

Fachbericht

Lastverschiebungspotenziale von Haushaltsgeräten durch Smart Metering

Benjamin Schminke, Katrin Scharte, Marco K. Koch

Ruhr-Universität Bochum
Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft

Oktober 2016

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben „Begleitforschung des Wettbewerbs
„Energieeffiziente Stadt““ wird mit den Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung
(BMBF) unter dem Förderkennzeichen 03SF0415A gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Grundlagen des Smart Meterings	3
3	Smart Meter in Haushalten.....	5
4	Signal­daten zur Aktivierungsbeeinflussung.....	7
4.1	Regelsignal.....	7
4.2	Strompreissignal	7
5	Lastverschiebungspotenziale von Haushaltsgeräten	8
5.1	Differenzierung der Lastverschiebungspotenziale.....	9
5.2	Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über Regelsignale	10
5.2.1	Datengrundlage der Hochrechnung.....	11
5.2.2	Auswertung der Hochrechnung.....	15
5.2.3	Szenario des Lastverschiebungspotenzials	17
5.3	Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über Strompreissignale	19
5.3.1	Datengrundlage der Hochrechnung.....	19
5.3.2	Auswertung der Hochrechnung.....	23
5.4	Kombination der Hochrechnungsansätze.....	26
6	Praktische Umsetzbarkeit.....	29
7	Fazit.....	30
8	Literaturverzeichnis.....	32

1 Einleitung

Der Fokus dieser Ausarbeitung liegt auf dem Lastverschiebungspotenzial, das aus dem Smart Metering in privaten Haushalten resultiert. Bisher wurden zwar unter anderem Ergebnisse von Hochrechnungen und Abschätzungen nach verschiedenen Szenarien von der Deutschen Energie-Agentur (dena) veröffentlicht [DEU2014B]. Diese behandeln jedoch nicht explizit das Lastverschiebungspotenzial der privaten Haushalte. In dieser Arbeit werden dazu zunächst die Grundlagen des Smart Meterings vorgestellt und Vor- und Nachteile aufgezeigt. Anschließend wird auf das Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten eingegangen und dargelegt, welche Geräte dafür geeignet sind und welche Potenziale diese bieten. Dazu wird die Lastbeeinflussung durch die Signalarten Regel- und Strompreissignale untersucht. Regelsignale dienen der direkten Steuerung von Smart-Meter-kompatiblen Geräten. Strompreissignale beeinflussen das Verbraucherverhalten. Die beiden Signalarten verfügen über unterschiedliche Lastverschiebungspotenziale. Daher werden zwei verschiedene Ansätze zur Hochrechnung der Potenziale vorgestellt, in denen das jeweilige Lastverschiebungspotenzial bis zum Jahr 2030 ermittelt wird. Die entsprechenden Datengrundlagen werden erläutert, der Ansatz der Hochrechnung dargelegt und eine Auswertung der Ergebnisse durchgeführt. Bei der Hochrechnung des Potenzials von Strompreissignalen wird zudem ein Szenario unter der Annahme der flächendeckenden Einführung von Smart Metern betrachtet. Die Auswertung der Potenzialhochrechnung über Strompreissignale zeigt die konkreten Auswirkungen an Lastgangkurven.

Anschließend wird eine Kombination beider Hochrechnungsansätze präsentiert, bevor abschließend Hemmnisse und Schwierigkeiten bezüglich der Einführung und Nutzung von Smart Metering in Haushalten aufgezeigt werden.

2 Grundlagen des Smart Meterings

Der Begriff Smart Metering bezeichnet computergestütztes Messen, Ermitteln und Steuern von Energieverbrauch und Energiezufuhr. Dies erfolgt über Smart Meter, die Informationen zum Strom-, Gas-, Wärme-, Kälte- und Wasserverbrauch und gegebenenfalls zur Stromerzeugung verarbeiten können. Über den Einsatz dieser Zähler können kompatible Geräte zur Lastverschiebung in einem Energienetzwerk beitragen.

Ab dem 01.01.2010 müssen Neubauten und Gebäuden bei größeren Renovierungen, bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch über 6.000 kWh und Neuanlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz mit Smart Metern ausgestattet werden [DEU2015] [ENE2010A]. Zusätzlich sind Stromanbieter ab Dezember des Jahres 2010 gesetzlich dazu verpflichtet worden, lastvariable oder tageszeitabhängige Stromtarife anzubieten. [ENE2010B] Dies soll ermöglichen, dass Verbraucher über die Nutzung von Smart Metern Energiekosten reduzieren können, indem der Strom dann genutzt wird, wenn er preiswerter ist beziehungsweise, wenn Spitzenlasten auftreten. Die direkte Verknüpfung von Erzeugern und Verbrau-

chern über die Smart Meter-Technologie bietet neue Vorteile. So ermöglicht der Echtzeitinformationsaustausch direktere Reaktionen der Netzbetreiber auf Lastschwankungen im Stromnetz. Zudem können beim Verbraucher systematisch Einsparpotenziale aufgedeckt werden. Dadurch wird ebenfalls die Energieeffizienz gesteigert. [DEU2011] Diese Eigenschaften sind für den Einsatz von Energiemanagementsystemen, wie der ISO 50001 besonders relevant. Nach [DEU2014] können durch die Einführung von Smart Metern bis zum Jahr 2030 bis zu 36 % der Investitionskosten für den Netzausbau eingespart werden. Voraussetzungen dafür sind jedoch, dass die Verbraucher aktiv bleiben und bestimmte Geräte dann nutzen, wenn es für den Netzbetreiber sinnvoll ist. Dadurch kann dann das volle Potenzial des Smart Meterings ausgenutzt werden. [DEU2014A]

Smart Meter werden zum Ausbau des Smart Grids benötigt. Dies ist laut BDEW definiert als „ein Energienetzwerk, das das Verbrauchs- und Einspeiseverhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert. Es sichert ein ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit niedrigen Verlusten und hoher Verfügbarkeit.“ [BDE2012] Um dieses Netzwerk erfolgreich errichten zu können, müssen Stromnetz und Markt parallel und koordiniert unter einer systematischen Gesamtsicht entwickelt werden. Drei zentrale Bedingungen dafür sind die Neutralität der Netzbetreiber, der Aus- und Umbau der Stromnetze und die Schaffung von intelligenten Netzen. [BDE2012] Die Grundlage für den Aufbau intelligenter Netze ist das Smart Metering, um Verbraucher und Erzeuger zu verbinden.

Das Smart Metering beruht auf zwei verschiedenen Umsetzungsvarianten. Zum einen können diese Stromzähler im Vergleich zu den bisherigen elektromechanischen Stromzählern Kunden den eigenen Energieverbrauch und gegebenenfalls den aktuellen Stromtarif transparent aufzeigen. Dadurch kann die Energieeffizienz erhöht und die Energieeinsatzmenge reduziert werden. Zum anderen ermöglichen diese intelligenten Messsysteme eine direkte Verbrauchsmessung, Datenübertragung und Automatisierung. Die Anforderungen an den Stromzähler richten sich nach der Art des Signals (vgl. Kapitel 4). Bei einer Automatisierung werden die Verbraucherdaten von einem Messdienstleister gesammelt, ausgewertet und anschließend an Energiebetriebe weitergeleitet. [Wos2012] Die Abbildung 2-1 verdeutlicht die Beziehungen zwischen Netz- und Messdienstleister, Energielieferant und Endkunden.

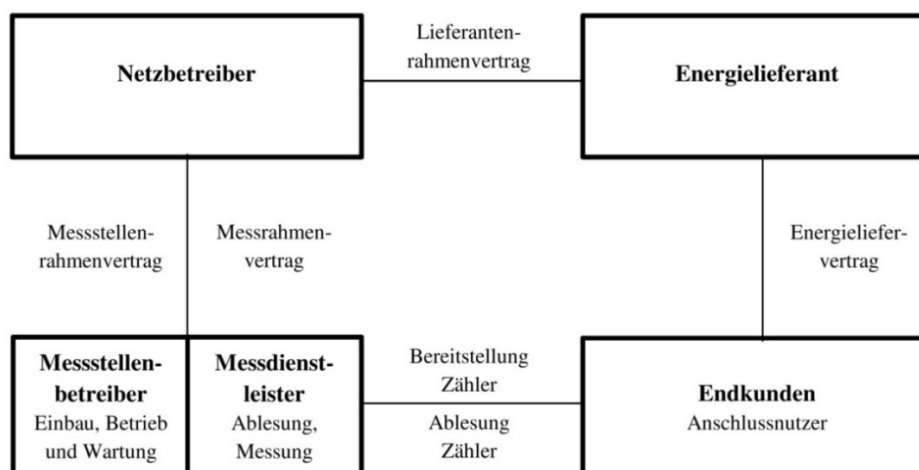


Abbildung 2-1: Akteur-Strukturen des Smart Metering nach [PWC2008]

Netzbetreiber und Stromerzeuger erhalten über Smart Meter Verbraucherdaten in Echtzeit. So können Netzsituationen sicherer eingeschätzt und die Wechselbeziehung zwischen Angebot und Nachfrage optimiert werden. Das Smart Metering zeigt Ort, Zeitpunkt und Bedarf auf. Einerseits liefert der Verbraucher so Daten über Verbrauch und Erzeugung, beispielsweise bei installierten Photovoltaik-Anlagen. Andererseits können Geräte, die mit Smart Metern kompatibel sind, automatisiert oder ferngeschaltet werden. Diese bidirektionale Kommunikation ermöglicht es Verbrauchern, Strom dann zu beziehen, wenn er nach lastvariablen Tarifen besonders günstig ist. Netzbetreiber können hingegen Lastspitzen im Netz reduzieren und Überangebote an Strom ausgleichen, indem Last verschoben wird. [BUN2013] [WOS2012] Durch diese Möglichkeiten wird die Stromnachfrage flexibler und das Lastmanagement optimiert. Dies führt zu einer gleichmäßigeren Ausnutzung des Netzes und reduziert Investitionskosten für den Netzausbau und den Einsatz von Spitzenlastsystemen. [WOS2012] Die Tabelle 2-1 zeigt zusammenfassend Vor- und Nachteile sowie Kritik am Smart Metering auf.

Tabelle 2-1: Vorteile, Nachteile und Kritik am Smart Metering

Vorteile	Nachteile/Kritik
(Kosten-)Transparenz für Verbraucher	Transparenz der Verbrauchsgewohnheiten
Verbraucherdaten in Echtzeit	Datenschutzprobleme
Reduktion der Energiekosten	Mangelnde Attraktivität lastvariabler Tarife
Reduktion der Investitionskosten des Netzausbaus	Investitionskosten auf Verbraucherseite
Reduktion der Energieeinsatzmenge	
Gleichmäßigere Ausnutzung des Netzes	
Sicherere Einschätzung der Netzsituation	
Steigerung der Energieeffizienz	
Automatisierung von Geräten (Smart Home)	
Intelligentes Last- und Einspeiseverhalten	

Aus Sicht der Netzbetreiber überwiegen die Vorteile deutlich. Auch in Bezug auf die Energiewende in Deutschland zeigt Smart Metering Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz auf. So wird in der Effizienzrichtlinie (2012/27/EU) das Ziel angegeben, dass bis zum Jahr 2020 80 % der gesamten Messzähler umgerüstet sein sollen [EUR2012]. Nach aktuellen Entwicklungen wird jedoch erwartet, dass dieses Ziel erst im Jahr 2029 erreicht wird [TES2014]. Hindernisse aus Verbrauchersicht sind hohe Investitionskosten, eine bisher geringe Attraktivität der lastvariablen Stromtarife und ungelöste Datenschutzprobleme. [VEB2012]

3 Smart Meter in Haushalten

In diesem Kapitel wird dargestellt, welches Lastverschiebungspotenzial private Haushalte bieten und aus welchen Haushaltsgeräten dieses resultiert.

Wie die Abbildung 3-1 zeigt, beträgt der Anteil des Stromverbrauches in privaten Haushalten 26,9 % des Stromverbrauches in Deutschland. [DEU2014B]

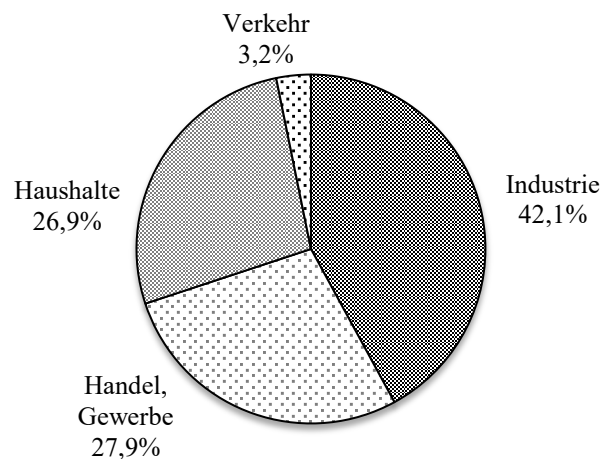


Abbildung 3-1: Anteile am Stromverbrauch in Deutschland nach Sektoren nach [DEU2014B]

Mit diesem Anteil verfügen Haushalte über grundlegende Lastverschiebungspotenziale. Haushalte können einerseits als Erzeuger angesehen werden, wenn sie beispielsweise über Photovoltaik-Anlagen oder Blockheizkraftwerke Strom erzeugen, der in das Stromnetz eingespeist wird. Andererseits bieten automatisierte Haushaltsgeräte die Möglichkeit, Lasten zu verschieben oder Energie zu speichern. Derartige Haushaltsgeräte sind bereits auf dem Markt erhältlich und kompatibel mit intelligenten Messsystemen. Sie sind so ausgelegt, dass sie über einen elektrischen Stromzähler mit dem Energieversorger verbunden sind. Dadurch kann ihr Verbrauch in nachfrageschwache Zeitabschnitte, in denen zu viel Strom aus regenerativen Energien zur Verfügung steht, verlegt werden. Dabei können die Geräte zum Beispiel automatisch den Betrieb beginnen, wenn der Strompreis entsprechend preiswert ist. [VAT2015] Alternativ können Smart Meter den Stromtarif aufzeigen und Verbraucher somit ihren Strombezug manuell in kostengünstigere Zeiten verlegen.

Diese Form der intelligenten Erzeugung und Nutzung bietet die einzige Möglichkeit geringe Strompreise an der Börse an Verbraucher weiterzugeben. Studien haben, laut [WOS2012], gezeigt, dass dadurch Energieeinsparungen zwischen 3 % und 20 % erzielt werden können. Als realistische Kosteneinsparungen werden 5 % bis 10 % angegeben. Zudem wird angenommen, dass bereits 3 % bis 4 % an Stromeinsparungen die zusätzlichen Kosten für die Einführung von Smart Metern decken. Das derzeitige Hindernis bei der Einführung der Smart Meter ist jedoch ein noch zu geringer Kundennutzen. Dies kann sich jedoch zukünftig ändern, wenn attraktivere variable Stromtarife angeboten oder Energiekosten bei Neubauten auf die gesamte Nutzungszeit eines Gebäudes bezogen werden. Somit wirkt sich die Energieeffizienz auf die Lebenszykluskosten aus und gewinnt an Relevanz. [WOS2012]

Auf welcher Grundlage die Einschätzungen der Energieeinsparpotenziale in [WOS2012] beruhen, wird nicht angegeben. Auch Hochrechnungen für das Lastverschiebungspotenzial von Haushalten beziehungsweise Haushaltsgeräten sind nicht veröffentlicht.

4 Signaldaten zur Aktivierungsbeeinflussung

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten den Stromverbrauch in Haushalten über Smart Metering zu beeinflussen. Diese können nach zwei Signalarten unterschieden werden. Zum einen gibt es die direkte Beeinflussung über Steuer- bzw. Regelsignale. Dabei verfügt der Energieversorger über das Recht auf eine Fernregelung der Geräte. Zum anderen gibt es die anreizbasierte indirekte Beeinflussung des Nutzungsverhaltens durch Strompreissignale. Die Tabelle 4-1 gibt eine Übersicht über die weitere Unterteilung dieser beiden Signalarten.

Tabelle 4-1: Übersicht der Signalarten nach [HIL2014]

Regelsignale	Strompreissignale
Direkte Laststeuerung	Starrer zeitvariabler Tarif
Notfallprogramme	Dynamischer zeitvariabler Tarif
Unterbrechbare Lasten	Echtzeittarif
Lastbegrenzung	
Nachfrage-Bieterverfahren	

Die Signalarten werden hinsichtlich der Art der Steuerung und dem Ziel der resultierenden Laständerung unterschieden. Notfallprogramme können beispielsweise unabhängig von den Strompreisen zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt werden. Über Echtzeittarife werden hingegen Schwankungen der Preise direkt an Kunden weitergegeben. Im Folgenden werden die Signalarten erläutert.

4.1 Regelsignal

Mittels Regelsignalen können Energieversorger direkt auf den Betrieb von Geräten zugreifen und diese somit aktivieren oder deaktivieren. Das Signal führt somit zu einer unmittelbaren Laständerung. Dadurch besteht die Möglichkeit, direktes und kurzfristiges Lastmanagement umzusetzen. Derzeit werden Regelsignale bereits bei industriellen Großverbrauchern eingesetzt. Um die Anwendung auch für Kleinverbraucher zu ermöglichen, wird eine entsprechende informations- und kommunikationstechnische Ausstattung benötigt. Diese kann über Smart Meter realisiert werden. Die grundsätzlichen Anforderungen an die technische Infrastruktur sind dabei höher als bei Strompreissignalen. [HIL2014]

4.2 Strompreissignal

Das Strompreissignal führt zu einer indirekten Beeinflussung der Verbraucher. Über variable Stromtarife kann ein finanzieller Anreiz geschaffen werden, der sich auf das Verbraucherverhalten auswirkt. Verbraucher können ihren Stromverbrauch somit in tariflich günstigere Zeiträume legen. Dies kann entweder manuell erfolgen oder automatisiert, insofern der Verbraucher über entsprechende Endgeräte verfügt. Des Weiteren können sich Preissignale in Merkmalen und Ausprägungen unterscheiden, wie die Tabelle 4-2 verdeutlicht.

Tabelle 4-2: Merkmale und Ausprägungen von Strompreissignalen nach [HIL2014]

Merkmal	Ausprägung			
Variabilität	zeitvariabel		lastvariabel (Bepreisung von Lastbändern)	
Tarifabstufung	diskret (Preisstufen)		stetig	
Signalart	statisch (Time-Of-Use-Pricing)		dynamisch (Critical-Peak-/Real-Time-Pricing)	
Zeitintervalle	äquidistant (periodisch)	nicht äquidistant (jedoch vorbestimmt)		variabel (nicht vorbestimmt)
Zeitliche Auflösung	gering (z. B. 1 Tag)	mittel (z. B. Zeitzonen)	hoch (z. B. stündlich)	sehr hoch (z. B. viertelstündlich)
Gültigkeit der Tarifstruktur	langfristig (z. B. 1 Monat)	mittelfristig (z. B. 1 Tag)	kurzfristig (wenige Zeitscheiben)	sehr kurzfristig (Echtzeit)
Vorausplanbarkeit	fix		variabel hinsichtlich des zeitlichen Horizontes	Variabel hinsichtlich Signalaktualisierung
Reaktion	manuell			automatisiert

Im Rahmen des Time-Of-Use-Pricing werden Preise für bestimmte Zeitabschnitte festgelegt. Beim Real-Time-Pricing ist der Preis hingegen abhängig von der Bezugsmenge.

Die in Tabelle 4-2 aufgeführten Merkmalsausprägungen sind beliebig kombinierbar und stehen in enger Verbindung zu den Stromtarifen. Das Problem bei Anwendung von Strompreissignalen ist, dass der Strombedarf nicht direkt geregelt werden kann. Daraus folgt, dass die Lastbeeinflussung im Vorhinein nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden kann. Es kann lediglich geschätzt werden, wie die Bedarfsseite auf ein entsprechendes Signal reagieren kann. Während kompatible Geräte automatisiert den Betrieb aufnehmen, bedarf eine manuelle Bedienung die Anwesenheit einer Person im Haushalt. Trotz dieser Annahmen bleibt die Genauigkeit einer Prognose unsicher, da die Entscheidung der Gerätenutzung beim Verbraucher liegt. Aus diesem Grund sind Preissignale nicht für kurzfristige Laständerungen geeignet. Weitere Gründe dafür, dass Preissignale eher für langfristige Zeiträume geeignet sind, sind der Konsumentenwunsch nach Planungssicherheit, Akzeptanzprobleme der Technologie, wenn beispielsweise die Betriebszeit unerwartet in einen kostenintensiveren Zeitraum fällt, der zeitliche Vorlauf, damit Kunden sich an den Preisverlauf anpassen können und technische Restriktionen. So sind nicht alle Geräte für einen flexiblen Betrieb geeignet.

5 Lastverschiebungspotenziale von Haushaltsgeräten

Im Folgenden wird das Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten analysiert. Die entsprechenden Hochrechnungen und Abschätzungen des Verschiebungspotenzials werden entsprechend der Signalarten unterschieden. Zunächst erfolgt die Betrachtung des Potenzials, das aus dem Einsatz von Regelsignalen resultiert. Dieses Lastverschiebungspotenzial kann als planbare bzw. teilweise sichere Last angenommen werden. Anschließend wird das aus Strompreissignalen resultierende Lastverschie-

bungspotenzial einbezogen. Die Abschätzung dieses Potenzials basiert auf einem Pilotprojekt und zeigt den Einfluss des Nutzerverhaltens. Bei beiden Ansätzen wird zunächst jeweils die Datengrundlage dargelegt, die Hochrechnung erläutert und ausgewertet. Abschließend wird eine Kombination beider Hochrechnungsmethoden vorgestellt.

5.1 Differenzierung der Lastverschiebungspotenziale

Für diese Hochrechnung muss zunächst betrachtet werden, welche Gerätegruppen für eine Anbindung an Smart Meter geeignet sind. Dabei ist zu beachten, dass die Verschiebung der Betriebszeiten beziehungsweise eine Automatisierung nicht zu wesentlichen Komfortverlusten führen darf. So bieten Beleuchtung, Kommunikation und Kochen keine Möglichkeiten, planbar Last zu verschieben. Elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen bieten zwar grundsätzlich die Möglichkeit für ein Lastmanagement. Jedoch treten deutliche Schwankungen der Lastprofile zwischen kalten und warmen Tagen auf. So beträgt das Lastverschiebungspotenzial im Sommer lediglich 5 % des Potenzials im Winter. Aufgrund dieser jahreszeitlichen Schwankungen sind Heizungssysteme nicht geeignet. Folglich wird für die Netzplanung beziehungsweise den Netzbetrieb ganzjährig verfügbare Leistung zur Lastverschiebung benötigt. [WOS2012]

Die größten Potenziale werden in den Geräte-Gruppen Geschirrspüler, Wäschetrockner und Waschmaschinen gesehen. [DEU2014B] Weitere Möglichkeiten bieten Kühlschränke, Gefriergeräte, Warmwasserbereiter und Warmwasserspeicher. Bei diesen Geräten führt eine Verschiebung der Betriebszeiten zu geringen bis keinen Beeinträchtigungen des Komforts und der Funktionalität. [DEU2014B] [WOS2012] Der Verbraucher kann zum Beispiel einen spätesten Endtermin angeben. So kann sichergestellt werden, dass beispielsweise die Waschmaschine den Waschgang zu einem bestimmten Zeitpunkt beendet hat. Zudem stehen die Leistungen dieser Geräte unabhängig von der Jahreszeit zur Verfügung. [VAT2015]

Im Rahmen der Studie „Einführung von Smart Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen (kurz: dena-Smart-Meter-Studie)“ der Deutschen Energie-Agentur aus dem Jahr 2014, wird aufgezeigt, dass der Hauptteil des Lastverschiebungspotenzials in der Verschiebung der Betriebszeiten von Wäschetrocknern, Waschmaschinen und Geschirrspülern liegt [DEU2014B]. Dazu wurden in der Studie Leistungsverläufe dieser Gerätegruppen analysiert. Die schematischen Darstellungen der Leistungsverläufe dieser Geräte-Gruppen werden in Abbildung 5-1 dargestellt.

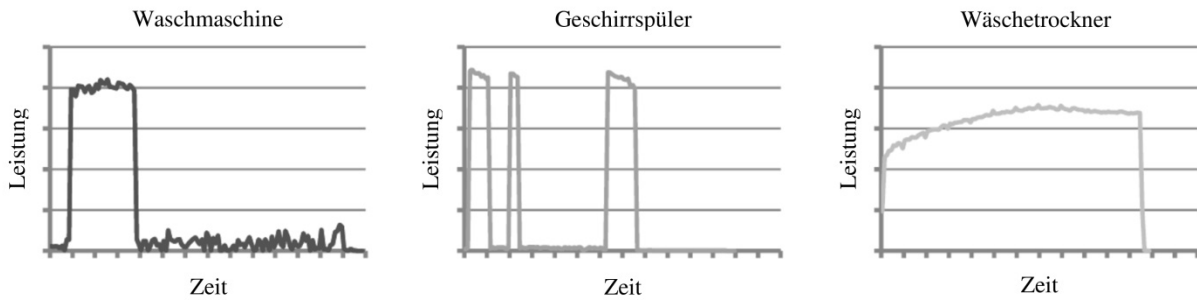


Abbildung 5-1: Schematischer Leistungsbezug des Einsatzes von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern nach [DEU2014B]

Wie die Abbildung zeigt, schwanken die Leistungsverläufe von Waschmaschinen und Geschirrspülern deutlich. Bei Waschmaschinen resultiert dies aus der Aufheizphase zu Betriebsbeginn, da hierfür mehr Leistung benötigt wird. Die starken Leistungsschwankungen bei Geschirrspülern ergeben sich aus Spülprogrammen, für die unterschiedliche Leistung benötigt wird. Lediglich Wäschetrockner verfügen über einen stetigen Leistungsverlauf, damit eine kontinuierliche Trocknung durchgeführt werden kann. In der dena-Smart-Meter-Studie wird als Ziel angegeben, den Verbrauch dieser Geräte über die Einspeisespitzen der Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen zu legen. Im Idealfall wird somit ein inverses Lastprofil zur Photovoltaik-Stromeinspeisung benötigt, wozu eine zeitabhängige Aktivierung der Geräte geeignet ist. [DEU2014B] Dieses Ziel stimmt mit dem Ansatz der Aktivierung durch finanzielle Anreize in Form niedrigerer Stromkosten überein. Aus dem marktwirtschaftlichen Zusammenwirken zwischen Angebot und Nachfrage resultiert, dass der Strompreis sinkt, wenn die angebotene Energiebereitstellung den nachgefragten Energiebedarf an der Börse übersteigt. Dies kann beispielsweise zur Mittagszeit auftreten, wenn durch Photovoltaik eine Einspeisespitze entsteht. Damit die daraus resultierenden Schwankungen der Strompreise an der Börse an den Endverbraucher weitergegeben werden können, sind variable Strompreise erforderlich.

Ein Hindernis dieses Ansatzes resultiert aus den im Erneuerbaren-Energie-Gesetz verankerten Einspeisevergütungen. Durch die Vergütungen wird auch in nachfrageschwachen Zeiträumen weiterhin Strom produziert und die gleichbleibende Einspeisevergütung auf den Tarif der Endkunden übertragen. Das daraus folgende Überangebot an Strom setzt die marktwirtschaftlichen Gesetzmäßigkeiten außer Kraft. [HAN2014] Die Entwicklung geeigneter inverser Lastprofile zur Photovoltaik-Einspeisespitze gestaltet sich somit schwierig. Aus diesem Grund liegt die netzdienliche Lastverschiebung unter dem theoretisch möglichen Potenzial. In der Betrachtung der dena-Studie wird zur Vereinfachung eine ideale Übereinstimmung beziehungsweise ein ideales inverses Profil angenommen.

5.2 Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über Regelsignale

In diesem Abschnitt wird das theoretische Lastverschiebungspotenzial, das von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern resultiert, bestimmt. Die dena-Smart-Meter-Studie bietet zur Abschätzung der verschiebbaren Energie die Gleichung 5.1 an [DEU2014B].

$$\begin{aligned} \text{Verschiebbare Energie} &= \text{Anzahl der Wohneinheiten} * \text{Ausstattungsgrad} \\ &* \text{Energie pro Zyklus} * \text{Verfügbarkeit} * \text{Steuerbarer Anteil} \end{aligned} \quad \text{Gl. 5.1}$$

Über die Verfügbarkeit wird berücksichtigt, an wie vielen Tagen pro Jahr die Geräte einsatzbereit sind. In einem Ein-Personen-Haushalt beispielsweise werden Geräte weniger eingesetzt, als in einem Vier-Personen-Haushalt. Der Ausstattungsgrad gibt die durchschnittliche Geräteanzahl pro Haushalt an und über den steuerbaren Anteil wird wiedergegeben, welcher Anteil der Haushalte über Smart Meter regelbar ist.

5.2.1 Datengrundlage der Hochrechnung

Auf der Grundlage dieser Gleichung wird das abgeschätzte Lastverschiebungspotenzial für die Jahre 2016 bis 2030¹ ermittelt. Anstelle der Anzahl der Wohneinheiten werden in dieser Hochrechnung die Anzahl der Haushalte in Deutschland und die entsprechenden Ausstattungsgrade für Haushalte berücksichtigt. Im Folgenden wird dazu zunächst die Datengrundlage der einzelnen Berechnungsparameter erläutert. Insofern Daten für einzelne Jahre nicht gegeben sind, werden die benötigten Werte über lineare Interpolation ermittelt. Abschließend werden die Ergebnisse der Hochrechnung präsentiert und ausgewertet.

Anzahl der Haushalte

Vom Statistischen Bundesamt (Destatis) stehen Ergebnisse für die Haushaltsvorausberechnung bis zum Jahr 2030 zu Verfügung. Dabei werden zwei Varianten der Vorausberechnung unterschieden. Bei der Status-quo-Variante wird davon ausgegangen, dass die Ausgangsverhältnisse im Haushaltsbildungsverhalten konstant bleiben. Die Trend-Variante berücksichtigt zusätzlich Verhaltensänderungen und bietet dadurch ein präziseres Erwartungsmodell. In Tabelle 5-1 werden die Daten zur Entwicklung der Anzahl der Haushalte nach der Trend-Variante aufgezeigt. [STA2011]

Tabelle 5-1: Anzahl der Haushalte nach Jahren nach [STA2011]

Jahr	Anzahl der Haushalte [tsd.]	Jahr	Anzahl der Haushalte [tsd.]
2013	40.519	2022	41.113
2014	40.620	2023	41.132
2015	40.700	2024	41.144
2016	40.782	2025	41.144
2017	40.864	2026	41.132
2018	40.932	2027	41.116
2019	40.994	2028	41.093
2020	41.044	2029	41.060
2021	41.083	2030	41.020

¹ Die Vollständigkeit der Datengrundlage ist für diesen Zeitraum gegeben.

Ausstattungsgrade

Bei der Ermittlung der Ausstattungsgrade der drei Gerätegruppen werden die Daten nach [Wis2013] als Grundlage genutzt. In der Arbeit werden Ausstattungsgrade von Haushalten jeweils für die Jahre 2015, 2020, 2025 und 2030 angegeben. Dabei werden einzelne Haushaltsgruppen unterschieden (Single, Paare, Paare mit Kindern, Alleinerziehende und sonstige). Die jeweiligen Haushaltsgruppen werden zudem nach der Altersstruktur (U45, U65 und Ü65) unterteilt. Die Verteilung der Altersstruktur innerhalb einer Haushaltsgruppe ist nicht angegeben. Es besteht somit eine Unsicherheit, ob die Altersstruktur mit unterschiedlicher Gewichtung in die Bestimmung des Ausstattungsgrades einfließt. Im Rahmen dieser Berechnung werden die einzelnen Altersgruppen gleich gewichtet, weshalb der Wert pro Altersgruppe über das arithmetische Mittel bestimmt wird. Der Anteil der Haushaltsgruppen an der Gesamtanzahl der Haushalte kann hingegen bestimmt werden, sodass über das gewichtete arithmetische Mittel die in Tabelle 5-2 aufgeführten gesamten Ausstattungsgrade resultieren.

Tabelle 5-2: Ausstattungsgrad nach Gerätegruppe und Jahren nach [Wis2013]

Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,000	0,917	0,548
2020	1,000	0,972	0,593
2025	1,000	0,993	0,637
2030	1,000	1,000	0,682

Energie pro Zyklus

In der weiteren Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die verwendeten Geräte im Jahr 2020 über die Energieeffizienzklasse A+++ verfügen. Dieser Wert stimmt mit den Energieeffizienzzielen der Europäischen Union überein, nach denen eine Energieeffizienzsteigerung von 20 % angesetzt ist. Tabelle 5-3 gibt Daten zum Energiebedarf und der Verfügbarkeit von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern an. [DEU2014B]

Tabelle 5-3: Energie pro Zyklus von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern für das Jahr 2020 nach [DEU2014B]

	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
Energie pro Zyklus (2020)	0,79 kWh	0,75 kWh	1,11 kWh

Um die Energieeffizienzsteigerung der Gerätegruppen in der Hochrechnung berücksichtigen zu können, werden Änderungen des elektrischen Energiebedarfs einbezogen. Die prozentualen Veränderungen des Energiebedarfs (g) der Geräte werden in Tabelle 5-4 aufgeführt.

Tabelle 5-4: Änderung des Energiebedarfs von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern nach [Wis2013]

	g(2015)	g(2020)	g(2025)	g(2030)
Waschmaschine	-7,9 %	-10,0 %	-12,0 %	-14,0 %
Geschirrspüler	-7,9 %	-10,0 %	-12,0 %	-14,0 %
Wäschetrockner	-9,2 %	-13,6 %	-18,6 %	-23,6%

Die Werte der Tabelle beziehen sich auf das Basisjahr 2010 und resultieren aus der Hochrechnung nach [Wis2013]. In dem betrachteten Szenario für die Hochrechnung des Energiebedarfes werden Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung berücksichtigt. Veränderungen, die aus einem Strukturwandel resultieren können, haben keinen Einfluss. Damit diese Werte auf die Energie pro Zyklus (2020) (vgl. Tabelle 5-3) bezogen werden können, müssen sie auf das Ausgangsjahr 2020 umgeformt werden. Dies erfolgt über Gleichung 5.2.

$$Energie\ pro\ Zyklus\ (i) = Energie\ pro\ Zyklus\ (2020) * \frac{1 + g(i)}{1 + g(2020)} \quad Gl. 5.2$$

Aus der Umrechnung resultieren die absoluten Werte für den Energiebedarf pro Zyklus. Diese sind in der Tabelle 5-5 angegeben.

Tabelle 5-5: Hochrechnung der Energie pro Zyklus von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern

Energie pro Zyklus (i) [kWh]	2015	2020	2025	2030
Waschmaschine	0,8084	0,7900	0,7724	0,7550
Geschirrspüler	0,7675	0,7500	0,7333	0,7167
Wäschetrockner	1,1665	1,1100	1,0458	0,9815

Verfügbarkeit

Die tägliche Verfügbarkeit der einzelnen Geräte für Laststeuerungsmaßnahmen wird über den betrachteten Zeitraum als konstant angenommen, wie die Tabelle 5-6 zeigt. Diese Annahme scheint plausibel, da sich weder der Bedarf an Wäsche noch Geschirr pro Person ändert. Die Werte basieren auf den typischerweise ausgeführten Zyklen pro Jahr [DEU2014B].

Tabelle 5-6: Verfügbarkeit von Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern nach [DEU2014B]

	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
Verfügbarkeit [d/a]	220/365	280/365	160/365

Steuerbarer Anteil

Die Abbildung 5-2 zeigt die Entwicklung der mit Smart Metern ausgestatteten Haushalte².

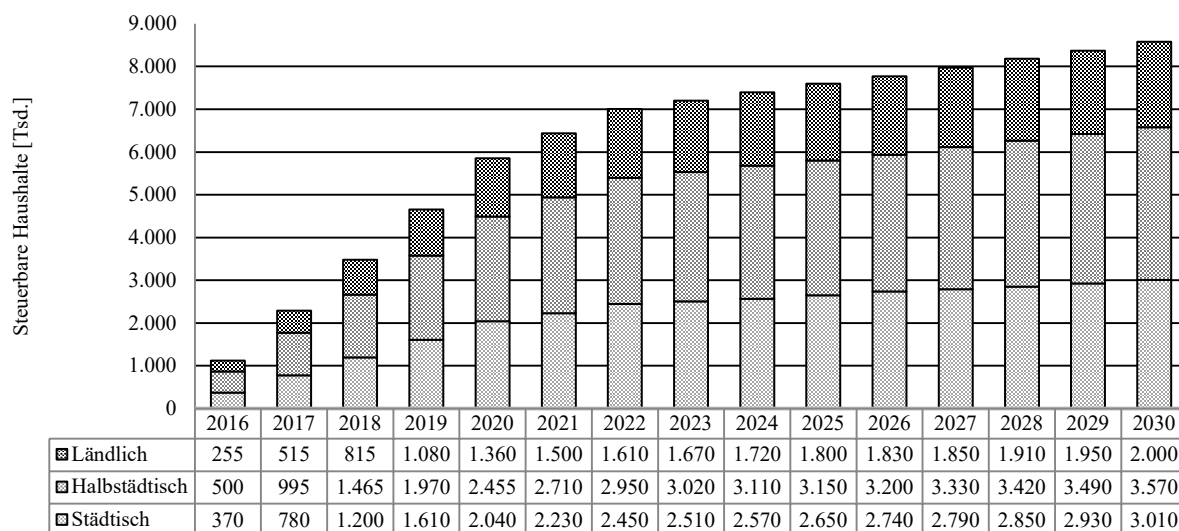


Abbildung 5-2: Steuerbare Verbraucher nach [DEU2014B]

Dabei werden die drei Bereiche „ländlich“, „halbstädtisch“ und „städtisch“ unterschieden. „Ländliche“ Gebiete sind als Gemeinden mit einer Bevölkerungsdichte unter 100 Einwohner pro Quadratkilometer (km²) definiert. „Halbstädtische“ Gebiete besitzen eine Einwohnerdichte zwischen 100 und 500 Einwohner pro km² und eine Mindesteinwohnerzahl von 50.000. Gemeinden mit einer Einwohnerzahl über 50.000 und einer Bevölkerungsdichte größer als 500 Einwohner pro km² werden zum „städtischen“ Bereich gezählt.

Der steuerbare Anteil ist somit das Verhältnis der Anzahl von steuerbaren Haushalten zur Gesamtanzahl der Haushalte. Die Tabelle 5-7 gibt eine Zusammenfassung der steuerbaren Anteile aus den jeweiligen Bereichen.

Tabelle 5-7: Steuerbare Anteile der Haushalte

Jahr	Steuerbarer Anteil „ländlich“	Steuerbarer Anteil „halbstädtisch“	Steuerbarer Anteil „städtisch“	Steuerbarer Anteil gesamt
2016	0,006	0,012	0,009	0,028
2020	0,033	0,060	0,050	0,143
2025	0,044	0,077	0,064	0,185
2030	0,049	0,087	0,073	0,209

Die Anteile werden über eine Auswertung der Daten ermittelt, da nach [DEU2014B] lediglich der gesamte steuerbare Anteil für das Jahr 2030 mit 21 % angegeben wird. In der Abbildung 5-3 wird die Entwicklung des gesamten steuerbaren Anteils nochmals verdeutlicht.

² Die Zahlenwerte resultieren aus der Auswertung von [DEU2014B].

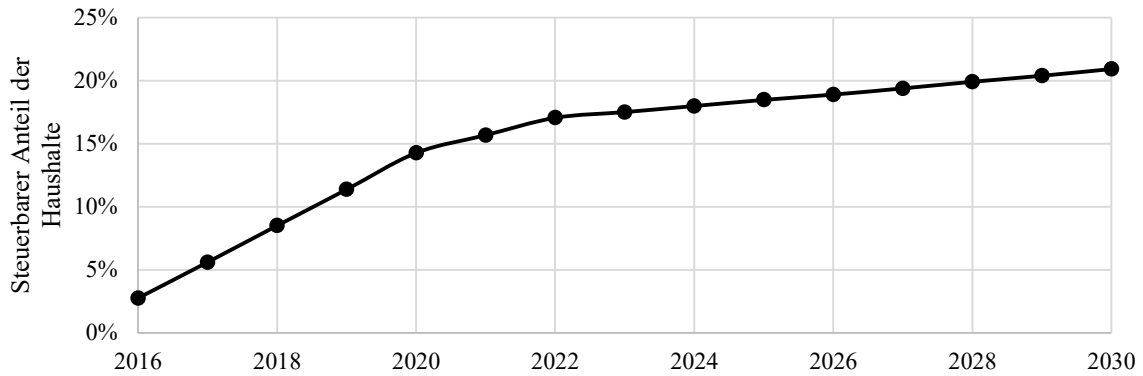


Abbildung 5-3: Erwartete Entwicklung des steuerbaren Anteils von Haushalten

Wie die Abbildung zeigt, steigt der Anteil der steuerbaren Haushalte bis zum Jahr 2020 deutlich an. Anschließend nimmt das jährliche Wachstum ab. In den Jahren 2022 bis 2030 bleibt es ungefähr konstant.

5.2.2 Auswertung der Hochrechnung

Auf Basis der dargestellten Grundlagen wird der verschiebbare Energiebedarf, der aus den drei genannten Haushaltsgeräten resultiert, über die Gleichung 5.1 bestimmt. Dabei werden die verschiebbaren Lasten zunächst für die jeweilige Gerätegruppe bestimmt und anschließend für das entsprechende Jahr aufsummiert. Die Abbildung 5-4 stellt die Ergebnisse der Hochrechnung dar.

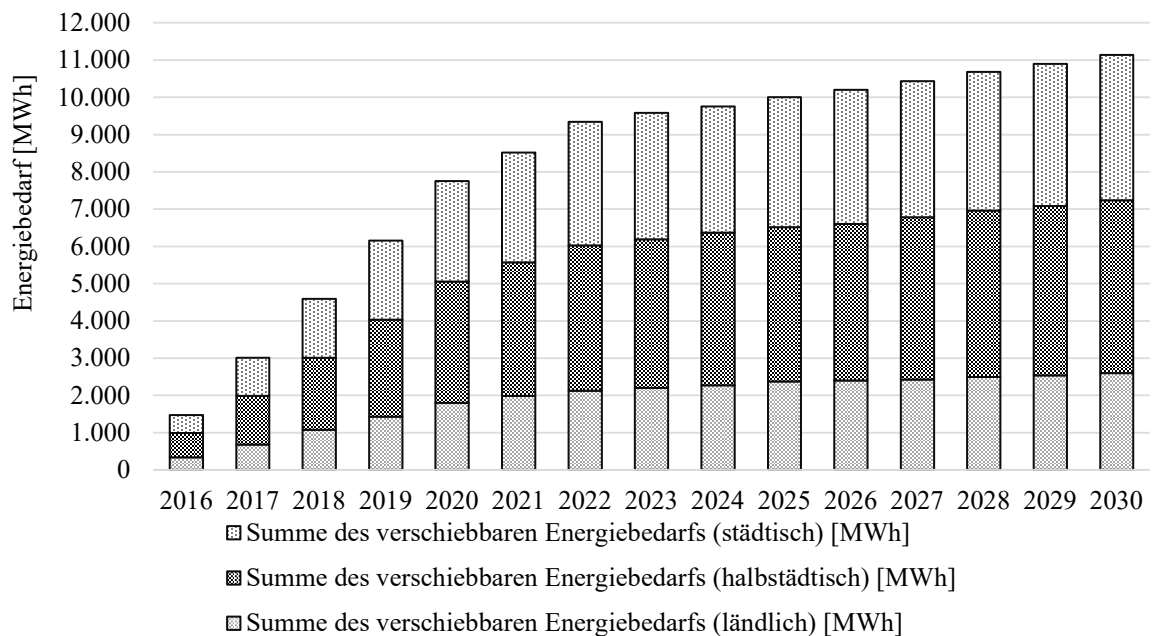


Abbildung 5-4: Theoretisch verschiebbare Last/Energiebedarf durch Haushalte

Wie die Abbildung zeigt, nimmt die verschiebbare Last durch Haushalte zunächst bis zum Jahr 2022 deutlich zu. Diese Zunahme basiert auf der Entwicklung des steuerbaren Anteils. Das Wachstum nimmt ab dem Jahr 2022, resultierend aus den Energieeffizienzsteigerungen der Gerätegruppen, ab. Es wird zudem deutlich, dass der Großteil der verschiebbaren Last in halbstädtischen Gebieten liegt. Dies ist insofern von Bedeutung, da die Lastverschiebung lediglich auf der Niederspannungsebene direkte netzdienliche Wirkung erzielen kann. Für netzdienliche Wirkungen auf der Mittel- und Hochspannungsebene müssen unterlagerte Niederspannungsnetze gesteuert werden. [DEU2014B] Dadurch wird erkennbar, dass das Lastverschiebungspotenzial standortspezifisch ist. Inwiefern sich Ausstattungsgrade, Verfügbarkeit und Energiebedarf der Geräte in den Gebieten städtisch, halbstädtisch und ländlich unterscheiden, kann auf Basis der verfügbaren Datengrundlage nicht bestimmt werden.

Reduktion der Rückspeisung von Photovoltaik durch Lastverschiebung

In einer weiteren Betrachtung wird auf den Ansatz nach [DEU2014B] eingegangen, nach dem die Lastverschiebung zur Abdeckung des Photovoltaik-Peaks genutzt werden soll (vgl. Abschnitt 5.1).

Dazu wird zunächst ermittelt, wie der zukünftige Ausbau der installierten Leistung verläuft. Nach vorläufigen Angaben für das Jahr 2014 beträgt die kumulierte installierte Leistung in Deutschland 38.270 MW [Qua2015]. Da der Ausbaukorridor für Photovoltaik im Rahmen der Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum 01.08.2014 verkleinert wurde, kann auf zukünftige Änderungen entsprechend reagiert werden. Ein erneuter großer Zuwachs der installierten Leistung, wie in den Jahren 2010 bis 2012 scheint unwahrscheinlich. Deshalb werden die Werte für die installierte Leistung zwischen dem Wert für das Jahr 2014 und der erwarteten Leistung für das Jahr 2030 linear interpoliert. Dieser erwartete Wert stammt aus dem Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (NEP Strom 2012) der Übertragungsnetzbetreiber und wird auch als „Leitszenario“ bezeichnet. Demnach soll im Jahr 2030 die installierte Leistung 62,8 GW betragen. [DEU2012]

Wie die Abbildung 5-5 zeigt, wird angenommen, dass von maximal 85 % der installierten Leistung bei einer Mittagsspitze einspeisen kann. Gründe sind z. B. Verschattungseffekte, Oberflächenverschmutzungen, Wirkungsgradverluste etc.

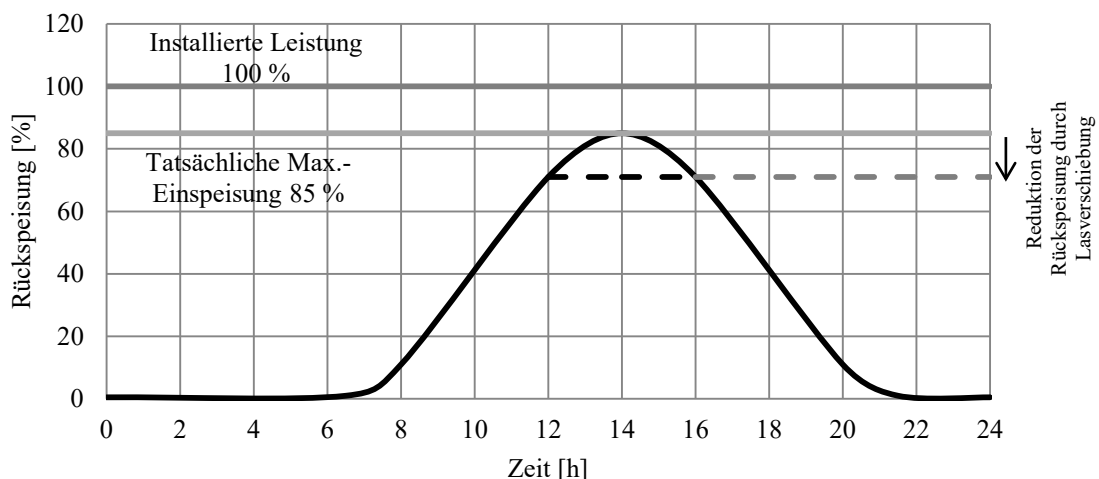


Abbildung 5-5: Reduktion der Rückspeisung durch Lastverschiebung nach [DEU2014B]

Ziel der Lastverschiebung ist es, die Rückspeisung des PV-Stroms in höhere Netzspannungsebenen zu reduzieren, wie die Abbildung 5-5 zeigt. Es wird in Einspeisung und Rückspeisung unterschieden. Als Einspeisung wird der Strom bezeichnet, der nicht unmittelbar vom Verbraucher genutzt und dem Stromnetz zugeführt wird. Als Rückspeisung wird die Übertragung des Stroms in höhere Spannungsebenen bezeichnet. In der Abbildung 5-6 werden die Ergebnisse der Hochrechnung verdeutlicht. Dabei wird der Anteil des Lastverschiebungspotenzials an der Photovoltaik-Mittagsspitze dargestellt.

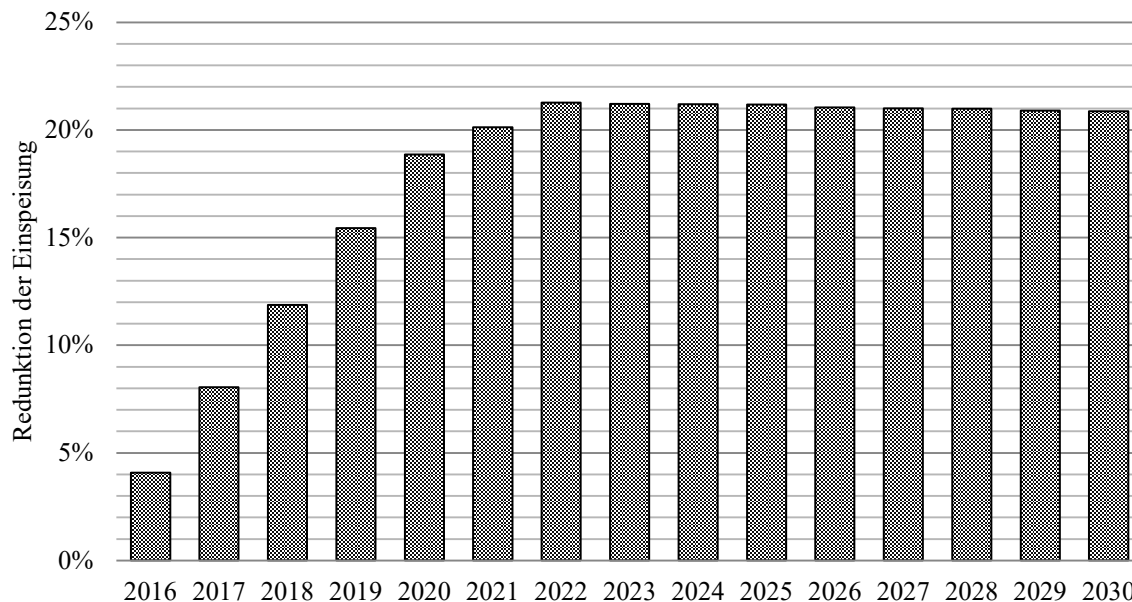


Abbildung 5-6: Entwicklung der Reduktion der Einspeisung durch Lastverschiebung

Wie in der Abbildung deutlich wird, steigt der Anteil der möglichen Lastverschiebung bis zum Jahr 2022 deutlich an. Bis zu diesem Zeitpunkt korreliert die Zunahme mit der Entwicklung der steuerbaren Haushalte und der Ausstattungsgerade der Gerätetypen. Zwar nimmt die verschiebbare Last auch nach dem Jahr 2022 weiter zu (vgl. Abbildung 5-4), aus dem geringeren Wachstum der steuerbaren Haushalte und der zunehmenden Energieeffizienz der Geräte resultiert jedoch, dass der jährliche Zubau an Photovoltaik größer ist als der Anstieg der verschiebbaren Last. Dadurch sinkt die relative verschiebbare Last in den Jahren 2022 bis 2030 leicht auf einen Endwert von 20,87 %.

5.2.3 Szenario des Lastverschiebungspotenzials

Im Rahmen des Positionspapiers der dena zur Smart-Meter-Studie wird das sogenannte „Rollout Plus“ Szenario vorgestellt. Dabei wird eine von Ernst & Young empfohlene Rollout-/Markteinführungsstrategie betrachtet. Diese soll bis zu dem Jahr 2030 zu einer Rollout-Quote von 100 % führen. [DEU2014C]

Wird das gesamte Lastverschiebungspotenzial von Haushalten dieses Positionspapiers betrachtet, resultiert daraus eine verschiebbare Last von circa 53,25 GWh im Jahr 2030. Dies entspricht etwa dem Fünffachen des zuvor berechneten Potenzials. Da die eigenen Berechnungen auf einem steuerbaren Anteil von etwa 21 % beruhen, sind die Ergebnisse im Vergleich konsistent. In Abbildung 5-7 wird

das Szenario mit einem Ausstattungsgrad von 50 % im Vergleich zur bisherigen Hochrechnung dargestellt. Abbildung 5-8 zeigt die Ergebnisse des Positionspapiers im Vergleich zu den Reduktionen des Photovoltaik-Peaks aus den eigenen Berechnungen. Bei einem Ausstattungsgrad von 100 % im Jahr 2030 genügt das Lastverschiebungspotenzial theoretisch, um die gesamte Einspeisespitze aus Photovoltaik pro Tag zu kompensieren.

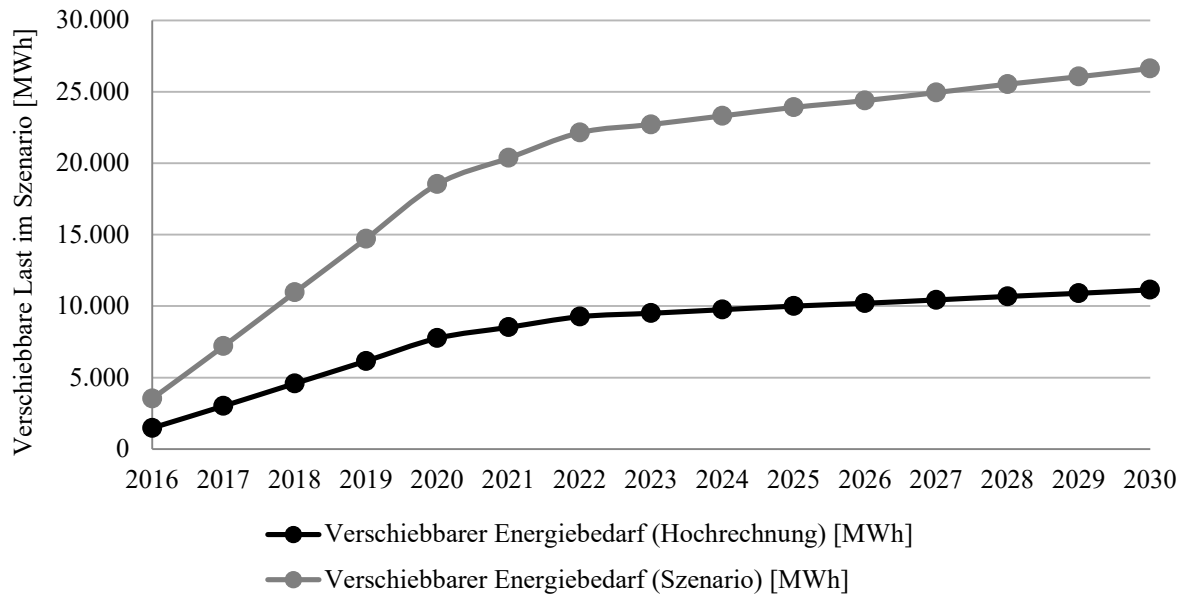


Abbildung 5-7: Verschiebbarer Energiebedarf bei einem Ausstattungsgrad von 50 % im Vergleich zur eigenen Hochrechnung

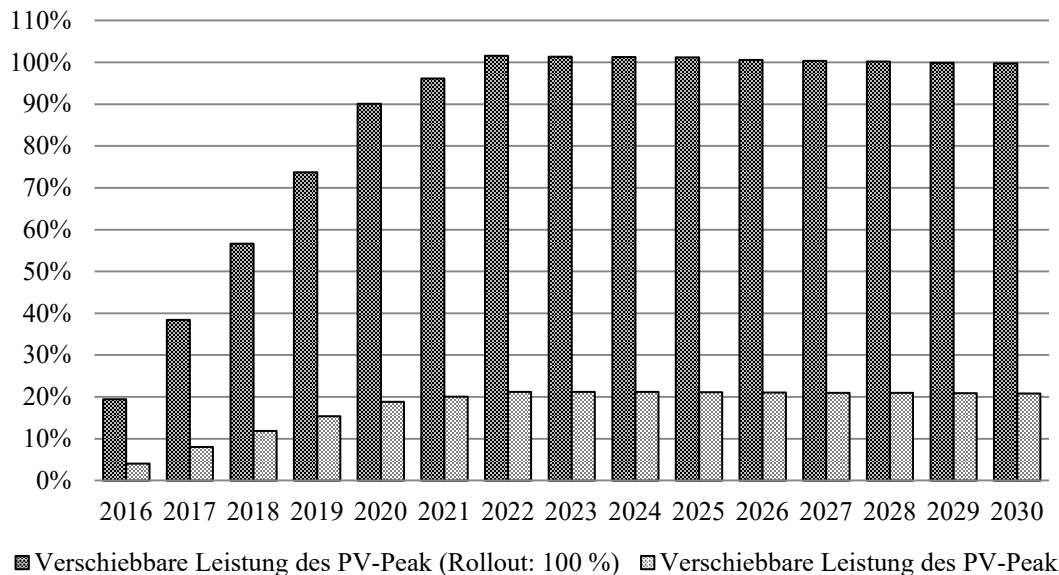


Abbildung 5-8: Vergleich der Entwicklung der Reduktion der Rückspeisung durch Lastverschiebung

Dieser Vergleich verdeutlicht die Relevanz des steuerbaren Anteils der Haushalte als Einflussfaktor auf das erzielbare Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten über Regelsignale. Durch Erhöhung des steuerbaren Anteils der Haushalte lassen sich die ermittelten Potenziale stark vergrößern. Um

dies zu erreichen, können Anreize, bspw. finanzielle Anreize, geschaffen werden, um Haushalte zu motivieren, regelbare Haushaltsgeräte einzusetzen.

5.3 Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über Strompreissignale

Während in die Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über Regelsignale nur bestimmte Gerätegruppen einbezogen werden, resultiert das Potenzial durch Strompreissignale aus dem gesamten Verbrauchsverhalten bzw. der gesamten Stromnachfrage in Haushalten. Verbraucher können sich entschließen, energieintensive Tätigkeiten, wie beispielsweise Backen oder Bügeln in tariflich günstige Zeiträume zu verlegen. Ist der Strom hingegen teurer, kann darauf geachtet werden, den Verbrauch zu reduzieren. Dadurch können weitere Haushaltsgeräte sowie Kleingeräte netzdienlich eingesetzt werden. Zusätzlich können dezentrale Energieerzeuger und Speichersysteme berücksichtigt werden.

5.3.1 Datengrundlage der Hochrechnung

Für die Abschätzung des Potenzials wird zunächst die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs von Haushalten betrachtet. Anschließend wird der gesamte Bedarf auf das Standardlastprofil von Haushalten und das Verschiebungspotenzial basierend auf den Daten eines Pilotprojektes auf den Gesamtverbrauch übertragen.

Zukünftige Entwicklung des Strombedarfs

Da Strompreissignale das gesamte Nutzerverhalten beeinflussen und dies nicht auf einzelne Gerätegruppen beschränkt ist, muss zunächst die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs abgeschätzt werden. Gemäß der Ziele der Bundesregierung soll der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden [BMW2010]. Nach [BCG2012] scheint dieses Ziel der Bundesregierung zu ambitioniert, da für elektrische Geräte eine jährliche Energieeffizienzsteigerung von 2,4 % bis zum Jahr 2050 für die Einhaltung der Ziele erforderlich ist. Als realistischeres Referenzszenario wird eine Entwicklung bei gleichbleibendem Stromverbrauch angegeben. Die gesamte Stromnachfrage in Deutschland bleibt in diesem Szenario konstant. Unter der Annahme, dass die Entwicklung der Energieeffizienz an den Verlauf der letzten Jahre anknüpft, verlagert sich die Stromnachfrage innerhalb der Sektoren in Deutschland. Dadurch soll sich die jährliche Nettostromnachfrage von Haushalten von 141 TWh im Jahr 2010 auf 116 TWh im Jahr 2050 verringern [BCG2012]. Da die Entwicklung annähernd linear verläuft, werden entsprechende Zwischenwerte über lineare Interpolation ermittelt (vgl. Tabelle A-2).

Standardlastgänge von Haushalten

Die ermittelte Jahresstromnachfrage der gesamten Haushalte wird auf das Standardlastprofil von Haushalten des Jahres 2015 nach [STR2015] übertragen. Dazu wird zunächst die prozentuale Vertei-

lung der Standardlast bestimmt. Der zuvor bestimmte Strombedarf eines Jahres wird dann über die prozentuale Verteilung im zeitlichen Abstand von 15 min auf das Jahreslastprofil übertragen.

Bestimmung des Lastverschiebungspotenzials auf Basis des Pilotprojektes „MeRio“

Bereits eine kurzfristige Abschätzung des Verschiebungspotenzials über das Strompreissignal ist mit hohen Unsicherheiten verbunden (vgl. Kapitel 4.2). Eine langfristige Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials über einen vergleichbaren Ansatz, wie bei der Bestimmung des Potenzials durch Regelsignale, ist somit nicht möglich. Aus diesem Grund basiert die Abschätzung auf Messdaten eines Feldversuches aus dem Forschungsprojekt „MeRegio: Aufbruch zu Minimum Emission Regions“. [HIL2014] Das Projekt unter der Leitung der EnBW Energie Baden-Württemberg AG ist Bestandteil des Förderprogramms „E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). [BMW2015] [FRE2015]

Das Pilotprojekt begann im November des Jahres 2009³ mit 100 Testkunden und wuchs innerhalb der ersten 15 Monate auf circa 1.000 Testkunden an. Die Testkunden stammen aus dem Landkreis Esslingen, dem Landkreis Göppingen und der Gemeinde Freiamt. Gemäß der Definition in Kapitel 5.2.1 kann der Landkreis Esslingen als „städtisches“ Gebiet eingeordnet werden, während der Landkreis Göppingen und die Gemeinde Freiamt auf Grund ihrer Einwohnerdichten als „ländliches“ Gebiet anzusehen sind. [STA2014] Circa 25 % der betrachteten Haushalte verfügen über automatisierte Geräte, die in günstigen Tarifzeiträumen den Betrieb eigenständig aufnehmen können. Im nachfolgenden werden jedoch nur jene Teilnehmer betrachtet, die manuell auf das Preissignal reagieren. Entsprechend der Anzahl der Testkunden wurde ebenfalls eine Gruppe von Referenzkunden gebildet, um eine Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten. Die Preisstruktur des Pilotprojektes ist in drei Tarifgruppen gegliedert. Die Tabelle 5-8 zeigt die Tarifstruktur sowie die Auftrittshäufigkeit der Tarifstufen.

Tabelle 5-8: Steuerbare Anteile der Haushalte nach [HIL2014]

Tarifstufe	Preisstruktur und Auftrittshäufigkeit		
	01.11.2009 bis 30.04.2010	01.05.2010 bis 31.03.2012	01.04.2012 bis 30.09.2012
1	15,81 ct/kWh 7 h/d	15,00 ct/kWh 7 h/d	18,00 ct/kWh circa 65 %/Monat
2	19,31 ct/kWh 9 h/d	20,00 ct/kWh 9 h/d	28,00 ct/kWh circa 34,5 %/Monat
3	22,31 ct/kWh 8 h/d	25,00 ct/kWh 8 h/d	90,00 ct/kWh circa 0,5 %/Monat
Abweichungen der Tarifstruktur an einzelnen Versuchstagen			

In den ersten beiden Versuchszeiträumen ist die Auftrittshäufigkeit der Tarifstufen vergleichsweise ausgeglichen. Lediglich im letzten Zeitraum wird die teurere Tarifstufe kaum eingesetzt. Die Ursache dafür kann ein deutlicher Anstieg der Preisunterschiede sein.

³ Die aus dem Feldversuch resultierenden Daten beziehen sich auf den Zeitraum November 2009 bis Juli 2012.

Welcher Stromtarif zu welcher Uhrzeit gilt, wird jeweils am Vorabend publiziert. Nutzer können sich so über Displays an Smart Metern, sogenannte Stromampeln oder über Online-Tools informieren und ihren Verbrauch darauf ausrichten. Die Vorausplanbarkeit ist somit zugleich auf einen Tag beschränkt. [STA2014]

In der weiteren Hochrechnung werden lediglich zwei Tarifstufen betrachtet. Der preiswerteste Tarif (Tarif 1) erhöht die Nachfrage, wodurch eine Lasterhöhung erreicht wird. Der kostenintensivere Tarif (Tarif 3) senkt die Nachfrage und führt somit zu einer Lastreduktion. Die Auswertung des Verbraucherverhaltens zeigt die relativen Lastveränderungen resultierend aus dem jeweiligen Tarif auf. Die Tabelle 5-9 verdeutlicht die relative Lastveränderung der Testkunden im Vergleich mit den Referenzkunden beim Tarif 1.

Tabelle 5-9: Lastveränderung der Testkunden im Vergleich mit den Referenzkunden beim Tarif 1 nach [HIL2014]

Uhrzeit	Gesamt		Sommer		Winter		Übergang	
	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So
00:00	2,60 %	3,60 %	6,30 %	3,30 %	2,70 %	4,10 %	1,60 %	3,20 %
01:00	2,40 %	-2,40 %	4,10 %	-4,30 %	-0,90 %	-1,10 %	-5,00 %	-3,30 %
02:00	-1,60 %	-0,20 %	5,90 %	7,20 %	-0,40 %	0,00 %	-4,80 %	-0,90 %
03:00	0,80 %	4,20 %	7,00 %	7,20 %	1,60 %	3,80 %	-1,20 %	3,20 %
04:00	4,90 %	5,70 %	12,40 %	11,50 %	4,90 %	3,80 %	2,80 %	4,20 %
05:00	4,40 %	3,20 %	11,50 %	6,20 %	3,50 %	2,40 %	2,30 %	2,10 %
06:00	-1,80 %	1,10 %	3,40 %	2,70 %	-3,90 %	-0,30 %	-3,20 %	2,70 %
07:00	-0,40 %	2,60 %	10,70 %	3,50 %	-2,90 %	5,40 %	1,30 %	0,00 %
08:00	16,70 %	0,50 %	15,10 %	-1,60 %	16,20 %	4,30 %	17,10 %	-0,10 %
09:00	18,70 %	4,40 %	24,40 %	6,80 %	18,00 %	10,30 %	18,10 %	2,30 %
10:00	14,80 %	2,40 %	13,00 %	0,50 %	15,10 %	7,00 %	16,00 %	1,10 %
11:00	20,10 %	7,30 %	16,60 %	7,70 %	22,10 %	6,90 %	21,50 %	7,70 %
12:00	11,50 %	3,00 %	11,00 %	4,70 %	15,80 %	3,30 %	9,50 %	2,00 %
13:00	22,40 %	8,50 %	22,70 %	0,30 %	24,50 %	17,30 %	20,80 %	8,40 %
14:00	19,10 %	10,30 %	13,80 %	10,00 %	23,30 %	10,70 %	19,60 %	10,00 %
15:00	21,10 %	23,60 %	27,50 %	28,90 %	19,30 %	29,90 %	19,90 %	13,30 %
16:00	19,30 %	14,40 %	23,70 %	14,70 %	18,30 %	15,60 %	18,50 %	13,30 %
17:00	7,80 %	10,70 %	22,00 %	11,20 %	5,00 %	11,90 %	8,30 %	10,10 %
18:00	9,00 %	4,00 %	12,10 %	8,80 %	2,80 %	2,10 %	13,50 %	1,70 %
19:00	5,20 %	3,70 %	13,00 %	3,30 %	5,10 %	5,60 %	4,70 %	3,30 %
20:00	-3,50 %	5,00 %	-0,80 %	7,00 %	-6,80 %	2,60 %	-3,00 %	2,60 %
21:00	2,20 %	6,50 %	6,60 %	3,10 %	-2,50 %	9,10 %	3,30 %	3,10 %
22:00	4,10 %	6,50 %	6,60 %	2,80 %	3,20 %	8,10 %	4,00 %	6,90 %
23:00	5,70 %	7,90 %	9,00 %	6,30 %	5,00 %	6,30 %	5,20 %	9,40 %

Die Tabelle verdeutlicht die prozentuale Lastveränderung, welche bei Testkunden durch den Einsatz der Tarifstufe zur jeweiligen Uhrzeit bewirkt wird. Positive Werte führen zu einer Lasterhöhung, negative Werte zu einer Lastreduktion. Die Messdaten unterstützen die Annahme, dass der günstigere Tarif zu einer Steigerung der Last führt. Die teurere Tarifstufe führt demnach weitestgehend zu einer Lastreduktion, wie die Tabelle 5-10 zeigt.

Tabelle 5-10: Lastveränderung der Testkunden im Vergleich mit den Referenzkunden beim Tarif 3 nach [HIL2014]

Uhrzeit	Gesamt		Sommer		Winter		Übergang	
	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So	Mo-Fr	Sa/So
00:00	1,10 %	3,60 %	2,20 %	4,30 %	-3,30 %	6,60 %	0,90 %	-10,50 %
01:00	-3,70 %	3,80 %	-2,50 %	8,20 %	-4,20 %	4,60 %	-3,60 %	-1,00 %
02:00	-3,50 %	-2,50 %	-2,50 %	-1,30 %	-5,00 %	-5,30 %	-5,90 %	-4,40 %
03:00	2,30 %	6,40 %	4,50 %	1,80 %	-3,20 %	-0,20 %	-0,20 %	10,00 %
04:00	6,10 %	7,70 %	5,20 %	7,70 %	5,40 %	7,50 %	7,30 %	7,70 %
05:00	-0,90 %	2,30 %	6,10 %	5,80 %	-0,20 %	2,10 %	-3,60 %	1,70 %
06:00	-5,80 %	0,60 %	-2,20 %	1,70 %	-6,40 %	0,50 %	-6,10 %	-0,10 %
07:00	-6,50 %	-8,90 %	-1,50 %	-6,10 %	-9,60 %	-5,80 %	-6,20 %	-11,50 %
08:00	-3,50 %	-12,90 %	-4,90 %	-12,60 %	-3,50 %	-13,10 %	-2,80 %	-12,60 %
09:00	-0,30 %	-12,50 %	-1,10 %	-11,70 %	-1,20 %	-12,80 %	0,90 %	-12,50 %
10:00	-0,20 %	-16,70 %	-1,80 %	-20,30 %	-1,80 %	-15,20 %	1,60 %	-17,00 %
11:00	-1,00 %	-13,90 %	-2,40 %	-11,60 %	-1,10 %	-12,90 %	-0,30 %	-15,30 %
12:00	-4,00 %	-12,70 %	-4,60 %	-9,00 %	-4,40 %	-13,00 %	-3,30 %	-15,40 %
13:00	5,00 %	-8,60 %	-2,50 %	-4,50 %	-5,50 %	-7,40 %	-5,80 %	-11,80 %
14:00	-5,40 %	-9,70 %	-3,80 %	-9,70 %	-5,60 %	-8,50 %	-6,30 %	-10,10 %
15:00	-1,70 %	-9,50 %	-1,90 %	-12,00 %	-2,80 %	-14,80 %	-1,10 %	-5,60 %
16:00	-1,10 %	-11,20 %	2,90 %	-10,50 %	-3,20 %	-12,00 %	-1,20 %	-10,50 %
17:00	-0,40 %	-6,90 %	1,30 %	-2,90 %	-1,30 %	-10,00 %	-0,70 %	-6,30 %
18:00	-2,60 %	-2,60 %	2,70 %	-0,20 %	-5,60 %	-4,20 %	-1,90 %	-1,90 %
19:00	-3,80 %	-5,30 %	-0,10 %	-2,20 %	-6,70 %	-7,60 %	-3,60 %	-4,80 %
20:00	-13,00 %	-7,50 %	-10,70 %	-5,40 %	-13,00 %	-9,40 %	-13,30 %	-6,20 %
21:00	-9,60 %	-5,50 %	-7,00 %	-5,20 %	-11,30 %	-7,10 %	-9,30 %	-5,00 %
22:00	-5,30 %	0,00 %	-4,10 %	0,00 %	-10,70 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
23:00	-2,00 %	4,00 %	0,80 %	5,00 %	-9,20 %	-2,20 %	-6,70 %	-2,20 %

In den Tabellen 5-9 und 5-10 wird die Datengrundlage in vier Bereiche gegliedert und jeweils nach Wochentagen unterteilt. Die Unterteilung resultiert daraus, dass das Nutzerverhalten und somit das Verschiebungspotenzial in Abhängigkeit von den Jahreszeiten und den Wochentagen variiert. Für die Hochrechnung werden die Daten für den Sommer, den Winter und die Übergangszeit verwendet. Der Bereich „Gesamt“ wird in der Abbildung 5-10 nochmals grafisch dargestellt und verdeutlicht die durchschnittlichen Auswirkungen auf das Verbraucherverhalten bzw. auf die Last. Es wird erkennbar, dass sich der Bedarf der Lastverschiebung an Arbeitstagen und Samstagen und Sonntagen deutlich unterscheidet.

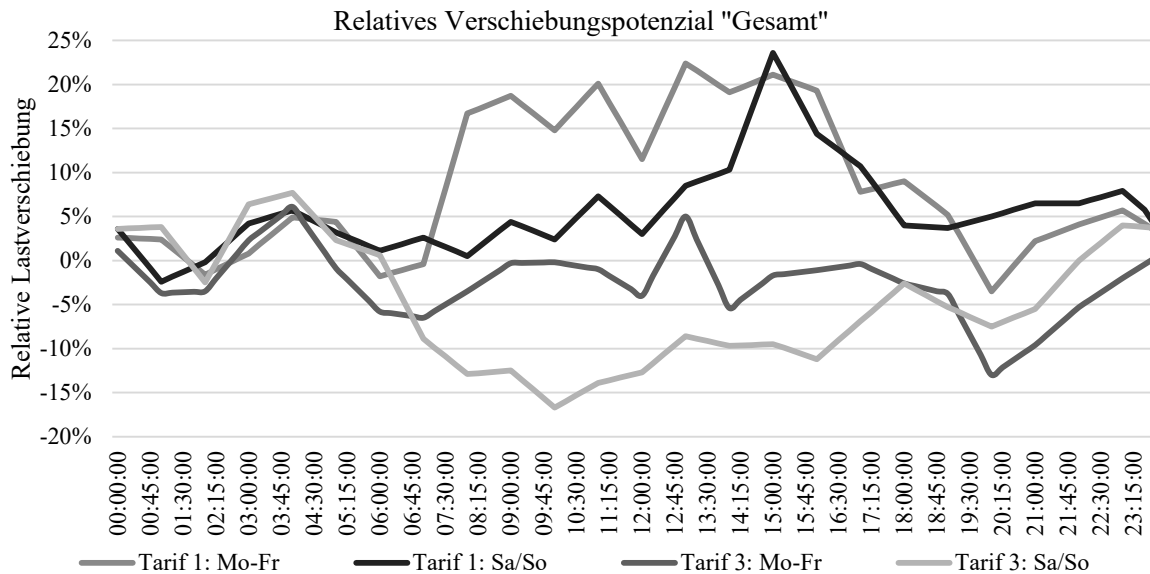


Abbildung 5-9: Durchschnittliche Lastverschiebung durch Tarif 1 und Tarif 3

Für eine genauere Hochrechnung der absoluten Lastverschiebungspotenziale werden die in der Datengrundlage verwendeten Zeitabschnitte gemäß der meteorologischen Jahreszeiten in vier gleiche Zeiträume gegliedert [DWD2015]:

- Frühling (Übergang): 01.03. bis 31.05
- Sommer: 01.06. bis 31.08.
- Herbst (Übergang): 01.09. bis 30.11.
- Winter: 01.12. bis 28./29.02

Damit zudem die Lastverschiebungen im weiteren Verlauf auf das hochgerechnete Standardlastprofil von Haushalten übertragen werden können, müssen die Daten der relativen Lastverschiebungen aus den Tabellen 5-9 und 5-10 zunächst auf Zeitabstände von 15 Minuten linear interpoliert werden. Anschließend können die relativen Lastverschiebungspotenziale in Abhängigkeit von der Jahreszeit, dem Wochentag und der Uhrzeit auf das zuvor hochgerechnete Jahreslastprofil des Sektors Haushalte übernommen werden. Dabei wurden Feiertage nicht explizit berücksichtigt, obwohl davon auszugehen ist, dass das relative Lastverschiebungspotenzial an diesen Tagen dem von Sonntagen entspricht.

Ein wesentlicher Unterschied der beiden Hochrechnungsmodelle ist, dass beim ersten Ansatz der Ausstattungsgrad über die Zeit variiert (vgl. Abschnitt 5.2.1). Bei diesem Ansatz wird er als konstant angenommen, d. h. die relativen Lastverschiebungspotenziale ändern sich jährlich nicht.

5.3.2 Auswertung der Hochrechnung

Da das Lastprofil abhängig von Wochentagen, Feiertagen und Jahreszeiten ist, resultieren unterschiedliche Verschiebungspotenziale. Im Rahmen dieser Ausarbeitung können lediglich einzelne Tage als Beispiel für das Lastverschiebungspotenzial über Strompreissignale vorgestellt werden. Dazu wird

jeweils ein Arbeitstag aus dem Sommer und dem Winter präsentiert.⁴ Die Abbildung 5-10 zeigt das Potenzial zur Lasterhöhung und zur Lastreduktion am Beispiel eines Dienstag im Winter des Jahres 2016.

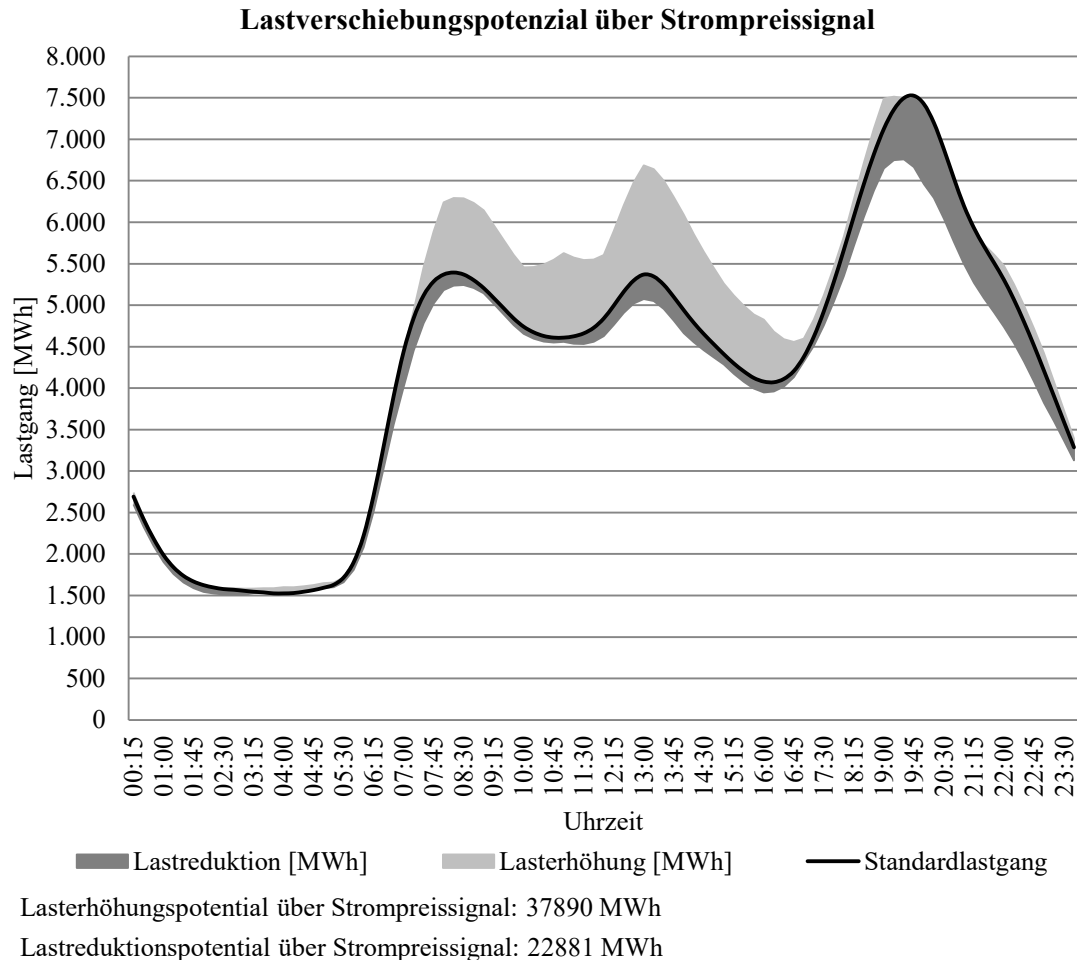


Abbildung 5-10: Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials für einen Dienstag im Winter 2016

Die Abbildung verdeutlicht, dass vorwiegend im Zeitraum zwischen 7:00 Uhr und 16:30 Uhr das Potenzial für eine Erhöhung der Last besteht. Zu den Zeiträumen von 7:00 Uhr bis 9:00 Uhr und von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr ist das Potenzial zur Erhöhung des Verbrauches nachvollziehbar, da sich zu diesen Zeiten üblicherweise für den Arbeitsalltag vorbereitet wird und Mahlzeiten eingenommen werden. Unerwartet scheint das Lasterhöhungspotenzial zwischen diesen Zeiten, da eine Erhöhung eine manuelle Bedienung oder Aktivierung der Geräte voraussetzt. Somit muss eine Person im Haushalt präsent sein. Während dieses Zeitraumes ist der Großteil der erwerbstätigen Bevölkerung jedoch nicht anwesend. Dennoch ist es aus Sicht der Stromerzeuger nachvollziehbar, den Bedarf zwischen den Einspeisespitzen zu erhöhen, um so das Lastprofil zu glätten. Im Winter steigt zudem der Strombedarf ab Nachmittags stark an, da es früh dunkel wird. Das Potenzial zur Lastreduktion besteht hauptsächlich

⁴ Weitere Lastgänge und Verschiebungspotenziale sind dem Anhang zu entnehmen. Es sind jeweils einzelne Arbeits- und Wochenendtage pro Jahreszeit aufgeführt.

lich zu den Abendstunden ab 19:00 Uhr. Der tarifliche Anreiz kann einerseits zu einem bewussteren Umgang mit dem Stromverbrauch und somit zu einer Lastreduktion führen. Andererseits kann der Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, die bereits zu einer tariflich günstigeren Zeit betrieben wurden, entfallen. Das kumulierte Tagespotenzial zur Lasterhöhung beträgt circa 38.000 MWh, das Lastreduktionspotenzial lediglich circa 23.000 MWh.

Im Vergleich dazu wird in Abbildung 5-11 das Lastprofil an einem Dienstag im Sommer dargestellt. Am Lastverlauf eines Sommertages sind grundsätzlich die gleichen Nachfragezeiten, wie im Winter erkennbar. Diese sind jedoch weniger stark ausgeprägt, da der Strombedarf im Sommer geringer ist. Der Unterschied zwischen nachfragestarken und nachfrageschwachen Zeiten ist somit geringer.

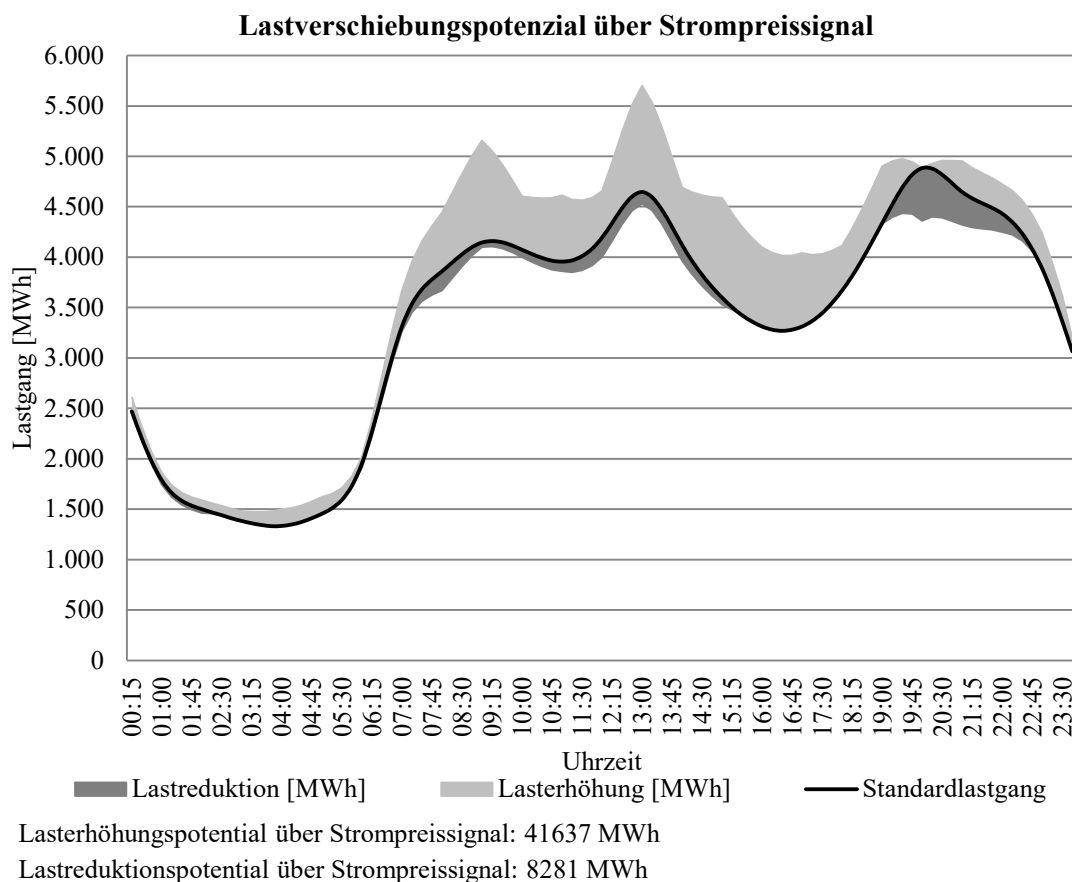


Abbildung 5-11: Hochrechnung des Lastverschiebungspotenzials für einen Dienstag im Sommer 2016

Wie im Winter sind Potenziale zur Lasterhöhung in den Zeiträumen von 7:00 Uhr bis 9:00 Uhr und von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr deutlich ausgeprägt. Eine Erhöhung der Last von vormittags bis zum frühen Abend kann im Sommer eingesetzt werden, um die Einspeisespitzen durch die Photovoltaikstromerzeugung abzudecken. Dies wird in der Abbildung besonders an den Potenzialen in der Mittagszeit deutlich. Durch die Lasterhöhung in der Nachmittagszeit kann der Verlauf der Lastkurve sichtbar geglättet werden. Das Potenzial zur Lastreduktion besteht vorwiegend am Abend zwischen 19:00 Uhr und 22:30 Uhr. Zu diesen Uhrzeiten sind die meisten Menschen zu Hause und können durch einen tariflichen Anreiz bewusst Verbraucher deaktivieren.

Vergleich der Lastprofile

Der Vergleich der beiden Lastprofile zeigt, dass das Potenzial zur Lasterhöhung im Sommer gegenüber dem im Winter von circa 38.000 MWh auf circa 41.500 MWh pro Tag ansteigt. Da in der Sommerzeit grundsätzlich weniger Strom verbraucht wird und somit im Grundbedarf weniger Geräte bedient werden, steigt die Anzahl der Geräte bzw. Verbraucher, die zusätzlich zugeschaltet werden können, an.

Das Potenzial zur Lastreduktion sinkt hingegen vom Winter zum Sommer um circa 64 % (vgl. Abbildung 5-11). In der Winterzeit werden mehr Geräte bzw. Verbraucher versorgt. Dadurch können auch mehr Verbraucher bei hohen Strompreisen abgestellt werden. Werden hingegen bereits wenige Geräte betrieben, sinkt die Anzahl derjenigen, die zusätzlich deaktiviert werden können. Diese Argumentation wird an dem folgenden Beispiel nochmals verdeutlicht: Da es im Winter früh dunkel wird, werden viele Leuchtmittel eingesetzt. Bei einem teuren Stromtarif können nun nicht benötigte Lampen abgeschaltet werden. Im Sommer ist es hingegen länger hell. Es werden weniger Lampen genutzt. Da kaum Lampen eingesetzt werden, sinkt auch die Anzahl derer, auf die verzichtet werden kann. Daran wird deutlich, dass die Lastbeeinflussung über Strompreissignale starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt.

Bei der Betrachtung beider Lastgänge und der entsprechenden Potenziale fällt des Weiteren auf, dass das Potenzial zur Lasterhöhung, das zur Lastreduktion deutlich übersteigt. Auf der Seite der Verbraucher scheint dies nachvollziehbar, da eine Lasterhöhung durch eine Verlängerung der Betriebszeiten von vorhandenen Geräten einfach umzusetzen ist. Eine Lastreduktion bedeutet für den Verbraucher hingegen Einschränkungen im Nutzungsverhalten, Reduktion der Betriebszeiten oder Investitionen in effizientere Haushaltsgeräte. Entsprechend des Rebound-Effektes können durch Smart Metering erzielte Lastreduktionen durch anderweitig steigende Verbräuche vermindert werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass variable Stromtarife zu einer Lastverschiebung führen und Smart Metering zu einer Steigerung der Energieeffizienz beiträgt. In welchem Maße eine Lastverschiebung erzeugt werden kann, kann anhand des Beispiels abgeschätzt, jedoch nicht abschließend bestimmt werden, da sie von vielen Einflussfaktoren abhängt (vgl. Abschnitt 6). Ein wichtiger Aspekt ist z. B. die Art und Ausgestaltung des variablen Stromtarifs.

5.4 Kombination der Hochrechnungsansätze

In der bisherigen Analyse der Auswirkungen des Strompreissignals wird der gesamte Verbrauch von privaten Haushalten berücksichtigt. Darin sind somit auch Verbräuche durch Waschmaschinen, Geschirrspülern und Wäschetrocknern enthalten. Um den Einfluss dieser Gerätetypen über eine Steuerung über Regelsignale zu verdeutlichen, werden in diesem Kapitel die beiden vorgestellten Methoden zur Hochrechnung der Lastverschiebungspotenziale kombiniert. Daraus resultiert eine Verteilung des Verschiebungspotenzials durch Regelsignale über den Lastverlauf eines Tages.

Dazu wird zunächst eine prozentuale Verteilung der relativen Lastreduktions- und Lasterhöhungspotenziale (vgl. Tabelle 5-9 und Tabelle 5-10) über die jeweiligen Tagesverläufe ermittelt. Anschließend wird das Verschiebungspotenzial, das für Regelsignale bestimmt wurde (vgl. Abbildung 5-4), mittels dieser prozentualen Verteilung über den Tag zugewiesen. Daraus resultiert eine absolute Verteilung des Lastverschiebungspotenzials durch Regelsignale, das nun auf die Lastkurve übertragen werden kann, wie die Abbildung 5-12 zeigt.

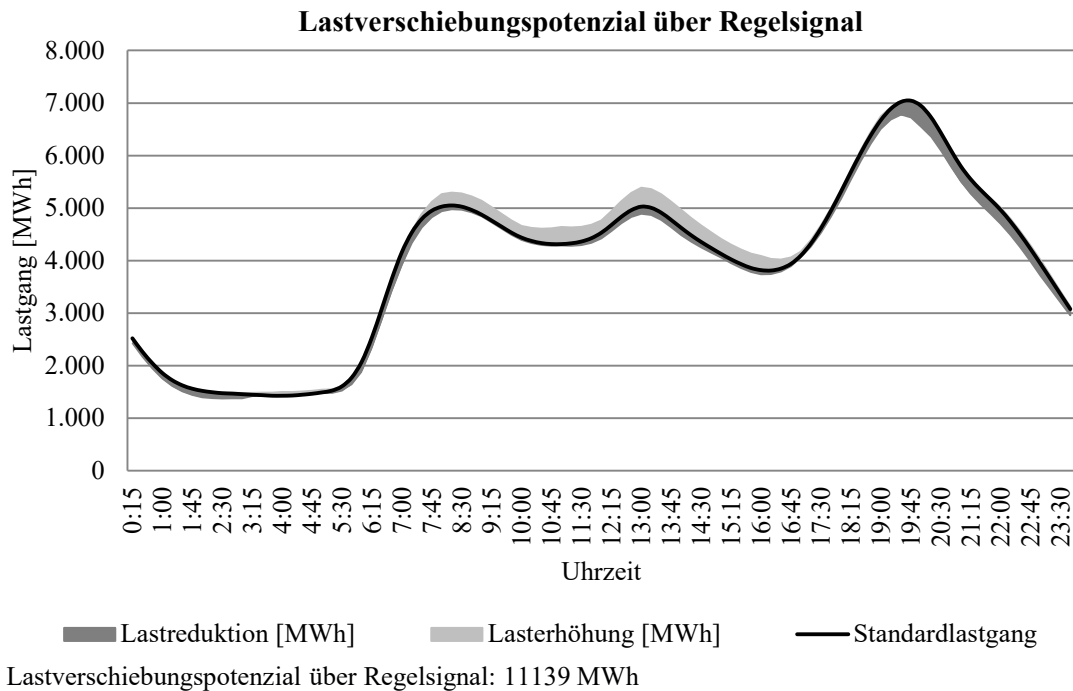
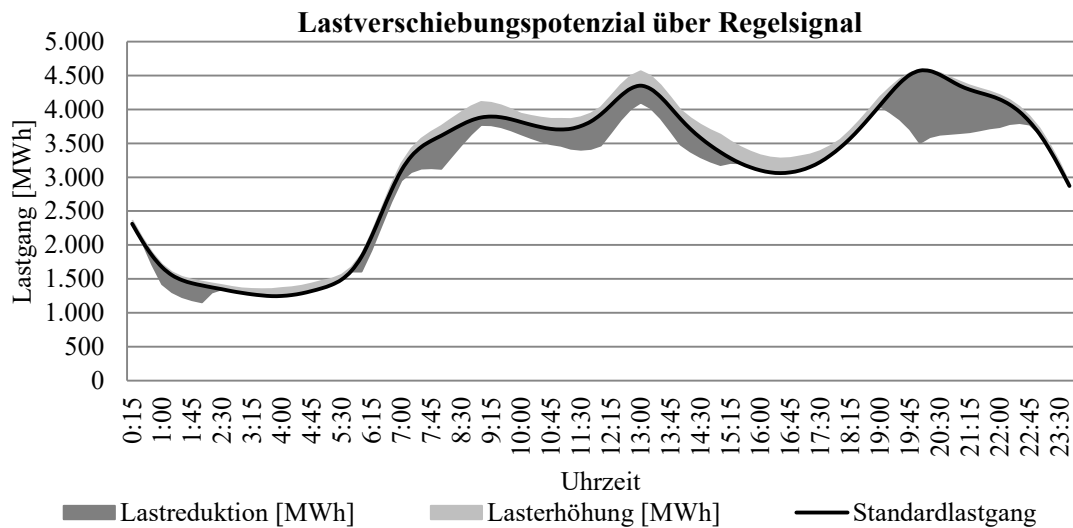


Abbildung 5-12: Verteilung des Lastverschiebungspotenzials durch Regelsignale werktags im Winter

Aus der Abbildung geht hervor, dass das Potenzial durch Regelsignale nur geringen Einfluss auf den Lastverlauf ausüben kann, insofern es über den Tag verteilt und nicht gezielt eingesetzt wird. Dies bekräftigt den Ansatz, dass Regelsignale zur Deckung der Photovoltaikeinspeisespitzen eingesetzt werden sollen (vgl. Kapitel 5.2.2). Es ist jedoch auch möglich Regelsignale zu nutzen, um den Stromverbrauch zwischen den Lastspitzen zu erhöhen oder kurzfristige Änderungen im Netz auszugleichen. Wird das gleiche Vorgehen auf einen Lastgang im Sommer angewendet, scheint das Lastverschiebungspotenzial im Sommer in der grafischen Darstellung größer zu sein, wie die Abbildung 5-13 zeigt. Grund ist die unterschiedliche Skalierung der Achsen.

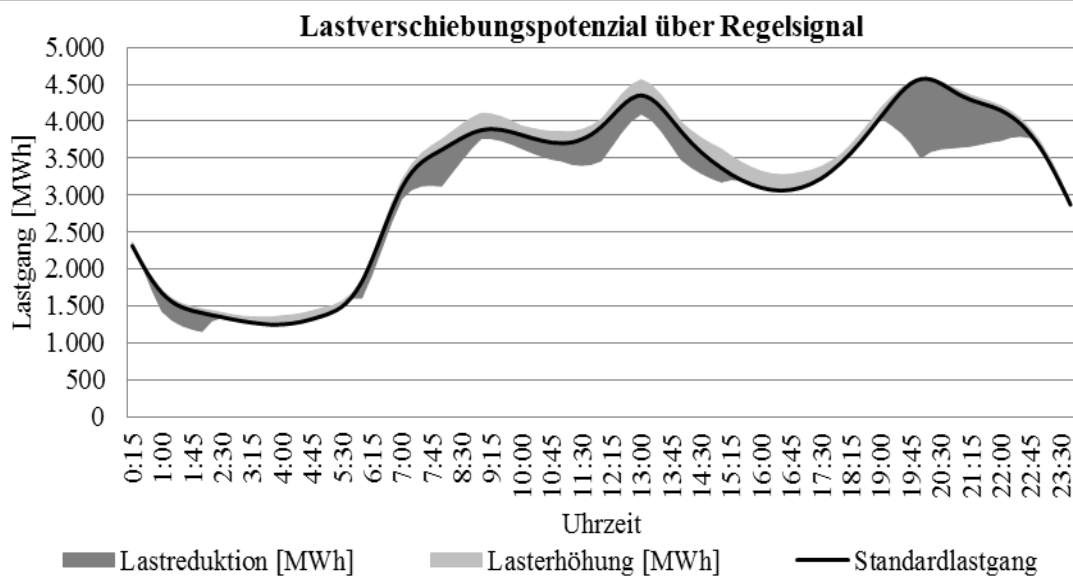
Das Lastverschiebungspotenzial über Regelsignale bleibt hingegen über das gesamte Jahr konstant (vgl. Kapitel 5.1). Zudem entspricht das Reduktionspotenzial dem Lasterhöhungspotenzial, da die Nutzung der Geräte lediglich zeitlich verschoben wird. Daraus resultiert, dass der Einfluss von Regelsignalen auf die Last im Sommer deutlich ansteigt. Die zeitliche Verteilung der Regelsignale in Abbildung 5-13 ist jedoch nicht mehr plausibel, da es besonders in den Zeiträumen zwischen 1:00 Uhr und 6:00 Uhr und zwischen 20:00 Uhr und 23:00 Uhr zusätzliche Lastschwankungen verursacht anstatt

den Lastverlauf zu glätten. Dies wird nochmals deutlicher, wenn der Ansatz des Szenarios nach [DEU2014C] (vgl. Kapitel 5.2.3) nach gleichem Vorgehen auf den Tageslastgang übertragen wird. Die Abbildung 5-14 zeigt den entsprechenden Lastverlauf eines Sommertages bei einem Ausstattungsgrad von 50 %.



Lastverschiebungspotenzial über Regelsignal: 11139 MWh

Abbildung 5-13: Verteilung des Lastverschiebungspotenzials durch Regelsignale werktags im Sommer



Lastverschiebungspotenzial über Regelsignal: 11139 MWh

Abbildung 5-14: Verteilung des Lastverschiebungspotenzials durch Regelsignale werktags im Sommer bei einem Ausstattungsgrad von 50 %

Die Abbildung verdeutlicht einerseits, dass ein Einsatz von Regelsignalen unter den bisherigen Annahmen mit größerem Potenzial zunehmend unwahrscheinlicher wird. Die Unterschiede zwischen Regel- und Preissignalen werden so auch in der Anwendung erkennbar. Andererseits wird über die

Abbildung auch erkennbar, dass mit einem höheren Ausstattungsgrad von 50 % die Last für Haushalte zwischen 8:00 Uhr und 22:00 Uhr nahezu konstant gehalten werden kann.

6 Praktische Umsetzbarkeit

Eine wesentliche Schwierigkeit bei der Einführung von Smart Meter ist, dass ein regulatorischer Eingriff zur Erzwungung des Marktzutritts, wie durch das Erneuerbare-Energie-Gesetz bei der Einführung der regenerativen Energien, für private Haushalte schwer zu realisieren ist. Da das lastadaptive Verhalten der Geräte den Anwendern noch nicht genug Nutzen bietet, könnten Gesetze oder Subventionen die erforderlichen Rahmenbedingungen schaffen. Weitere Möglichkeiten bieten sich beispielsweise im Zusammenhang mit der zunehmenden Hausautomatisierung. In Deutschland soll das Marktvolumen im Bereich vernetzter Haushalte auf 19 Mrd. € ansteigen. Dabei hat das Interesse, Energie einzusparen, aus Kundensicht die höchste Priorität. [QIV2014] Während einerseits der Lebensstandard der Anwender verbessert wird, können gleichzeitig Geräte mit intelligentem Lastmanagement integriert werden. Die notwendigen Technologien sind bereits vorhanden und auf dem Markt verfügbar. [QIV2015] Neue Technologien liegen im Rahmen der Markteinführung preislich üblicherweise über ihrem zukünftigen Marktniveau. So sind auch Smart-Meter-kompatible Haushaltsgeräte teurer als vergleichbare Geräte, wodurch keine höheren Ausstattungsgrade erreicht werden können.

Während über ein intelligentes Messsystem direkt das Endgerät bei günstigem Strom aktiviert werden kann, können Personen üblicherweise nicht derart zeitnahe reagieren. Besonders zur Mittagszeit ist es Erwerbstätigen nicht möglich, Haushaltsgeräte zu bedienen. Bereits heute verfügen die meisten Haushaltsgeräte über Programmeinstellungen, die eine vorprogrammierte Aktivierung zulassen. Um diese zu nutzen, müssen die Stromtarife transparent und mit einer gewissen Vorlaufzeit bekannt gegeben werden. Dies widerspricht jedoch der direkten Weitergabe von günstigen Strompreisen an der Börse, da diese nicht sicher vorherbestimmt werden können. Haushalte mit Rentnern oder Kindern sind für eine eigenständige Bedienung der Geräte geeigneter, da diese üblicherweise zur Mittagszeit zu Hause sind. Nachts hingegen bestehen zusätzliche Restriktionen: Verbraucher können auf Strompreissignale nicht manuell reagieren und gemäß Hausordnungen dürfen in Mietwohnungen üblicherweise nachts Waschmaschinen, Trockner oder Geschirrspülmaschinen nicht betrieben werden.

Unabhängig davon, ob die Aktivierung der Geräte automatisch oder manuell erfolgt, ist auch zu berücksichtigen, dass diese nur in Betrieb genommen werden können, wenn der entsprechende Bedarf besteht. Ist aus dem Stromtarif beispielsweise zu entnehmen, dass niedrige Strompreise zur Mittagszeit weitergegeben werden, werden auch Geräte dementsprechend vorbereitet. Dieses Nutzerverhalten kann sich aber auch ohne entsprechende Vorgaben über eine Erfahrungskurve einstellen.

Weitere Einschränkungen gibt es beispielsweise für Trockner. In Abhängigkeit von der Wäsche kann die Betriebszeit nur eingeschränkt verschoben werden, da diese bei zu großer Verschiebdauer beschädigt werden kann. Die Planung der zu verschiebenden Last wird zusätzlich erschwert, da die Geräte

über verschiedene Betriebsprogramme verfügen. Energiesparprogramme verfügen beispielsweise über eine längere Betriebszeit mit geringerem Stromverbrauch.

Zudem können zu starke Preisanreize nicht nur netzdienliche Auswirkungen haben, sondern im Extremfall auch neue Bedarfsspitzen schaffen. An diesen Schwierigkeiten wird erkennbar, dass einerseits ein geeignetes Lastmanagement und andererseits regulatorische beziehungsweise gesetzliche Rahmenbedingungen nötig sind. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat im Februar 2015 Eckpunkte zum Verordnungspaket „Intelligente Netze“ veröffentlicht, um eine Rechtsgrundlage zu schaffen. Da eine Einbaupflicht erst ab einem Verbrauch über 6.000 kWh/a besteht, der durchschnittliche Bedarf von Haushalten jedoch unter 6.000 kWh pro Jahr liegt, sind diese üblicherweise nicht betroffen. Ein vollständiger Rollout für alle Haushalte ist somit nicht gewollt, da dies nach derzeitigen Erwartungen zu hohen finanziellen Belastungen der Kleinverbraucher führen würde. Dies deutet daraufhin, dass Smart Meter und entsprechende kompatible Geräte eher für eine kleine Verbrauchergruppe lohnenswert und bezahlbar sein werden. Der berechnete Ausstattungsgrad von 20,9 % (vgl. 5.2.1) scheint auch argumentativ plausibel.

7 Fazit

Im ersten Teil des Textes werden die Grundlagen zu Smart Metern dargestellt. In diesem Rahmen werden zum einen das Smart Grid und die Funktionsweise von Smart Metern aufgeführt. Zum anderen werden die Wirkzusammenhänge sowie Vor- und Nachteile von Smart Metern erläutert. Daraus geht hervor, dass Smart Meter das zentrale steuernde Element ist, um Lastverschiebung zu ermöglichen. Dabei wird das Lastverschiebungspotenzial nach Regelsignal und Strompreissignal unterschieden. Über Regelsignale können lediglich Waschmaschinen, Geschirrspüler und Wäschetrockner netzdienlich eingesetzt werden. Die einzelnen Gerätetypen verfügen über spezifische Lastkurven. Im Rahmen dieser Ausarbeitung wird auf die Schwierigkeit der entsprechenden zeitlichen Aktivierung der Geräte nicht eingegangen, sondern eine ideale Lastverschiebung angenommen. Diese wurde auf Basis einer Gleichung der dena und unterschiedlichen Datengrundlagen für die Jahre 2016 bis 2030 hochgerechnet. Demnach sind im Jahr 2030 20,9 % der Haushalte mit Smart Metern ausgestattet. Daraus resultiert ein Lastverschiebungspotenzial von circa 11,1 GWh/d. Dabei ist zu beachten, dass das Lastverschiebungspotenzial ortsspezifisch ist. Abschließend wird gezeigt, dass das theoretische Lastverschiebungspotenzial von Haushalten in hohem Maße von dem Ausstattungsgrad mit regelbaren Haushaltsgeräten abhängig ist. Anreize für private Haushalte können dazu beitragen, das Potenzial deutlich zu steigern.

Die Hochrechnung des Potenzials über Strompreissignale ermöglicht eine tagesabhängige Bestimmung der Potenziale. Das Tagespotenzial eines Werktags im Winter im Jahr 2016 zur Lasterhöhung beträgt circa 38.000 MWh, das Lastreduktionspotenzial lediglich circa 23.000 MWh. Im Sommer steigt das Lasterhöhungspotenzial auf circa 41.500 MWh. Das Lastreduktionspotenzial sinkt hingegen

auf circa 8.000 MWh. Die jeweiligen Potenziale sind stark abhängig von Jahreszeiten und Wochentagen.

Aus der Analyse der Lastgänge resultiert eine Tendenz zur Lasterhöhung anstatt zur Lastverschiebung. Inwiefern variable Stromtarife tatsächlich die Kosten für den Netzausbau reduzieren und Smart Meter zu einer Steigerung der Energieeffizienz beiträgt, bleibt offen. Anschließend werden die Auswirkungen der Lastverschiebung über Regelsignale auf Lastgänge analysiert. Es wird deutlich, dass das Verschiebungspotenzial über den Tagesverlauf verteilt nur geringe Auswirkung auf die Last hat. Ein gezielter Einsatz des Regelsignals scheint somit plausibel. Unter der Annahme, dass der Ausstattungsgrad bis zum Jahr 2030 auf 50 % ansteigt, ist aber auch erkennbar, dass unter der zugrunde liegenden Annahme der Abschätzung bereits mit dem Regelsignal die Lastkurve von Haushalten zwischen 7:00 Uhr und 23:00 Uhr nahezu konstant gehalten werden kann.

Die Analysen zeigen die Notwendigkeit, Smart Meter im Rahmen eines Smart Grids zu integrieren. Dazu scheinen gesetzliche Vorgaben zur Markteinführung sowie zur Gestaltung von variablen Stromtarifen notwendig. Die daraus resultierenden Lastverschiebungspotenziale können Spitzenlasten und Einspeisespitzen ausgleichen. Dadurch können die Energieeffizienz verbessert und Investitionskosten für den Netzausbau eingespart werden.

Mögliche Ungenauigkeiten in den Hochrechnungen können aus den gewählten Datengrundlagen und erforderlichen Annahmen resultieren. Da bisher keine umfangreichen Datengrundlagen aus der Praxis oder offizielle Hochrechnungen existierten, mussten diverse Grundannahmen getroffen werden. In der bisherigen Betrachtung wurden zudem lediglich Lastgänge von Haushalten betrachtet. Inwiefern die Potenziale sich auf das gesamte Stromnetz bzw. die Last auswirken, bleibt ungeklärt. Auch konkrete netzrelevante Anwendungen des Regelsignals konnten aufgrund einer fehlenden Datengrundlage nicht dargestellt werden. Zusätzlich konnten in der Ausarbeitung mögliche Trendentwicklungen nicht einbezogen werden. So wird der Trend „Connected Home“ als Teil von „Connected Living“ als ein zukünftiger Megatrend angesehen. Es ist somit möglich, dass weitere Potenziale erschlossen werden können. [JAW2014]

8 Literaturverzeichnis

- [BCG2012] BOSTON CONSULTING GROUP GMBH: *BDI Energiewendekongress – Trendstudie 2030+*. 2012.
<http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCEQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.energiewende-richtig.de%2Fdownload%2Ffile%2Ffid%2F225&ei=xdeLVcW5LoOxUdn1gNAG&usq=AFQjCNEyNaDxL6bhu9VWxqXKNMOgQYCgzg&bvm=bv.96782255,d.d24>. Abruf: 13.07.2015
- [BDE2012] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Diskussionspapier Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt*. Berlin. 2012.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/\\$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/D722998361EA9775C12579EA004A202F/$file/157-2_120326_BDEW-Diskussionspapier_Smart%20Grids.pdf). Abruf: 30.09.2015
- [BMW2010] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi): „*Energiekonzept – für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*“. 2010. Berlin. http://www.e2a.de/data/files/energiekonzept_bundesregierung.pdf. Abruf: 30.09.2015
- [BMW2015] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWi): *Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“*. 2015.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Abruf: 30.09.2015
- [BUN2013] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Intelligente Netze und intelligente Zähler*. 2013. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=354348.html>. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2011] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (Hrsg.): *Intelligente Zähler. Smart Metering: Ein Lösungsbaustein für ein zukunftsfähiges Energiesystem*. 2011.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/InfobroschA1_4re_Intelligente_ZA_hler.pdf. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2012] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA) (Hrsg.): *Intelligente Zähler. Dena-Verteilungsnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2014A] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): *Smart Meter können Stromnetze entlasten und Verteilnetzausbau reduzieren*. 2014. <http://www.dena.de/presse-medien/pressemitteilungen/smart-meter-koennen-stromnetze-entlasten-und-verteilnetzausbau-reduzieren.html>. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2014B] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): *dena-Smart-Meter-Studie* 2014.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/140709_dena-Smart-Meter-Studie_Endbericht_final.pdf. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2014C] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): *Positionspapier dena-Smart-Meter-Studie. Der Rollout von Smart Meter erfordert die Anpassung des gesetzlichen Rahmens*. 2014.
https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9091_Positionspapier_Der_Rollout_von_Smart_Meter_erfordert_die_Anpassung_des_gesetzlichen_Rahmens..pdf. Abruf: 30.09.2015
- [DEU2015] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (DENA): *Kurzübersicht Smart-Metering*. 2015.
<http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/smartmeter/einleitung-smart-meter.html>. Abruf: 30.09.2015
- [DWD2015] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Jahreszeiten*. <http://www.deutscherwetterdienst.de/lexikon/index.htm?ID=J&DAT=Jahreszeiten>. Abruf: 30.09.2015
- [ENE2010A] ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ: § 21c Einbau von Messsystemen. 19.05.2010
- [ENE2010B] ENERGIEWIRTSCHAFTSGESETZ: § 40 Strom- und Gasrechnungen, Tarife. 12.11.2010
- [EUR2012] EUROPÄISCHES PARLAMENT (Hrsg.): *Richtlinie 2012/27/Eu*. In der Fassung vom 25. Oktober 2012

- [FRE2015] FREY, H.; ENBW ENERGIE BADEN WÜRTTEMBERG AG: *Minimum Emission Regions*. http://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Factsheets/factsheet-mere-gio.pdf;jsessionid=E7EAE5E01E475A077DF0A51F5442AE62?__blob=publicationFile&v=2. Abruf: 30.09.2015
- [JAW2014] JAWAD, I.: *Frost & Sullivan: World's Top Global Mega Trends To 2025 and Implications to Business, Society and Cultures*. 2014 <http://www.investinbsr.com/ipaforum/wp-content/uploads/Iain-Jawad-IPA-Forum-2014-Presentation.pdf>. Abruf: 30.09.2015
- [HAN2014] HANDELSBLATT GMBH: *Verkehrte Welt an der Strombörse*. <http://www.handelsblatt.com/technik/das-technologie-update/energie/energie-wende-verkehrte-welt-an-der-stromboerse-9925444.html>. 2014. Abruf: 30.09.2015
- [HIL2014] HILLEMACHER, L.: *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden*. 2014. Viersen.
- [PWC2008] PRICEWATERHOUSECOOPERS: *Smart Metering Umsetzungsstand und strategische Implikationen für die Energiewirtschaft*. 2008. <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/assets/studie-smart-metering-final.pdf>. Abruf: 30.09.2015
- [QIV2014] QIVICON: *So denken die Deutschen über Smart Home*. 2014. <https://www.qivicon.com/assets/Downloads/Smart-Home-Markt-DE.pdf>. Abruf: 30.09.2015
- [QIV2015] QIVICON: *Informationen zu allen QIVICON kompatiblen Produkten – Übersicht*. 2014. <https://www.qivicon.com/de/produkte/produktinformationen/>. Abruf: 30.09.2015
- [QUA2015] QUASCHING, V.: *Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland nach Jahren in MW*. 2015. <http://volker-quaschnig.de/datserv/pv-deu/index.php>. Abruf: 30.09.2015
- [STA2011] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Bevölkerung und Erwerbstätigkeit, Entwicklung der Privathaushalte bis 2030, Ergebnisse der Haushaltsvorausberechnung*. https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Bevoelkerung/HaushalteMikrozensus/EntwicklungPrivathaushalte5124001109004.pdf;jsessionid=1F86ED9E562C3A5542B56BB0D04C7298.cae1?__blob=publicationFile. 2011. Abruf: 30.09.2015
- [STAT2014] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Gemeinde Verzeichnis*. 2014. https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Archiv/GVAuszugJ/31122013_Auszug_GV.xls?__blob=publicationFile. Abruf: 13.07.2015
- [STR2015] STROMNETZ BERLIN GMBH: *Standardlastprofil Haushalte 2015*. 2015. https://www.stromnetz-berlin.de/de/file/Informationen-Standardlastprofile-B-2015_64547618.pdf. Abruf: 30.09.2015
- [TES2014] TESCHE, C.; VDI VERLAG GMBH (Hrsg.): *Smart-Meter-Rollout – eine langwierige Aufgabe*. 2014. <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Smart-Meter-Rollout-langwierige-Aufgabe>. Abruf: 30.09.2015
- [VAT2015] VATTENFALL EUROPE SALES GMBH: *Sparen mit intelligenten Haushaltsgeräten*. <http://www.vattenfall.de/de/infowelt-energie/intelligente-haushaltsgeraete.htm>. Abruf: 07.05.2015
- [VEB2012] VERBRAUCHERZENTRALE SACHSEN E.V. (Hrsg.): *Smart Meter überzeugen noch nicht*. 2012. <http://www.verbraucherzentrale-sachsen.de/smart-meter-ueberzeugen-noch-nicht-1>. Abruf: 30.09.2015
- [WIS2013] WISCHERMANN, S.: *Zukünftiger regionaler Endenergiebedarf deutscher Haushalte unter Berücksichtigung des demografischen Wandels*. Reihe: Energie und Nachhaltigkeit. Bochum. LIT Verlag. 2013. ISBN 978-3-643-12244-5
- [Wos2012] WOSNITZA, F.; HILGERS, H. G.: *Energieeffizienz und Energiemanagement. Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2012. ISBN: 978-3-8348-1941-3

A. Anhang

Tabelle A-1: Hochrechnung der Ausstattungsgrade auf der Basis von [Wis2013]

Single U45-Haushalte			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	0,82	1,00	0,83
2020	0,85	1,00	0,90
2025	0,88	1,00	0,97
2030	0,91	1,00	1,00

Alleinerziehende U65			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,83	0,43
2020	1,00	0,90	0,45
2025	1,00	0,97	0,47
2030	1,00	1,00	0,49

Single U65-Haushalte			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	0,93
2020	1,00	1,00	1,00
2025	1,00	1,00	1,00
2030	1,00	1,00	1,00

Sonstige			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,93	0,52
2020	1,00	1,00	0,55
2025	1,00	1,00	0,57
2030	1,00	1,00	0,60

Single Ü65-Haushalte			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	1,00
2020	1,00	1,00	1,00
2025	1,00	1,00	1,00
2030	1,00	1,00	1,00

Paare mit Kindern gesamt			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	1,00	0,72
2020	1,00	1,00	0,78
2025	1,00	1,00	0,84
2030	1,00	1,00	0,89

Single Ü65-Haushalte			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	0,86
2020	1,00	1,00	0,95
2025	1,00	1,00	0,99
2030	1,00	1,00	1,00

Alleinerziehend gesamt			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,86	0,45
2020	1,00	0,95	0,48
2025	1,00	0,99	0,50
2030	1,00	1,00	0,53

Paare U45			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	0,95
2020	1,00	1,00	0,99
2025	1,00	1,00	1,00
2030	1,00	1,00	1,00

Paare ohne Kinder gesamt			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,95	0,58
2020	1,00	0,99	0,64
2025	1,00	1,00	0,70
2030	1,00	1,00	0,76

Paare U65			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	0,86
2020	1,00	1,00	0,95
2025	1,00	1,00	0,99
2030	1,00	1,00	1,00

Singles gesamt			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,86	0,45
2020	1,00	0,95	0,48
2025	1,00	0,99	0,50
2030	1,00	1,00	0,53

Paare Ü65			
Jahr	Waschmaschine	Waschmaschine	Geschirrspüler
2015	1,00	1,00	0,92
2020	1,00	1,00	0,97
2025	1,00	1,00	0,99
2030	1,00	1,00	1,00

Gesamt			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,92	0,55
2020	1,00	0,97	0,59
2025	1,00	0,99	0,64
2030	1,00	1,00	0,68

Paare mit Kinder U45			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	1,00	0,73
2020	1,00	1,00	0,79
2025	1,00	1,00	0,86
2030	1,00	1,00	0,92

Paare mit Kinder U65			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	1,00	0,71
2020	1,00	1,00	0,76
2025	1,00	1,00	0,81
2030	1,00	1,00	0,86

Alleinerziehende U45			
Jahr	Waschmaschine	Geschirrspüler	Wäschetrockner
2015	1,00	0,88	0,46
2020	1,00	0,99	0,50
2025	1,00	1,00	0,53
2030	1,00	1,00	0,57

Bevölkerungsstruktur		
Kategorien	Absolut	Relativ
Paare mit Kinder	9.278.000	0,23
Alleinerziehend	2.635.000	0,07
Paare ohne Kinder	11.714.000	0,29
Singles	15.995.000	0,40

Tabelle A-2: Entwicklung der Stromnachfrage nach [BCG2012]

Jahr	Rückgang Stromnachfrage [TWh]	Konstante Stromnachfrage [TWh]
2010	141,00	141,00
2011	139,60	140,38
2012	138,20	139,75
2013	136,80	139,13
2014	135,40	138,50
2015	134,00	137,88
2016	132,60	137,25
2017	131,20	136,63
2018	129,80	136,00
2019	128,40	135,38
2020	127,00	134,75
2021	125,60	134,13
2022	124,20	133,50
2023	122,80	132,88
2024	121,40	132,25
2025	120,00	131,63
2026	118,60	131,00
2027	117,20	130,38
2028	115,80	129,75
2029	114,40	129,13
2030	113,00	128,50
2050	85,00	116,00

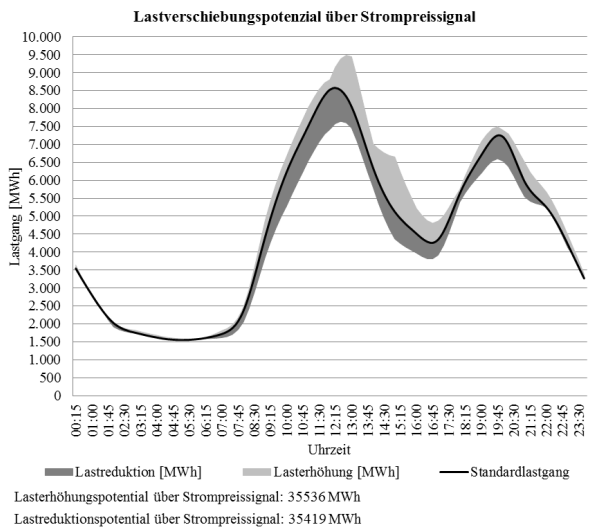
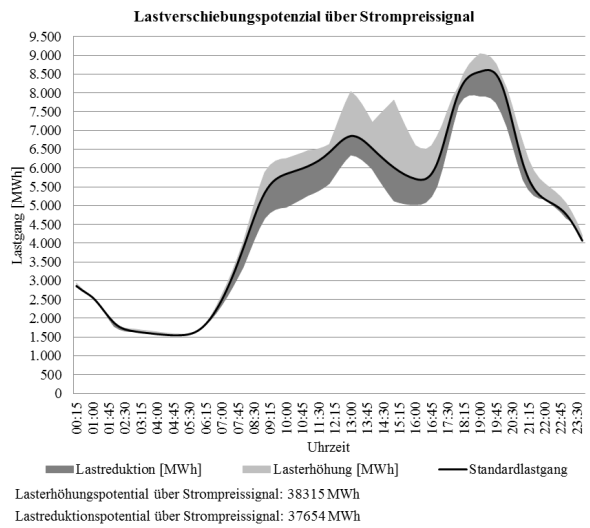
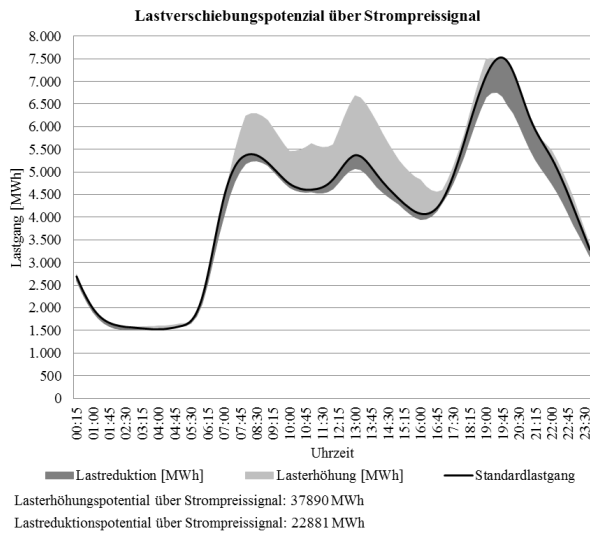


Abbildung A-1: Lastverschiebungspotenzial über Strompreissignale im Winter an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2016

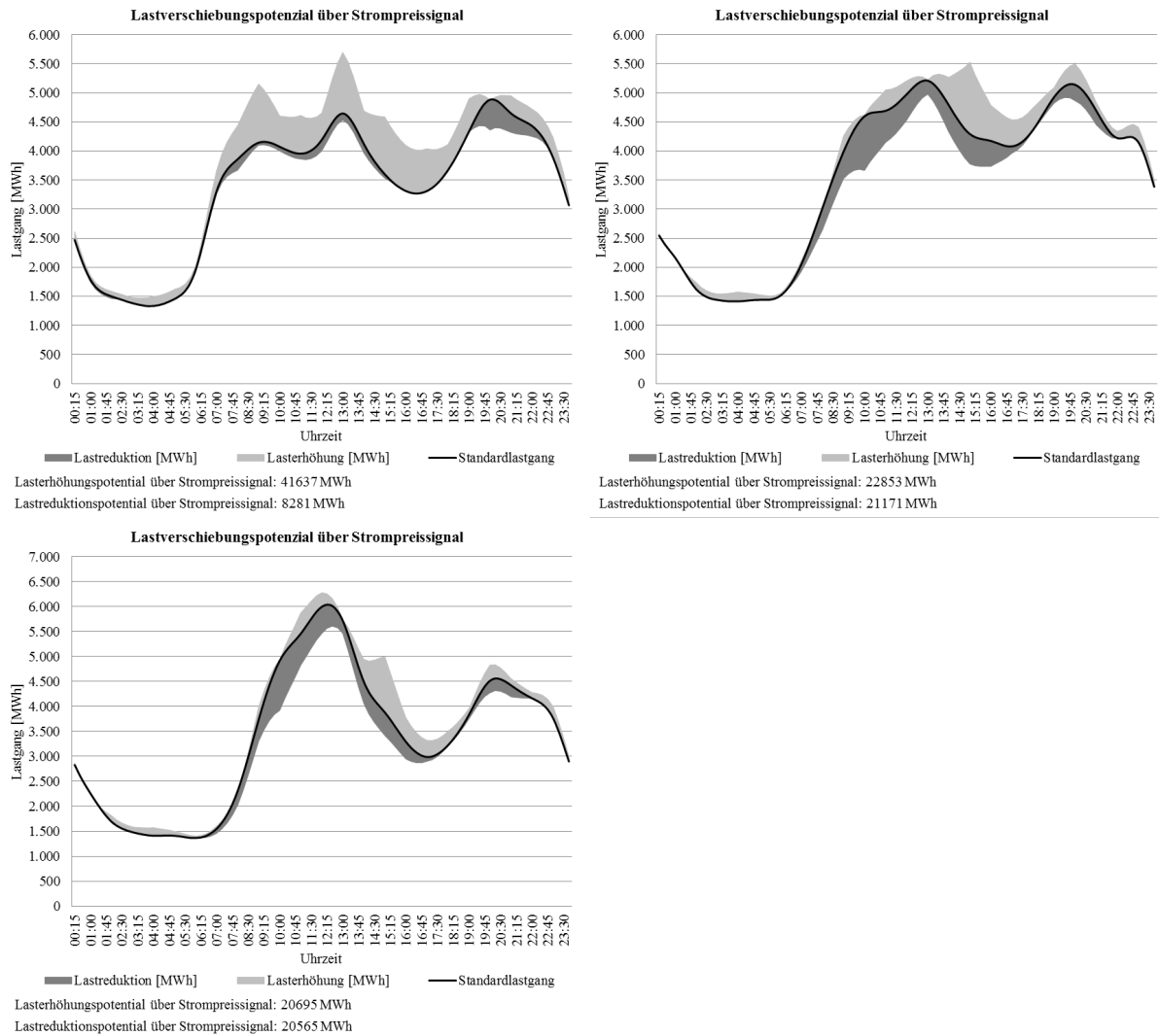


Abbildung A-2: Lastverschiebungspotenzial über Strompreissignale im Sommer an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2016

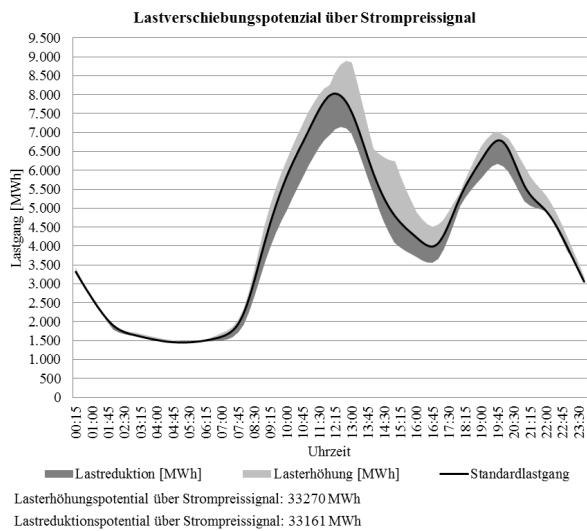
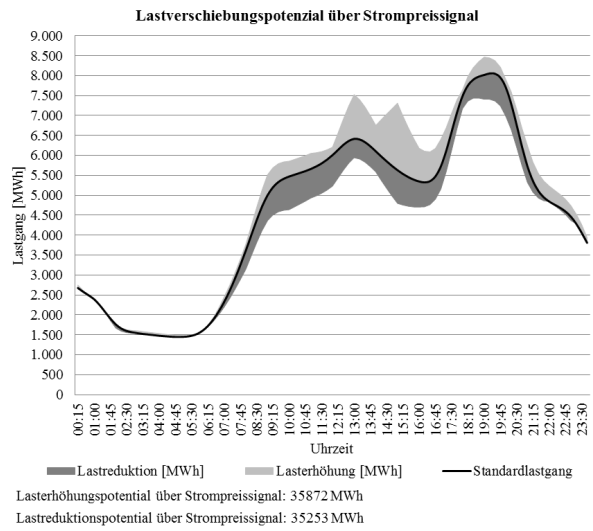
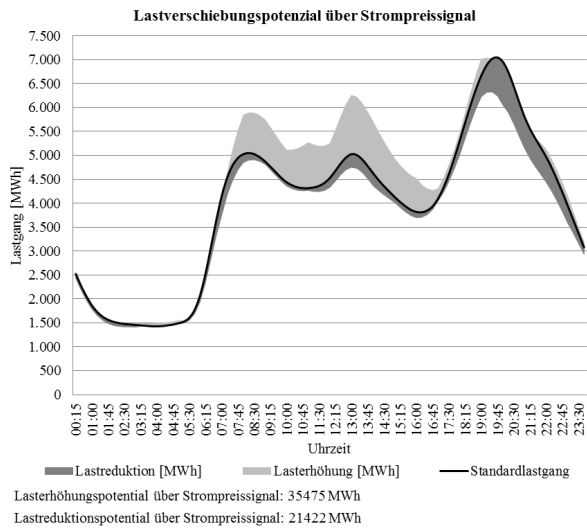
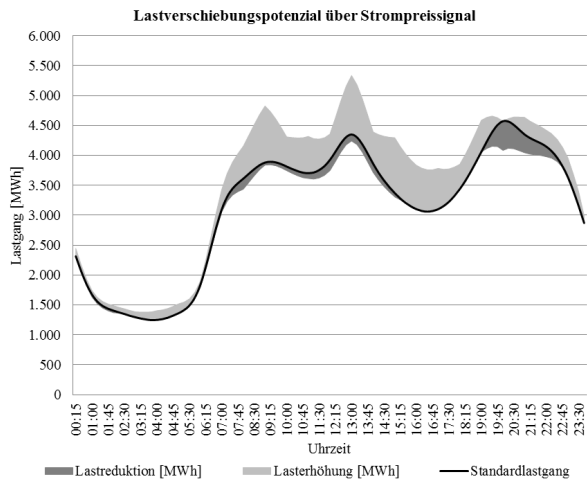
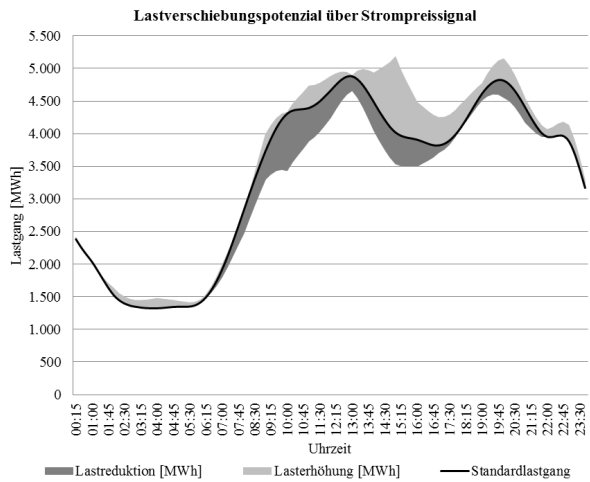


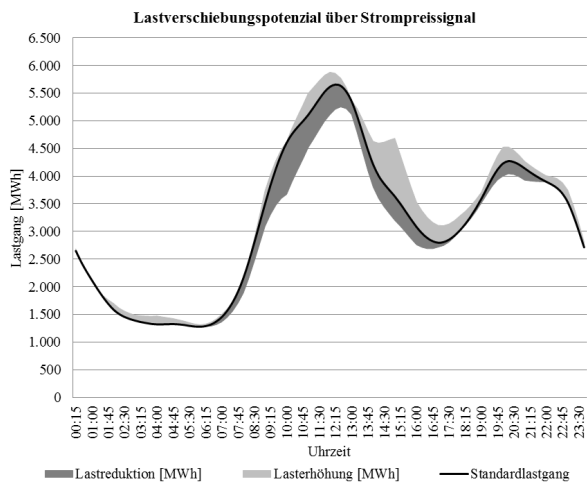
Abbildung A-3: Lastverschiebungspotenzial über Strompreissignale im Winter an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2030



Lasterhöhungspotenzial über Strompreissignal: 38982 MWh
 Lastreduktionspotenzial über Strompreissignal: 7753 MWh



Lasterhöhungspotenzial über Strompreissignal: 21396 MWh
 Lastreduktionspotenzial über Strompreissignal: 19821 MWh



Lasterhöhungspotenzial über Strompreissignal: 19375 MWh
 Lastreduktionspotenzial über Strompreissignal: 19254 MWh

Abbildung A-4: Lastverschiebungspotenzial über Strompreissignale im Sommer an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2030

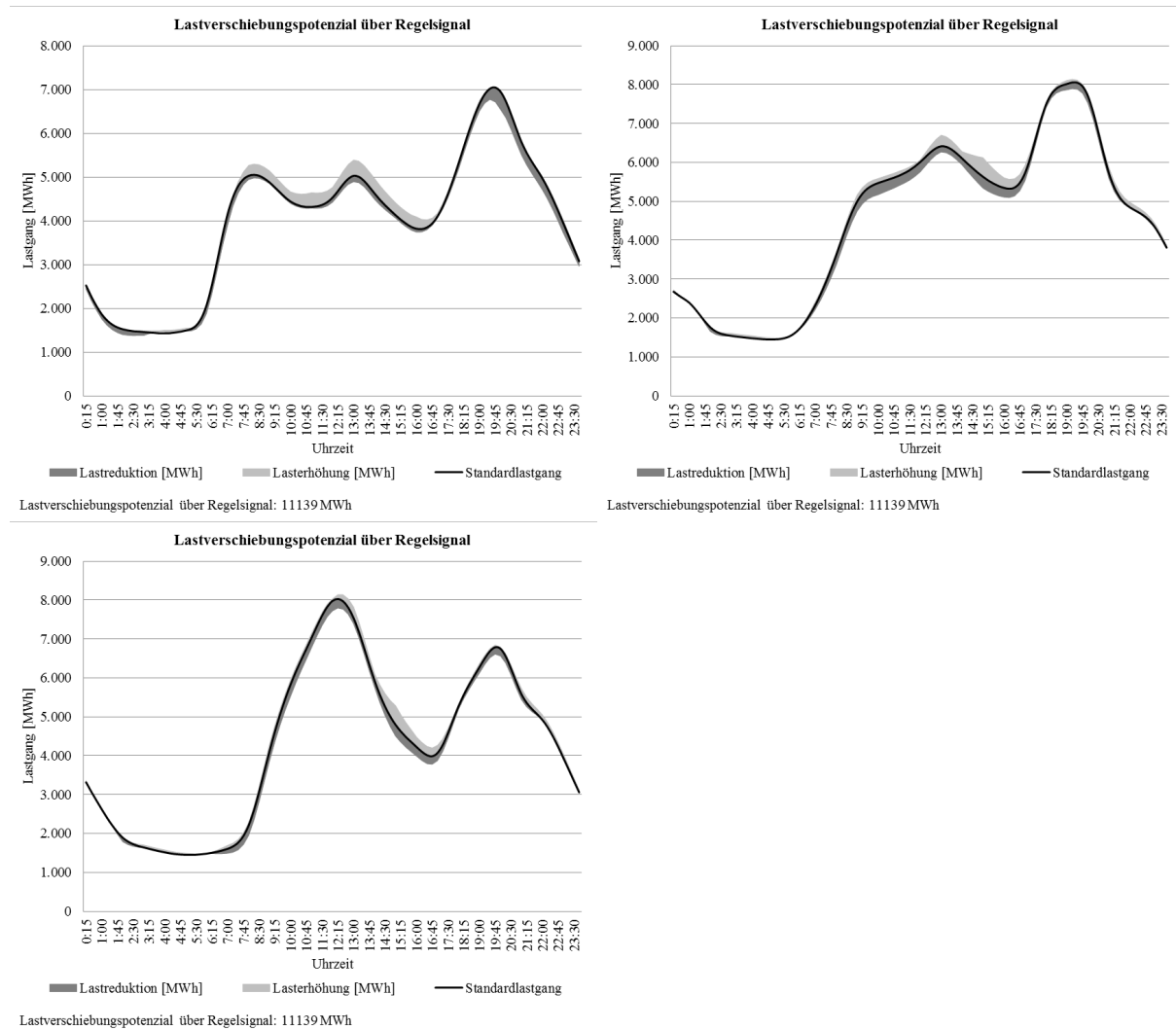


Abbildung A-5: Lastverschiebungspotenzial über Regelsignale im Winter an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2030

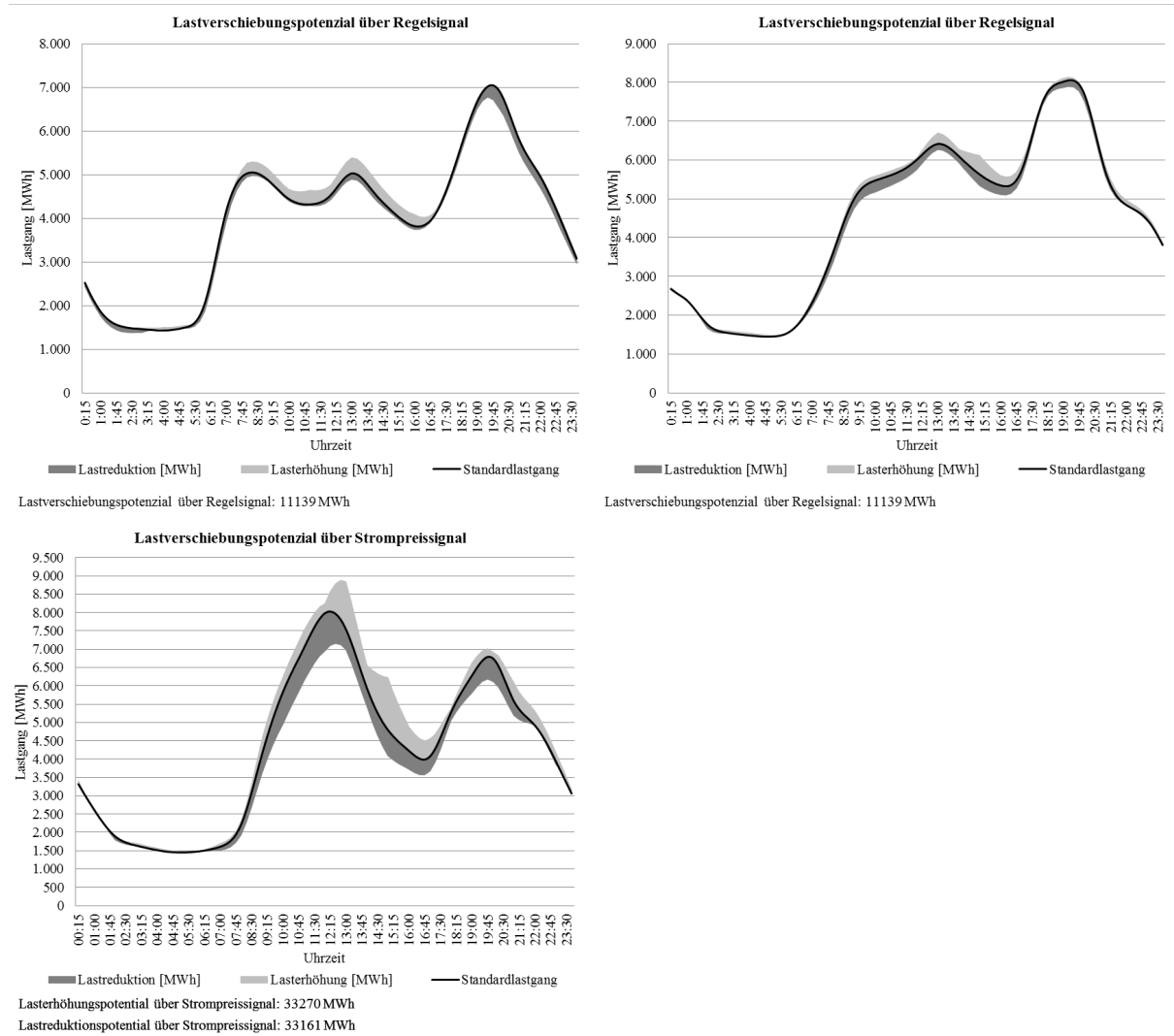


Abbildung A-6: Lastverschiebungspotenzial über Regelsignale im Sommer an einem Dienstag (oben links), Samstag (oben rechts) und Sonntag (unten links) im Jahr 2030