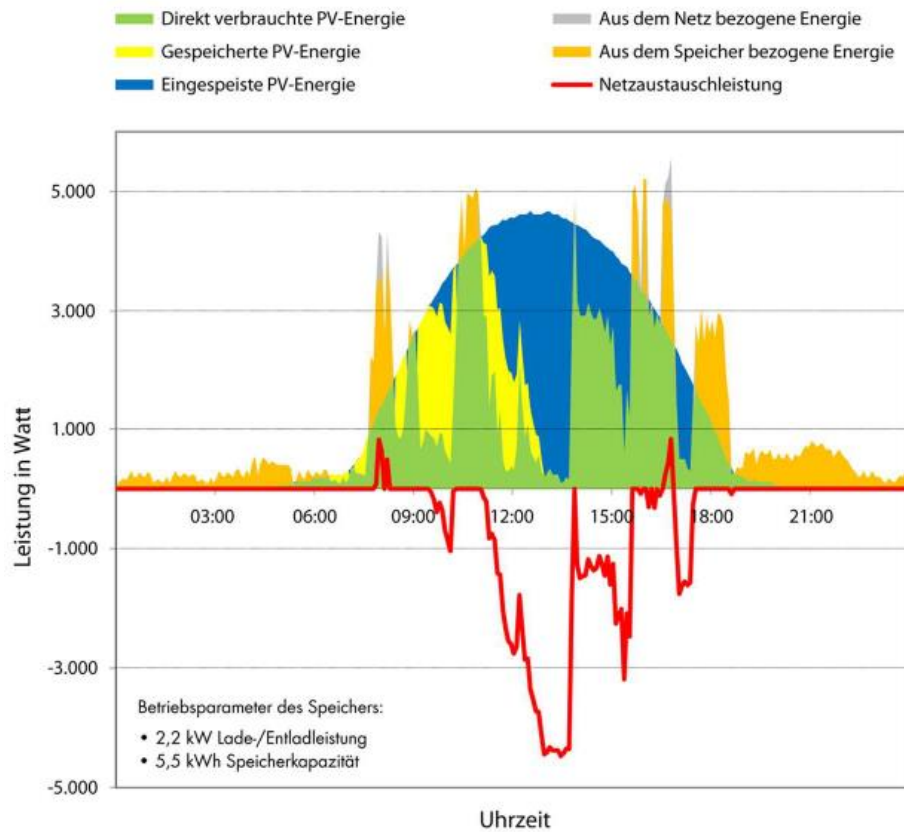


Quelle: Synwoldt (2012).

Ohne Speicher existiert nur ein geringer netzentlastender Effekt. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn zusätzlich ein Speicher genutzt wird, der nicht netzdienlich eingesetzt wird (vgl. Abbildung 4.7-4).

Abbildung 4.7-4: 4-Personen-Haushalt und PV-Anlage mit 5,6 kWp, zusätzlich Speicher mit 2,2 kW und 5,5 kWh

Hier erfolgt nur morgens und abends eine Glättung der Lastkurve, die Spitze zur Mittagszeit bleibt bestehen.

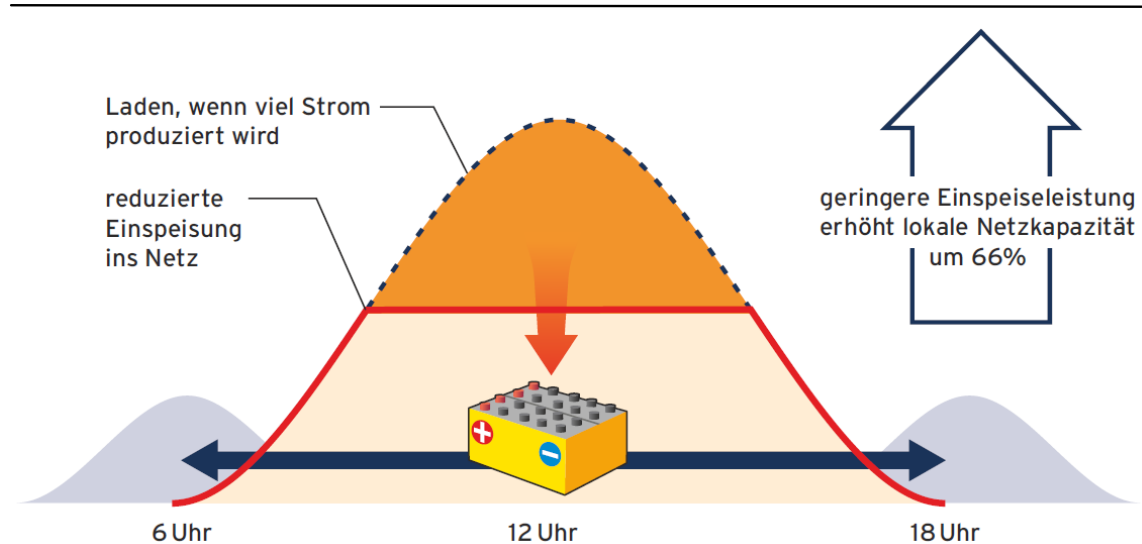


Quelle: Synwoldt (2012)

Wird der Speicher dagegen netzdienlich bewirtschaftet, kann er die lokale Netzkapazität erhöhen, wie Abbildung 4.7-5 vereinfacht zeigt.

Abbildung 4.7-5: Netzdienliche Betriebsführung

In diesem Fall wird der Speicher zu Zeiten hoher Einspeisung aus der PV-Anlage geladen und somit das Netz entlastet. In Zeiten schwacher bzw. ohne Stromerzeugung (abends bzw. nachts) wird dann vorrangig die eingespeicherte Energie verbraucht bzw. ins Netz eingespeist.



Quelle: Mayer et al. (2013).

wik

Hollinger et al. (2013) gehen daher auf Verteilnetzebene davon aus, „dass ein netzdienlicher Photovoltaik-Batteriebetrieb die Einspeisespitze aller Systeme um ca. 40% reduziert.“

Legt man eine durchschnittlich installierte PV-Leistung in den Haushalten von 7 kWp zugrunde, so würde dies also eine Reduktion um 2,8 kW auf 4,2 kWp bedeuten. Hochgerechnet auf die derzeit installierten ca. 150.000 Anlagen in Baden-Württemberg ergäbe sich ein technisches Lastverlagerungspotenzial von 420 MW an Sonnentagen. Das zukünftige Potenzial erhöht sich dementsprechend um den Faktor des Zubaus.

PV-Anlagen verfügen also dann über ein Lastverlagerungspotenzial, wenn Speicherleistung vorhanden ist. Das Lastverlagerungspotenzial ist in wesentlichem Maße abhängig davon, ob der Eigenverbrauch optimiert wird oder eine netzdienliche Betriebsführung erfolgt.

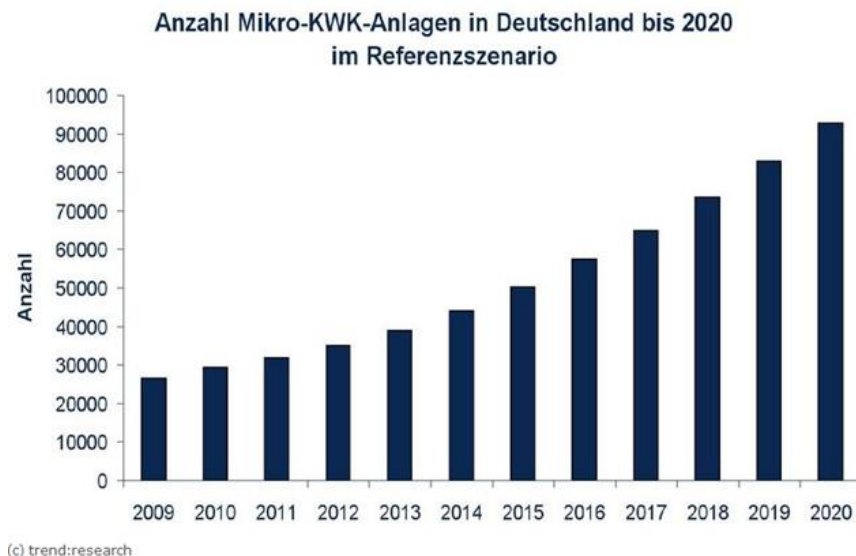
4.8 Mini-/Mikro-BHKW

In diesem Bereich existieren zum Teil unscharfe Begrifflichkeiten bezüglich der größenmäßigen Abgrenzung. Zu den Mini-BHKWs werden üblicherweise Anlagen bis 50 kW_{el} gezählt, zu den Mikro-BHKWs Anlagen bis 10 kW_{el}.

Die Zahl der Anlagen in Deutschland bis 15 kW_{el} beträgt derzeit ca. 30.000. Bis zum Jahr 2020 könnte sie auf ca. 90.000 ansteigen wie Abbildung 4.8-1 zeigt.²⁷

Abbildung 4.8-1: Anzahl der KWK-Anlagen bis 15 kW_{el}

Die Zahl der Mikro-KWK-Anlagen könnte bis 2020 auf ca. 90.000 ansteigen.



Quelle: trend research

Eine Bezifferung der gegenwärtigen Lastverlagerungspotenziale ist nicht möglich, da sehr viele unterschiedliche Anlagentypen mit divergierenden Potenzialen existieren und der Markt noch nicht ausreichend entwickelt ist. Durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) wird aber, je nach Größe und technischer Ausstattung, eine finanzielle Unterstützung gewährt: „Neue Blockheizkraftwerke bis 20 kW_{el} in Bestandsbauten können [...] einen einmaligen Investitionszuschuss erhalten, der nach der elektrischen Leistung der Anlagen gestaffelt ist. So erhalten zum Beispiel sehr kleine, für Ein- und Zweifamilienhäuser besonders geeignete Anlagen mit einer Leistung von 1 kW_{el} 1.425 Euro, große Anlagen mit 20 kW_{el} hingegen 3.325 Euro. [...] Weitere Anforderungen sind u. a. das Vorhandensein eines Wärmespeichers mit einem Energiegehalt von mindestens 1,6 kWh pro installierte kW_{th}, einer Steuerung und Regelung für eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise inklusive eines intelligenten Wärmespeicher-managements sowie eines Messsystems zur Bestimmung des aktuellen Strombedarfs (Smart Meter) für Anlagen ab 3 kW_{el}.“ (BAFA, o.D.)

²⁷ Markttreiber sind hierbei der politische Willen zum Ausbau der KWK, die Einhaltung von Emissionsrichtwerten und auf Vorgaben bei der Gebäudesanierung bzw. im Neubau, sowie steigende Strompreise (vgl. TGA Fachplaner, 2010).

Die Anlagen werden derzeit ganz überwiegend wärmegeführt betrieben. Das Lastverlagerungspotenzial ist abhängig von der Größe der Anlage, der Kapazität des Speichers und der Tagesmitteltemperatur.

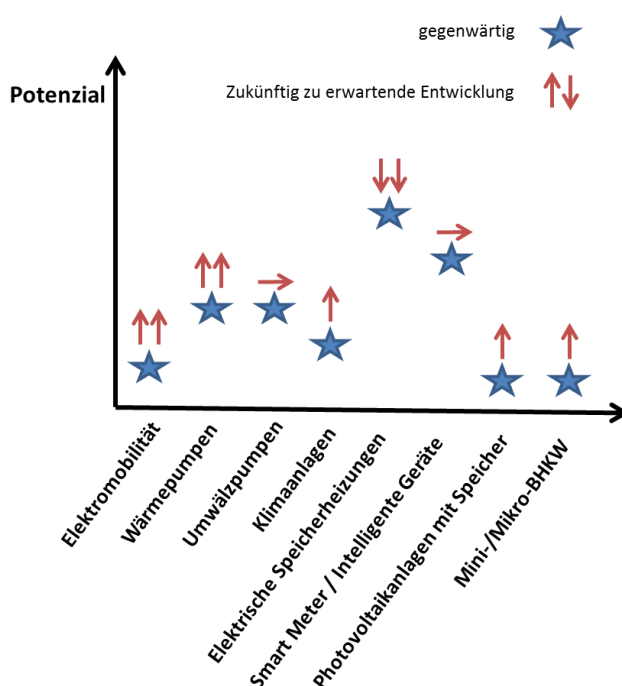
Das zukünftige Lastverlagerungspotenzial von BHKWs wird als hoch eingeschätzt. So können sie als Teil eines virtuellen Kraftwerks dazu beitragen Lastspitzen abzufangen, indem sich deren Steuerung an den Anforderungen des Stromnetzes orientiert.²⁸

4.9 Fazit

Insgesamt verfügen derzeit elektrische Speicherheizungen über das größte Lastverlagerungspotenzial (in MW/Tag). Allerdings steht dieses nur in der kälteren Jahreszeit zur Verfügung und wird in Zukunft aller Voraussicht nach stark absinken. Zukunftsträchtiger erscheinen Potenziale im Bereich der Elektromobilität, der Wärmepumpen, der Photovoltaik (mit Speicher) und der Mini-/Mikro-BHKW (vgl. Abbildung 4.9-1).²⁹

Abbildung 4.9-1: Lastverlagerungspotenziale - gegenwärtig und zukünftig

Die Abbildung zeigt das gegenwärtige und zukünftige Lastverlagerungspotenzial verschiedener Anwendungen im Haushaltsbereich.



Quelle: WIK

²⁸ Vgl. z.B. das „SchwarmStrom“-Konzept der Firma Lichtblick.

²⁹ Eine quantitative Zusammenfassung der technischen Potenziale ist aufgrund der unterschiedlichen Ansätze der betrachteten Studien und der teilweise unbefriedigenden Datenlage an dieser Stelle nicht möglich. Eine überschlägige Berechnung der ökonomischen Lastverlagerungspotenziale findet sich in Abschnitt 6.1.

5 Ausgestaltung von Anreizen

Aufbauend auf den Ergebnissen des vorhergehenden Abschnitts, d.h. insbesondere der Feststellung von tatsächlich nutzbaren Potenzialen zu Lastverlagerung im Haushaltssektor, erstreckt sich die Analyse in diesem Abschnitt nun auf Vorschläge für konkrete Anreize zur Hebung dieser Lastverlagerungspotenziale. Hierbei wird differenziert nach Anreizen, die das regulierte Umfeld (Interaktion Verbraucher – Netzbetreiber) tangieren sowie Anreizen, die das marktliche Umfeld (Verbraucher – Vertrieb) betreffen.

Das unmittelbare Ziel dieser Anreize ist die Nutzbarmachung der Flexibilitätspotenziale, die in Abschnitt 4 für die verschiedenen Anwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Speicherheizungen etc.) herausgearbeitet wurden. Mittelbar dienen Anreize dem Ziel der Integration von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das Energiesystem, da eine Flexibilisierung der Nachfrage eine entsprechende Anpassung an fluktuierend einspeisende Erzeuger ermöglicht.

Die in diesem Arbeitspaket entwickelten Anreize sind dabei auf die *vorhandene Ausstattung* des Haushaltes mit den in Abschnitt 4 beschriebenen Anwendungen ausgerichtet. Es geht also um die Erschließung von bereits vorhandenem Potenzial, d.h. es wird gedanklich davon ausgegangen, dass der Haushalt bereits über entsprechende Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektromobile verfügt und zu Flexibilisierungszwecken bereitstellen kann. Weniger im Fokus stehen Anreize zur *Anschaffung* dieser Anwendungen.³⁰ Sind die Anreize für die Verfügungsstellung von Flexibilität ausreichend hoch, so können sie allerdings indirekt auch als Anreiz zur Anschaffung von Anwendungen dienen.

Anreize können grundsätzlich monetärer oder nicht-monetärer Natur sein. Nicht monetäre Anreize rekurrieren auf ein grünes Gewissen, Prestige, Partizipationsgedanken oder eine gewisse Technikaffinität. Monetäre Anreize dagegen zielen direkt auf das verfügbare Einkommen eines Haushaltes. Nur letztere werden im Folgenden entwickelt und bewertet.

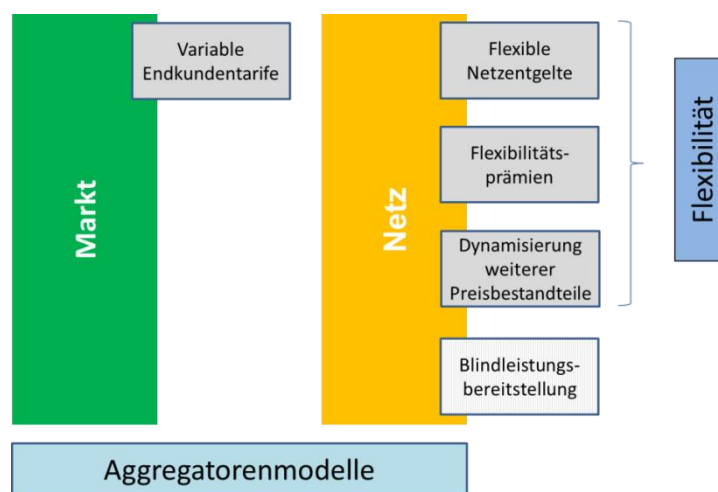
³⁰ In diesem Bereich existieren bereits entsprechende Anreize, z.B. die Steuerbefreiung für Elektromobile oder Investitionszuschüsse für Mini-BHKWs.

5.1 Entwicklung von monetären Anreizen

In diesem Abschnitt werden verschiedene monetäre Anreize diskutiert, die in Abbildung 5.1-1 aufgeführt sind.

Abbildung 5.1-1: Anreize für Haushaltskunden (grau)

Um Lastverlagerungspotenziale auszuschöpfen, können verschiedene Anreize eingeführt werden. Im marktlichen Bereich (grün) sind dies variable Endkundentarife. Im Netzbereich können über flexible Netzentgelte, Flexibilitätsprämien oder die Dynamisierung weiterer Preisbestandteile Lastverlagerungspotenziale erschlossen werden.



Quelle: WIK

wik

Im marktlichen Bereich (grün) sind dies variable Endkundentarife, d.h. die Variabilität besteht in den Preisbestandteilen, auf die Vertrieb bzw. Erzeugung Einfluss nehmen können. Im Netzbereich kann der Netzbetreiber über marktliche Anreize (gelb) Flexibilitäten erschließen. Dies kann über flexible Netzentgelte, Flexibilitätsprämien oder die Dynamisierung weiterer Preisbestandteile erfolgen. Die Bereitstellung von Blindleistung dient weniger der kurzfristigen Flexibilisierung des Systems sondern wird zur Aufrechterhaltung der Netzspannung benötigt. Somit kann auch auf diese Weise eine bessere Integration von erneuerbaren Energien gewährleistet werden. Auch für diesen Bereich sind Anreizsysteme denkbar (vgl. Abschnitt 5.1.5).

Über einen Aggregator kann das Zusammenspiel der verschiedenen Anreize aus Markt und Netz koordiniert werden. Die genannten Anreize werden im Folgenden näher beschrieben. Anschließend wird ein Kriterienraster entwickelt, an dem die Anreize gespiegelt und bewertet werden können.

5.1.1 Variable Endkundertarife

Im marktlichen Bereich können durch Vertriebsunternehmen Tarife angeboten werden, die sich hinsichtlich ihrer Höhe an der zu erwartenden oder tatsächlichen Knappheitssituation von Strom am Markt orientieren. Somit können insbesondere Beschaffungsvorteile an die Verbraucher weitergegeben werden. Grundsätzlich wird das Angebot in erzeugungsarmen und laststarken Zeiten eher zu einem hohen Tarif tendieren, in erzeugungsstarken und lastschwachen Zeiten zu einem niedrigeren Tarif.

In zeitlicher Hinsicht sind verschiedene Modelle denkbar. Die Ausgestaltung kann z.B. erfolgen nach:

- Jahreszeit
- Wochentag
- Day-Ahead
- Echtzeit

Wie viele Unternehmen derzeit zeit- bzw. lastvariable Tarife anbieten, ist nicht bekannt. 2012 boten von den 100 größten Grundversorgern 91 einen zeitvariablen Tarif an. Davon war für 40 Tarife ein intelligenter Stromzähler nötig, 51 Anbieter boten lediglich Tag- und Nachtarife an.³¹

5.1.2 Flexible Netzentgelte

Im Netzbereich besteht die Idee der flexiblen Netzentgelte darin, dass diese sich nach der Spannungssituation im Netz richten. Danach sollten Netzbetreiber in Spitzenlastzeiten hohe und zu Schwachlastzeiten niedrige Netzentgelte vorsehen. Auch hier sind verschiedene zeitliche Abstufungen denkbar, z.B. Day-Ahead oder (falls technisch umsetzbar) Echtzeittarife. In dieser Form der Umsetzung erfolgt eine individuelle Anpassung des Stromverbrauchs an die Netzentgelte durch den Verbraucher. Er entscheidet durch Mehr- oder Minderverbrauch, ob und in welcher Höhe eine Preissenkung bzw. Preiserhöhung Einfluss auf seinen Verbrauch hat.³² Diese Lösung bezieht sich auf die Kilowattstunde, Anreize und Umsetzung beziehen sich also rein auf den Arbeitspreis.

Die derzeitige Regelung des §14a EnWG besagt, dass „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen [...] denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen [haben], wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.“ Dies stellt also eine Mischform dar: Während bei der Umsetzung, also der Bereitstellung von Flexibilität(en) die Leis-

³¹ Energate (2012).

³² Ökonomisch gesehen handelt es sich um die Preiselastizität der Nachfrage.

tung der Anwendung (kW) eine wichtige Rolle spielt (der Netzbetreiber wird eher größere Anwendungen abschalten), so erfolgt der Anreiz über den Arbeitspreis, sprich die reduzierten Netzentgelte. Derzeit nicht in §14a enthalten ist die Möglichkeit des Netzbetreibers, Anwendungen (im Sinne negativer Regelenenergie) zuzuschalten.

Schließlich ist bei der Ausgestaltung von Anreizen eine sehr feine Differenzierung der Netzentgelte bis zum Smart Meter Gateway³³ oder sogar bis zum Zähler in Form individueller Angebote denkbar.

5.1.3 Flexibilitätsprämien

Eine weitere Möglichkeit zur Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist die Einführung einer Flexibilitätsprämie. Die Prämie wird dem Endverbraucher für die Bereitstellung von Flexibilität in Form von Lastverlagerung, d.h. Lastreduktion oder Lastzuschaltung bezahlt.

Die Höhe der Prämie richtet sich nach der zur Verfügung gestellten Leistung für einen bestimmten Zeitraum (z.B. 1 kW für 1h). Die derzeitige Systematik der Netzentgelte pro verbrauchter kWh kann dabei beibehalten werden, die Auszahlung der Prämie erfolgt durch Abzug des Gesamtbetrages (z.B. für ein Jahr) vom Betrag der gesamten Stromrechnung oder durch direkte Überweisung auf das Konto des Kunden.

Voraussetzung für die Realisierung eines solchen Systems ist die Möglichkeit der Messung der tatsächlichen Höhe und Dauer der Unterbrechung bzw. Zuschaltung. Für eine Zuschaltung von Leistung (z.B. über ein Elektromobil) muss die Prämie in ihrer Höhe derart bemessen sein, dass sie die Strombezugskosten (Erzeugung, Netzentgelte und sonstige Strompreisbestandteile) übersteigt, oder es muss für diesen Fall über einen Wegfall oder eine Verminderung der entsprechenden Belastungen diskutiert werden.

Die Refinanzierung der Prämie, sofern sie vom Netzbetreiber festgelegt wird, erfordert die Bereitschaft seitens des Gesetzgebers, diese zukünftig auch als Kosten innerhalb der Anreizregulierung anzuerkennen. Der Gesamtbetrag der Prämien würde dann über die Netzentgelte sozialisiert. Verbraucher, die sich flexibel zeigen, könnten von einem derartigen System finanziell profitieren.

33 Das Smart Meter Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit eines Messsystems. Es verbindet „die elektronischen Messeinrichtungen im Lokalen Metrologischen Netz (LMN) mit den verschiedenen Marktteilnehmern (bspw. Smart Meter Gateway Administrator, Verteilnetzbetreiber oder Messstellenbetreiber) im Weitverkehrsnetz (WAN) und dem lokalen Heimnetz (HAN).“ (BSI, 2014, dort finden sich weitere Detailinformationen zum Smart Meter Gateway.)

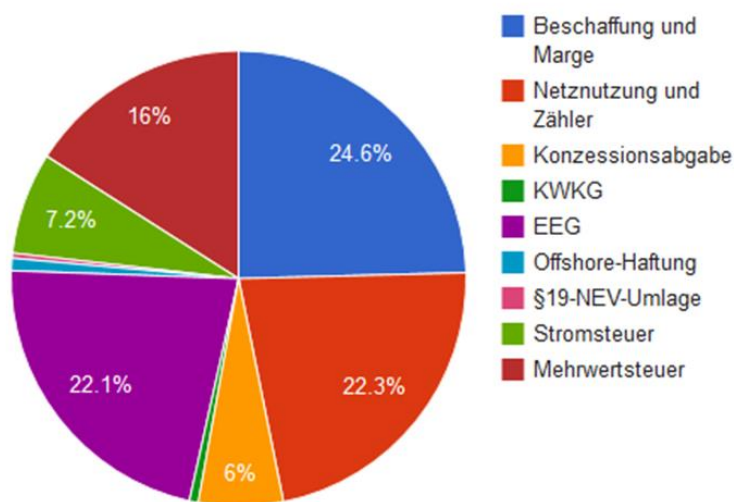
5.1.4 Flexibilisierung weiterer Preisbestandteile

Neben den Netzentgelten und der Orientierung der Endkundenpreise am Erzeugungsmarkt könnten auch weitere Preisbestandteile flexibler gestaltet werden. Abbildung 5.1-2 zeigt die Strompreiszusammensetzung 2014.

Abbildung 5.1-2: Bestandteile des Strompreises 2014

Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Die höchsten Anteile besitzen die Blöcke „Beschaffung und Marge“, „Netznutzung und Zähler“ sowie die EEG-Umlage.

Strompreiszusammensetzung 2014 in Cent/kWh



Quelle: Verivox

Neben den bereits diskutierten größten Bestandteilen „Netznutzung“ und „Beschaffung“ besitzt die EEG-Umlage mit einem Anteil von 22,1% einen wahrnehmbaren Einfluss auf den Strompreis. Über ihre Flexibilisierung wird derzeit bereits diskutiert (siehe unten). Grundsätzlich könnten aber auch alle anderen Bestandteile flexibilisiert werden. Eine Ausnahme bildet die Mehrwertsteuer, deren Satz unveränderlich ist und die sich indirekt (in absoluten Geldeinheiten) nur dann verändert, wenn sich die zugrunde gelegte Basis, also der Nettostrompreis, verändert.

Die aufgrund ihres *vergleichsweise* hohen Anteils am Strompreis sinnvollerweise prioritär zu behandelnde Flexibilisierung der EEG-Umlage wurde bereits ansatzweise untersucht.³⁴ Dazu wird vorgeschlagen, die EEG-Umlage stündlich durch Multiplikation des Day-ahead-Großhandelspreises mit einem jährlich festgelegten Multiplikator zu berechnen. Somit stiege die EEG-Umlage mit steigendem und sank mit fallendem Börsen-

³⁴ Sie im Folgenden: Agora Energiewende (2014).

preis. Auf diese Weise verstärkten sich die Anreize zur Lastverlagerung bzw. Bereitstellung von Flexibilität beim Verbraucher.

5.1.5 Prämie für Blindleistungsbereitstellung

Durch die Bereitstellung von Blindleistung im Niederspannungsnetz kann die Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen gesteigert werden.³⁵ Wird die Blindleistung ortsnahe eingespeist, dient sie der Aufrechterhaltung der Netzspannung.³⁶

Blindleistung kann im Haushaltsbereich in erster Linie durch Stromerzeugung aus PV- oder Mini-BHKW-Anlagen erfolgen. Diese Anlagen können, wenn sie entsprechend ausgerüstet sind, Blindleistung bereitstellen. Für den Bereich der Photovoltaik in der Niederspannung sieht die entsprechende Richtlinie bzw. Anwendungsregel des VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.) vor, dass ab einer Anlagenscheinleistung über 3,68 kVA die Wechselrichter mit der Fähigkeit ausgestattet sein sollen, mit einem Verschiebungsfaktor von 0,95 einzuspeisen.³⁷

Es ist grundsätzlich denkbar, die Anwendungsregel durch die Zahlung einer Prämie für die Bereitstellung von Blindleistung zu flankieren bzw. für alle Anlagen unter 3,68 kVA einzuführen. Die Höhe der Prämie richtete sich dann, ähnlich wie bei der Flexibilitätsprämie, nach Höhe und Zeitraum der Bereitstellung.

5.1.6 Grundsätzliche Überlegungen zu monetären Anreizen

Wie die Darstellung in den vorherigen Abschnitten gezeigt hat, können Anreize zur Erschließung von Flexibilitäten bei den Haushaltskunden einerseits aus dem Markt, aber andererseits auch von den Netzbetreibern gesetzt werden. Es muss daher darauf geachtet werden, dass diese Anreize möglichst aufeinander abgestimmt sind. Wirken die Anreize in die entgegengesetzte Richtung, verlieren sie an Effektivität bzw. sind vom Verbraucher nicht zu verstehen bzw. zu realisieren. Beispielsweise könnte eine Situation entstehen, in der der Vertrieb ein Signal sendet, dass Strom in diesem Moment relativ günstig ist. Besteht im Netz des entsprechenden Netzbetreibers zum selben Moment eine zu geringe Netzfrequenz, so wird er ein gegenläufiges Preissignal senden (das Netzentgelt erhöhen), um Last aus dem Netz zu nehmen und die Netzfrequenz zu sta-

³⁵ Slupinski, Kröpelin (2012).

³⁶ Verheggen et al. (2014).

³⁷ Der Verschiebungsfaktor „wird angegeben als Zahlenwert zwischen 0 und 1 und beschreibt das Mengenverhältnis von Wirk- und Blindleistung. Ein Verschiebungsfaktor von 1 entspricht reiner Wirkleistung während 0 reine Blindleistung bedeutet. Der zugrundeliegende Winkel ϕ , der die Verschiebung zwischen Strom- und Spannungskurve beschreibt, wird dagegen kaum genutzt. Wird vom Netzbetreiber ein bestimmter Verschiebungsfaktor gefordert, entspricht dies einem gewissen Blindleistungsanteil. Dabei gilt: Je kleiner der Zahlenwert, desto größer der Blindleistungsanteil an der insgesamt abgegebenen Leistung. Ein Verschiebungsfaktor von 0,90 entspricht also einem größeren Blindleistungsanteil als einer von 0,95. Geht man hingegen von der gegebenen Wirkleistung des PV-Generators aus um diese vollständig zu nutzen, kommt der erst im Wechselrichter entstehende Blindleistungsanteil quasi „oben drauf“. SMA (2012).

bilisieren. Der Kunde erhält dann in Summe ein abgeschwächtes Preissignal, je nachdem, welcher preisliche Anreiz höher ist.

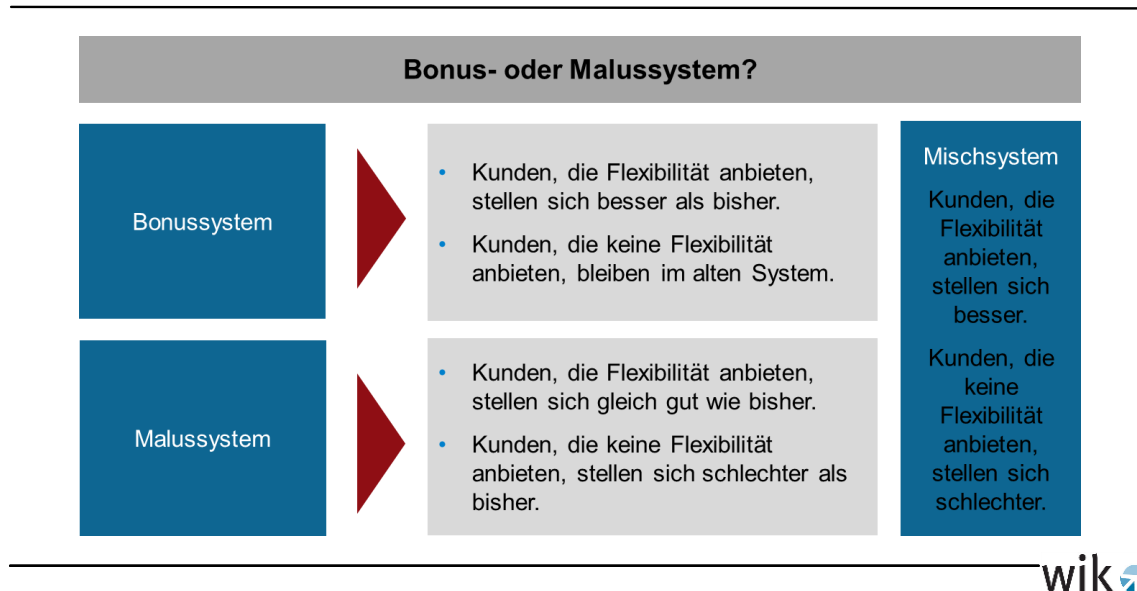
Dies führt letztendlich auch dazu, dass das Geschäftsmodell eines Vertriebsunternehmens durch den jeweiligen (im schlechtesten Fall nicht entflochtenen) Netzbetreiber durchkreuzt werden kann. Um diese Situation zu vermeiden und um den Verbraucher nicht zu verwirren, sollte ein Preissignal daher nur von einem einzigen Marktakteur gesendet werden. Dafür bietet sich zunächst das Vertriebsunternehmen an, da dieses kein Interesse an einer geringeren Versorgungsqualität besitzt und somit nicht Gefahr läuft, strategisch gegen den Netzbetreiber zu agieren.

Alternativ könnte auch ein unabhängiger Dritter als Aggregator auftreten. Dieser Aggregator sorgt als „Flexibilitätsmanager“ für den Interessenausgleich zwischen Netz und Markt und optimiert für die Endverbraucher den Strompreis (unter der Nebenbedingung der Netzstabilität). Dazu muss es für diesen einen finanzieller Anreiz geben. Er könnte etwa, ähnlich dem Verfahren bei Contractoren, einen Anteil an dem durch die Flexibilisierung gewonnenen monetären Wert erhalten. Vorstellbar ist ein Aggregator pro Netzgebiet, der z.B. über eine Ausschreibung um den Markt für eine gewisse Zeitperiode eingesetzt wird. Nachteilig an dieser Konstellation wäre aber, dass durch einen weiteren Akteur die Prozesse möglicherweise noch komplexer werden und sich die Transaktionskosten erhöhen.

Schließlich können für die Ausgestaltung von monetären Anreizen unterschiedliche Ansätze gewählt werden, wie Abbildung 5.1-3 zeigt.

Abbildung 5.1-3: Ansätze für monetäre Anreize

Ein Bonussystem belohnt Kunden, die Flexibilität bereitstellen und belässt Kunden, die keine Flexibilität anbieten im status quo. Ein Malussystem stellt die Kunden schlechter, die keine Flexibilität bereitstellen, und belässt Kunden, die Flexibilität anbieten, im status quo. Daneben ist ein Mischsystem denkbar.



Quelle: WIK

So kann grundsätzlich zwischen einem Bonus- einem Malus- und einem Mischsystem unterschieden werden. Aus Sicht des Verbraucherschutzes ist ein Bonussystem am vorteilhaftesten.

5.2 Bewertung der entwickelten monetären Anreize

Zur Bewertung der im letzten Abschnitt aufgeführten Anreize wird im Folgenden ein Katalog entwickelt, der fünf konkrete Kriterien enthält.

Technologieneutralität

Technologieneutralität bedeutet, dass ein Anreizsystem so ausgestaltet ist, dass keine einzelne(n) Technologie(n) bevorzugt werden. Vielmehr soll dem Endkunden überlassen werden, welche Technologie bzw. Anwendung er zur Bereitstellung von Flexibilität einsetzt (Wärmepumpe, Elektromobil etc., vgl. Abschnitt 4). Dies entspricht dem Grundgedanken der Konsumentensouveränität, d.h. der Endkunde ist derjenige, der über seinen Haushalt am besten informiert ist und daher auch (dezentral) eine Entscheidung trifft.

Kosteneffizienz des Ansatzes

Aus dem Anspruch der Technologieneutralität ergibt sich indirekt die Forderung nach statischer und dynamischer Effizienz. Statische Effizienz bedeutet, dass „ein bestimmtes Ziel zu geringstmöglichen Kosten erreicht wird.“³⁸ In diesem Zusammenhang bedeutet das, dass ein bestimmtes Maß an Flexibilität zu minimalen Kosten realisiert wird. In Hinblick auf dynamische Effizienz sollte der Ansatz offen für neue Anwendungsfälle sein, d.h. innovationsfreundlich ausgestaltet werden.

Gleichzeitig können auch die Opportunitätskosten zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit einer Maßnahme herangezogen werden. Ist z.B. Netzausbau günstiger als die Einführung von Flexibilitätsmaßnahmen, so ist die Maßnahme in diesem Sinne nicht kosteneffizient.

Eine vorteilhafte Beurteilung hinsichtlich der Opportunitätskosten ist somit quasi die notwendige Bedingung zur Einführung einer Flexibilisierungsmaßnahme während die Bewertung bezüglich statischer und dynamischer Effizienz die hinreichende Bedingung darstellt. Die Erfüllung der notwendigen Bedingung wird, zumindest bis zu einem gewissen Punkt, in dieser Untersuchung als gegeben vorausgesetzt.³⁹

Effektivität (Zielerreichung)

Dieses Kriterium zielt auf die Treffsicherheit des Ansatzes ab. Es beantwortet die Frage, inwiefern benötigte Flexibilität tatsächlich in der gewünschten Höhe bereitgestellt wird.

Verständlichkeit der Ausgestaltung

Anreize sollten so ausgestaltet sein, dass sie vom Endkunden verstanden werden. Nur dann ist zu erwarten, dass sie vom Kunden akzeptiert und genutzt werden. Unverständliche Angebote werden durch risikoaverse Kunden ausgeschlagen.

Geringer administrativer Aufwand

Die Implementierung des Ansatzes selbst sollte möglichst kostengünstig erreicht werden. Es geht dabei insbesondere um die Kosten, die durch die erstmalige Umsetzung entstehen (z.B. durch Änderung von Gesetzen / Vorschriften oder Prozessregelungen⁴⁰) aber auch bei der Durchführung selbst, z.B. in Form neuer Abläufe oder Berichtspflichten.

³⁸ Fritsch et al. (1999).

³⁹ BNetzA (2011).

⁴⁰ Während der Zeit der Gesetzesbearbeitung können außerdem Opportunitätskosten entstehen, da die Umsetzung der vorteilhafteren Alternative, die durch das Gesetz ermöglicht werden soll, noch nicht möglich ist.

Im Folgenden werden nun die in Abschnitt 0 entwickelten Anreize anhand der aufgeführten Kriterien bewertet. Die Bewertung erfolgt dabei in 3 Abstufungen:

- + erfüllt/hoch**
- O teilweise erfüllt**
- nicht erfüllt**

5.2.1 Bewertung der variablen Endkudentarife

Technologieneutralität (+)

Last- und zeitvariable Tarife sind technologieneutral, da der Endkunde die Entscheidung trifft, ob und auf welche Weise er sich an Preisveränderungen anpasst.

Kosteneffizienz des Ansatzes (-)

Grundsätzlich wäre das Angebot variabler Endkundenpreise dann volkswirtschaftlich effizient, wenn die Beschaffungspreise des Vertriebs an die Endkunden weitergegeben würden und die Vertriebsunternehmen dadurch geringere Beschaffungskosten realisieren. Dies ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht möglich (vgl. Abschnitt 5.3) Allokative Kosteneffizienz besteht daher nicht. Hinsichtlich der dynamischen Effizienz besteht auf Seiten der Vertriebsunternehmen nur dann ein Anreiz, das Angebot variabler Tarife weiterzuentwickeln, wenn sie davon monetär profitieren. Auch dies trifft derzeit nicht zu. Auf Seiten der Endkunden dagegen ist sowohl statische als auch dynamische Effizienz gewährleistet, da die Kunden zum einen selbstbestimmt abwägen können, ob sie auf die variablen Endkundenpreise reagieren und zum anderen dies durch den Kauf entsprechender Technologie (z.B. eines Smart Meters oder eines kommunikationsfähigen Haushaltsgeräts) forcieren können.

Effektivität (Zielerreichung)(O)

Da der Anreiz in diesem Fall aus dem Markt kommt, unterscheidet sich die Zielfunktion von der des Netzbetreibers. Ziele der Vertriebsunternehmen sind weniger eine Integration erneuerbarer Energien ins Netz als vielmehr ein günstiges Angebot an den Kunden, das diesen zu einem dauerhaften Vertragspartner werden lässt. Da der für den Vertrieb beeinflussbare Anteil am Strompreis, nämlich die Beschaffungskosten und die eigene Marge, relativ gering sind, ist das Kriterium der Effektivität variabler Endkudentarife nur teilweise erfüllt. Dasselbe gilt im Hinblick auf den Effekt bezüglich erneuerbarer Energien. Variable Endkudentarife können, obwohl es nicht ihre eigentliche Zielsetzung ist, dazu beitragen, erneuerbare Energien durch entsprechende Anreize zur Lastverlagerung besser ins Gesamtsystem zu integrieren.

Verständlichkeit der Ausgestaltung (+)

Die Verständlichkeit des Tarifs hängt stets von der konkreten Ausgestaltung ab. Ein dynamischer Tarif, der z.B. auf Stundenbasis die Börsenpreise abbildet, ist für den

Kunden eher schwieriger nachzuvollziehen als ein Preis mit festen Tarifstufen zu bestimmten Zeiten. Generell erscheint die dahinter stehende Logik „hohes Angebot – niedriger Preis; geringes Angebot – hoher Preis“ für die Kunden aber durchaus nachvollziehbar und verständlich zu sein, wie auch die Erfahrungen in den E-Energy-Regionen zeigen.

Geringer administrativer Aufwand (-)

Die Einführung variabler Endkundentarife ist für die Unternehmen mit Implementierungskosten verbunden. Die neuen Tarife erfordern neue Prozesse in der Messung und Abrechnung der Kunden. Diese liegen höher als bei den Kunden mit Einheitstarifen.

5.2.2 Bewertung flexibler Netzentgelte

Technologieneutralität (+)

Flexible Netzentgelte sind technologieneutral, da der Endkunde die Entscheidung trifft, ob und auf welche Weise er sich an Preisveränderungen anpasst.

Kosteneffizienz des Ansatzes (O)

Allokative Effizienz besteht auf Märkten mit perfektem Wettbewerb. Dort passen Anbieter ihre Produktion solange an, bis ihre Grenzkosten dem Marktpreis entsprechen. Die Netzentgelte (ob flexibel oder nicht) des Netzbetreibers (als natürlichem Monopolisten) werden durch die Regulierungsbehörde überprüft und genehmigt. Allokative Effizienz hängt somit von der „Güte“ der Regulierungsregimes ab.⁴¹ Flexible Tarife im Sinne einer Tarifanpassung je nach Netzsituation verbessern die statische und allokativen Effizienz allerdings.

Effektivität (Zielerreichung)(O)

Das unmittelbare Ziel flexibler Netzentgelte ist die Hebung von Flexibilität bei den Verbrauchern. Das mittelbare Ziel ist die dadurch mögliche bessere Integration von erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem. Das Ziel kann hier etwa lauten: So viel Kapazität wie möglich über flexible Lösungen gewinnen, so lange die Kosten dafür unterhalb des Netzausbaus liegen. Auch hier gilt, dass der Anteil der Netzentgelte am Strompreis für sich genommen mit ca. 20% relativ gering ist. Erfahrungen aus den Modellregionen zeigen, dass Verbraucher auf Veränderungen der Netzentgelte eher zurückhaltend reagieren. Als einzelne Maßnahme sind flexible Netzentgelte daher hinsichtlich ihrer Effektivität nur bedingt geeignet.

Verständlichkeit der Ausgestaltung (O)

Hier gilt ähnliches wie für die Endkundenpreise: Die Verständlichkeit des Tarifs hängt stets von der konkreten Ausgestaltung ab. Ein dynamischer Tarif, der z.B. auf Stundenbasis realisiert wird, ist für den Kunden eher schwieriger nachzuvollziehen als ein Preis

⁴¹ Vgl. dazu Müller et al. (2011).

mit festen Tarifstufen zu bestimmten Zeiten. Der Kunde ist möglicherweise auch nicht informiert, was das Netzentgelt ist, bzw. wie es sich auf seine Stromrechnung konkret auswirkt. Eine Koppelung mit anderen Elementen (z.B. variablen Endkundentarifen) erhöht daher die Verständlichkeit.

Geringer administrativer Aufwand (-)

Flexible Netzentgelte sind für die Unternehmen mit Implementierungskosten verbunden. Die neuen Tarife erfordern neue Prozesse in der Messung und Abrechnung der Kunden. Die Kosten der Umsetzung liegen daher höher als bei den Kunden mit Einheitstarifen. Weiterhin erhöht sich der Aufwand für die Regulierungsbehörden, da nicht mehr nur ein Preis, sondern mehrere Preise pro Netzbetreiber zu prüfen sind bzw. in der Regulierung berücksichtigt werden müssen.

5.2.3 Bewertung von Flexibilitätsprämien

Technologieneutralität (+)

Flexibilitätsprämien sind technologieneutral, da der Endkunde die Entscheidung trifft, ob und auf welche Weise er durch sein Verhalten eine Prämie realisiert.

Kosteneffizienz des Ansatzes (O)

Flexibilität der Endkunden kann (wie alle Maßnahmen bis zu einem gewissen Punkt) Netzausbau vermeiden. Der Ansatz zur Zahlung von Flexibilitätsprämien ist dann kosteneffizient, wenn die richtigen Preissignale an den Endkunden weitergegeben werden. Die Höhe der Prämie sollte sich an den Grenzkosten für die Einbindung eines zusätzlichen kW in das Netz orientieren. Der Kunde kann dann entscheiden, ob er die Prämie erhalten möchte und entsprechendes Ab- oder Zuschalten durch den Netzbetreiber (oder einen Aggregator, siehe Abschnitt 5.1.6) zulässt oder ob ihm der Strombezug in der augenblicklichen Höhe in diesem Moment mehr wert ist. Die Höhe der Prämie wird also gegen einen entgangenen Nutzen gewogen.⁴² Voraussetzung für die Ansetzung der Prämie in der richtigen Höhe ist, dass der Netzbetreiber die Grenzkosten für die Einbindung eines zusätzlichen kW kennt. In der ersten Phase der Umsetzung kann dabei mit Näherungswerten operiert werden, bis diesbezüglich entsprechende Erfahrungen existieren. Der Ansatz wird daher zu Beginn nur bedingt das Kriterium der Kosteneffizienz erfüllen.

Effektivität (Zielerreichung)(+)

Ziel von Flexibilitätsprämien ist wie bei flexiblen Netzentgelten die Hebung von Flexibilität bei den Verbrauchern. Das mittelbare Ziel ist die dadurch mögliche bessere Integration von erneuerbaren Energien ins Gesamtsystem. Auch hier lautet das Ziel: So viel

⁴² Um einen positiven Anreiz zu stiften muss für eine Zuschaltung von Leistung (z.B. über ein Elektromobil) die Prämie außerdem so hoch sein, dass sie die Strombezugskosten (Erzeugung, Netzentgelte und sonstige Strompreisbestandteile) übersteigt, oder es muss für diesen Fall über einen Wegfall oder eine Verminderung der entsprechenden Belastungen diskutiert werden (Vgl. Abschnitt 5.1.3).

Kapazität wie möglich über flexible Lösungen gewinnen, so lange die Kosten dafür unterhalb des Netzausbaus liegen.

Wie oben beschrieben, wird der Endkunde stets eine Abwägung treffen, ob es für ihn in einem bestimmten Moment vorteilhafter ist (ökonomisch gesprochen: einen höheren Nutzen verschafft) ab- oder zuzuschalten, als auf dem gegenwärtigen Verbrauchsniveau zu verharren. Ob damit eine maximale Erschließung der Flexibilitätspotenziale erreicht werden kann, hängt von der Höhe der Grenzkosten für die Einbindung eines zusätzlichen kW in das Netz ab. Die Zielerreichung erscheint aber durch ein solches System wahrscheinlicher, da es für den Kunden verständlicher ist und die Höhe der Opportunitätskosten (Netzausbau) nicht den „Umweg“ über die Netzentgelte nimmt.

Verständlichkeit der Ausgestaltung (+)

Der Anreiz lautet in diesem Fall: „Schalte x kW für z Stunden zu/ab und du erhältst eine Prämie von y Euro/kW/h“. Diese Formel dürfte in der einfachen Form „Je größer der Verbrauch der Anwendung und je länger die Ab-/Zuschaltzeit desto mehr Geld“ für den Verbraucher eingängig sein. Unterstützt durch konkrete Beispiele z.B. „Wenn Sie die Wärmepumpe um 20.00 Uhr für eine Stunde anschalten (bzw. diese sich nach Erhalt eines entsprechenden Preissignals automatisch einschaltet) erhalten Sie y Euro“ dürfte dies für den Verbraucher keine Hürde darstellen.

Geringer administrativer Aufwand (O)

Die Einführung von Flexibilitätsprämien wäre ein neuer Aspekt im derzeitigen System der Interaktion von Kunden, Vertriebsunternehmen und Netzbetreibern. Die Einführung erforderte, wie alle anderen Maßnahmen auch, die Implementierung kommunikationsfähiger Zähler, die Höhe und Dauer einer Ab- bzw. Zuschaltung messen und aufzeichnen können. Die Auszahlung der Prämie innerhalb des Systems der jährlichen (oder monatlichen) Rechnungstellung durch Abzug vom Gesamtrechnungsbetrag dürfte keine Schwierigkeit darstellen, da die derzeitigen Kommunikations- bzw. Informationswege zwischen Netzbetreibern und Vertriebsunternehmen zur Abrechnung genutzt werden können.

Sofern die Refinanzierung der Prämie innerhalb der Anreizregulierung gewährleistet wird, ist diese als zusätzliche Kostenposition anzuerkennen. Dies dürfte administrativ keinen hohen Aufwand nach sich ziehen. Im Vergleich zu flexiblen Netzentgelten wäre diese Lösung diesbezüglich einfacher zu handhaben.

5.2.4 Bewertung der Flexibilisierung weiterer Preisbestandteile (am Beispiel der EEG-Umlage)

Technologieneutralität (+)

Eine flexible EEG-Umlage ist technologieneutral, da der Endkunde die Entscheidung trifft, ob und auf welche Weise er sich an Preisveränderungen der Umlage anpasst.

Kosteneffizienz des Ansatzes (+)

Wird die EEG-Umlage an den Börsenpreis gekoppelt, verstärkt dies das Preissignal an die Endverbraucher im Vergleich zur bisherigen Regelung mit einer statischen Umlage in die richtige Richtung. Da der durch die Einspeisevergütung geförderte Strom aus erneuerbaren Energiequellen durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Börse vermarktet wird, ist der Börsenpreis der richtige Indikator für die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (sowohl erneuerbarer als auch nicht erneuerbarer Energiequellen). Auf Seiten der Endkunden dagegen ist ebenfalls statische als auch dynamische Effizienz gewährleistet, da die Kunden zum einen selbstbestimmt abwägen können, ob sie auf die Veränderungen der Umlagenhöhe reagieren und zum anderen dies durch den Kauf entsprechender Technologie (z.B. eines Smart Meters oder eines kommunikationsfähigen Haushaltsgeräts) forcieren können.

Effektivität (Zielerreichung)(O)

Auch hier gilt, dass der Anteil der EEG-Umlage am Strompreis für sich genommen bezüglich einer Änderung des Verhaltens der Verbraucher *relativ* gering ist. Als einzelne Maßnahme ist die EEG-Umlage daher hinsichtlich ihrer Effektivität nur bedingt geeignet.

Verständlichkeit der Ausgestaltung (O)

Die Entstehung und Berechnung der EEG-Umlage ist dem Endverbraucher nicht einfach zu vermitteln. Eine Dynamisierung würde diesen Effekt verstärken. Die Einbettung in die Flexibilisierung anderer Preisbestandteile wäre daher hilfreich.

Geringer administrativer Aufwand (+)

Die Einführung einer flexiblen EEG-Umlage kann gut in bestehende Prozesse eingegliedert werden, da sich an der grundsätzlichen Verfahrensweise nichts ändert. Zur Umsetzung bedarf es allerdings des Einsatzes eines intelligenten Zählers.

5.2.5 Bewertung einer Prämie für Blindleistungsbereitstellung

Technologieneutralität (-)

Blindleistung kann nur von den Haushalten bereitgestellt werden, die nicht nur Verbraucher sondern auch Erzeuger sind, z.B. durch Photovoltaikanlagen oder Mini-BHKWs. Technologieneutralität ist daher nicht gewährleistet.

Kosteneffizienz des Ansatzes (+)

Die Bereitstellung von Blindleistung in der Niederspannung kann Netzausbau vermeiden. Der Ansatz zur Zahlung von Prämien für Blindleistungsbereitstellung ist dann kosteneffizient, wenn die richtigen Preissignale über intelligente Zähler an den Endkunden weitergegeben werden. Die Höhe der Prämie sollte sich an den Grenzkosten für die Einbindung eines zusätzlichen kW in das Netz orientieren. Der Kunde kann dann ent-

scheiden, ob er die Prämie erhalten möchte und entsprechende Blindleistung bereitstellt oder nicht. Voraussetzung für die Ansetzung der Prämie in der richtigen Höhe ist, dass der Netzbetreiber die Grenzkosten für die Einbindung eines zusätzlichen kW kennt.

Effektivität (Zielerreichung)(O)

Durch Blindleistungsbereitstellung kann die Zahl der an das Niederspannungsnetz anschließbaren erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bis zu einem gewissen Grad erhöht werden.⁴³ Allerdings können sich negative Rückwirkungen bezüglich der Spannungshaltung auf vorgelagerte Spannungsebenen ergeben, die für den Verteilnetzbetreiber weitere Kosten implizieren.⁴⁴ Somit wird die Effektivität der Maßnahme durch höhere Kosten an anderer Stelle erkaufte.

Verständlichkeit der Ausgestaltung (O)

Die Zahlung einer Prämie für Blindleistungsbereitstellung kann nur an die Besitzer entsprechender Erzeugungsanlagen erfolgen. Diese sind durch die Installation und den Betrieb der Anlage bis zu einem gewissen Grade mit der Technik vertraut. Das detaillierte technisch-physikalische Verständnis für die Notwendigkeit der Blindleistungsbereitstellung dürfte aber bei den wenigsten ausgeprägt sein. Von daher ist für den Haushalt wohl nur teilweise nachzuvollziehen, was damit bezweckt wird.

Geringer administrativer Aufwand (O)

Die Zahlung einer Prämie setzt voraus, dass die bereitgestellte Blindleistung entsprechend gemessen wird. Die zur technischen Umsetzung notwendigen Installationen verursachen Kosten. Auch muss die Prämie abrechnungstechnisch erfasst werden. Hier kann der Weg ähnlich wie bei der Flexibilitätsprämie über die derzeitigen Prozesse ablaufen und die Prämie entweder von der laufenden Stromrechnung abgezogen oder mit der Einspeisevergütung für EE oder Mini-KWK vergütet werden.

⁴³ „Die zunehmende Durchdringung der Niederspannungsnetze mit PV-Anlagen führt zu immer stärkeren Problemen der Spannungshaltung in diesen Netzen. [...] Um diese Spannungsanhebung einhalten zu können, wird als eine Maßnahme eine Blindleistungsbereitstellung der dezentralen Erzeugungsanlagen gefordert.“ [...] Blindleistung „erhöht oder vermindert die Spannung im Netz. So wird in Großkraftwerken die Energie schon mit einer kapazitiven Phasenverschiebung erzeugt, um den spannungssenkenden Einfluss der induktiven Freileitungen und Transformatoren auszugleichen. Aus diesem Grund ist es naheliegend, den Herausforderungen der lokalen Spannungsanhebungen im Niederspannungsnetz – die durch die vermehrte Einspeisung etwa aus Photovoltaik (PV)-Anlagen auftreten kann – durch ähnliche Mechanismen zu begegnen, da hierzu zunächst keine weiteren sonstigen Netzausbau-Maßnahmen ergriffen werden müssten.“ (Slupinski, Kröpelin (2012)).

⁴⁴ Slupinski, Kröpelin (2012).

5.2.6 Zusammenfassung der Bewertungen

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Bewertungen noch einmal im Überblick zusammen.

Tabelle 5.2-1: Bewertung der Anreizmechanismen - Übersicht

	Technologie-neutralität	Kosten-effizienz	Effektivität	Verständ-lichkeit	Geringer Administrativer Aufwand
Variable Endkunden-tarife	+	-*	O	+	O
Flexible Netzentgelte	+	O	O	O	-
Flexibilitäts-prämie	+	O	+	+	O
Flexible EEG-Umlage	+	+	O	O	+
Prämie für Blindleistungs-bereitstellung	-	+	O	O	O

Quelle: WIK.

*Kosteneffizienz wäre dann gegeben, wenn Beschaffungspreise weitergegeben werden könnten. Zur Verwirklichung bedarf es der Abschaffung entsprechender Hemmnisse, die in Abschnitt 5.3 diskutiert werden.

+ erfüllt/hoch

O teilweise erfüllt

- nicht erfüllt

Die Effektivität der Anreize „Variable Endkundentarife“, „Flexible Netzentgelte“ und „Flexible EEG-Umlage“ steigt, wenn alle Anreize gleichzeitig realisiert werden und sichergestellt ist, dass diese stets in dieselbe Richtung wirken. Da sie zusammen einen Anteil von ca. 70% am Strompreis besitzen, wäre ihre Wirkung insgesamt deutlich höher als bei ihrer isolierten Realisierung. Aufgrund des hohen administrativen Aufwandes für die Einführung flexibler Netzentgelte ist eine gemeinsame Realisierung der flexiblen EEG-Umlage und variabler Endkundentarife (mit einem gemeinsamen Anteil von immerhin noch ca. 46% am Strompreis) allerdings vorzuziehen.

5.3 Identifizierung von Hemmnissen im derzeitigen Regulierungsrahmen

Für die Umsetzung der entwickelten und bewerteten Anreize bestehen derzeit noch verschiedene Hindernisse im Regulierungsrahmen, die im Folgenden für die einzelnen Vorschläge aufgezeigt werden.

Für alle Anreize gilt die noch fehlende Verabschiedung der Messsystemverordnung (MSysV) als ein Hemmnis. In dieser wird der technische und organisatorische Rahmen

für den Einsatz von intelligenten Messsystemen geschaffen, die zur Einführung von Anreizsystemen eine Grundvoraussetzung darstellen. Insbesondere die Regelungen zum Datenschutz und zur Datensicherheit sind dabei von großer Bedeutung. Bevor die Verordnung nicht verabschiedet ist, besteht seitens der Energieversorger eine Investitionsunsicherheit bezüglich des Einbaus intelligenter Zähler bzw. Messsysteme, da diese evtl. nicht den Vorschriften der Verordnung entsprechen.⁴⁵

Variable Endkumentarife

Die vielmals kritisierte Pflicht der Vertriebsunternehmen, Haushaltskunden unter 100.000 kWh/Jahr nach Standardlastprofil abrechnen zu müssen, wurde im August 2013 durch eine Änderung der StromNZV insoweit geändert, als dass nun auch Abrechnungen nach dem sog. Zählerstandsgang möglich sind (vgl. § 12(1) StromNZV). Der Zählerstandsgang ist definiert als eine Reihe viertelstündlich ermittelter Zählerstände. Notwendige Voraussetzung ist allerdings ein „Messsystem“ nach §21d EnWG, also „eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“ Die Neuregelung ermöglicht es Vertriebsunternehmen also in gewissem Maße, Beschaffungsvorteile an die Endkunden über lastvariable Tarife weiterzugeben.

Allerdings sind die entsprechenden Regeln zur Marktkommunikation (GPKE, MaBiS, WiM⁴⁶) noch nicht entsprechend angepasst, so dass sich die Umsetzung in der Praxis als schwierig erweist. Um die flächendeckende Realisierung variabler Endkumentarife zu realisieren, die Beschaffungsvorteile gewährleisten und somit kosteneffizient sind, besteht hier Handlungsbedarf.

⁴⁵ Nach derzeitigem Stand (Januar 2015) wird dies im Juni von Bundestag und Bundesrat behandelt.

⁴⁶ GPKE: Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
MaBiS: Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
WiM: Wechselprozesse im Messwesen

Flexible Netzentgelte

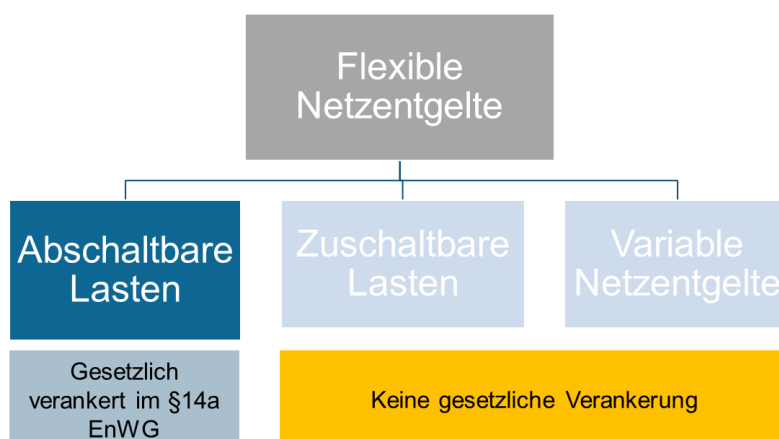
Flexible Netzentgelte sind bisher nur teilweise im Gesetz verankert. In § 14 a EnWG heißt es dazu:

„Betreiber von **Elektrizitätsverteilernetzen** haben denjenigen **Lieferanten und Letztverbrauchern** im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein **reduziertes Netzentgelt** zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von **vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen**, die über einen **separaten Zählpunkt** verfügen, zum **Zweck der Netzentlastung** gestattet wird. Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten **zumutbar** sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen; Näheres regelt eine Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 9. 21i Absatz 1 Nummer 9.“

Diese Regelung bezieht sich auf abschaltbare Verbrauchseinrichtungen und vergütet aus dem Netz genommene Last über verminderte Netzentgelte. Nicht geregelt ist bisher allerdings die Möglichkeit, Lasten zuzuschalten, sowie variable Netzentgelte anzubieten, ohne direkt in die Anwendung des Kunden einzugreifen. Abbildung 5.3-1 verdeutlicht die derzeitige Situation.

Abbildung 5.3-1: Flexible Netzentgelte

Unter flexible Netzentgelte können anschaltbare Lasten nach §14a EnWG, zuschaltbare Lasten sowie variable Netzentgelte gefasst werden. Für die beiden letzteren existieren derzeit noch keine gesetzlichen Regelungen.



Obwohl die Möglichkeit zur Abschaltung von Lasten gesetzlich verankert ist, ist die konkrete Ausgestaltung noch unklar. Hier bedarf es der Verabschiedung einer entsprechenden Verordnung, um die Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu schaffen. Die grundlegenden Inhalte dieser Verordnung sind in §21i EnWG bereits angelegt:

„Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates [...]

9. die Verpflichtung für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen aus § 14a zu konkretisieren, insbesondere einen **Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertragliche Ausgestaltung vorzusehen** sowie **Steuerungshandlungen zu benennen**, die dem **Netzbetreiber vorbehalten** sind, und **Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten** sind, wie auch **Anforderungen an die kommunikative Einbindung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung** aufzustellen und vorzugeben, dass die Steuerung ausschließlich über Messsysteme im Sinne von § 21d und § 21e zu erfolgen hat;...“

Insbesondere sollte in der vertraglichen Ausgestaltung berücksichtigt werden, wie eventuell auftretende Ausgleichzahlungen zwischen Akteuren geregelt werden sollen. So kann z.B. die Abschaltung durch den Netzbetreiber zu Verwerfungen im Bilanzkreis eines Vertriebsunternehmens führen, das dieses über (teure) Regelenergie ausgleichen muss. Inwieweit der Verteilnetzbetreiber an diesen Kosten beteiligt werden kann ist derzeit unklar.⁴⁷

Im Bereich zuschaltbarer Lasten, wie dies beispielsweise in der Industrie grundsätzlich möglich ist (§13 (1) Satz2 EnWG), existiert derzeit noch keine entsprechende Regelung für die Niederspannungsebene. Auch sind variable Netzentgelte, die sich an der jeweiligen Netzsituation orientieren, derzeit nicht als Option vorgesehen. Vielmehr müssen die Netzbetreiber die Höhe der Netzentgelte bis zum 1. Oktober des Vorjahres bzw. zum 01. Januar des Jahres des Inkrafttretens bekannt gegeben werden, um für die Vertriebsunternehmen eine gewisse Sicherheit bei ihrer Preiskalkulation zu gewährleisten.

Flexibilitätsprämien

Flexibilitätsprämien sind ein neues Instrument und müssten in das derzeitige System integriert werden. Insbesondere ist festzulegen, wie dokumentiert wird, dass sich der Endverbraucher aufgrund eines Signals des Netzbetreibers (oder eines Dritten) entsprechend flexibel verhalten hat. Gleiches gilt für die Auszahlung der Prämie. Dazu müssten die derzeitigen Abrechnungsprozesse entsprechend angepasst werden. Schließlich sollten die durch die Prämienzahlung entstehenden Kosten in der Anreizre-

⁴⁷ Denkbar ist auch die Schaltung durch einen Aggregator. In diesem Fall muss es ebenfalls vertragliche Vereinbarungen zwischen den Akteuren bezüglich der Kostenaufteilung geben.

gulierungsverordnung (ARegV) entsprechend Anerkennung finden, soweit sie dem Netzbetreiber zugeordnet werden können.⁴⁸

Flexible EEG-Umlage

Zur Umsetzung müsste das EEG an den entsprechenden Stellen angepasst werden. Da sich das derzeitige Verfahren zur Erhebung der EEG-Umlage nicht grundlegend ändert sondern nur die Höhe nicht im Vorhinein genau zu bestimmen ist, dürften diese Anpassungen unkompliziert sein. Auch §3 der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) bedürfte entsprechender Anpassungen.

Blindleistungsbereitstellung

Betreiber von Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW sind verpflichtet, auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Erzeugungsanlage eingebunden ist, gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen (§13 (1a) EnWG). Eine entsprechende gesetzliche Grundlage für Kleinanlagen existiert derzeit nicht. Die Einführung einer Prämie für Blindleistungsbereitstellung könnte dies notwendig werden lassen.

⁴⁸ Dies bedürfte einer Änderung der Anreizregulierung sowie die Überarbeitung der entsprechenden Prozesse (Wechselprozesse im Messwesen (WiM), Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE)). Diese Änderungen könnten in einem Zeitrahmen von ca. 1 Jahr umgesetzt werden.

6 Empfehlungen für eine verbraucherfreundliche Weiterentwicklung des Marktmodells und des regulatorischen Rahmens

Auf Basis der aufgezeigten Flexibilitätspotenziale in Abschnitt 3 und der Entwicklung und Bewertung von potenziellen Anreizen in Abschnitt 4 werden in diesem abschließenden Schritt Empfehlungen zur verbraucherfreundlichen Weiterentwicklung des Marktmodells und des regulatorischen Rahmens formuliert. Wie in Abschnitt 3 dargestellt, ist das technische Lastverlagerungspotenzial in Haushalten durchaus vorhanden und kann signifikant zur Umsetzung der Energiewende beitragen.

Grundvoraussetzung für alle in Abschnitt 4 vorgeschlagenen Anreizsysteme ist eine entsprechende Infrastruktur beim Verbraucher, d.h. ein intelligentes Messsystem nach §21c EnWG. Darüber verfügen derzeit rund 370.000 Zählpunkte.⁴⁹ Sollte der Roll-Out für alle nach §21c verpflichteten Verbraucher abgeschlossen sein, so erhöht sich diese Zahl auf ca. 4,8 Mio. Zählpunkte.⁵⁰ Diese Verbraucher sollten zu Beginn die primäre Zielgruppe sein. Da der § 21c eine Einbaupflicht für alle Verbraucher mit einem Verbrauch größer als 6.000 kWh/Jahr vorsieht, wären dies (knapp 4,4 Mio. Zählpunkte⁵¹) zur selben Zeit die Verbraucher mit den höchsten Flexibilitätspotenzialen.

Legt man die Bewertung der einzelnen Anreizsysteme nach Tabelle 5.2-1 zugrunde, so bietet sich die Einführung von Flexibilitätsprämien, einer flexiblen EEG-Umlage und variabler Endkundertarife an. Alle diese Anreize sind technologieunabhängig und mit relativ geringem administrativen Aufwand zu implementieren.

6.1 Erschließbare Potenziale

Die Höhe des technischen Potenzials wurde im Abschnitt 4 detailliert untersucht. Insgesamt ergeben sich in verschiedenen Studien unterschiedliche Gesamtpotenziale. Die Dena schätzt das durchschnittliche positive Lastverlagerungspotenzial für Deutschland auf 6.732 MW und das durchschnittliche negative Lastverlagerungspotenzial auf 35.278 MW.⁵² Der VDE berechnet für den Haushaltsbereich in Deutschland für das Jahr 2010 ein theoretisches maximales Lastverlagerungspotenzial von 11 GW in den Sommer und 13 GW in den Wintermonaten. Für das Jahr 2030 steigen diese Werte auf 20 GW (Winter) bzw. 18 GW (Sommer). Für die Elektromobilität als einzelne Anwendung wird für das Jahr 2030 zusätzlich ein Lastverlagerungspotenzial von 16 GW berechnet.⁵³

Die Höhe der durch die drei empfohlenen Maßnahmen tatsächlich zu erschließenden Potenziale hängt von der Preiselastizität der Nachfrage ab. Sie misst die prozentuale Veränderung der Nachfrage bei einer prozentualen Änderung des Preises. Ihr Vorzeichen ist üblicherweise negativ (steigt der Preis, sinkt die Nachfrage und umgekehrt).

⁴⁹ BNetzA (2014).

⁵⁰ Ebenda.

⁵¹ Ebenda.

⁵² Dena (2010).

⁵³ VDE (2012).

Für alle Maßnahmen wurden überschlägige Berechnungen angestellt, um deren Effekt auf die Potenziale in den Haushalten abzuschätzen. Durch die Verwendung der Preiselastizität der Nachfrage aus empirischen Studien und der Zugrundelegung eines Standardlastprofils⁵⁴, sowie der EPEX-Spotpreise für das Jahr 2013 wurde der tatsächliche Effekt auf die Reaktion der Endkunden (also die Bereitschaft zur Bereitstellung von Flexibilität) abgeschätzt. Dabei wurde ein Verbrauch von 6.000 kWh/Jahr zugrunde gelegt, um die Potenziale der Verbraucher abzuschätzen, die über ein intelligentes Messsystem verfügen (werden). Die Potenziale werden also tendenziell höher liegen, da die meisten dieser Endverbraucher mehr als 6.000 kWh/Jahr verbrauchen. Die Zahlen in den Tabellen 6.1-1, 6.1-2 und 6.1-4 sind als Lastverschiebungspotenziale an einzelnen Stunden eines Tages zu interpretieren. Die tatsächliche Bereitstellung über den Tag unterliegt entsprechenden technischen Restriktionen.

Flexible EEG-Umlage

Aus der Berechnung ergeben sich für die Einführung einer flexiblen EEG-Umlage folgende Potenziale (vgl. Tabelle 6.1-1).

Tabelle 6.1-1: Abschätzung der ökonomisch erschließbaren Potenziale bei einer Flexibilisierung der EEG-Umlage

Aufgrund der überschlägigen Berechnungen ergeben sich die durchschnittlich erschließbaren Lastverlagerungspotenziale für Deutschland bei einer Flexibilisierung der EEG-Umlage. Mit der Zahl der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen steigt das Potenzial.

	Ökonomisch erschließbare Potenziale (Deutschland)	
	Gesamtpotenzial für 370.000 Zählpunkte (derzeitiges Potenzial) [in MW/h]	Gesamtpotenzial für 4,8 Mio. Zählpunkte (mittelfristiges Potenzial) [in MW/h]
positiv	3,6	46,6
negativ	8,7	112,6

Basisjahr: 2013

Quelle: WIK.

Die Abschätzung erfolgt kostenneutral, d.h. das absolute Aufkommen für die EEG-Umlage bleibt konstant.

Flexibilitätsprämien

Eine ähnliche Berechnung wie für die EEG-Umlage wurde für die Einführung von Flexibilitätsprämien durchgeführt. Auch hier wurden die Daten aus dem Jahr 2013 herange-

⁵⁴ Durch Verwendung eines Standardlastprofils wird ein realitätsnaher Lastgang zugrunde gelegt. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird durch die Einführung eines Gleichzeitigkeitsfaktors in Höhe von 0,4 Rechnung getragen (vgl. Lucius 2014).

zogen. Die Zeit von 8.00 bis 20.00 Uhr wurde als Starklastzeit und die Zeit von 20.00 Uhr bis 8.00 Uhr als Schwachlastzeit entsprechend der Einstufung an der EPEX definiert. Auch für diese Berechnung wurde ein Standardlastprofil sowie verschiedene Elastizitäten für Stark- und Schwachlast zugrunde gelegt. Im Ergebnis ergibt sich folgendes Bild, abhängig von der Höhe der bezahlten Flexibilitätsprämie (vgl. Tabelle 6.1-2)

Tabelle 6.1-2: Abschätzung der ökonomisch erschließbaren Potenziale bei einer Flexibilitätsprämie

Aufgrund der überschlägigen Berechnungen ergeben sich die durchschnittlich erschließbaren Lastverlagerungspotenziale für Deutschland bei Zahlung einer Flexibilitätsprämie. Mit der Zahl der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen und der Höhe der Prämie steigt das Potenzial.

Ökonomisch erschließbare Potenziale (Deutschland)			
	Höhe der Prämie (in €/kw/h)	Gesamtpotenzial für 370.000 Zählpunkte (derzeitiges Potenzial) [in MW/h]	Gesamtpotenzial für 4,8 Mio. Zählpunkte (mittelfristiges Potenzial) [in MW/h]
positiv	0,05	4,2	54,2
	0,10	8,2	106,3
negativ	0,05	22,9	297,4
	0,10	40,6	526,6

Basisjahr: 2013

Quelle: WIK.

Im Gegensatz zur flexiblen EEG-Umlage ist die Flexibilitätsprämie nicht direkt kostenneutral. Vielmehr findet eine Umverteilung von flexiblen zu eher unflexiblen Verbrauchern statt, falls das Aufkommen für die Prämie auf die Netzentgelte umgelegt wird. Die Höhe des notwendigen Aufkommens korrespondiert naturgemäß mit der Höhe der Prämie, wie Tabelle 6.1-3 veranschaulicht.

Tabelle 6.1-3: Gesamtfinanzierungsaufwand einer Flexibilitätsprämie

Der Aufwand für die Zahlung einer Flexibilitätsprämie steigt mit der Zahl der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen und der Höhe der Prämie.

		Gesamtbetrag (Deutschland)		
	Höhe der Prämie (in €/kW/h)	Pro Jahr und Endverbraucher [in €]	Aufwand für 370.000 Zählpunkte (derzeitiges Potenzial) [in Mio. €/Jahr]	Aufwand für 4,8 Mio. Zählpunkte (mittelfristiges Potenzial) [in Mio. €/Jahr]
positiv	0,05	4,94	1,83	23,73
	0,10	19,40	7,18	93,12
negativ	0,05	27,13	10,04	130,24
	0,10	96,10	35,55	461,28
Gesamt	0,05	32,08	11,87	153,97
	0,10	115,5	42,73	554,39

Basisjahr: 2013

Quelle: WIK.

Würden die Kosten auf die kWh umgelegt, so entstünden beispielsweise für den Fall einer Prämie in Höhe von 10 Cent/kW/h und 4,8 Mio. Zählpunkten ein Mehraufwand von ungefähr 0,5 Cent pro kWh, was in etwa einem Anteil von 1,5 bis 2% am Strompreis entspräche.

Variable Endkumentarife

Würde ein zeitvariabler Tarif angeboten, der sich am Börsenpreis orientiert, so ergäben sich unter denselben Voraussetzungen wie bei den für eine flexible EEG-Umlage und Flexibilitätsprämien berechneten Beispielen folgendes ökonomisch erschließbares Potenzial:

Tabelle 6.1-4: Abschätzung der ökonomisch erschließbaren Potenziale bei einer Einführung variabler Endkumentarife

Aufgrund der überschlägigen Berechnungen ergeben sich die durchschnittlich erschließbaren Lastverlagerungspotenziale für Deutschland bei variablen Endkumentarifen. Mit der Zahl der Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen steigt das Potenzial.

Ökonomisch erschließbare Potenziale (Deutschland)		
	Gesamtpotenzial für 370.000 Zählpunkte (derzeitiges Potenzial) [in MW/h]	Gesamtpotenzial für 4,8 Mio. Zählpunkte (mittelfristiges Potenzial) [in MW/h]
positiv	2,4	30,8
negativ	4,7	60,7

Basisjahr: 2013

Quelle: WIK.

Die Einführung einer Flexibilitätsprämie erweist sich wie bereits bei der Bewertung der einzelnen Anreize festgestellt als effektivste Alternative. Bei allen drei Alternativen wäre die Konsequenz einer Einführung, dass (zunächst) ein Teil der Verbraucher profitiert, während ein anderer Teil sich (vordergründig) schlechter stellt. Aufgrund der durch die Flexibilisierung verbesserten Versorgungsqualität profitiert allerdings auch letztere Verbrauchsgruppe.

Durchschnittliches Lastverlagerungspotenzial bei Einführung aller Maßnahmen

Das Lastverlagerungspotenzial der Haushalte bei der Installation von intelligenten Messsystemen an 4,8 Mio. Zählpunkten und der gleichzeitigen Einführung aller beschriebenen Maßnahmen (Flexible EEG-Umlage, Flexibilitätsprämien, Variable Tarife) entspricht, je nach Höhe der Flexibilitätsprämie (0,05€/kW bzw. 0,1€/kW) bis zu 0,5 bzw. 0,7 GW pro Stunde für negatives Potenzial und 0,13 bis 0,18 GW für positives Potenzial.⁵⁵

Für die Industrie in Süddeutschland ergibt sich gemäß Klobasa et al. (2013) ein realisierbares Potenzial in Süddeutschland von circa einem GW, das für eine Zeitdauer von einer Stunde zur Verfügung gestellt werden kann. Auf Deutschland bezogen entspräche dies etwa 3,3 GW.⁵⁶

Somit entspricht das Lastverlagerungspotenzial der Haushalte in Deutschland (bei der Installation von intelligenten Messsystemen an 4,8 Mio. Zählpunkten und der Einführung der beschriebenen Maßnahmen) in etwa 15-20% des Potenzials der Industrie bezogen auf das negative Lastverlagerungspotenzial.⁵⁷

6.2 Anpassung der Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden notwendige Anpassungen der Rahmenbedingungen aufgezeigt, um die besprochenen Anreizsysteme umzusetzen. Dabei wird zunächst auf die Anpassung von Rahmenbedingungen eingegangen, die für alle im Bericht aufgezeigten potenziellen Anreizsysteme notwendig wären.

Anschließend wird auf die aus unserer Sicht vorzugsweise zu wählenden Anreize der flexiblen EEG-Umlage, der Flexibilitätsprämie und der variablen Endkumentarife rekur-

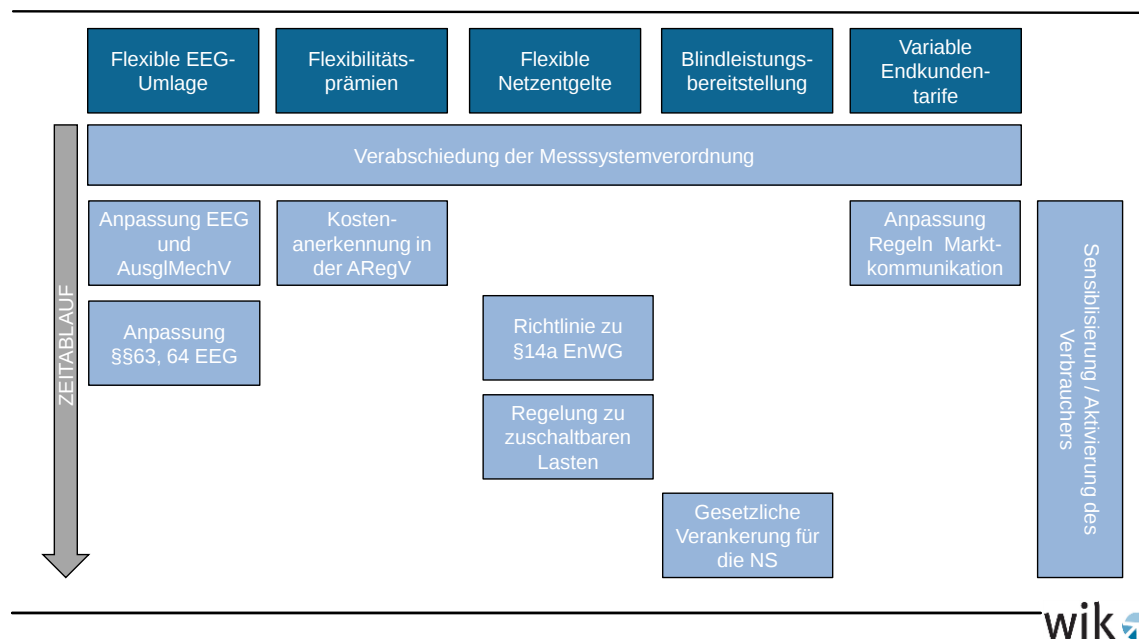
⁵⁵ Diese Zahlen ergeben sich aus der Addition der jeweiligen Zahlen in den Tabellen 6.1-1, 6.1-2 und 6.1-4. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass dies nur für einzelne Stunden des Tages gilt. Bei Anwendungen wie z.B. Wärmepumpen müssen die Betriebszeiten in etwa so lange sein wie die Zeit der Abschaltung (vgl. Klobasa et al. 2013). Es können sich aber für einzelne Stunden des Tages (auch abhängig von der Jahreszeit) ganz unterschiedliche Größen ergeben. Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen sind bei der Berechnung ebenfalls ausgeklammert und können die Höhe des Potenzials verändern.

⁵⁶ Diese Zahl ergibt sich durch eine Hochrechnung des Potenzials von 1 GW anhand der Stromverbrauchs von Bayern und Baden-Württemberg (Süddeutschland) im Verhältnis zum Stromverbrauch in der gesamten Bundesrepublik.

⁵⁷ Klobasa et al. (2013) sprechen in erster Linie von Lastreduzierungs-potenzial. Daher erscheint die Bezugsgröße von 3,3 GW nur für den Bereich des negativen Lastverlagerungspotenzials sinnvoll.

riert. Schließlich werden auch Handlungsempfehlungen für eine Umsetzung der nicht favorisierten Systeme abgegeben. Abbildung 6.2-1 zeigt die zu priorisierenden nächsten Schritte im Zeitablauf.

Abbildung 6.2-1: Handlungsempfehlungen für die Einführung von Anreizsystemen zur Flexibilisierung von Haushaltskunden



Quelle: WIK

Für die Umsetzung aller Anreize ist die Installation von intelligenten Messsystemen eine Grundvoraussetzung. Dazu bedarf es insbesondere einer **Verabschiedung der Messsystemverordnung** (vgl. Abschnitt 5.3).

Für eine flexible EEG-Umlage müssten weiterhin das **EEG und die AusglMechV angepasst** werden. Auch müsste die (neue) Abrechnung in den **betrieblichen Prozessen** verankert werden. Wird die EEG-Umlage flexibilisiert, so kann darüber nachgedacht werden, nicht nur Haushalte, sondern auch kommerzielle Verbraucher einzubeziehen. Entsprechende **Regelungen, insbesondere zur Entlastung der energieintensiven Industrie nach §§ 63 und 64 EEG**, wären anzupassen.

Für die Einführung von Flexibilitätsprämien müsste weiterhin eine **Neuregelung der ARegV** zur Kostenanerkennung des entstehenden Aufkommens für die Auszahlung der Prämie erfolgen. Es bietet sich an, ähnlich wie für die Konkretisierung des 14a EnWG, auch hier **Regelung zur Ausgestaltung von Verträgen bzw. Ausgleichzahlungen zwischen Akteuren** zu treffen, wenn entsprechende Ab- bzw. Zuschaltungen erfolgen.

Die Umsetzung von variablen Tarifen kann nur erfolgen, wenn die **Marktprozesse** entsprechend **angepasst** werden.

Die Umsetzung des § 14a EnWG bedarf der weiteren Konkretisierung durch die bereits im Gesetz vorgesehene Richtlinie. Eine Regelung zur Zuschaltung von Lasten wäre ein weiterer Schritt. Schließlich könnte auch die Bereitstellung von Blindleistung gesetzlich verankert werden.

Flankierend zu den benannten konkreten Handlungsempfehlungen sollte eine weitere Sensibilisierung bzw. Aufklärung des Verbrauchers erfolgen, um ihn auf dem Weg zu einem flexibleren Energiesystem mitzunehmen.

7 Fazit

In Deutschland existieren derzeit ungenutzte Potenziale in den Haushalten, die zur Lastverlagerung genutzt werden können. Diese werden sich zukünftig weiter erhöhen, da von einer steigenden Zahl Wärmeanwendungen mit Verbindung zum Stromnetz (Mini-BHKWs, Wärmepumpen) sowie Elektromobilen und PV-Anlagen mit Speichern ausgegangen werden kann. Die Nutzung dieser Potenziale, also die Flexibilisierung des Haushaltsverbrauchs, kann ein Baustein im Rahmen der Energiewende sein, um fluktuierende Einspeisung durch Wind und Sonne besser in die Stromnetze aufzunehmen. Welche Alternative volkswirtschaftlich am besten geeignet ist (Netzausbau, Einspeisemanagement, Lastverlagerung in der Industrie etc.), ist stark einzelfallabhängig. Oftmals ist auch ein Mix der verschiedenen Instrumente die beste Lösung.

Das (negative) Lastverlagerungspotenzial der Haushalte bei der Installation von intelligenten Messsystemen an 4,8 Mio. Zählpunkten entspricht in etwa 15-20% des Potenzials der Industrie. Den Haushalten kommt insofern eine wichtige Rolle zu, als dass durch ihre Beteiligung die Akzeptanz für die Energiewende erhöht und somit der Transformationsprozess des Energiesystems erleichtert werden kann. Durch die in diesem Bericht vorgeschlagenen Instrumente (variable Endkundertarife, flexible EEG-Umlage und Flexibilitätprämie) können Anreize für eine aktivere Beteiligung der Haushaltskunden gesetzt werden.

Zur Einführung dieser Anreize bedarf es zum einen der Einführung intelligenter Messsysteme. Dafür ist die Verabschiedung entsprechender Regelungen zum Datenschutz und zur Marktkommunikation sowie zu den technischen Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Zähler notwendig. Für die Einführung von Flexibilitätprämien müsste weiterhin eine Neuregelung der ARegV zur Kostenanerkennung des entstehenden Aufkommens für die Auszahlung der Prämie erfolgen. Die Umsetzung von variablen Tarifen kann nur erfolgen, wenn die Marktprozesse entsprechend angepasst werden. Für eine flexible EEG-Umlage müssten schließlich das EEG und die AusglMechV angepasst werden.

Literatur

- Agora Energiewende (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage, Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage, Kurzstudie.
- BAFA [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle](o.D.): Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen, abrufbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/ zuletzt abgerufen am: 03.07.2014.
- Barthel, C., Franke, M., Müller, P., Dittmar, C. (2010): Analyse der Vorstudien für Wohnungslüftung und Klimageräte, Veröffentlichung im Rahmen des Projektes "Materialeffizienz und Ressourcenschonung" (MaRes) - Arbeitspaket 14, im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- BDH [Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e. V.], Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V., EHPA [European Heat Pump Association], VdZ [Forum für Energieeffizienz in der Gebäudetechnik e. V.], ZVSHK [Zentralverband Sanitär Heizung Klima](2012): Positionspapier Smart Grid und Smart Market, Der Beitrag der Wärmepumpe zur Netzstabilisierung und optimierten Strombeschaffung.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie](2014): Geplanter Zubau Erneuerbarer Energien, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform,did=623088.html>, zuletzt abgerufen am: 18.12.2014.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen], BKartA [Bundeskartellamt] (2014): Monitoringbericht 2013. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: Juni 2014.
- BSI [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik](2014): Das Smart Meter Gateway, Sicherheit für intelligente Netze, Stand Februar 2014.
- BSW Solar [Bundesverband Solarwirtschaft e.V.](2013): Fakten zum Solarstrom in Baden-Württemberg, Stand: November 2013.
- Bundesverband Wärmepumpen e.V. (2014): Zahlen zu Wärmepumpen, Persönliche Mitteilung durch Frau S. Börgel vom 18.02.2014.
- Dena [Deutsche Energie-Agentur] (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- DeStatis [Statistisches Bundesamt] (2008): Wohnsituation in Deutschland 2006, Ergebnisse der Mikrozensus-Zusatzerhebung Korrigierte Fassung, April 2008.
- DeStatis [Statistisches Bundesamt] (2014): Wohnen, Ergebnisse des Zensus mit Stichtag 9. Mai 2011, Wohnungen nach Heizungsart 2011, abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Tabellen/WohneinheitenWohngebäudeHeizung.html>, zuletzt abgerufen am: 18.12.2014

Energate (2012): Variable Stromtarife bieten zu wenig Sparanreize, energate-Meldung vom 31.10.2012.

energymap.info (2013): Die Daten der EnergyMap zum Download, Stand: 22.10.2013, abrufbar unter: <http://www.energymap.info/download.html>, zuletzt abgerufen am 03.07.2014.

Ernst & Young (2013) Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

EWI [Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln] (2010): Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration.

Fritsch, M., Wein, T., Ewers, H-J. (1999): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, 3. Auflage, Verlag Franz Vahlen, München.

Gangale, F., Mengolini, A., Onyeji, I. (2013): Consumer engagement: an insight from smart grid projects in Europe, in: Energy Policy 60, 621-628.

GfK [Gesellschaft für Konsumforschung] (2013): Verbrauchermonitor 2013 Baden-Württemberg, Im Auftrag des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg.

Hollinger, R., Wille-Haussmann, B., Erge, T., Sönnichsen, J., Stillahn, T., Kreifels, N. Wittwer, C. (2013): Speicherstudie 2013, Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern.

Homann, J. (2014): Fünf Jahre Anreizregulierung, Die Sicht der Bundesnetzagentur, in: emw, Heft 1/2014, S. 6-9.

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

Klobasa, M., Angerer, G., Lüllmann, A., Schleich, J., Buber, T., Gruber, A., Hünecke, M., von Roon, S. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft, erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

Kunz, U. (2011): Stromeinsparung durch Einsatz von Hocheffizienzpumpen, Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., Vortrag auf der ISH 2011.

Kunz, U. (2014): Persönliche Mitteilung am 23.06.2014.

Lucius, D. (2014): Planung der elektrischen Energieverteilung, Technische Grundlagen, Siemens AG, Infrastructure & Cities Sector.

Mayer, J., Engel, B., Wittwer, C. (2013): Batteriespeicher: Energiewende, ein sinnvolles Element der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), 25. Januar 2013.

MeRegio [Minimum-Emissions-Region] (2013): Abschlussbericht, Verbundprojekt, E-Energy: MeRegio, Aufbruch zu Minimum-Emissions-Regions.

moma [Modellstadt Mannheim](2013): Evaluation der Feldtests und Simulationen, Endbericht (Bericht zu Arbeitsschritt 3.16).

- Moussa, H., Sauthoff, M. (2011): Smart Home – Zukunftschancen verschiedener Industrien.
- Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2011): Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 35, S.159-171.
- Nabe, C., Hasche, B., Offermann, M., Papaefthymiou, G., Seefeldt, F., Thamling, N., Dziomba, H. (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien, BMWi Vorhaben Nr. 50/10.
- Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C.; Tusch, T.; Eder, J.; de Wyl, C.; vom Wege, J.-H. und S. Mühe (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.
- NPE [Nationale Plattform Elektromobilität] (2010): Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3, Lade-Infrastruktur und Netzintegration, 30. November 2010.
- Panek, J. (2014): Towards Smart Retail Markets in Europe, Presentation in Essen, 12 February 2014.
- Plückebaum, T., Wissner, M. (2013): Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 372.
- Reiner, U., Leibfried, T., Allerding, F. Schmeck, H. (2009): Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems, Herausgeber: ETG, Buchtitel: Internationaler ETG-Kongress 2009 (ETG-FB 118), Seiten: 329-334, Verlag: VDE, Erscheinungsort: Berlin-Offenbach.
- Sammer, G., Stark, J., Link, C. (2011): Einflussfaktoren auf die Nachfrage nach Elektroautos, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, February 2011, Volume 128, Issue 1-2, pp 22-27.
- Slupinski, A., Kröpelin, J. (2012): Blindleistungsregelung fordert den Verteilnetzbetreiber, in: elmlw, Ausgabe 6/2012.
- SMA (2012): Die neue VDE-Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105).
- Stamminger, R., Broil, G., Pakula, C., Jungbecker, H., Braun, M., Rüdenauer, I., Wendker, C. (2008): Synergy Potential of Smart Appliances, D2.3 of WP 2 from the Smart-A project, A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)“.
- Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2014): Persönliche Mitteilung durch Herrn H.-D. Schmid vom 19.03.2014.
- Synwoldt, C. (2012): Netzentlastung / Netzstabilität durch Photovoltaik, 8. Solartagung Rheinland-Pfalz, 13. September 2012.
- TGA [Technische Gebäudeausrüstung] Fachplaner (2010): Der Mikro-KWK-Markt bis 2020, Ausgabe 08-2010, abrufbar unter:
<http://www.tga-fachplaner.de/TGA-2010-8/Der-Mikro-KWK-Markt-bis-2020,TUIEPTEwMDI0OCZBSUQ9Mjg4MTAz.html?UID=4C3CC62A4A6709B2770EB171B0952F2C503FCACDBB65EE0F5E>, zuletzt abgerufen am: 08.01.2015.

UBA [Umweltbundesamt] (2012): EU verbannt Klimasünder, Ineffiziente Klimageräte verschwinden ab 2013 vom Markt, Presseinformation Nr. 22/2012.

VDE [Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.] (2012): Demand Side Integration, Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.

Verheggen, L., Dierkes, S., Schuster, H., Moser, A. (2014): Bewertung des Verteilungsnetzausbaus unter Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien, 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz.