

Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten

Autoren:

Dr. Andrea Liebe
Dr. Stephan Schmitt
Matthias Wissner

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

Bad Honnef, 11. November 2015

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
Executive Summary	1
1 Einleitung und Problemstellung	3
2 Analyse des Status Quo: Variable Tarife im Haushaltskundensegment	6
3 Kosten-Nutzen-Berechnungen für variable Stromtarife	11
3.1 Abschätzung der Strompreisentwicklung für die Jahre 2015, 2020 und 2025	11
3.1.1 Entwicklung der Börsenstrompreise	11
3.1.2 Entwicklung der Stromendkundenpreise	15
3.2 Methodik zur Berechnung der monetären Auswirkungen variabler Stromtarife für die Jahre 2015, 2020 und 2025	15
3.2.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	15
3.2.2 Modellierung einzelner Anwendungen und Verbraucher	18
4 Ergebnisse der Berechnungen	22
5 Mobilisierung von weiteren Lastverlagerungspotenzialen	29
6 Zusammenfassung und Fazit	32
Literatur	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Transformation des Energiesystems	3
Abbildung 3-1:	Generelles Verbrauchsmuster eines Kühlschranks	18
Abbildung 3-2:	Generelles Verbrauchsmuster eines Kühlschranks mit verlagertem Start des Kompressors	19
Abbildung 5-1:	Bestandteile des Strompreises 2015	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Deskriptive Statistiken der Day-Ahead Preise von 2012 bis 2015	12
Tabelle 3-2:	Entwicklung des Börsenpreises: Referenz-, Minimal- und Maximalszenario	14
Tabelle 3-3:	Zusätzliche Szenarien aufgrund der Variation der Ausgangsbasis	15
Tabelle 3-4:	Zuordnung lastverlagerungsfähiger Anwendungen auf verschiedene Verbrauchergruppen	16
Tabelle 3-5:	Tageszeitabhängiger Tarif	17
Tabelle 3-6:	Wochenendtarif	17
Tabelle 3-7:	Gebrauchshäufigkeit der Waschmaschinen	19
Tabelle 4-1:	Kosten für intelligente Messsysteme	22
Tabelle 4-2:	Nettonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines börsenbasierten variablen Tarifs (in Euro pro Jahr)	24
Tabelle 4-3:	Nettonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines tageszeitabhängigen bzw. Wochenendtarifs (in Euro pro Jahr)	25
Tabelle 4-4:	Bruttonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines börsenbasierten variablen Tarifs (in Euro pro Jahr)	27
Tabelle 4-5:	Bruttonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines tageszeitabhängigen bzw. Wochenendtarifs (in Euro pro Jahr)	28

Executive Summary

In einer sich wandelnden Energiewelt mit zunehmender Einspeisung von Strom aus dezentralen und erneuerbaren Energiequellen sowie einer zunehmenden Konkurrenz auf den Endkundenmärkten eröffnen sich auch für die Verbraucherinnen und Verbraucher¹ neue Spielräume und Angebote. Ziel dieser Kurzstudie ist es, die Voraussetzungen für verschiedene variable Tarife und deren finanzielle Auswirkungen auf die Verbraucher zu analysieren.

Zu diesem Zweck wurden fünf verschiedene Haushaltsgrößen definiert, die sich durch die Ausstattung mit verschiedenen Haushaltsgeräten unterscheiden. Vier größere Anwendungen (Elektromobilität, Speicherheizungen, Wärmepumpen und Klimaanlage) wurden separat berechnet, um es möglich zu machen z.B. einen 2-Personen-Haushalt mit Elektroauto zu betrachten. Die Modellierung der monetären Auswirkungen erfolgte für drei verschiedene Tarife: Einen Tarif, der die Preissignale der EPEX direkt an den Kunden weitergibt, einen tageszeitabhängigen Tarif sowie einen Wochenendtarif. Um die unterschiedlichen Reaktionen der Verbraucher auf Preisveränderungen abzubilden, wurden verschiedene Preissensitivitäten angenommen. Die beschriebene Methodik wurde für das Jahr 2014 (reale Daten) sowie für die Jahre 2015, 2020 und 2025 angewendet. Für den börsenpreisbasierten Tarif wurden neben dem Referenzszenario jeweils ein Hoch- und Tiefpreisszenario berechnet. Einen Nutzen erzielen die Haushalte, wenn sie sich entsprechend den Tarifen in ihrem Verhalten anpassen. Dem so berechneten Bruttonutzen werden die Kosten für intelligente Messsysteme gegenübergestellt, die sich aus dem Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Digitalisierung der Energiewende ergeben. Auf diese Weise ergibt sich der Nettonutzen für den Haushalt.

Im Ergebnis ist festzustellen, dass ein positiver Nettonutzen bei einem börsenpreisbasierten Tarif nur für (große) Speicherheizungen eintritt.² Dieser liegt zwischen ca. 44 Euro im Jahr 2014 und ca. 197 Euro im Jahr 2025. Bei den verschiedenen Haushaltsgrößen nimmt der Nettonutzen mit steigender Haushaltsgröße ab. Beim zugrunde gelegten tageszeitabhängigen Tarif generieren sowohl die Speicherheizungen als auch die Wärmepumpen einen positiven Nettonutzen. Hier liegen die Größenordnungen für die Speicherheizungen zwischen ca. 173 Euro 2014 und ca. 190 Euro im Jahr 2025. Bei den Wärmepumpen bewegt sich der erzielbare Nettonutzen zwischen ca. 40 Euro im Jahr 2014 und ca. 48 Euro im Jahr 2025. Beim Wochenendtarif ist lediglich für Speicherheizungen ein Nettonutzen erzielbar. Dieser liegt zwischen ca. 40 Euro im Jahr 2014 und 80 Euro im Jahr 2025.

Sollte für mehrere Anwendungen nur ein Messsystem erforderlich sein, erhöht sich der Nettonutzen entsprechend, bleibt aber beim Börsenpreis im negativen Bereich. Beim tageszeitabhängigen Tarif ergäbe sich beispielsweise für einen Haushalt mit Elektroauto ein positiver Nettonutzen ab Haushaltsgröße 4. Hierbei sollte aber berücksichtigt werden, dass diese Tarife z.T. als Kundenbindungsinstrument genutzt werden und zum

1 Im Folgenden wird nur von Verbrauchern gesprochen. Die gewählte männliche Form bezieht immer gleichermaßen die weiblichen Personen ein. Auf konsequente Doppelbezeichnung wurde aufgrund besserer Lesbarkeit verzichtet.

2 Die Berechnung unterstellt, dass jeder Haushalt bzw. jede große Anwendung (Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung) ein eigenes Messsystem benötigt.

anderen weitere Kosten, die in dieser Studie nicht berücksichtigt wurden, anfallen können, wie etwa die Kosten für eine intelligente Gerätesteuerung.

Schließlich erhöhen sich die Potenziale für den Kunden, falls weitere Preisbestandteile wie die EEG-Umlage dynamisiert werden oder eine Flexibilitätsprämie eingeführt wird. Dabei sollten diese Instrumente allerdings aufeinander abgestimmt sein bzw. in dieselbe Richtung wirken, wenn eine Verstärkung des Preissignals erfolgen soll.

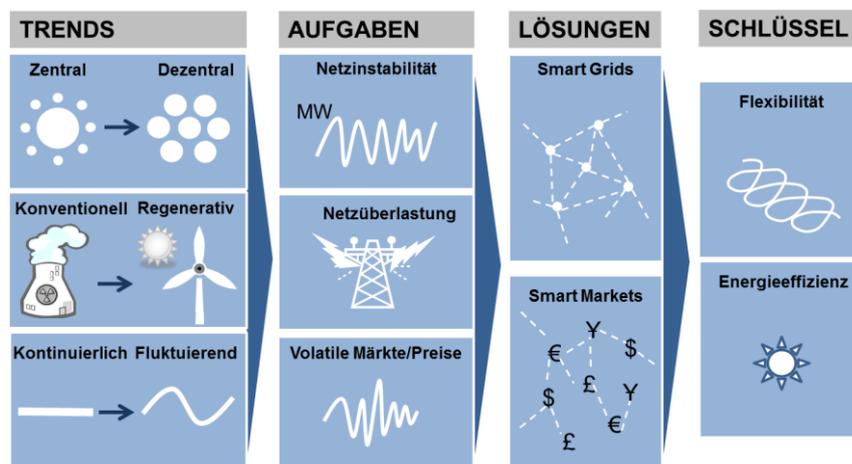
Zusammenfassend zeigt sich, dass variable Tarife zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine wesentliche Relevanz besitzen. Ihre Implementierung setzt zunächst einmal die Ausstattung der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen voraus. Zugleich bedarf es einer Änderung des gegenwärtigen Bilanzierungsverfahrens und einer Standardisierung der Marktkommunikation.

1 Einleitung und Problemstellung

Mit der Entscheidung für die Energiewende befindet sich die deutsche Energielandschaft mitten in einem weitreichenden Transformationsprozess, den Abbildung 1-1 im Überblick darstellt. Die Treiber dieses Prozesses sind nationale und europäische Klimaziele sowie der Entschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland. Daraus resultiert ein Wandel der Erzeugungsstruktur von einem zentralen hin zu einem dezentralen System mit vornehmlich regenerativen statt konventionellen Energien, deren Einspeisung in die Stromnetze fluktuierend und nicht kontinuierlich erfolgt. Neben der Erzeugungsstruktur ändert sich auch die Netzanschlussebene der Erzeugungsanlagen. Die Einspeisung erfolgt zu einem überwiegenden Teil auf der Verteilnetzebene. Das System wird zunehmend erzeugungs- statt wie zuvor lastgeführt.

Der Netzbetreiber, wobei im Folgenden auf den Verteilnetzbetreiber fokussiert wird, steht vor der Aufgabe, immer mehr Erneuerbare Energien so in das Netz zu integrieren, dass Instabilitäten und Überlastungen des Netzes vermieden werden und stets eine zuverlässige Versorgung mit Elektrizität sichergestellt ist.³ Die Integration eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien 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.

Abbildung 1-1: Transformation des Energiesystems



Quelle: WIK in Anlehnung an Panek (2014)

Zunehmend Relevanz erlangen auch die Aktivitäten von Letztverbrauchern, die über Erzeugungsanlagen verfügen und damit nicht nur Verbraucher, sondern auch Produzenten, auch Prosumer genannt, sind. Energiedienstleistungen können Beratungsangebote, z.B. im Bereich der Energieeffizienz, aber auch die Aggregation von zu ver-

³ Die Netzbetreiber in Deutschland unterliegen dabei durch die Anreizregulierung seit einigen Jahren einem Kostendruck, der sie zu ökonomischer Effizienz anhalten soll.

marktenden Flexibilitäten (Lastverschiebung) darstellen. Perspektivisch ist die Entstehung von (regionalen) Marktplätzen denkbar, auf denen die Akteure miteinander interagieren.⁴ Auch wenn sich die Fragen des Marktplatzdesigns aktuell noch in der Diskussion befinden,⁵ so besteht doch eine gewisse Einigkeit hinsichtlich der Grundfunktionalitäten der Marktplätze. Die marktplatzbasierte Interaktion würde die Generierung von Netzwerkeffekten erlauben und soll Raum sowohl für Standardprodukte als auch für bilaterale Vereinbarungen bieten. Eine der großen Herausforderungen wird darin bestehen, die Marktplätze, die der Koordination von dezentraler Flexibilität und Nachfrage dienen, so zu gestalten, dass ausreichend Liquidität besteht und die verschiedenen Akteure über die erforderlichen IKT verfügen.

Industrieübergreifend entwickelt sich derzeit der Megatrend der Digitalisierung, der auch auf die Transformation des Energiesystems maßgeblichen Einfluss gewinnt. Digitalisierung bezeichnet die Vernetzung von Anwendungen, Prozessen und auch Geräten auf der Basis von Sensoren und Automatisierungen. Häufig erfolgt die Vernetzung durch Internettechnologien. Mit der Digitalisierung eng verbunden sind Schlagworte wie Cloud Computing, Industrie 4.0 und Big Data. Durch die Digitalisierung, die sich z.B. mit Smart Metering, Smart-Home-Anwendungen und Automatisierungen im Verteilnetzbereich bereits konkret in der Anwendung im Energiebereich befindet, ergeben sich aber auch noch ganz neue Chancen für Erzeugungs- und Lastmanagement. Rollen und Zuständigkeiten der etablierten energiewirtschaftlichen Akteure ändern sich und neue, auch sektorfremde Akteure treten in das System ein. Die Wettbewerbsintensität steigt und der Markt kann seine Dynamik entfalten.

Das veränderte Umfeld bringt für alle beteiligten Akteure neue Aufgaben und Herausforderungen mit sich. Im Rahmen dieser Studie stellt sich die Frage, welche Rolle dem Verbraucher zukommt und unter welchen Bedingungen er einen Nutzen aus den Veränderungen ziehen kann.

Zunächst einmal beeinflusst der Verbraucher in seiner Rolle als Anschlussnutzer mit seiner Nachfrage nach Strom den Netzbetrieb. Dabei kann das Verbrauchsverhalten, und damit der Einfluss auf den Netzbetrieb, abhängig von der Größe des Haushalts und den genutzten Anwendungen, variieren. Grundsätzlich hat der Verbraucher die Möglichkeit dem Netzbetreiber anzubieten sein Verbrauchsverhalten bewusst zu ändern um einen Beitrag zur Stabilität des Netzes zu leisten. In einer Situation mit einem niedrigen Dargebot an erneuerbaren Energien kann der Verbrauch reduziert bzw. ganz eingestellt werden und in einer Situation mit einem niedrigen Dargebot der Verbrauch hochgefahren werden bzw. vorhandene Speicher, wie etwa Elektromobile, befüllt werden.

Diese Anpassung des Verbrauchsverhaltens und die Bereitstellung von Lastverlagerungspotenzialen bedürfen in aller Regel geeigneter Anreize. Anreize können dabei grundsätzlich monetären und nicht-monetären Charakters sein. Nicht-monetäre Anreize rekurrieren auf ein "grünes Gewissen", Prestige, Partizipationsgedanken etc. Monetäre Anreize hingegen zielen direkt auf das dem Haushalt verfügbare Einkommen ab. Im Fokus der folgenden Untersuchung soll dabei die Anreizwirkung von variablen Endkundertarifen stehen. Variable Tarife werden im marktlichen Bereich zwischen Verbraucher

⁴ Vgl. Müller, C.; Schweinsberg, A. (2012a).

⁵ Vgl. Müller, C.; Schweinsberg, A. (2012b).

und Vertriebsunternehmen ausgehandelt. Es soll untersucht werden, welche Wirkungen der Wechsel in einen variablen Tarif für den Verbraucher mit sich bringt.

Angebot und Nachfrage von Strom und damit die Bildung von Marktpreisen treffen an der Börse aufeinander. Die Stunden- bzw. Viertelstundenprodukte an der EPX unterliegen im Tagesverlauf Schwankungen, die den relativen Wert bzw. die Verfügbarkeit des Stroms anzeigen. Diese Schwankungen werden durch die fluktuierende Einspeisung determiniert. Derzeit werden sie jedoch nicht in den Strompreisen für Haushaltskunden gespiegelt. Gleichwohl wäre dieses denkbar und könnte den Verbraucher über die Preissignale dazu anreizen, sein Verbrauchsverhalten anzupassen. Die Studie hat zum Ziel, die Option der Weitergabe von Marktpreisen an die Haushaltskunden und deren finanzielle Folgen zu untersuchen. Dabei wird analysiert, welche Voraussetzungen geschaffen werden müssen, um Kunden variable Tarife anzubieten und auch gegenüber dem Netzbetreiber abrechnen zu können, so dass die Vertriebsunternehmen etwaige Beschaffungsvorteile auch wirklich weitergeben können.

Nachdem die Problemstellung hier skizziert wurde, erfolgt in *Kapitel 2* eine Analyse der derzeitigen Situation zum Angebot variabler Tarife. Dazu wird zunächst eine Begriffsklärung vorgenommen und darauf aufbauend die erforderlichen Voraussetzungen in wirtschaftlicher, rechtlicher und infrastruktureller Hinsicht zur Implementierung variabler Tarife geprüft. Die *Kapitel 3 und 4* stellen den Kern der Studie dar. Es wird berechnet, welche Konsequenzen der Wechsel eines Haushaltskunden in einen variablen Tarif nach sich ziehen würde. Im ersten Schritt (*Kapitel 3.1.*) wird dazu die Strompreisentwicklung für die Jahre 2015, 2020 und 2025 bestimmt. Im Anschluss (*Kapitel 3.2.*) erfolgt die Modellierung verschiedener Verbrauchergruppen, um entsprechende Reaktionen simulieren zu können. Dieses geschieht anhand der Größe bzw. des Energieverbrauchs des Haushalts und der Ausstattung des Haushalts mit verschiebbaren Lasten einerseits (z.B. Wärmepumpen, Elektromobile, PV-Einspeiser mit Speicher etc.) sowie der Bereitschaft des Kunden zur Lastverlagerung andererseits (hoch, mittel, gering). Es werden drei unterschiedliche Tarifarten zugrunde gelegt. *Kapitel 4* stellt die Ergebnisse der Berechnungen vor und ordnet diese in den gegebenen Kontext ein. *Kapitel 5* geht der Frage nach, welche weiteren Optionen von Lastverlagerungspotenzialen auf Verbraucherseite bestehen. Im Mittelpunkt der Untersuchung sollen dabei dynamische Netzentgelte, das Konzept der Flexibilitätsprämie und die flexible EEG-Umlage stehen. *Kapitel 6* schließt mit einem Fazit.

2 Analyse des Status Quo: Variable Tarife im Haushaltskunden-segment

Der folgende Abschnitt hat zum Ziel, die gegenwärtige Situation für variable Tarife im Haushaltskundenbereich zu skizzieren und auszuloten, welche wirtschaftlichen, rechtlichen und infrastrukturellen Voraussetzung erfüllt sein müssen, um die Zahl entsprechender Tarifangebote ansteigen zu lassen.

Endkundentarife werden im marktlichen, rein wettbewerblichen Bereich zwischen Vertrieb und Haushaltskunde vereinbart. Der europäische und auch der nationale Gesetzgeber sah in variablen Endkundentarifen bis dato ein Mittel, um Ziele im Bereich der Energieeffizienz zu erreichen.⁶ Variable Endkundentarife können aber auch einen monetären Anreiz darstellen, um Potenziale zu Lastverlagerungen im Haushaltskundenbereich nutzen zu können.⁷ Variable Tarife können in verschiedener Gestalt Anwendung finden. Es kann grob unterschieden werden zwischen drei Typen von Tarifen: dem klassischen zeitvariablen Tarif, dem zeitvariablen Tarif mit besonderen Ereignissen und dem lastvariablen Tarif.

- Beim *klassischen zeitvariablen Tarif* werden feste Zeitfenster mit unterschiedlichen Preisen vorgegeben, die in der Regel für einen längeren Zeithorizont gelten. Sowohl der Preis als auch das Zeitfenster sind in diesem Falle lange im Voraus festgelegt. Der HT/NT-Tarif ist eine einfache Ausprägung dieses klassischen lastvariablen Tarifs. Es ist unstrittig, dass die tatsächliche Lastsituation im Netz so nicht abgebildet werden kann. Lediglich grundsätzliche Hochlastzeiten können so gespiegelt werden. Lastverlagerungseffekte, die aus Netzsicht zu einem bestimmten Zeitpunkt erforderlich wären, lassen sich nicht anreizen. Es fehlt somit die Verlässlichkeit, und der Nutzen des klassischen zeitvariablen Tarifs ist recht begrenzt.
- Der *zeitvariable Tarif mit besonderen Ereignissen* ist ein zeitvariabler Tarif, der jedoch im Gegensatz zum Erstkizzierten darauf abzielt, im Falle von Netzengpässen lastverlagernde Effekte zu bewirken. Dazu enthält die vertragliche Vereinbarung zwischen Energievertrieb und Verbraucher einen Passus der besagt, dass in einem bestimmten Umfang (z.B. 2% der Jahresstunden) vordefinierte und extrem hohe Preise auftreten können, die mit Vorlauf (z.B. 24 Stunden) angekündigt werden.
- Unter einem *lastvariablen Tarif* werden hier alle die Tarife verstanden, die stetig Lastverlagerungssignale an den Verbraucher senden. Dieses kann zum einen über eine direkte Kopplung an den Börsenpreis für Strom (dynamischer Tarif) erfolgen. Ein lastvariabler Tarif kann aber auch für unterschiedliche Börsenpreise verschiedene Preisfenster vorsehen, die entsprechend der tatsächlichen Entwicklung zum Einsatz kommen. Über die Preise wird der Endkunde entweder

⁶ Vgl. Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/eckpunkte-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm/>.

⁷ Vgl. Liebe, A., Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich, Studie für Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg und Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Bad Honnef.

am Vortag oder sogar kurzfristiger informiert. 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.⁸ Zu beachten ist, dass der Börsenpreis nicht zwangsläufig ein passendes Signal ist, um Knappheiten in einem bestimmten Verteilnetz abzubilden, sondern Signale zum bundesweiten Verhältnis von Angebot und Nachfrage liefert. Gleichwohl ist der Börsenpreis der für den Vertrieb relevante Preis, der damit auch der Preis ist, der den Verträgen mit dem Endverbraucher zugrunde liegt.

Es zeigt sich, dass der lastvariable Tarif und der zeitvariable Tarif mit besonderen Ereignissen das Potenzial haben Lastverlagerungen auf Verbraucherseite anzureizen. Beide Tariftypen bieten als Anreiz zur Lastverlagerung tageszeitabhängige Preise und zielen darauf ab, die Stromnachfrage zu Spitzenlastzeiten zu reduzieren und in Grundlastzeiten zu verschieben. Dadurch wäre eine gleichmäßigere und damit wirtschaftlichere Stromproduktion gewährleistet.

Es stellt sich nun die Frage, in welchem Umfang sie bereits im Markt anzutreffen sind und welche Voraussetzungen erforderlich sind, um sie zu etablieren. § 40, Abs. 5 des EnWG besagt Folgendes:

„Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.“

Wie viele Unternehmen derzeit zeit- bzw. lastvariable Tarife anbieten, ist nicht bekannt. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur boten im Jahr 2013 76% der Stromlieferanten zeitvariable Tarife an. 10% der Unternehmen boten nach eigener Auskunft lastvariable Tarife an. Es zeigt sich jedoch, dass diese Zahlen ganz eindeutig von den HT/NT-Tarifen dominiert werden, die hier als für die weitere Untersuchung nicht interessant eingestuft worden sind.⁹

Eine technische Grundvoraussetzung für die Etablierung variabler Tarife ist die Ausstattung des Verbrauchers mit IKT. Diese ist ganz grundsätzlich der Schlüssel, um neue Produkte und Dienstleistungen zu erwerben bzw. selbst bereitzustellen. Konkret können dies die folgenden Technologien sein:¹⁰

- 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 Telekommunikationsnetz (TK-Netz), da das Kommunikationskonzept des Bundesamts für Sicherheit in der Informations-

⁸ Vgl. Schnurre, S. (2014): Variabel Tarife aus dem Blickwinkel der Lastverlagerung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg, Heft 6, S. 53-57.

⁹ Vgl. Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014, Bonn.

¹⁰ Vgl. Liebe, A., Wissner, M. (2015).

technik (BSI) in seinen Annahmen davon ausgeht, dass ein shared-Netz über ein öffentliches Telekommunikationsnetz den Anschluss bereitstellt.¹¹

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

Für die Etablierung der digitalen Mess- und Zähltechnik, ohne die die Umsetzung variabler Tarife nicht möglich ist, sind in den vergangenen Monaten wichtige Grundlagen gelegt worden. So liegt der Referentenentwurf zum "Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende" vor. Dieser hat unter anderem zum Ziel die Voraussetzungen zu schaffen, um mit einer Visualisierung und digitalen Vernetzung eine effizientere Nutzung von Energie sowie maßgeschneiderte Tarife für Verbraucher zu ermöglichen. Dabei wird insbesondere darauf Wert gelegt, dass es keinen Rollout von intelligenten Messsystemen um jeden Preis gibt, sondern ein ausgewogenes Verhältnis von Kosten- und Nutzen gewahrt wird.

Es ist vorgesehen, dass der Rollout stufenweise erfolgt: Größere Verbraucher und Erzeugungsanlagen sollen beim Einsatz moderner Mess- und Steuerungstechnik die Vorreiterrolle übernehmen, kleinere Stromverbraucher folgen später.¹² Gemäß §31 Abs. 3 des Referentenentwurfs werden den privaten Haushalten (bis 6.000 kWh) durch die gesetzlichen Änderungen Kosten von bis zu 60 Euro pro Jahr entstehen. Dabei ist vorgesehen, dass der Rollout ab dem Jahr 2020 soweit wirtschaftlich vertretbar, erfolgt. Dieses impliziert jedoch auch, dass die Ausstattung mit den infrastrukturellen Voraussetzungen für variable Tarife nicht kurzfristig verfügbar sein wird.

Die Mindestanforderungen an die Messsysteme, Gateways und Gatewayadministratoren regelt die bereits notifizierte Messsystemverordnung, die wiederum von Technischer Richtlinie und den BSI-Schutzprofilen flankiert wird. Die technische Richtlinie skizziert dabei auch Anwendungsfälle, die die hier untersuchten Tariftypen abbilden.¹³

Ein besonderes Hindernis der Einführung variabler Tarife im Haushaltskundenbereich wird in dem gegenwärtigen Bilanzierungsverfahren nach Standardlastprofil (SLP) gesehen. Im Gegensatz zum RLM-Verfahren (registrierende Leistungsmessung) wird der Lastgang nicht erfasst. Stattdessen werden repräsentative Lastprofile einer Kundengruppe, bei der ein ähnliches Abnahmeverhalten anzunehmen ist, angewandt. Die starren Lastprofile führen dazu, dass der Lieferant im Falle der Lastverlagerung des Kunden, abgesehen von reduzierten Konzessionsabgaben, keine Kostenvorteile generieren kann. In dieser Hinsicht gibt es also keinen Anreiz variable Tarife anzubieten und entsprechend auch keinen monetären Anreiz zur Lastverlagerung. Eine Umstellung der Bilanzierung auf die registrierende Leistungsmessung erscheint zwar grundsätzlich sinnvoll, gilt jedoch aufgrund des hohen Aufwands und der Kosten als keine wirtschaft-

¹¹ gl. Plückebaum, T., Wissner, M. (2013): Aufbau intelligenter Energiesysteme – Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 372, Bad Honnef.

¹² Vgl. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie BMWi (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Referentenentwurf vom 21. September 2015, Berlin.

¹³ Vgl. Schnurre, S. (2014).

lich sinnvolle Option, da dies mit Mehrkosten von bis zu 1.000 EUR pro Jahr für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung verbunden wäre.¹⁴

Als eine mögliche Lösung des Dilemmas wird die Messung, Abrechnung und Bilanzierung nach Zählerstandsgängen diskutiert. Diese Option wurde in der Stromnetzzugangsverordnung in § 12 Abs. 4 aufgenommen. § 2 StromNZV definiert Zählerstandsgang als „eine Reihe viertelstündlich ermittelter Zählerstände“. Ein Vorteil dieser Variante wäre die Möglichkeit des Lieferanten, passgenauere Angebote von variablen Tarifen anbieten zu können und so besser auf Netzengpässe reagieren zu können. Jedoch ist Bilanzierung nach Zählerstandsgängen mit einem deutlich höheren Datenvolumen verbunden als dieses bis dato der Fall war. Daraus resultiert, dass Anpassungen im Bereich der Marktkommunikation erforderlich sind, die wiederum mit einem erheblichen Implementierungsaufwand in den IT-Systemen bei den Verteilnetzbetreibern und Vertriebsunternehmen verbunden sind. Es zeigt sich, dass die notwendigen Voraussetzungen für die Bilanzierung nach Zählerstandsgängen fehlen. Es fehlen standardisierte klare Prozesse.¹⁵

Eine weitere Voraussetzung für die Etablierung variabler Tarife ist natürlich auch die Akzeptanz durch den Verbraucher. Nur wenn dieser grundsätzlich dazu bereit ist, sein Nutzungsverhalten anzupassen, erscheinen variable Tarife sinnvoll. Die Akzeptanz des Verbrauchers dürfte sich dabei insbesondere aus zwei Quellen speisen: Zum einem aus wirtschaftlichen Überlegungen, d.h. die monetären Anreize müssen ausreichend hoch sein, so dass der Nutzen des Verbrauchers seine Kosten übersteigt. Zum andern wird der Komfort eine wichtige Rolle spielen. So können Reaktionen auf Preissignale von Seiten des Verbrauchers manuell, halbautomatisch oder vollautomatisch erfolgen. Manuell bedeutet, dass Haushaltsgeräte, Thermostate, Schalter, Steuerungseinheiten etc. per Hand bedient und reguliert werden müssen. Hingegen ist bei der vollautomatischen Laststeuerung keinerlei manueller Eingriff mehr erforderlich. Externe Steuersignale sorgen dafür, dass die angeschlossenen Geräte entsprechend eines vordefinierten Schemas reagieren.¹⁶ Die vollautomatische Steuerung ist mit einem sehr viel höheren Komfort für den Kunden verbunden als die manuelle Steuerung. Mithin wird der Verbraucher in diese automatisierten Abläufe ein höheres Vertrauen haben als in die manuelle Steuerung. Jedoch werden hier die Kosten, nicht zuletzt der Implementierung der erforderlichen IKT-Infrastruktur mit dem Komfort ansteigen.

Die aktuelle höchstrichterliche Rechtsprechung von EuGH und BGH zu Preisanpassungsklauseln besagt, dass der Verbraucher in einem transparente Maße über Anlass und Modus sich ändernder Entgelte informiert sein muss.¹⁷ Dieser Punkt ist bei der Ausgestaltung von variablen Tarifen von Bedeutung. Beim zeitvariablen Tarif mit besonderen Ereignissen lässt sich diese Herausforderung vermutlich in den Geschäftsbe-

¹⁴ Vgl. Schnurre, S. (2014).

¹⁵ Die Bilanzierung nach Zählerstandsgängen hat bis dato auch noch keine Berücksichtigung in der MaBis 2.0 (Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung Strom V 2.0) gefunden.

¹⁶ Vgl. Dütschke, E., Unterländer, M., Wietschel, M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 1/2012.

¹⁷ Vgl. Gerichtshof der Europäischen Union (2013): PRESSEMITTEILUNG Nr. 36/13 vom 21.3.2013, Urteil in der Rechtssache C-92/11, RWE Vertrieb AG / Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen e.V., Luxemburg.

dingungen abbilden. Beim lastvariablen Tarif dürfte sich jedoch ein nicht unerheblicher rechtlicher Anpassungsbedarf ergeben.

Zusammenfassend zeigt sich, dass variable Tarife zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine wesentliche Relevanz besitzen. Ihre Implementierung setzt zunächst einmal eine Ausstattung der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen voraus. Zugleich bedarf es einer Änderung des gegenwärtigen Bilanzierungsverfahrens und einer Standardisierung der Marktkommunikation.

3 Kosten-Nutzen-Berechnungen für variable Stromtarife

3.1 Abschätzung der Strompreisentwicklung für die Jahre 2015, 2020 und 2025

Um die zukünftigen Effekte variabler – an den Börsenstrompreis angelehnter – Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten bestimmen zu können, bedarf es der Prognose der Spotpreisentwicklung der Strompreise. Gleiches gilt auch für die Entwicklung des Stromendkundenpreises, der sich aus verschiedenen Preisbestandteilen zusammensetzt. Von Interesse in dieser Kurzstudie sind die Preisentwicklungen über die nächsten 10 Jahre, wobei die Analyse auf die Jahre 2015, 2020 und 2025 gerichtet ist.

3.1.1 Entwicklung der Börsenstrompreise

Ausgangspunkt für die Spotpreisentwicklung Strom für das Jahr 2015 sind die verfügbaren Day-Ahead Spotpreise an der EPEX Spot Strombörse für das Marktgebiet Deutschland und Österreich, welche in stundenscharfer Auflösung vorliegen. Aufgrund des Erstellungsdatums dieser Studie (November 2015) ist es nicht möglich, Spotpreise für die letzten Wochen des Jahres zu berücksichtigen. Erfasst wurden daher die Daten bis einschließlich 9.10.2015. Für den Zeitraum 10.10.2015 bis 31.12.2015 wurde auf ebenfalls stundenscharfe Strom-Spotpreisprognosen zurückgegriffen,¹⁸ sodass ein kompletter Datensatz für das Jahr 2015 vorliegt.¹⁹

Wie Tabelle 3-1 zu entnehmen ist, lag der Mittelwert der prognostizierten Day-Ahead Preisreihe 2015 bei 31,54 € pro MWh bei einer Standardabweichung von 11,93.²⁰ Vergleicht man diesen mit denen der drei Vorgängerjahre, so fällt auf, dass sowohl Mittelwert wie auch Standardabweichung kontinuierlich gefallen sind. Ein möglicher Grund für die sinkenden Durchschnittspreise ist die stetig zunehmende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitig weiterhin vorhandenen Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark.²¹ Da Strom aus Erneuerbaren Energien wie aus Wind- und Solarkraftanlagen praktisch zu Grenzkosten von Null angeboten werden kann und ihm oftmals eine vorrangige Netzeinspeisung gewährt wird, werden vormals preissetzende (und relativ teure) Kraftwerke aus dem Markt gedrängt. An deren Stelle fungieren nun Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten als Grenzkraftwerke. Dies impliziert, dass der Börsenpreis sinkt (*Merit-Order-Effekt*).²² Erstaunlicherweise geht dies nicht einher mit höheren Preisschwankungen.

¹⁸ Es wäre theoretisch auch möglich gewesen, anstatt der Strom-Spotpreisprognosen Terminmarktpreise für die Monate Oktober bis Dezember 2015 heranzuziehen. Diese liegen allerdings in der Regel nicht für alle Tage sowie in der gewünschten stundenscharfen Auflösung vor.

¹⁹ Die Prognosen entstammen der Datenbank von Energate.

²⁰ Dieser Durchschnittspreis bewegte sich im Bereich der Preise auf dem Terminmarkt für die Jahre 2016 bis 2020.

²¹ Vgl. Frontier Economics und Formaet Services (2014).

²² Für weitergehende Ausführungen zu dieser Thematik siehe z.B. Haucap (2013).

Tabelle 3-1: Deskriptive Statistiken der Day-Ahead Preise von 2012 bis 2015

Day-Ahead Preise für	Mittelwert (€ pro MWh)	Standardabweichung	Min (€ pro MWh)	Max (€ pro MWh)
2012	42,59	18,69	-221,99	210
2013	37,78	16,46	-100,03	130,27
2014	32,76	12,78	-65,03	87,97
2015*	31,54	11,93	-79,94	98,05

*Die Day-Ahead Preise 2015 sind ab dem 10.10.2015 prognostiziert (s.o.)

Generell gilt, dass es aufgrund der komplexen Einflussfaktoren naturgemäß schwierig ist, gesicherte Prognosen für die zukünftige Entwicklung der Marktpreise abzugeben. Dieses bedeutet, dass sämtliche Prognosen immer mit einem gewissen Grad an Unsicherheit behaftet sind, der umso größer ist, je weiter der Blick in die Zukunft gerichtet ist. Somit ist es nicht verwunderlich, dass die stundenscharfe Prognose der Börsenstrompreise 2015 aus der 2014er Perspektive mit deutlich geringeren Ungenauigkeiten verbunden ist als die Prognose für die Jahre 2020 und 2025.

Basis für die weiteren Überlegungen bildet die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vergebene Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ aus dem Jahr 2014.²³ Hierin wird unter anderem die Entwicklung der Strombörsengroßhandelspreise bis zum Jahr 2050 simuliert, wobei in der Analyse eine Vielzahl von möglichen Einflussfaktoren Berücksichtigung gefunden haben. Beispielhaft genannt seien die Entwicklungen der CO₂- und Brennstoffpreise, die Folgen des Kernenergieausstiegs und der fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren Energien. In ihrer Referenzprognose ergibt sich für das Jahr 2020 ein erwarteter Durchschnittspreis von 42 € pro MWh, der sich bis zum Jahr 2025 auf 60 € pro MWh erhöht.²⁴ Der primäre Grund für die sinkenden Börsenpreise bis 2020 wird in der vorrangigen Einspeisung von erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen Merit-Order-Effekt gesehen. Ursächlich für den sich daran anschließenden Preisanstieg sind nach Ansicht der Autoren neben steigenden CO₂- und Brennstoffpreisen der Kernenergieausstieg sowie der Abbau von Überkapazitäten.

Zur Ermittlung der stündlichen Day-Ahead Börsenstrompreise für 2020 und 2025 dienen die prognostizierten Preise 2015 als Ausgangsbasis. Diese werden nun gemäß des prognostizierten Durchschnittspreises von 42 € pro MWh für das Jahr 2020 bzw. 60 € pro MWh für das Jahr 2025 umskaliert. Der Skalierungsfaktor entspricht dabei der relativen Veränderung des Durchschnittspreises des gewünschten Jahres zum Durchschnittspreis des Jahres 2015. Bei einem entsprechenden Skalierungsfaktor größer 1 (d.h. bei steigenden Preisen) erhöhen sich die Minimal- und Maximalwerte anteilig und

²³ Vgl. EWI, GWS und Prognos (2014).

²⁴ Die in dieser Studie ermittelten Strombörsenpreise decken sich mit den Erwartungen anderer Studien, siehe z.B. Frontier Economics und Formaet Services (2014). Hier liegt der erwartete Börsenpreis base für 2015 bei 36 € pro MWh, für 2020 bei 50 € pro MWh und für 2025 bei 64 € pro MWh.

es steigt auch die Standardabweichung der Preise. Bei einem Skalierungsfaktor kleiner 1 ist dies genau umgekehrt.

Diese Vorgehensweise basiert auf der Annahme, dass die Schwankungen der Börsenstrompreise für das Jahr 2015 charakteristisch sind für Schwankungen zukünftiger Jahre. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die Day-Ahead Preise zukünftiger Jahre ähnliche Muster aufweisen. Schon heute ist die Preisbildung auf dem Day-Ahead Markt maßgeblich von der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien getrieben, welche wiederum starke tages- und jahrestypische Charakteristika aufweisen (die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen ist bspw. besonders hoch in den Sommermonaten sowie in den Mittagsstunden und geht in den Nachtstunden gegen Null; die Windstromeinspeisung ist dagegen typischerweise im Herbst besonders hoch). Die implizite Erwartung ist somit, dass diese Muster auch zukünftig bei einem weiter steigenden Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien fortbestehen.

Um die Ergebnisse auf eine robuste Basis zu stellen, werden zusätzliche Spezifikationen mit alternativen Preiszeitreihen berechnet. Zum einen werden die Skalierungsfaktoren für die Jahre 2015, 2020 und 2025 variiert, um zu sehen, ob eine andere Entwicklung der Durchschnittspreise Einfluss auf die Ergebnisse hat. So könnte es bspw. sein, dass die zugrundeliegenden Prognosen durch unvorhergesehene Entwicklungen überholt werden und somit in der Realität nicht eintreffen.²⁵ Aus diesem Grunde werden für die drei Jahre jeweils ein minimaler und ein maximaler Day-Ahead Durchschnittspreis angenommen, der den eigentlichen prognostizierten Wert umschließt. Für die Minimal und Maximalwerte werden analog zu oben separate Skalierungsfaktoren bestimmt, woraus neue Preiszeitreihen bestimmt werden. Tabelle 3-2 liefert einen Überblick auf die Spezifikationen.

²⁵ Dies ist nicht ganz unwahrscheinlich. So divergieren bspw. die Strombörsenpreisprognosen aus einer Studie für das Bundesumweltministerium aus dem Jahr 2005 deutlich von den realen im Jahr 2015 eingetretenen Börsenpreisen, siehe DLR, ZSW und Wuppertal Institut (2005).

Tabelle 3-2: Entwicklung des Börsenpreises: Referenz-, Minimal- und Maximalszenario

Jahr	Szenario	Mittelwert der Day-Ahead Preise (€ pro MWh)	Standardabweichung	Min (€ pro MWh)	Max (€ pro MWh)
2015	Referenzszenario	31,54	11,93	-79,94	98,05
	Minimalszenario	19,99	7,58	-50,69	62,17
	Maximalszenario	39,97	15,16	-101,37	124,34
2020	Referenzszenario	42,00	15,88	-106,44	130,56
	Minimalszenario	29,98	11,37	-76,03	93,25
	Maximalszenario	49,97	18,95	-126,72	155,42
2025	Referenzszenario	60,00	22,71	-152,06	186,51
	Minimalszenario	49,96	18,95	-126,72	155,42
	Maximalszenario	69,95	26,53	-177,4	217,59

Zum zweiten wird die Volatilität der Börsenstrompreise verändert. Dazu werden zwei zusätzliche Preiszeitreihen für die Day-Ahead Preise 2015 herangezogen, welche auf den realen Mittelwert der Day-Ahead Preise 2015 von 31,54 € pro MWh reskaliert werden, um die Vergleichbarkeit mit den vorherigen Ergebnissen zu gewährleisten. Dies bedeutet, dass die neuen 2015er Preise zwar im Durchschnitt dem realen Börsenpreis 2015 entsprechen, sich aber hinsichtlich der stündlichen Preisschwankungen unterscheiden. Mit diesen zusätzlichen Szenarien soll somit untersucht werden, ob die dem Referenzszenario (sowie Minimal- und Maximalszenario) zugrundeliegenden Day-Ahead Preise 2015 nicht durch Sondereinflüsse oder einmalige und spezifische Besonderheiten verzerrt sind und somit der Ergebnisse verfälschen. Im Szenario_2013-2015 dienen die Durchschnittspreise der Day-Ahead Preise 2013-2015²⁶ als Ausgangsbasis. Durch den Rückgriff auf Durchschnittswerte von drei Jahren soll der Einfluss möglicher Sondereffekte eines bestimmten Jahres, wie bspw. das gleichzeitige Abschalten mehrere Atomkraftwerke, reduziert werden. Szenario_2012 wurde ausgewählt, da sich das Jahr 2012 im Vergleich zu den nachfolgenden Jahren durch höhere Schwankungen der Preise auf der Strombörse auszeichnete (siehe Tabelle 3-1). Folglich sollen hiermit die Auswirkungen von höheren Preisdifferenzen getestet werden, die maßgeblichen Einfluss auf das Einsparpotenzial durch variable an den Börsenpreis gekoppelte Tarife haben können. Tabelle 3-3 fasst diese zusätzlichen Spezifikationen zusammen.

²⁶ Vom Jahr 2015 sind nur die Börsenpreise bis einschließlich 9.10.2015 erfasst, sodass hier ausschließlich reale Daten erfasst werden.

Tabelle 3-3: Zusätzliche Szenarien aufgrund der Variation der Ausgangsbasis

Jahr	Szenario	Mittelwert der Day-Ahead Preise (€ pro MWh)	Standard-abweichung	Min (€ pro MWh)	Max (€ pro MWh)
2015	Szenario_2013-2015	31,54	10,52	-35,56	86,36
	Szenario_2012	31,54	13,84	-164,42	155,54
2020	Szenario_2013-2015	42,00	14,01	-47,34	114,99
	Szenario_2012	42,00	18,44	-218,93	207,1
2025	Szenario_2013-2015	60,00	20,01	-67,63	164,27
	Szenario_2012	60,00	26,34	-312,75	295,86

3.1.2 Entwicklung der Stromendkundenpreise

Die zuvor bereits erwähnte Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ aus dem Jahr 2014²⁷ liefert ferner auch Erkenntnisse hinsichtlich der Entwicklung der Stromendkundenpreise für das Haushaltssegment. Dieses setzt sich zusammen aus Kosten für Energiebeschaffung und Vertrieb, EEG-Umlage, Netzentgelte, KWK-Umlage, Offshorehaftungsumlage, §19-Umlage, Konzessionsabgabe sowie Strom- und Mehrwertsteuer. Im Vergleich zum durchschnittlichen Haushaltspreis von 29,4 Ct pro kWh im Jahr 2014 wird erwartet, dass der Endkundenpreis für Haushalte bis 2020 auf einem nahezu konstanten Niveau von 29,2 Ct pro kWh verweilt. Für das Jahr 2025 wird dagegen mit weiter steigenden Preis gerechnet, der sich auf 31,2 Ct pro kWh beläuft. Haupttreiber hierfür sei der steigende Großhandelspreis.

3.2 Methodik zur Berechnung der monetären Auswirkungen variabler Stromtarife für die Jahre 2015, 2020 und 2025

3.2.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Ziel der Modellierung ist es, die monetäre Auswirkung verschiedener Tarife auf einzelne Verbrauchergruppen unter Berücksichtigung der zu erwartenden Preisentwicklung zu berechnen. Dazu wurden fünf verschiedenen Haushaltsgrößen definiert. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Ausstattung mit verschiedenen Haushaltsgeräten. Die Haushalte verfügen im Einzelnen über folgende Anwendungen (vgl. Tabelle 3-4).

²⁷ Vgl. EWI, GWS und Prognos (2014).

Tabelle 3-4: Zuordnung lastverlagerungsfähiger Anwendungen auf verschiedene Verbrauchergruppen

Haushaltsgröße \ Anwendung	1	2	3	4	5
Kühlschrank	x	x	x	x	x
Gefrierschrank	x	x	x	x	x
Waschmaschine (7kg)	x	x	x	x	x
Spülmaschine	-	x	x	x	x
Trockner	-	-	x	x	x
Klimaanlage	-	-	(x)	(x)	x
Elektroauto	-	-	-	-	x
Wärmepumpe	-	-	-	-	x
Nachtspeicherheizung	-	-	-	-	x

Quelle: WIK

Grundsätzlich können die größeren Anwendungen (Elektromobilität, Speicherheizungen, Wärmepumpen und Klimaanlagen) natürlich auch in kleineren Haushalten vorhanden sein. In der hier gewählten Einteilung nach Verbrauchsgrößen würden diese dann allerdings in die Gruppe 5 fallen.²⁸ Um es möglich zu machen z.B. einen 2-Personen-Haushalt mit Elektroauto zu betrachten, wurden die großen Anwendungen separat berechnet.

Die Unterschiede zwischen den Gruppen ergeben sich neben den Geräteausrüstungen auch durch die Gebrauchshäufigkeit einiger Anwendungen, bzw. die Größe der Geräte. Für Waschmaschinen, Spülmaschinen und Trockner ergeben sich mit steigender Personenzahl steigende Nutzungen pro Jahr. Für Kühl- und Gefrierschränke wurden den einzelnen Gruppen höhere Volumina und die entsprechenden spezifischen Stromverbräuche der Geräte zugerechnet.

Die Modellierung der monetären Auswirkungen erfolgte für drei verschiedene Tarife: Einen Tarif, der die Preissignale der EPEX direkt an den Kunden weitergibt, einen tageszeitabhängigen Tarif sowie einen Wochenendtarif. Als Grundlage für die Berechnung des erstgenannten Preises dient der Stunden-Day-Ahead-Preis an der EPEX. Es wird angenommen, dass der Kunde diesen im Voraus für den bevorstehenden Nutzungszeitraum der einzelnen Anwendung kennt und sich entsprechend anpasst. Der tageszeitabhängige Tarif sowie der Wochenendtarif basieren auf dem realen Angebot eines größeren Anbieters. Sie sind allerdings so angepasst, dass beim tageszeitabhängigen Tarif die Preise für alle Wochentage gelten (also auch am Wochenende) und

²⁸ Allenfalls die Klimaanlagen sind mit einem Durchschnittsverbrauch von ca. 850 kWh (vgl. Liebe und Wissner (2015)) auch bei Haushalten der Größe 3 und 4 vorstellbar, falls diese sonst eher energiesparend agieren.

beim Wochenendtarif nur am Wochenende ein günstigerer Tarif angeboten wird. Weiterhin sind sie so skaliert, dass sie im Mittel genau dem (fixen) Durchschnittspreis entsprechen, der als Referenz für potenzielle Einsparungen dient (vgl. Abschnitt 3.1.2). Tabelle 3-5 zeigt den tageszeitabhängigen Tarif im Detail, Tabelle 3-6 den Wochenendtarif.

Tabelle 3-5: Tageszeitabhängiger Tarif

Uhrzeit	Tarif (in Cent/kWh)			
	2014	2015	2020	2025
22 - 06 Uhr	24,57	24,50	24,42	26,10
06 – 12 Uhr	32,96	32,87	32,77	35,01
12 – 13 Uhr	37,26	37,15	37,04	39,58
13 – 17 Uhr	29,63	29,55	29,46	31,48
17 – 19 Uhr	32,96	32,87	32,77	35,01
19 – 22 Uhr	29,63	29,55	29,46	31,48

Tabelle 3-6: Wochenendtarif

Tag / Uhrzeit	Tarif (in Cent/kWh)			
	2014	2015	2020	2025
Werktag 0 - 24 Uhr	31,96	31,85	31,73	34,52
Samstag und Sonntag 0 – 24 Uhr	22,86	22,86	22,86	22,86

Um die unterschiedlichen Reaktionen der Verbraucher auf Preisveränderungen abzubilden, wurden verschiedene Preissensitivitäten angenommen. Als hohe Preissensitivität des Kunden wurde eine Reaktion (d.h. Anpassung des Verbrauchs) ab einer Einsparung von 1 Eurocent pro Stunde gegenüber dem Durchschnittspreis angenommen. Eine Reaktion ab einer Einsparung von 2 Eurocent pro Stunde wird als mittlere Preissensitivität angenommen, ab 4 Eurocent pro Stunde als geringe Preissensitivität. Die Normierung der Preissensitivitäten auf Eurocent pro Stunde ermöglicht einen Vergleich zwischen den verschiedenen Anwendungen.

Diese Werte ergeben sich aufgrund folgender Überlegungen: Eine Einsparung von 1 Eurocent pro Stunde ist eine für den Haushalt(skunden) einfach vorstellbare Größe. Die anderen Werte (2 bzw. 4 Eurocent) entsprechen jeweils einer Verdoppelung. Auch sie ermöglichen dem Haushalt eine Abschätzung über seine potenziellen Einsparungen bei flexiblem Verhalten.

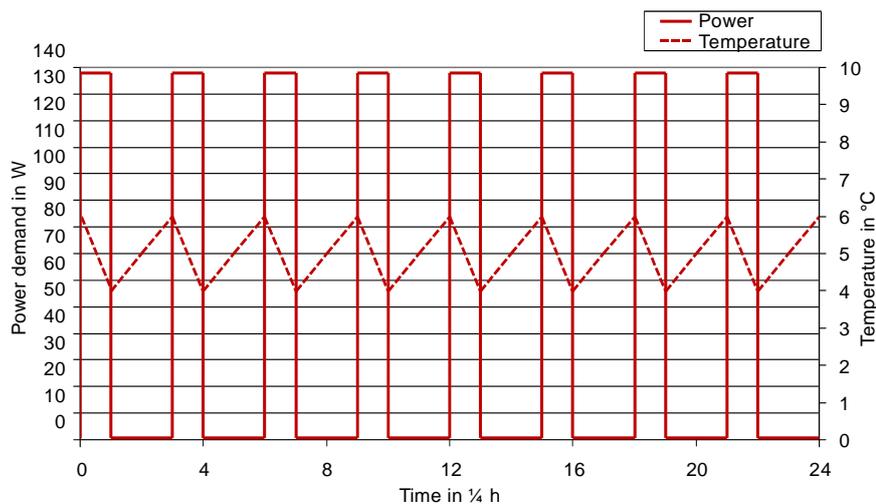
Die beschriebene Methodik wurde für alle betrachteten Jahre und Szenarien angewendet. Um einen Vergleich mit einer Berechnung auf der Grundlage realer Daten zu ermöglichen wurde auch das Jahr 2014 modelliert.²⁹ Nicht berücksichtigt wurde eine etwaige Wechselwirkung zwischen der Anpassung des Verbrauchsverhaltens und den (Börsen-)Preisen.

3.2.2 Modellierung einzelner Anwendungen und Verbraucher

3.2.2.1 Kühl- und Gefrierschränke

Für Kühl- und Gefrierschränke wurden unterschiedliche Größenklassen und entsprechende Verbräuche angenommen. Das Volumen der Geräte wächst entsprechend der Größe des Haushaltes. Als Grundlage diente dabei die Datenbank der Website stromverbrauchinfo.³⁰ Die potenzielle Einsparung durch einen variablen Tarif ergibt sich durch die Änderung des Verbrauchsmusters eines Kühl- bzw. Gefrierschranks. Die generelle Verbrauchskurve eines Kühlschranks ist in Abbildung 3-1 abgebildet.

Abbildung 3-1: Generelles Verbrauchsmuster eines Kühlschranks



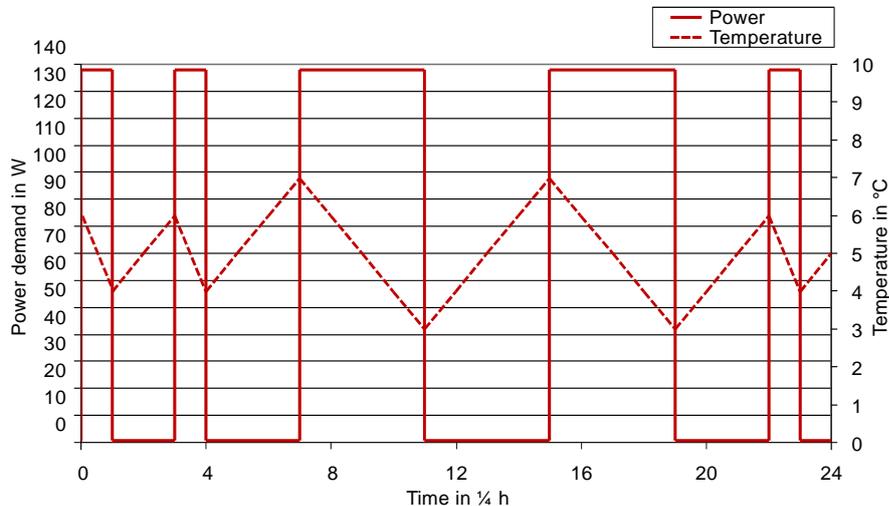
Quelle: Stamminger et al (2008)

Durch Änderung dieses Musters ist es dem Verbraucher u.U. möglich, von einem variablen Tarif zu profitieren. Als alternatives Verbrauchsmuster für Kühlschränke wurde folgendes Muster angenommen (vgl. Abbildung 3-2).

²⁹ Alle Preise und Kosten wurden wie in den zugrunde liegenden Studien diskontiert.

³⁰ www.stromverbrauchinfo.de/stromverbrauch-gefrierschraenke.php

Abbildung 3-2: Generelles Verbrauchsmuster eines Kühlschranks mit verlager-tem Start des Kompressors



Quelle: Stamminger et al (2008)

Bei dieser Option muss der Endverbraucher allerdings etwas höhere Temperaturschwankungen in Kauf nehmen. Nach einem ähnlichen Muster wurden die Gefrierschränke modelliert.

3.2.2.2 Waschmaschinen

Bei den Waschmaschinen wurde eine einheitliche Größe (7 kg Fassungsvermögen) für alle Haushalte angenommen und ein durchschnittlicher Verbrauch pro Waschgang angesetzt, der auf der Datenbank www.stromverbrauchinfo.de basiert.³¹ Die durchschnittliche Dauer eines Waschgangs beträgt zwei Stunden.³² Die Gebrauchshäufigkeiten pro Jahr ergeben sich aus Rüdener et al. (2004). Sie wurde für die Haushaltgröße 5 extrapoliert.

Tabelle 3-7: Gebrauchshäufigkeit der Waschmaschinen

Haushaltsgröße	1	2	3	4	5
Gebrauchshäufigkeit pro Jahr	111	140	177	211	252

Quelle: Rüdener et al. (2004), WIK

Die Haushalte optimieren sich bei der Nutzung eines variablen Tarifs in der Weise, dass sie die zwei Stunden innerhalb eines Anwendungszeitraums (der sich aus der Division der Jahresgesamstundenzahl von 8.760 durch die Gebrauchshäufigkeit ergibt) auswählen, die ihnen die höchste Einsparung versprechen.

³¹ www.stromverbrauchinfo.de/stromverbrauch-waschmaschinen.php

³² Klobasa, M. (2007).

Für die großen Haushalte (ab Größe 3) wurden Waschmaschinen und Trockner gemeinsam modelliert.

3.2.2.3 Trockner

Hier wurde von einer durchschnittlichen Verbrauchshäufigkeit von 160 Zyklen für einen Haushalt der Größe 3 ausgegangen.³³ Die Verbrauchshäufigkeiten für die Haushaltsgrößen 4 und 5 wurden entsprechend der Faktoren für die Zyklen der Waschmaschine extrapoliert. Die Dauer eines Trockenvorgangs wurde mit 2 Stunden angesetzt.³⁴

Es wurde weiterhin angenommen, dass das Waschen und Trocknen unmittelbar hintereinander erfolgt. Somit sucht sich der Verbraucher bei Nutzung eines variablen Tarifs für beide Anwendungen zusammen die vier günstigsten Stunden innerhalb eines Verbrauchszeitraums aus. Da die Zahl der Waschgänge die der Trocknungen übersteigt, wurde angenommen, dass die reinen Waschgänge ohne Trocknung im Sommer stattfinden. Für diese Zeiträume wurde die oben beschriebene Rationalität für das Waschen unterstellt (Optimierung durch Wahl der zwei günstigsten Stunden im Verbrauchszeitraum).

3.2.2.4 Spülmaschinen

Bei den Spülmaschinen wurde von einer durchschnittlichen Verbrauchshäufigkeit von 280 Zyklen für einen Haushalt der Größe 3 ausgegangen.³⁵ Die Verbrauchshäufigkeiten für die Haushaltsgrößen 2, 4 und 5 wurden entsprechend der Faktoren für die Zyklen der Waschmaschine extrapoliert. Die Dauer eines Spülvorgangs wurde mit 2,5 Stunden angesetzt.

Auch für diese Anwendung optimiert sich der Verbraucher mit zeitvariablem Tarif, indem er die beiden Stunden des Verbrauchszeitraums wählt, die ihm die höchste Einsparung gegenüber dem Durchschnittspreis erbringt.

3.2.2.5 Elektroautos

Hier liegen der Berechnung folgende Annahmen zu Grunde: Die durchschnittliche Reichweite eines Fahrzeugs beträgt 120 km.³⁶ Die durchschnittliche Fahrleistung pro Tag beträgt 30 km.³⁷ Somit ergibt sich, dass das Elektroauto durchschnittlich alle vier Tage aufgeladen werden muss. Dies entspricht etwa 91 Ladezyklen im Jahr.

Weiterhin wurde unterstellt, dass der Verbraucher sein Fahrzeug zu Hause mit einer Ladeleistung von 3,7 kW auflädt (Home Charging) und der Ladevorgang 3,8 Stunden

³³ Verbraucherzentrale RLP und Oeko-Institut (2012a).

³⁴ Vgl. <http://www.hea.de/service/fachwissen/waeschetroekner/12-betriebswerte-und-energieverbrauchs-kennzeichnung.php>

³⁵ Verbraucherzentrale RLP und Oeko-Institut (2012b).

³⁶ Wirtschaftswoche (2013).

³⁷ <http://www.hvv-futuretour.de/infopool/pkw-nutzung-wegel%C3%A4ngen>

dauert.³⁸ Wiederum wählt der Verbraucher die 3,8 Stunden innerhalb des Zeitraums, die ihm den höchsten Einspareffekt einbringen. Etwaige Restriktionen wie berufsbedingte Abwesenheit wurden nicht berücksichtigt, so dass die Potenziale eher überschätzt sind. Andererseits wurde nur eine Orientierung am Endkundenpreis für das Beladen kalkuliert. Spezielle Tarifangebote für ein gesteuertes Entladen (Nutzung des Elektromobils als Speicher) wurden nicht berechnet.

3.2.2.6 Wärmepumpen

Für die Wärmepumpen wurde der Nutzungszeitraum 1. November bis 31. März unterstellt. Hier besteht das Nutzenpotenzial für den Verbraucher in einer möglichen Abschaltung von drei mal 2 Stunden am Tag, wobei zwischen 2 Abschaltungen mindestens zwei Stunden liegen müssen.³⁹ Der Verbraucher wird also unter diesen Restriktionen die drei 2-stündigen Zeiträume mit den höchsten Kosten identifizieren und die Wärmepumpe zu diesen Zeitpunkten abschalten. Entsprechend wurden die Einsparmöglichkeiten modelliert. Das potenzielle Zuschalten als Beitrag zur Netzstabilisierung wurde nicht berücksichtigt.

3.2.2.7 Speicherheizungen

Für die Vollladung eines Speichers wurden acht Stunden und der Nutzungszeitraum 1. November bis 31. März unterstellt. Es wird angenommen, dass der Zeitpunkt der Aufladung dabei innerhalb von 24 Stunden frei gewählt werden kann.⁴⁰ Die Berechnung wurde für den Wärmebedarf einer Wohneinheit mit 100 qm gewählt. Dies ergibt einen Stromverbrauch von 12.000 kWh pro Jahr.⁴¹ Der Verbraucher wählt somit den günstigsten Zeitpunkt für eine 8-stündige Aufladung innerhalb von 24 Stunden.

3.2.2.8 Klimaanlage

Für die Klimaanlage wurde eine fixe Nutzungszeit von 11 bis 17 Uhr an 500 Stunden im Sommer⁴² unterstellt. Innerhalb dieser sechs Stunden können die Anlagen für eine Stunde unterbrochen werden, ohne dass der Nutzer einen zu großen Komfortverlust erleidet.⁴³ Der Verbraucher wird die Stunde wählen, die ihm die höchsten Kosten verursacht.

³⁸ NPE (2010).

³⁹ Vgl. Agora Energiewende (2013).

⁴⁰ Vgl. Agora Energiewende (2013).

⁴¹ Berechnung auf Grundlage von: <http://www.co2online.de/energie-sparen/strom-sparen/nachtspeicherheizung/nachtspeicherheizung-kosten-und-verbrauch/>

⁴² Barthel et al. (2010).

⁴³ Dena (2010).

4 Ergebnisse der Berechnungen

In den folgenden Tabellen sind die Ergebnisse der Berechnungen dargestellt. Als Verbrauchergruppen ergeben sich die in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Haushaltsgrößen 1 bis 5 sowie größere Anwendungen. Diesen können Jahresverbräuche zugeordnet werden, um diesen die zu erwartenden Kosten zuzurechnen. Die Zuordnung eines Haushalts zu Haushaltsgröße 1 mit ausschließlich Kühl- und Gefrierschrank sowie einer Waschmaschine als verlagerbare Anwendungen erscheint dabei realistisch. Die Auswertung ist getrennt nach dem Tarif „Börsenpreis“, für den jeweils ein Hoch- und Tiefpreisszenario berechnet wurde sowie die Tarife „tageszeitabhängig“ und Wochenendtarif, die im Zeitablauf keiner wesentlichen Schwankung unterliegen.⁴⁴ Als Kosten wurden die jeweiligen, derzeit vorgesehenen Preisobergrenzen für intelligente Messsysteme angesetzt (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Kosten für intelligente Messsysteme

Verbrauchergruppe	Kosten (in € pro Jahr)
1: Verbrauch bis 2.000 kWh / Jahr	23,00
2: Verbrauch von 2.000 kWh bis 3.000 kWh/ Jahr	30,00
3: Verbrauch von 3.000 kWh bis 4.000 kWh/ Jahr	40,00
4: Verbrauch von 4.000 kWh bis 6.000 kWh/ Jahr	60,00
5: Verbrauch von mehr als 6.000 kWh/ Jahr	100,00
Elektroauto (nur Aufladen)	100,00
Wärmepumpe (nur Abschaltung)	100,00
Klimaanlage	(100,00)
Speicherheizung	100,00

Quelle: WIK auf Grundlage von: Bundesregierung (2015)

Die Kosten gelten für alle betrachteten Jahre und unabhängig von der angenommenen Preissensitivität für alle Kunden je Haushaltsgröße.⁴⁵ Für Haushalte mit Klimaanlage wurde der Verbrauch der Gruppe 5 angenommen. Dieser kann aber auch unter 6.000 kWh im Jahr liegen, so dass entsprechend niedrigere Kosten angesetzt werden können.

Weitere Kosten, etwa die (Zusatz-)Kosten für intelligente Haushaltsgeräte, wurden nicht berücksichtigt, so dass die Berechnung eher zugunsten potenzieller Nutzen der Haushalte tendiert. In Tabelle 4-2 sind die Nettonutzen (Bruttonutzen durch variable Tarife abzüglich Kosten für ein intelligentes Messsystem) für die verschiedenen Gruppen bei

⁴⁴ Vgl. EWI, GWS, Prognos (2014).

⁴⁵ Diese Kosten sind die tatsächlichen Kosten für ein intelligentes Messsystem. Der Verbraucher bezahlt derzeit auch schon einen jährlichen Preis für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung. Dieser liegt im Schnitt bei derzeit ca. 12 Euro (vgl. Schmitt u. Wissner (2015)). Somit können durch Abzug dieser Kosten von den Kosten für ein intelligentes Messsystem die Zusatzkosten für die Nutzung variabler Tarife bestimmt werden.

Anwendung eines Börsenpreises dargestellt. Rote Balken indizieren dabei einen negativen, grüne Balken einen positiven Nettonutzen für den Verbraucher. In Tabelle 4-3 findet sich auf dieselbe Weise dargestellt der Nettonutzen eines tageszeitabhängigen bzw. Wochenendtarifs.

Tabelle 4-2: Nettonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines börsenbasierten variablen Tarifs (in Euro pro Jahr)

Typisierung		2014	2015			2020			2025		
Verbrauchergruppe	Preissensitivität	Reale Preisentwicklung	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis
1: Verbrauch bis 2.000 kWh / Jahr	hoch	-22,30	-22,50	-21,98	-22,79	-21,85	-21,28	-22,52	-20,51	-19,93	-21,28
	mittel	-22,73	-22,78	-22,58	-22,95	-22,56	-22,35	-22,83	-22,04	-21,67	-22,35
	gering	-23,00	-22,92	-22,90	-23,00	-22,89	-22,78	-23,00	-22,65	-22,42	-22,78
2: Verbrauch von 2.000 kWh bis 3.000 kWh/ Jahr	hoch	-28,12	-28,60	-27,20	-29,48	-26,72	-24,99	-28,72	-22,77	-21,11	-24,99
	mittel	-29,33	-29,38	-28,97	-29,88	-28,91	-28,11	-29,54	-27,44	-26,21	-28,11
	gering	-29,90	-29,81	-29,76	-30,00	-29,75	-29,50	-29,90	-29,09	-28,43	-29,50
3: Verbrauch von 3.000 kWh bis 4.000 kWh/ Jahr	hoch	-34,98	-35,35	-33,91	-35,98	-33,24	-30,74	-36,39	-27,76	-25,21	-30,74
	mittel	-37,94	-37,82	-36,92	-38,42	-36,44	-34,57	-39,01	-32,78	-30,48	-34,57
	gering	-39,68	-39,43	-39,28	-39,78	-39,25	-38,82	-39,46	-38,03	-36,17	-38,82
4: Verbrauch von 4.000 kWh bis 6.000 kWh/ Jahr	hoch	-49,80	-50,15	-45,49	-54,50	-44,16	-39,37	-50,43	-33,92	-28,67	-39,37
	mittel	-54,96	-54,76	-51,07	-55,54	-49,71	-45,38	-56,05	-40,84	-36,09	-45,38
	gering	-58,82	-58,56	-56,50	-59,60	-56,16	-54,81	-58,33	-52,10	-47,35	-54,81
5: Verbrauch > 6.000 kWh/ Jahr ohne Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung	hoch	-88,31	-88,60	-84,66	-95,57	-83,28	-78,23	-90,20	-71,85	-66,21	-78,23
	mittel	-94,68	-94,41	-91,15	-98,41	-89,96	-85,27	-96,16	-80,39	-74,99	-85,27
	gering	-98,96	-98,71	-96,82	-99,78	-96,49	-95,20	-98,42	-92,33	-87,96	-95,20
Elektroauto (nur Aufladen)	hoch	-73,81	-75,90	-69,98	-84,73	-67,91	-61,84	-77,48	-54,17	-46,57	-73,81
	mittel	-73,85	-76,17	-69,98	-85,59	-67,91	-61,84	-77,75	-54,17	-46,57	-73,85
	gering	-75,65	-78,31	-71,81	-89,46	-69,39	-62,56	-80,42	-54,69	-46,71	-75,65
Wärmepumpe (nur Abschaltung)	hoch	-75,66	-80,28	-74,84	-87,65	-73,62	-68,42	-81,22	-62,07	-55,69	-68,42
	mittel	-76,62	-80,90	-75,30	-89,76	-74,10	-68,95	-81,92	-62,47	-56,09	-68,95
	gering	-80,94	-80,90	-79,52	-96,56	-77,87	-71,43	-87,51	-64,04	-57,30	-71,43
Klimaanlage	hoch	-95,29	-98,98	-98,36	-98,98	-96,47	-97,81	-99,05	-94,91	-93,85	-97,81
	mittel	-96,65	-100,21	-99,57	-100,18	-97,59	-98,54	-100,22	-95,94	-94,52	-98,54
	gering	-98,74	-102,30	-102,39	-102,26	-100,10	-101,03	-102,68	-98,67	-96,68	-101,03
Speicherheizung	hoch	50,13	34,06	71,48	-15,37	78,51	112,32	28,61	155,18	197,36	112,32
	mittel	48,96	33,71	71,05	-16,29	78,20	112,14	27,82	154,86	197,00	112,14
	gering	44,52	30,28	68,50	-24,50	76,39	111,04	23,65	153,88	196,22	111,04

Tabelle 4-3: Nettonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines tageszeitabhängigen bzw. Wochenendtarifs (in Euro pro Jahr)

Typisierung			2014	2015	2020	2025
Verbrauchergruppe	Preissensitivität	Tarif	Reale Preisentwicklung	Referenz	Referenz	Referenz
1: Verbrauch bis 2.000 kWh / Jahr	hoch	Tageszeitabhängig	-18,74	-18,75	-18,77	-18,48
		Wochenendtarif	-18,91	-18,96	-19,02	-17,77
	mittel	Tageszeitabhängig	-23,00	-23,00	-23,00	-18,48
		Wochenendtarif	-18,91	-18,96	-19,02	-17,77
	gering	Tageszeitabhängig	-23,00	-23,00	-23,00	-23,00
		Wochenendtarif	-23,00	-23,00	-23,00	-23,00
2: Verbrauch von 2.000 kWh bis 3.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig	-13,68	-13,72	-13,77	-12,66
		Wochenendtarif	-18,17	-18,31	-18,48	-14,84
	mittel	Tageszeitabhängig	-18,95	-18,98	-19,02	-12,66
		Wochenendtarif	-18,50	-18,64	-18,80	-15,27
	gering	Tageszeitabhängig	-30,00	-30,00	-30,00	-30,00
		Wochenendtarif	-30,00	-30,00	-30,00	-30,00
3: Verbrauch von 3.000 kWh bis 4.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig	-12,33	-12,40	-12,49	-10,61
		Wochenendtarif	-21,10	-21,48	-21,74	-15,98
	mittel	Tageszeitabhängig	-13,01	-13,08	-13,17	-10,65
		Wochenendtarif	-21,27	-21,64	-21,90	-16,07
	gering	Tageszeitabhängig	-27,33	-27,37	-27,40	-26,54
		Wochenendtarif	-30,70	-30,84	-30,97	-28,12
4: Verbrauch von 4.000 kWh bis 6.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig	-6,03	-6,17	-6,34	-2,66
		Wochenendtarif	-25,28	-25,71	-26,19	-15,52
	mittel	Tageszeitabhängig	-6,74	-6,89	-7,05	-2,66
		Wochenendtarif	-25,60	-26,02	-26,50	-15,68
	gering	Tageszeitabhängig	-23,91	-24,01	-24,12	-21,58
		Wochenendtarif	-35,81	-36,11	-36,44	-28,84
5: Verbrauch > 6.000 kWh/ Jahr ohne Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung	hoch	Tageszeitabhängig	-36,39	-36,56	-36,76	-32,43
		Wochenendtarif	-60,16	-61,74	-62,28	-50,33
	mittel	Tageszeitabhängig	-36,54	-36,72	-36,91	-32,47
		Wochenendtarif	-61,12	-62,88	-63,40	-50,53
	gering	Tageszeitabhängig	-56,81	-56,93	-57,06	-54,04
		Wochenendtarif	-73,21	-73,54	-73,91	-65,64
Elektroauto (nur Aufladen)	hoch	Tageszeitabhängig	-37,86	-38,03	-38,22	-33,99
		Wochenendtarif	-32,99	-33,81	-34,74	-14,15
	mittel	Tageszeitabhängig	-37,86	-38,03	-38,22	-33,99
		Wochenendtarif	-32,99	-33,81	-34,74	-14,15
	gering	Tageszeitabhängig	-37,86	-38,03	-38,22	-33,99
		Wochenendtarif	-32,99	-33,81	-34,74	-14,15
Wärmepumpe (nur Abschaltung)	hoch	Tageszeitabhängig	39,48	39,10	38,67	48,17
		Wochenendtarif	100,00	100,00	100,00	100,00
	mittel	Tageszeitabhängig	39,48	39,10	38,67	48,17
		Wochenendtarif	100,00	100,00	100,00	100,00
	gering	Tageszeitabhängig	39,48	39,10	38,67	48,17
		Wochenendtarif	100,00	100,00	100,00	100,00
Klimaanlage	hoch	Tageszeitabhängig	123,89	123,82	123,75	125,37
		Wochenendtarif	-99,31	-99,32	-99,33	-99,11
	mittel	Tageszeitabhängig	123,89	123,82	123,75	125,37
		Wochenendtarif	-99,31	-99,32	-99,33	-99,11
	gering	Tageszeitabhängig	123,89	123,82	123,75	125,37
		Wochenendtarif	-99,31	-99,32	-99,33	-99,11
Speicherheizung	hoch	Tageszeitabhängig	173,83	173,08	172,25	190,89
		Wochenendtarif	40,74	39,01	37,07	80,30
	mittel	Tageszeitabhängig	173,83	173,08	172,25	190,89
		Wochenendtarif	40,74	39,01	37,07	80,30
	gering	Tageszeitabhängig	173,83	173,08	172,25	190,89
		Wochenendtarif	40,74	39,01	37,07	80,30

Es ergibt sich für sämtliche Szenarien und Anwendungen ein negativer Nettonutzen. Ausnahme sind die Speicherheizungen, die bereits im Jahr 2015 einen positiven Nettonutzen aufweisen. Je höher der Börsenpreis (und damit die Varianz), desto höher ist der mögliche Nettonutzen für den Haushalt.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Betrachtung des tageszeitabhängigen sowie des Wochenendtarifs. Auch hier können nur Haushalte mit großen Anwendungen positive Nettonutzen erwarten (vgl. Tabelle 4-3). Einen solchen Tarif besitzt im Vergleich zum Börsenpreis eine höhere Varianz. Das Vertriebsunternehmen kann die Preisvor- bzw. Nachteile somit nicht vollständig über die Börse ausgleichen. Falls sich die Kunden sehr preissensibel zeigen besteht die Gefahr für Verluste, die höher sind als bei einem börsenpreisorientierten Tarif. Es ist allerdings denkbar, dass das Unternehmen über eigene Erzeugungsanlagen oder andere Bezugsquellen verfügt, die ihm das Angebot eines solchen Tarifs ermöglichen. Weiterhin kann ein solcher Tarif auch ein Kundenbindungsinstrument darstellen.

Der Nettonutzen kann sich günstiger darstellen wenn Haushalte mehrere große Anwendungen (z.B. Elektromobil *und* Wärmepumpe) besitzen und nur *ein* intelligentes Messsystem für alle Anwendungen installiert ist.

Sollten die Preise für intelligente Messsysteme in Zukunft sinken, kann sich der Nettonutzen eventuell auch für weitere (einzelne) Anwendungen bzw. Haushaltsgruppen positiv darstellen. Daher ist in Tabelle 4-4 der Bruttonutzen eines börsenpreisbasierten Tarifs einerseits und in Tabelle 4-5 der Bruttonutzen eines tageszeitabhängigen und eines Wochenendtarifs andererseits dargestellt.

Tabelle 4-4: Bruttonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines börsenbasierten variablen Tarifs (in Euro pro Jahr)

Typisierung		2014	2015			2020			2025		
Verbrauchergruppe	Preissensitivität	Reale Preisentwicklung	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis	Referenz	Hochpreis	Tiefpreis
1: Verbrauch bis 2.000 kWh / Jahr	hoch	0,70	0,50	1,02	0,21	1,15	1,72	0,48	2,49	3,07	1,72
	mittel	0,27	0,22	0,42	0,05	0,44	0,65	0,17	0,96	1,33	0,65
	gering	0,00	0,08	0,10	0,00	0,11	0,22	0,00	0,35	0,58	0,22
2: Verbrauch von 2.000 kWh bis 3.000 kWh/ Jahr	hoch	1,88	1,40	2,80	0,52	3,28	5,01	1,28	7,23	8,89	5,01
	mittel	0,67	0,62	1,03	0,12	1,09	1,89	0,46	2,56	3,79	1,89
	gering	0,10	0,19	0,24	0,00	0,25	0,50	0,10	0,91	1,57	0,50
3: Verbrauch von 3.000 kWh bis 4.000 kWh/ Jahr	hoch	5,02	4,65	6,09	4,02	6,76	9,26	3,61	12,24	14,79	9,26
	mittel	2,06	2,18	3,08	1,58	3,56	5,43	0,99	7,22	9,52	5,43
	gering	0,32	0,57	0,72	0,22	0,75	1,18	0,54	1,97	3,83	1,18
4: Verbrauch von 4.000 kWh bis 6.000 kWh/ Jahr	hoch	10,20	9,85	14,51	5,50	15,84	20,63	9,57	26,08	31,33	20,63
	mittel	5,04	5,24	8,93	4,46	10,29	14,62	3,95	19,16	23,91	14,62
	gering	1,18	1,44	3,50	0,40	3,84	5,19	1,67	7,90	12,65	5,19
5: Verbrauch > 6.000 kWh/ Jahr ohne Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung	hoch	11,69	11,40	15,34	4,43	16,72	21,77	9,80	28,15	33,79	21,77
	mittel	5,32	5,59	8,85	1,59	10,04	14,73	3,84	19,61	25,01	14,73
	gering	1,04	1,29	3,18	0,22	3,51	4,80	1,58	7,67	12,04	4,80
Elektroauto (nur Aufladen)	hoch	26,19	24,10	30,02	15,27	32,09	38,16	22,52	45,83	53,43	26,19
	mittel	26,15	23,83	30,02	14,41	32,09	38,16	22,25	45,83	53,43	26,15
	gering	24,35	21,69	28,19	10,54	30,61	37,44	19,58	45,31	53,29	24,35
Wärmepumpe (nur Abschaltung)	hoch	24,34	19,72	25,16	12,35	26,38	31,58	18,78	37,93	44,31	31,58
	mittel	23,38	19,10	24,70	10,24	25,90	31,05	18,08	37,53	43,91	31,05
	gering	19,06	19,10	20,48	3,44	22,13	28,57	12,49	35,96	42,70	28,57
Klimaanlage	hoch	4,71	1,02	1,64	1,02	3,53	2,19	0,95	5,09	6,15	2,19
	mittel	3,35	-0,21	0,43	-0,18	2,41	1,46	-0,22	4,06	5,48	1,46
	gering	1,26	-2,30	-2,39	-2,26	-0,10	-1,03	-2,68	1,33	3,32	-1,03
Speicherheizung	hoch	150,13	134,06	171,48	84,63	178,51	212,32	128,61	255,18	297,36	212,32
	mittel	148,96	133,71	171,05	83,71	178,20	212,14	127,82	254,86	297,00	212,14
	gering	144,52	130,28	168,50	75,50	176,39	211,04	123,65	253,88	296,22	211,04

Tabelle 4-5: Bruttonutzen verschiedener Verbrauchergruppen bei Nutzung eines tageszeitabhängigen bzw. Wochenendtarifs (in Euro pro Jahr)

Typisierung			2014	2015	2020	2025
Verbrauchergruppe	Preissensitivität	Tarif	Reale Preisentwicklung	Referenz	Referenz	Referenz
1: Verbrauch bis 2.000 kWh / Jahr	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	4,26 4,09	4,19 4,04	4,23 3,98	4,52 5,23
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	0,00 4,09	0,00 4,04	0,00 3,98	4,52 5,23
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
2: Verbrauch von 2.000 kWh bis 3.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	16,32 11,83	16,05 11,69	16,23 11,52	17,34 15,16
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	11,05 11,50	0,00 11,36	10,98 11,20	17,34 14,73
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
3: Verbrauch von 3.000 kWh bis 4.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	37,42 18,90	27,40 18,52	27,51 18,26	29,39 24,02
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	37,38 18,73	12,73 18,36	26,83 18,10	29,35 23,93
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	22,05 9,30	12,63 9,16	12,60 9,03	13,46 11,88
4: Verbrauch von 4.000 kWh bis 6.000 kWh/ Jahr	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	80,65 34,72	53,59 34,29	53,66 33,81	57,34 44,48
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	80,65 34,40	36,16 33,98	52,95 33,50	57,34 44,32
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	62,42 24,19	35,99 23,89	35,88 23,56	38,42 31,16
5: Verbrauch > 6.000 kWh/ Jahr ohne Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	95,06 39,84	63,16 38,26	63,24 37,72	67,57 49,67
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	95,02 38,88	43,26 37,12	63,09 36,60	67,53 49,47
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	74,75 26,79	43,07 26,46	42,94 26,09	45,96 34,36
Elektroauto (nur Aufladen)	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	62,14 67,01	61,11 66,19	61,78 65,26	66,01 85,85
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	62,14 67,01	61,11 66,19	61,78 65,26	66,01 85,85
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	62,14 67,01	61,11 66,19	61,78 65,26	66,01 85,85
Wärmepumpe (nur Abschaltung)	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	139,48 0,00	139,10 0,00	138,67 0,00	148,17 0,00
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	139,48 0,00	139,10 0,00	138,67 0,00	148,17 0,00
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	139,48 0,00	139,10 0,00	138,67 0,00	148,17 0,00
Klimaanlage	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	-23,89 0,69	-25,09 0,68	-23,75 0,67	-25,37 0,89
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	-23,89 0,69	-25,09 0,68	-23,75 0,67	-25,37 0,89
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	-23,89 0,69	-25,09 0,68	-23,75 0,67	-25,37 0,89
Speicherheizung	hoch	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	273,83 140,74	269,27 139,01	272,25 137,07	290,89 180,30
	mittel	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	273,83 140,74	269,27 139,01	272,25 137,07	290,89 180,30
	gering	Tageszeitabhängig Wochenendtarif	273,83 140,74	269,27 139,01	272,25 137,07	290,89 180,30

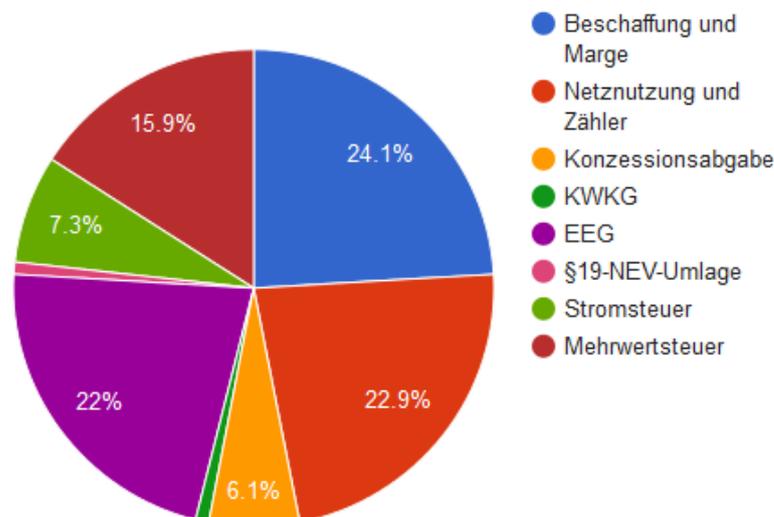
5 Mobilisierung von weiteren Lastverlagerungspotenzialen

Nachdem bestimmt wurde, wie sich variable Stromtarife auf verschiedene Haushaltstypen auswirken können und welche monetären Einsparungen möglich sind, soll nun der Frage nachgegangen werden, welche weiteren Optionen von Lastverlagerungspotenzialen auf Verbraucherseite zur Mobilisierung bestehen. Dabei ist es nicht das Ziel der Betrachtung zu beurteilen, ob die Mobilisierung dieser Potenziale aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Der Endkundenpreis ist in seiner derzeitigen Ausgestaltung zu großen Teilen unabhängig vom Beschaffungspreis und besteht aus fixen Bestandteilen. Dabei kann das Signal des Endkundenpreises, wie es im Zuge variabler Stromtarife erfolgt, möglicherweise noch weiter verstärkt werden, indem auch weitere Teile des Strompreises flexibilisiert werden.

Beschaffungspreis und Marge stellen den größten Anteil am Strompreis dar, gefolgt von Netznutzung und Zählern sowie der EEG-Umlage. Abbildung 5-1 zeigt die entsprechende Zusammensetzung für einen durchschnittlichen Haushaltskunden für das Jahr 2015. Neben der Ausgestaltung variabler Tarife, die im Rahmen der vorangegangenen Abschnitte ausführlich diskutiert wurde, ist eine Flexibilisierung auch in weiteren Bereichen denkbar.

Abbildung 5-1: Bestandteile des Strompreises 2015

Strompreiszusammensetzung 2015 in Cent/kWh



Quelle: Veriox <http://www.verivox.de/themen/strompreiszusammensetzung/>

Daher soll im Folgenden der Frage nachgegangen werden, inwiefern weitere Bestandteile des Endkundenpreises flexibilisiert werden können, welche weiteren Ansätze zur Mobilisierung des Lastverlagerungspotenzials bestehen und welche Voraussetzungen

dafür geschaffen werden müssten. Im Mittelpunkt der Untersuchung sollen dabei die folgenden Ansatzpunkte stehen:

- Dynamische Netzentgelte,
- Konzept der Flexibilitätsprämie,
- Flexible EEG-Umlage.

Allen drei Ansatzpunkten gemeinsam ist, dass die Implementierung eines intelligenten Messsystems eine Grundvoraussetzung ist. Allen gemeinsam sind damit auch die damit verbundenen und zuvor bereits ausführlich diskutierten Herausforderungen.

Dynamisch Netzentgelte

Die Netznutzungsentgelte haben einen Anteil von rund 23% der Strombezugskosten der Verbraucher und beeinflussen damit die wirtschaftlichen Anreize für ihr Verbrauchs- und Flexibilitätsverhalten. Die derzeitige Netzentgeltsystematik setzt keine Anreize, das Verbrauchsverhalten an die vom Großhandelspreis ausgehenden marktseitigen Anreize anzupassen. Das Preisgefüge ist statisch und kann so nicht die richtigen Anreize setzen, um eine kritische Netzsituation zu entlasten. Ein zeitlich differenziertes Entgelt hingegen kann einer solchen Netzsituation gerecht werden. Denkbar ist eine Ausgestaltung, die von fixierten Zeitperioden bis hin zu einer vollständig dynamischen Echtzeitbepreisung reicht. Praktische Erfahrungen liegen nur für ex ante differenzierte Preiszeiträume vor. Eine dynamischere Ausgestaltung gibt es bis dato nicht. Dänemark diskutiert derzeit verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten, doch eine zeitnahe Einführung steht nicht bevor.⁴⁶

Die Vorteile von dynamischen Netznutzungsentgelten liegen in der Stärkung des an Knappheiten orientierten Preissignals. Es ist jedoch so, dass eine dynamische Tarifierung, die sich an den tatsächlichen Netzrestriktionen orientiert, sehr kleinteilig ist und zu hohen Transaktionskosten in der Umsetzung führen würde, die mit hoher Wahrscheinlichkeit den Nutzen einer Lastverlagerung übersteigt.⁴⁷

Konzept der Flexibilitätsprämie

Eine weitere Option zur Mobilisierung von Lastverlagerungspotenzialen stellt die Einführung einer so genannten Flexibilitätsprämie dar. Der Verbraucher erhält dabei für die Bereitstellung von Flexibilität, d.h. für die Lastverlagerung, eine Prämie. Bemessen wird die Prämie dabei nach der zur Verfügung gestellten Leistung für einen bestimmten Zeitraum, wie zum Beispiel ein Kilowatt für eine Stunde.

Eine wichtige Voraussetzung für die Umsetzung der Flexibilitätsprämie ist die Möglichkeit der Messung von faktischer Dauer und Höhe der Unterbrechung bzw. Zuschaltung. Für die Ausgestaltung ist von Bedeutung, dass bei der Zuschaltung, zum Beispiel das Befüllen eines Speichers (Elektromobil), die Höhe der Prämie so bemessen sein muss, dass sie die Strombezugskosten übersteigt, da nur dann ein Anreiz für den Verbraucher

⁴⁶ Vgl. RAP (2014).

⁴⁷ Vgl. Liebe, A., Wissner, M. (2015).

besteht, Lasten zuzuschalten. Alternativ kann auch in Betracht gezogen werden, dass im Falle der Zuschaltung in Engpasssituationen der Bezugspreis entfällt.⁴⁸

Dynamische EEG-Umlage

Die EEG-Umlage hat mit 22% einen wahrnehmbaren Einfluss auf den Strompreis. So werden auch positive Effekte in Hinblick auf eine Mobilisierung des Lastverlagerungspotenzials in der Dynamisierung der EEG-Umlage gesehen.

Unter der Annahme, dass sich die Strom-Verfügbarkeit im Börsenpreis widerspiegelt, wird vorgeschlagen, dass die EEG-Umlage stündlich durch Multiplikation des Day-ahead-Großhandelspreises mit einem jährlich festgelegten Multiplikator berechnet wird.⁴⁹ Dieses würde bedeuten, dass die EEG-Umlage mit einem steigenden Börsenpreis steigen würde und mit einem sinkenden Börsenpreis sinken würde. Die Anreize zur Lastverlagerung beim Verbraucher würden somit intensiviert.⁵⁰ Dabei sind die Auswirkungen der dynamischen EEG-Umlage von verschiedenen Faktoren abhängig. Dazu zählen insbesondere die Höhe der EEG-Umlage insgesamt und die Höhe des Multiplikators. Aus Verbrauchersicht ebenfalls relevant ist, dass die Implementierung einer dynamischen EEG-Umlage mit hoher Wahrscheinlichkeit bedingen würde, dass im Gegensatz zu den variablen Tarifen keine Wahlmöglichkeit bestehen würde. Diese fehlende Wahlmöglichkeit würde sicherlich zu Lasten der Akzeptanz gehen.

⁴⁸ Vgl. Liebe, A., Wissner, M. (2015).

⁴⁹ Ecofys (2014).

⁵⁰ Aktuell wird das Konzept für RLM-Kunden diskutiert. Für SLP-Kunden ergibt sich, ebenso wie bei den dynamischen Tarifen, dass dieses Bilanzierungsverfahren mit der Flexibilisierung nicht konform geht.

6 Zusammenfassung und Fazit

Ziel der Studie war es, die mittelfristigen Auswirkungen verschiedener variabler Stromtarife auf die Haushalte zu berechnen. Hierzu wurden 5 Haushaltsgruppen gebildet, denen verschiedene verlagerbare Anwendungen zugeordnet wurden. Weiterhin wurden verschiedenen Preissensitivitäten angenommen.

Es zeigt sich, dass variable Stromtarife bei Ansetzung der derzeit diskutierten Preisobergrenzen für intelligente Messsysteme tatsächlich nur für Speicherheizungen einen positiven Nettonutzen stiften. Dies ändert sich, wenn von der Annahme abgewichen wird, dass jede große Anwendung (Elektroauto, Wärmepumpe, Klimaanlage, Nachtspeicherheizung) ein eigenes intelligentes Messsystem benötigt. Weiterhin sind etwaige zukünftige Preissenkungen bei intelligenten Messsystemen nicht berücksichtigt.

Grundsätzlich gilt: Je höher die Varianz in den Tarifen, desto mehr Preissenkungsspielräume eröffnen sich für die Endkunden. Börsenpreisbasierte Tarife bergen nur für sehr große Anwendungen wie Speicherheizungen Potenzial. Tageszeitabhängige sowie Wochenendtarife greifen teilweise auch schon früher. Hierbei sollte aber berücksichtigt werden, dass die Tarife z.T. als Kundenbindungsinstrument genutzt werden und zum anderen weitere Kosten, die in dieser Studie nicht berücksichtigt wurden, anfallen können, wie etwa die Kosten für eine intelligente Gerätesteuerung. Auch die Annahme, dass die Kunden im Verbrauchszeitraum der jeweiligen Anwendungen die Zeiträume mit den minimalen Kosten wählen können bedeutet, dass eine gewisse Automatisierung vorhanden sein muss.

Ein rein börsenpreisbasierter Tarif macht es also schwierig, einen positiven Nettonutzen für den Endkunden zu generieren. Weichen die der Berechnung zugrunde gelegten Prognosen des Börsenpreises in anderen Studien nach oben ab, ergeben sich entsprechend größere Potenziale. Bei den tageszeitabhängigen Tarifen und Wochenendtarifen hängt die Generierung eines positiven Nettonutzens stark von der individuellen Ausgestaltung, d.h. insbesondere von der Varianz der Tarife ab. Um solche Angebote in Zukunft unterbreiten zu können gilt es insbesondere verschiedene Hemmnisse zu beseitigen, wie etwa die Änderung des gegenwärtigen Bilanzierungsverfahrens und einer Standardisierung der Marktkommunikation.

Die Potenziale für den Kunden erhöhen sich, falls weitere Preisbestandteile wie die EEG-Umlage dynamisiert werden oder eine Flexibilitätsprämie eingeführt wird. Dabei sollten diese Instrumente allerdings aufeinander abgestimmt sein bzw. in dieselbe Richtung wirken, wenn eine Verstärkung des Preissignals erfolgen soll.

Literatur

- Agora Energiewende (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.
- 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.
- Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie BMWi (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Referentenentwurf vom 21. September 2015, Berlin.
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014, Bonn.
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/eckpunkte-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm/>
- Bundesregierung (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Gesetzentwurf vom 04. November 2015, Berlin.
- Dena [Deutsche Energie-Agentur](2010): dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.
- DLR, ZSW, Wuppertal Institut (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020 Vergütungszahlungen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, Studie im Auftrag des BMU.
- Dütschke, E., Unterländer, M., Wietschel, M. (2012): Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Fraunhofer ISI Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 1/2012.
- Ecofys (2014): Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage - Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage, Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin.
- EWI, GWS, Prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose, Studie im Auftrag des BMWi.
- Frontier Economics, Formaet Services (2014): Strommarkt in Deutschland –Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, Studie im Auftrag des BMWi.
- Gerichtshof der Europäischen Union (2013): PRESSEMITTEILUNG Nr. 36/13 vom 21.3.2013, Urteil in der Rechtssache C-92/11, RWE Vertrieb AG / Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen e.V., Luxemburg.
- Haucap, J. (2013): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung? Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 51, Düsseldorf.
- Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich.

- Liebe, A., Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich, Studie für Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg und Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Bad Honnef.
- Müller, C., Liebe, A. (2014): Intelligentes Netzkapazitätsmanagement als Alternative zum Netzausbau?, in: Bundesnetzagentur: „Wissenschaftsdialog 2013: Technologie, Kommunikation, Wirtschaft, Landschaft“, S. 153-168.
- Müller, C.; Schweinsberg, A. (2012): Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 364, Bad Honnef.
- Müller, C., Schweinsberg, A. (2012): Die Transformation des Energiesystems an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, in: VDE Kongress 2012, Band 2, Stuttgart, S. 283-288.
- Müller, C., Schweinsberg, A. (2013): Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 373, Bad Honnef.
- NPE [Nationale Plattform Elektromobilität] (2010): Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3, Lade-Infrastruktur und Netzintegration, 30. November 2010.
- Panik, J. (2014): Towards Smart Retail Markets in Europe, Presentation E-World 2014, 12. Februar 2014, Essen.
- Plückebaum, T., Wissner, M. (2013): Aufbau intelligenter Energiesysteme – Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 372, Bad Honnef.
- RAP (2014): Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Berlin.
- Rüdenauer, I., Griebshammer, R., Götz, K. und B. Birzle-Harder (2004): Produkt-Nachhaltigkeitsanalyse von Waschmaschinen und Waschprozessen.
- Schmitt, S, Wissner, M. (2015): Analyse des Preissetzungsverhaltens der Netzbetreiber im Zähl- und Messwesen, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 297, Bad Honnef.
- Schnurre, S. (2014): Variabel Tarife aus dem Blickwinkel der Lastverlagerung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64. Jg, Heft 6, S. 53-57.
- 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)“.
- Verbraucherzentrale RLP und Oeko-Institut (2012a): Energieverbrauch von Wäschetrocknern.
- Verbraucherzentrale RLP und Oeko-Institut (2012b): Energieverbrauch von Spülmaschinen.
- Wirtschaftswoche (2013): Elektroautos: VW will Reichweite auf mehr als 350 km erhöhen, Artikel vom 25.01.2013, abrufbar unter: <http://green.wiwo.de/elektroautos-vw-will-reichweite-auf-mehr-als-350-kilometer-erhoehen/>, zuletzt abgerufen am 2.11.2015.

Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
Rhöndorfer Str. 68
53604 Bad Honnef
Deutschland
Tel.: +49 2224 9225-0
Fax: +49 2224 9225-63
eMail: info(at)wik.org
www.wik.org

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführer und Direktor Dr. Iris Henseler-Unger

Direktor
Abteilungsleiter
Post, Logistik und Verkehr Alex Kalevi Dieke

Prokurist
Abteilungsleiter
Kostenmodelle und Internetökonomie Dr. Thomas Plückebaum

Direktor
Abteilungsleiter
Regulierung und Wettbewerb Dr. Ulrich Stumpf

Prokurist
Leiter Verwaltung Karl-Hubert Strüver

Vorsitzender des Aufsichtsrates Winfried Ulmen

Handelsregister Amtsgericht Siegburg, HRB 7225

Steuer Nr. 222/5751/0722

Umsatzsteueridentifikations Nr. DE 123 383 795