

FFE

Machbarkeitsstudie
dynamische Tarifmodelle
Analysen im Projekt NEW 4.0

**Stadtwerke
Norderstedt**
Energie ist unser Ding.

NEW 4.0

Norddeutsche EnergieWende



SINTEG

SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

2019

Machbarkeitsstudie dynamische Tarifmodelle

Analysen im Projekt NEW 4.0

Herausgeber:

FFE Forschungsgesellschaft
für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffegmbh.de

Abschlussbericht zum Projekt:

Machbarkeitsstudie dynamische Tarifmodelle

Veröffentlicht am:

02.05.2019

FfE-Auftragsnummer:

SWNst-01

Bearbeiter:

Michael Hinterstocker

Tobias Hübner

Projektpartner:

Stadtwerke Norderstedt

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Inhalt

1	Einleitung und Motivation.....	9
2	Hintergrund.....	11
2.1	Einspeisemanagement im deutschen Energiesystem.....	11
2.2	EPEX Day-ahead-Handel.....	12
2.3	Demand Side Management im Haushaltssektor.....	13
2.4	Struktur des betrachteten Tarifmodells.....	15
3	Datengrundlage.....	17
3.1	Einspeisemanagement.....	17
3.1.1	Historische Daten.....	17
3.1.2	Prognose.....	19
3.2	Strompreise.....	19
3.2.1	Historische Daten.....	19
3.2.2	Prognose.....	20
3.3	Haushaltsgeräte.....	22
3.3.1	Auswahlkriterien.....	22
3.3.2	Ausgewählte Gerätecluster.....	24
3.4	Teilnahmebereitschaft.....	26
3.4.1	Aufbau des Fragebogens.....	27
3.4.2	Ergebnisse.....	27
4	Potenzialberechnung.....	35
4.1	Modell.....	35
4.1.1	Abbildung der Gerätelastgänge.....	35
4.1.2	Modellierung der Schaltvorgänge.....	36
4.2	Ergebnisse.....	38
4.2.1	Ergebnisse für historische Daten.....	38
4.2.2	Ergebnisse für prognostizierte Daten.....	43
5	Fazit.....	49
6	Literatur.....	51

Zusammenfassung

Aufgrund des erhöhten Flexibilitätsbedarfs im zukünftigen, von hoher erneuerbarer Erzeugung geprägten Energiesystem steigt die Relevanz kleinerer, dezentraler Flexibilitätsoptionen in Haushalten. Neben marktlichen Mechanismen und variablen Stromtarifen steht mit der direkten externen Steuerung entsprechender Geräte ein weiterer Ansatz zur Erschließung zur Verfügung. Im Rahmen des SINTEG-Projekts NEW 4.0 wird dieser von den Stadtwerken Norderstedt in der praktischen Umsetzung erprobt.

Das hier untersuchte Konzept basiert auf schaltbaren Schuko-Steckdosen, welche vom Kunden frei für flexibilisierbare Geräte genutzt werden können. Diese bieten dem Netzbetreiber damit die Möglichkeit, durch Zu- und Abschaltung die entsprechenden Lasten in die Engpassmanagementprozesse zu integrieren. Das Ziel dabei ist, die Notwendigkeit für Einspeisemanagementmaßnahmen durch eine Verbrauchsverschiebung von Haushaltsgeräten zu reduzieren. Als potenzielle zweite Anwendung ist auch die Verschiebung nach Spotmarktpreisen und damit eine Reduktion der Strombezugskosten möglich. Als Anreiz für den Kunden wird ein reduzierter Strompreis für schaltbare Geräte angeboten.

Zur näherungsweisen Bestimmung des Potenzials dieses Konzepts wurde eine Umfrage unter Haushaltskunden aus dem Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt durchgeführt. Die dabei gewonnenen Ergebnisse hinsichtlich Teilnahmebereitschaft, Kundenverhalten und Kundenpräferenzen ermöglichen es, die Steuerung, die damit erreichte Lastverlagerung sowie die Effekte auf abgeregelte Energie und mittlere Bezugskosten simulativ zu bestimmen. Hierfür wurde ein Modell entwickelt, welches das Verbrauchsverhalten privater Haushalte auf der Ebene einzelner Geräte sowie die Auswirkungen der externen Schaltvorgänge durch den Netzbetreiber abbildet. Für eine umfassende Bewertung wurde dabei sowohl der Status quo hinsichtlich Geräteausstattung und Strompreisen betrachtet, als auch eine Prognose für 2025 vorgenommen.

Die Ergebnisse zeigen, dass das dargestellte Konzept grundsätzlich geeignet ist, um eine Lastverlagerung im Haushaltsbereich zu erreichen. Die Gerätegruppen, welche gemäß Voranalyse und Umfrage für einen Betrieb an der schaltbaren Steckdose geeignet sind, weisen jedoch einen geringen Stromverbrauch auf, weshalb in allen untersuchten Szenarien die insgesamt verschobene Energie sehr gering ist. Die zu erwartenden Auswirkungen auf Einspeisemanagement oder Strombezugskosten sind somit ebenfalls kaum relevant. Dies zeigt, dass eine Erweiterung des Konzepts auf Gerätetypen mit höherem Energieverbrauch sinnvoll sein kann. Eine weitere Option sind garantierte Zuschaltzeiten, welche die Bereitschaft zur Teilnahme gemäß Umfrage deutlich erhöhen würden und so auch für ein vergrößertes Lastverlagerungspotenzial sorgen können.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Effekt der hier betrachteten Steuerung vergleichsweise gering ist, das grundsätzliche Konzept aber mit gewissen Anpassungen und Erweiterungen einen sinnvollen Beitrag zur Flexibilisierung im Haushaltssektor leisten kann.

1 Einleitung und Motivation

In den letzten zehn Jahren ist ein deutlicher Anstieg des Bedarfs nach Engpassmanagement in Deutschland zu verzeichnen. Einspeisemanagement als eine Ausprägung davon führt dabei wie in Abbildung 1-1 dargestellt zu stark steigender Ausfallarbeit, die entsprechend zu vergüten ist und damit zu monetären Ineffizienzen im Gesamtsystem beiträgt. Analysen der Einsätze von Einspeisemanagement in Deutschland zeigen, dass Regionen mit hoher installierter Windenergieleistung sehr hohen Bedarf nach Maßnahmen zur Netzentlastung aufweisen /FFE-05 18/.

Eine Anpassung des Verbrauchs an die Charakteristik der erneuerbaren Erzeugung wird häufig als geeignet zur Vermeidung oder Verminderung einer Abregelung betrachtet. Im Haushaltssektor bestehen verschiedene Ansätze, wie beispielsweise finanzielle Anreize mittels variabler Tarife /FFE-133 17/, /FFE-126 17/ oder mittels eines regionalen Flexibilitätsmarkts /FFE-17 17/. Im Rahmen eines Feldversuchs der Stadtwerke Norderstedt, eingebettet in das SINTEG-Projekt NEW 4.0, wird als weitere Möglichkeit die automatisierte externe Steuerung von Haushaltsgeräten zur verbesserten Netzintegration der Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein untersucht. Vom Kunden gewählte Geräte werden dabei angepasst an die Netzsituation flexibel zu- und abgeschaltet /FFE-28 19/.

Um das Potenzial einer derartigen Steuerung vorab abzuschätzen, wird das Verhalten der Teilnehmer in einem Modell für aktuelle und prognostizierte Rahmenbedingungen simuliert. In den folgenden Kapiteln wird dazu ausführlich der energiewirtschaftliche Hintergrund erläutert, die Datengrundlage für die Auswertungen beschrieben sowie Aufbau, Funktionsweise und Ergebnisse des Simulationsmodells dargestellt. Zum Vergleich wird als zweiter Anwendungsfall die Zu- und Abschaltung nach Strompreis der EPEX SPOT betrachtet, um zu bestimmen, welche Einsparung im Strombezug dadurch möglich ist.

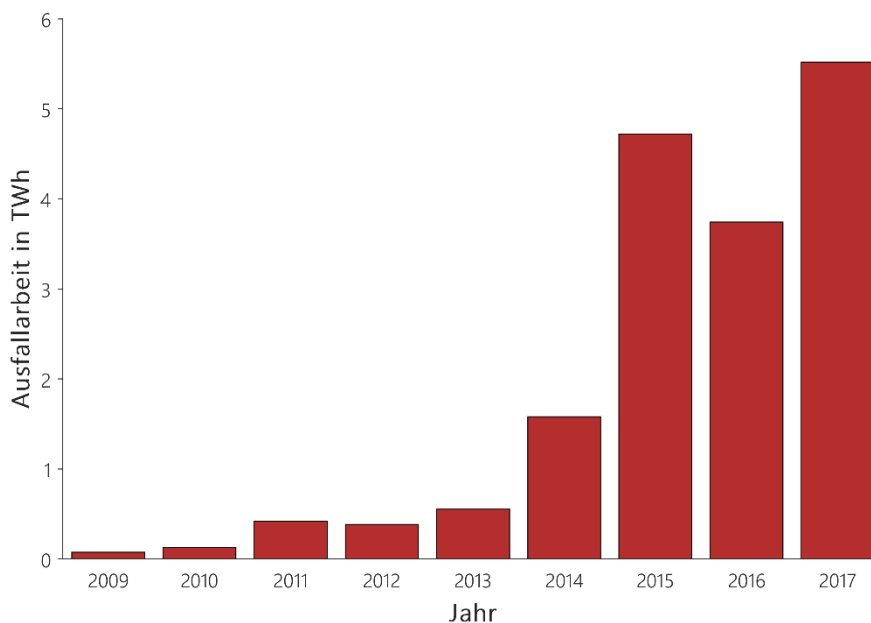


Abbildung 1-1: Verlauf der jährlichen Ausfallarbeit nach /BNETZA-23 18/

2 Hintergrund

Zur Modellierung des betrachteten Tarifsystems sind Hintergrundinformationen sowohl zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Prozessen und Zusammenhängen als auch zur genauen Ausgestaltung des Tarifmodells sowie der zugehörigen Schaltlogik notwendig. Diese werden in den folgenden Abschnitten ausführlich dargestellt und erläutert.

2.1 Einspeisemanagement im deutschen Energiesystem

Einspeisemanagement ist eine Maßnahme zur Behebung potenzieller Engpässe im Stromnetz. Ein Netzengpass beschreibt eine Situation, in der die in das Netz eingespeiste Menge an Elektrizität dessen Kapazität bzw. die des betroffenen Netzbetriebsmittels zum Transport der elektrischen Leistung übersteigt. Ein Netzengpass ist als ein netztopologisches, lokales und auf Betriebsmittel beschränktes Phänomen zu betrachten. /BNETZA-19 12/ /WDU-101 16/ Er kann beispielsweise durch Ausfälle im Netz, in Kraftwerken oder durch erhöhte Energienachfrage entstehen. Ein Grund hierfür ist, dass innerhalb der Preiszone (wie auch in anderen Preiszonen in Europa) der Stromhandel unter der Annahme abläuft, dass der Markt eine Kupferplatte ist und somit innerhalb dieser Preiszone keine Netzengpässe auftreten /FRO-102 17/.

In Deutschland führen mehrere Ursachen zu einem vermehrten Auftreten von Netzengpässen. Hierzu zählen der Zubau Erneuerbarer Energien (EE), der verzögerte Netzausbau, die hohe Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken und die seit der Liberalisierung erforderlichen Netzkapazitäten zur Erfüllung von Handelsgeschäften innerhalb des integrierten europäischen Marktes /AGORA-04 17/. Zusätzlich treten durch die Stilllegung von Atomkraftwerken in Süddeutschland und die Investitionen in konventionelle und erneuerbare Kapazitäten in Norddeutschland Netzengpässe bei der Übertragung von Strom von Nord nach Süd auf /ZFE-01 07/. Um Netzengpässe frühzeitig zu erkennen, führen die ÜNB im Rahmen der Netzengpassdetektion jeweils am Vortag Lastfluss-, Ausfallsimulations- und Kurzschlussrechnungen auf der Grundlage der von den Bilanzkreisverantwortlichen angemeldeten Fahrpläne durch /BUW-02 09/ /VDN-06 07/.

Grundlage für das Engpassmanagement ist die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach § 13 EnWG. Bei einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung sind ÜNB im Rahmen ihrer Systemverantwortung nach § 13 EnWG berechtigt und verpflichtet, Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Zudem müssen Verteilnetzbetreiber, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, nach § 14 Abs. 1 EnWG ebenfalls derartige Maßnahmen umsetzen. /DIHK-01 15/ /FRO-102 17/ /ENWG-02 13/

Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone im Sinne des § 13 Abs. 1 EnWG liegt laut § 13 Abs. 3 EnWG vor, „wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.“ /ENWG-02 13/

Das Einspeisemanagement (EinsMan) bezeichnet die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, KWK- und

Grubengasanlagen in das Stromnetz. Die Netzbetreiber dürfen EinsMan-Maßnahmen jedoch erst ergreifen, wenn alle anderen Netzsicherheitsmaßnahmen, die im EnWG §13 (1) und (2) festgelegt sind, wie z. B. Redispatch oder andere marktbezogene Maßnahmen, nicht ausreichend sind. Obwohl EinsMan-Maßnahmen damit die Ultima Ratio sind, kann seit dem Jahr 2009 ein deutlicher Anstieg der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgewiesenen Ausfallarbeit infolge von EinsMan festgestellt werden. Im Jahr 2017 lag die Ausfallarbeit mit 5,5 TWh bereits rund 75-mal so hoch wie im Jahr 2009 /BNetzA-23 18/. Die Gründe für den Anstieg sind zum einen der starke Zubau an installierter EE-Erzeugungsleistung und zum anderen der gleichzeitig verzögerte Netzausbau. Aus einer anfangs als „Notfallmaßnahme“ gedachten Lösung ist mittlerweile ein Regelprozess geworden, wodurch sich nach und nach Probleme bei technischen Verfahrensweisen sowie regulativen Rahmenbedingungen ergeben haben. Hierzu zählt beispielsweise, dass bei EinsMan-Maßnahmen im Gegensatz zum Redispatch kein gezielter energetischer und bilanzieller Ausgleich stattfindet.

Die gesetzliche Grundlage für das EinsMan infolge von netztechnischen Restriktionen (z.B. infolge eines Netzengpasses) bilden auf Übertragungsnetzebene der § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG und auf Verteilnetzebene der § 11 Abs. 1 EEG i. V. m. § 14 Abs. 1 i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG /EEG-01 17/ /ENWG-02 16/. In diesem Fall sind die Anlagenbetreiber für die nicht eingespeiste Energie zu entschädigen. Ist die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes hingegen nicht auf ein Problem der Netzkapazität im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG, sondern beispielsweise auf einer Bilanzstörung zurückzuführen, wird die Abregelung allein nach § 13 Abs. 2 EnWG durchgeführt, wodurch die Anlagenbetreiber keine Entschädigungszahlungen erhalten. /BMWI-101 13/ /OST-01 18/

2.2 EPEX Day-ahead-Handel

Neben der Reduktion von Einspeisemanagement durch Lasterhöhung kann eine externe Zu- und Abschaltung von Haushaltsgeräten auch zur Reduktion der Beschaffungskosten eingesetzt werden. Dies geschieht mittels Verschiebung eines Teils des Verbrauchs von Zeiträumen mit hohen Strompreisen zu Zeiträumen mit niedrigen Strompreisen. Aufgrund der angenommenen näherungsweise Arbitragefreiheit zwischen den einzelnen Strommärkten ist es hierbei ausreichend, die Strompreise des stündlichen Day-ahead-Handels zu betrachten, um die Ergebnisse auch analog auf andere Märkte übertragen zu können.

Über den Day-ahead-Markt erfolgt um 12:00 Uhr die erste Einsatzplanung der Erzeugungsleistung für den Folgetag (0:00 bis 24:00 Uhr) in Intervallen von einer Stunde. Am Day-ahead-Markt wird etwa die Hälfte der Erzeugungsmenge gehandelt. Die angebotene Erzeugungsleistung wird für jede Stunde in einer Merit Order, beginnend mit dem günstigsten Angebot (in €/MWh), geordnet und der Nachfragekurve nach Preisen, absteigend sortiert, gegenübergestellt. In diesem Auktionsverfahren wird ein einheitlicher Preis (Market-Clearing-Preis) bestimmt, der sich aus dem Schnittpunkt der beiden Kurven ergibt und der für alle bezuschlagten Teilnehmer gilt. Dieser Preis entspricht dem Angebot des teuersten, gerade noch eingesetzten Kraftwerks. Somit ergeben sich in Abhängigkeit der Erzeugungskosten unterschiedliche Margen für die bezuschlagten Erzeuger. Aufgrund dieses Preisbildungsmechanismus bieten die Kraftwerksbetreiber ihre verfügbare Erzeugungsleistung in der Regel zu Grenzkosten an. Zusätzlich wird die prognostizierte Erzeugung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen preisunabhängig (bei nicht abregelbaren Anlagen oder bei Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber) oder mit den Opportunitätskosten angeboten (entspricht den Prämien bei abregelbaren Anlagen im Falle

der Direktvermarktung). Daher liegen die Angebote der erneuerbaren Erzeugungsanlagen in der Regel am Anfang der Merit Order, womit deren Vermarktung in den meisten Fällen sichergestellt ist. Die physikalische Nachfrage ist unelastischer, da hier weniger Möglichkeiten zur Anpassung und eine geringe Ausprägung der Preissensitivität vorliegen. Allerdings finden sich auch Kraftwerksbetreiber in der Nachfragekurve wieder, da diese sich ebenfalls am Markt eindecken, wenn sie somit ihre Lieferverpflichtungen günstiger erbringen können. In Abbildung 2-1 ist die Ermittlung des Market-Clearing-Preises anhand der sich aus der Merit Order ergebenden Gebotskurven dargestellt. /FFE-56 16/

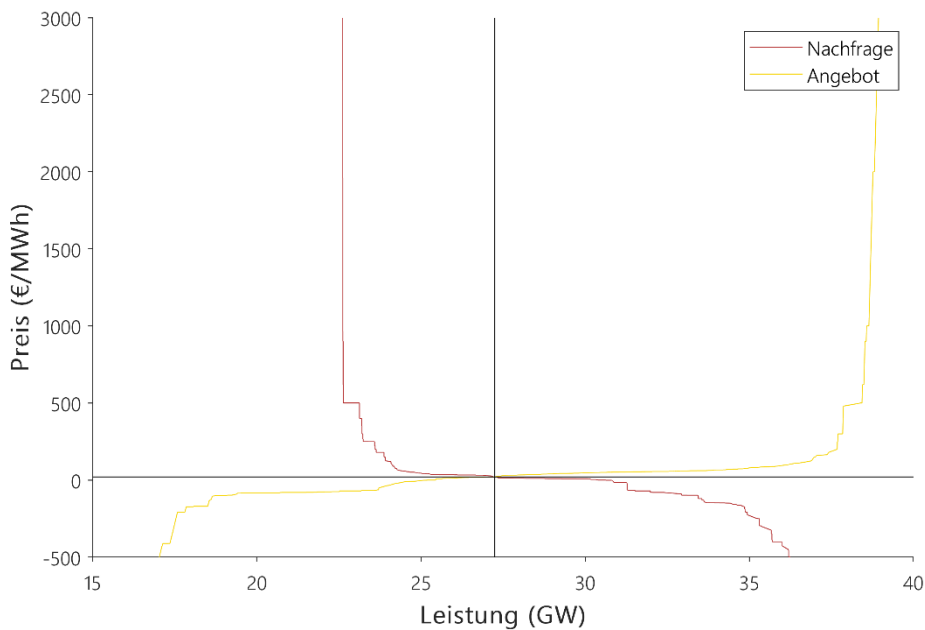


Abbildung 2-1: Preisbildung im Day-ahead-Markt (nach /FFE-29 19/)

2.3 Demand Side Management im Haushaltssektor

Aufgrund des aktuellen Wandels der gesamten Energielandschaft müssen Potenziale neuartiger Maßnahmen, die der Netzoptimierung dienen können, analysiert werden. Dabei werden Vorkehrungen sowohl betrieblicher als auch technischer Natur in Betracht gezogen, die zur Verbesserung der Energieinfrastruktur herangezogen werden können. Eine mögliche Maßnahme stellt in dieser Hinsicht das sogenannte *Demand Side Management (DSM)* in Haushalten dar. Im Kontext des Erzeugungsfolgebetriebs kann DSM einen wichtigen Beitrag leisten, indem sich Haushaltsgeräte der Energieerzeugung anpassen /ACA-02 12/, /BMW-12 14/. Im folgenden Abschnitt werden die Eigenschaften der Lastflexibilisierung im Haushaltsbereich kurz dargestellt. /FFE-74 17/

In einigen Projekten wurden zur Erprobung der Technologie bereits unterschiedliche Systeme im realen Einsatz getestet. Dabei wurde zum Teil zwischen automatischer und manueller Lastverschiebung unterschieden. Bei beiden Varianten werden hinsichtlich verlagertes Verbraucher ähnliche Ergebnisse erzielt, jedoch ist bei der manuellen Lastverschiebung nach einiger Zeit ein Ermüdungseffekt festzustellen. Diese nachlassende Aktivität lässt sich durch entsprechende Automatisierung vermeiden /FFE-16 15/. Diese Beobachtung bestätigt sich auch in weiteren Feldversuchen, da im Praxiseinsatz mit automatisierten Lösungen bessere Resultate erreicht werden konnten /BMW-12 14/. Dieser Zusammenhang wird durch die Aussage einiger Feldtestkunden bekräftigt, die angeben, dass sie „(...) eine Integration der

Automatisierung in die Haushaltsgeräte“ wünschen /BAUM-04 13/. Hier wird deshalb die automatische Lastverschiebung betrachtet, welche sowohl dem Netzbetreiber mehr Eingriffsmöglichkeiten bietet als auch den Aufwand für den Endkunden minimiert. /FFE-74 17/ Nach /VDE-07 12/ braucht es für die Erschließung des Lastverschiebungspotenzials sowohl technische als auch wirtschaftliche Voraussetzungen, die neu geschaffen werden müssen. Dabei gehen die Verfasser der Studie insbesondere auf die Tatsache ein, dass die Haushaltsgeräte auf entsprechende externe Signale reagieren können, wofür eine Informations- und Kommunikationsstruktur unabdingbar ist. Zur automatisierten Umsetzung von DSM wird häufig ein sogenanntes Energiemanagementsystem verwendet /BMW-12 14/. Dieses übernimmt die Ansteuerung und die Lastverlagerung geeigneter Haushaltsgeräte nach Vorgaben des Verbrauchers ohne aktives Eingreifen. Dies ist besonders bei komplexen, mehrstufigen Tarifen von Vorteil /FFE-16 15/. Im hier diskutierten Konzept ist dies nicht notwendig, da die Geräte direkt vom Netzbetreiber geschaltet werden und somit auf eine Automatisierung im Haushalt verzichtet werden kann. /FFE74 17/

Das Potenzial zur Lastverschiebung im Haushaltbereich wurde bereits in einer Vielzahl von Projekten praktisch untersucht. Abbildung 2-2 zeigt eine Übersicht der dabei realisierten Lastverlagerung in Abhängigkeit des angebotenen Preisspreads /FFE-56 18/. Die Ergebnisse weisen dabei eine große Streuung auf; häufig bewegen sich die erreichten Werte für die Lastverschiebung aber im Bereich zwischen 10 % und 20 %. Bei einer Nutzung aller potenziell flexibilisierbaren Geräte und ausreichenden finanziellen Anreizen ist also zu erwarten, dass eine Lastverschiebung in dieser Größenordnung möglich ist. Automatische Steuerung, wie sie auch im hier betrachteten Tarifkonzept genutzt wird, erweist sich dabei als hilfreich für eine erhöhte Teilnahmebereitschaft der Kunden.

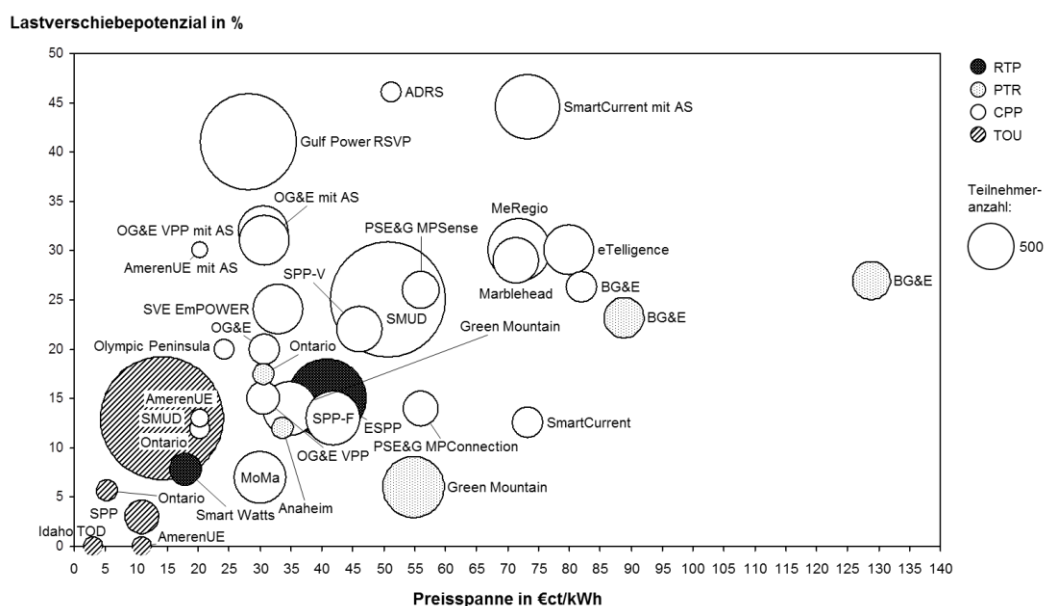


Abbildung 2-2: Lastverschiebepotenzial in Abhängigkeit der Preisspanne in verschiedenen praktischen Umsetzungsprojekten variabler Tarifmodelle im Haushaltssektor /FFE-56 18/

Die nachfolgende Tabelle zeigt die prognostizierte Entwicklung der verschiebbaren Leistung und Energie für Haushalte in den Jahren 2010, 2020 und 2030 /VDE-07 12/. Dabei lässt sich erkennen, dass sich im Haushaltsbereich die flexible Leistung bis 2030 mehr als verdoppelt und gleichzeitig die verlagerbare Energie um ungefähr den Faktor vier vergrößert. Das kann

damit begründet werden, dass die Kopplung des Strom- und Wärmesektors zu mehr installierter Leistung führt. Durch die zunehmende Speicherkapazität kann die Last entsprechend für längere Zeiträume verschoben werden. /FFE-74 17/

Tabelle 2-1: Technisches DSM-Potenzial im Sektor Haushalte /VDE-07 12/

Jahr	Verschiebbare Leistung	Verlagerbare Energie
2010	2,6 GW	8,0 TWh pro Jahr
2020	3,8 GW	12,4 TWh pro Jahr
2030	6,0 GW	32,3 TWh pro Jahr

Aus den ausgewerteten Studien ist also abzuleiten, dass der Haushaltssektor potenziell ein relevantes Potenzial zur Flexibilisierung aufweist, und somit eine nähere Untersuchung von möglichen Anreizmechanismen für einen system- und/oder netzdienlichen Einsatz dieser Flexibilität einen wichtigen Beitrag für ein effizientes und stabiles zukünftiges Energiesystem leisten kann.

2.4 Struktur des betrachteten Tarifmodells

Einspeisemanagement ist notwendig, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen die Kapazität des Stromnetzes übersteigt, also eine volle Einspeisung der generierten Leistung zu einer Überlastung des Netzes führen würde. In diesem Fall werden die betroffenen Anlagen abgeregelt, sie speisen damit nicht mehr die maximal mögliche, sondern eine den Anforderungen entsprechend reduzierte Leistung ins Netz ein. Folglich kann die theoretisch verfügbare Energie aus erneuerbaren Quellen aufgrund technischer Restriktionen nicht vollständig genutzt werden.

Diese Notwendigkeit zur Abregelung kann reduziert oder komplett vermieden werden, wenn der Verbrauch in der betroffenen Region in kritischen Zeiten erhöht wird. Eine Möglichkeit dazu bietet die Lastverschiebung, also die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs von Zeiten ohne kritische Netzbelastung hin zu Zeiten mit erhöhter erneuerbarer Einspeisung, so dass diese möglichst vor Ort genutzt wird und damit nicht das Stromnetz belastet.

Die Stadtwerke Norderstedt untersuchen im Rahmen des SINTEG-Projekts NEW 4.0 ein neues Konzept, um diese Lastverschiebung zu erreichen. Technisch basiert das Konzept auf schaltbaren Schuko-Steckdosen, welche bei teilnehmenden Haushalten installiert werden und von den Stadtwerken frei zu- und abgeschaltet werden können. Das Konzept sieht Schaltvorgänge nur im Stundenraster vor. Eine Zuschaltung findet nur bei auftretendem Einspeisemanagement statt, die restliche Zeit des Tages ist kein Strom an den Schaltsteckdosen verfügbar. Als Anreiz für die Nutzung der schaltbaren Steckdosen wird der Energiebezug der daran angeschlossenen Geräte mit einem stark reduzierten Arbeitspreis von 5 ct/kWh abgerechnet.

Als Kunde bestehen folgende Möglichkeiten zum Betrieb eines beliebigen Haushaltsgeräts:

- 1) Betrieb an einer normalen Steckdose: Unbegrenzte zeitliche Verfügbarkeit zum normalen Arbeitspreis

- 2) Betrieb an einer schaltbaren Steckdose: Zeitliche Verfügbarkeit extern gesteuert, jedoch mindestens 1 Stunde bei Zuschaltung, zu einem stark reduzierten Arbeitspreis

Dem Kunden ist dabei freigestellt, die Geräte an die schaltbaren Steckdosen anzuschließen. Aus Sicht der Stadtwerke ist also zu keiner Zeit bekannt, welche Leistung tatsächlich zu- oder abschaltbar ist.

Durch Zuschaltung der angeschlossenen Geräte in Zeiten, zu denen bisher Einspeisemanagement notwendig ist, soll diese Maßnahme reduziert oder komplett vermieden werden. Im Idealfall findet also eine Lastverschiebung von Zeitintervallen ohne Einspeisemanagement zu Zeitintervallen mit Einspeisemanagement statt. Dies gilt unter der Annahme, dass der Verbrauch, welcher in der Zeit mit abgeschalteter Steckdose anfallen würde, vollständig in das zugeschaltete Intervall verlagert wird. Abhängig vom konkreten Gerätetyp ist diese Annahme allerdings nicht haltbar, so dass häufig ein geringerer Verbrauch als im Referenzfall oder eine Verlagerung des Verbrauchs auf die „normale“ Steckdose zu erwarten ist.

3 Datengrundlage

3.1 Einspeisemanagement

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, werden Einspeisemanagementmaßnahmen vom Netzbetreiber als eine Form des Engpassmanagements durchgeführt. Zur Bewertung des dargestellten Tarifkonzepts mittels simulativer Abbildung der Zu- und Abschaltung sind entsprechende Daten notwendig, sowohl um die Zeiten der Schaltvorgänge zu bestimmen, als auch um die damit vermiedene Abregelung zu bewerten.

3.1.1 Historische Daten

Zur Abbildung des Einspeisemanagementbedarfs der betrachteten Region im Modell werden die veröffentlichten Daten zu Einspeisemanagementeinsätzen der SH Netz im Jahr 2017 herangezogen. Diese beinhalten pro Maßnahme die folgenden Daten:

- Anfang
- Ende
- Installierte Leistung
- Anlagentyp
- Stufe

Die dabei abgeregelterte Energie lässt sich also nicht direkt aus den vorliegenden Rohdaten ableiten, da nur die installierte Leistung und nicht die tatsächliche Leistung zum betreffenden Zeitpunkt gegeben ist. Um daraus eine Zeitreihe der abgeregelterten Energie zu generieren, sind grundsätzlich zwei verschiedene Ansätze möglich, welche sich an den beiden Abrechnungsverfahren orientieren /FFE-14 19/. Der dynamische Ansatz, angelehnt an das so genannte Spitzenabrechnungsverfahren, liefert dabei insgesamt bessere Ergebnisse und wird im Weiteren verwendet /OST-01 18/.

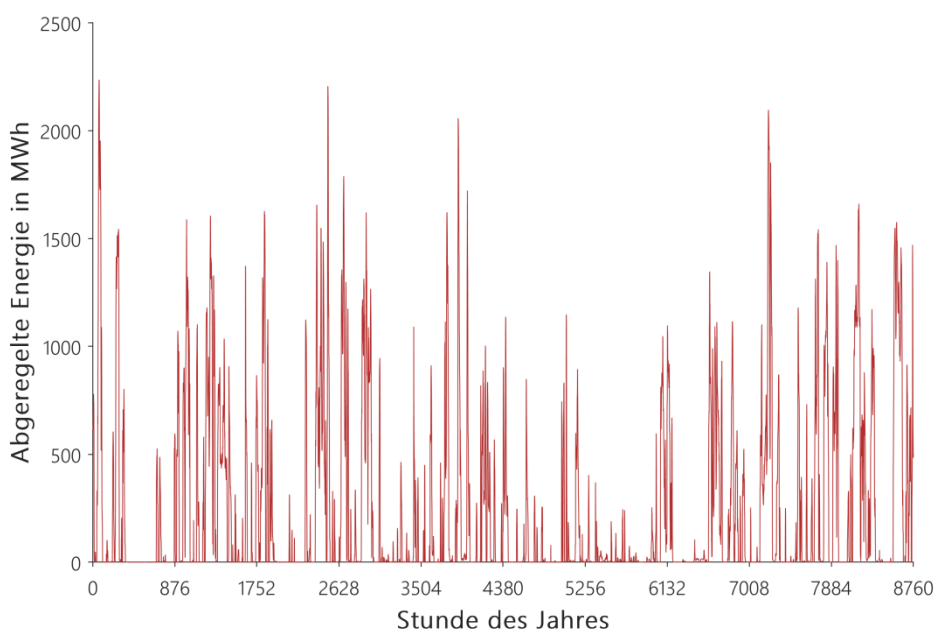


Abbildung 3-1: Abgeregelterte Energie im Netzgebiet der SH Netz im Jahr 2017

Damit lässt sich aus den angegebenen Daten pro Maßnahme eine Zeitreihe in Minutenaufösung berechnen, welche die abgeregelte Energie in der betrachteten Region näherungsweise abbildet. Da die weiteren Berechnungen im Simulationsmodell aufgrund der Tarifstruktur in stündlicher Auflösung durchgeführt werden, werden die Daten anschließend zu dieser Auflösung aggregiert. Der resultierende Verlauf für das betrachtete Jahr 2017 ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

Die Grafik zeigt, dass das Instrument Einspeisemanagement vom Netzbetreiber regelmäßig und über das gesamte Jahr verteilt eingesetzt wird. Daraus ist einerseits abzuleiten, dass die hohe installierte Leistung an Windenergie in der betrachteten Region nicht in vollem Umfang integriert werden kann, andererseits aber auch, dass ein großes Potenzial zur Reduktion dieser abgeregelten Energie mittels Lastflexibilisierung besteht.

Da die hier betrachtete Lastverschiebung im Haushaltssektor findet wie bereits ausgeführt meist im Bereich weniger Stunden, also mehrheitlich innerhalb eines Tages statt. Die Anzahl an Stunden innerhalb eines Tages, an denen Einspeisemanagement eingesetzt wird, liefert also eine erste Indikation, an welchen Tagen DSM mit Haushaltsgeräten einen Beitrag liefern kann. Die Häufigkeitsverteilung der Tage des Jahres 2017 ist in Abbildung 3-2 dargestellt. Sie zeigt, dass an 204 Tagen, also knapp 56 %, in allen 24 Stunden des Tages Einspeisemanagement zum Einsatz kam. Dies bedeutet, dass mittels einer Lastverschiebung innerhalb dieses Tages keine Reduktion erreicht wird. Ebenso ist an den 25 Tagen ohne Einspeisemanagement naturgemäß kein Potenzial zur weiteren Reduktion vorhanden. Es verbleiben also 136 Tage, die prinzipiell für das diskutierte Modell geeignet erscheinen. In diesem Bereich, also von 1 Stunde bis 23 Stunden, ist die Verteilung relativ gleichmäßig mit einer leichten Tendenz zu höheren Anzahlen.

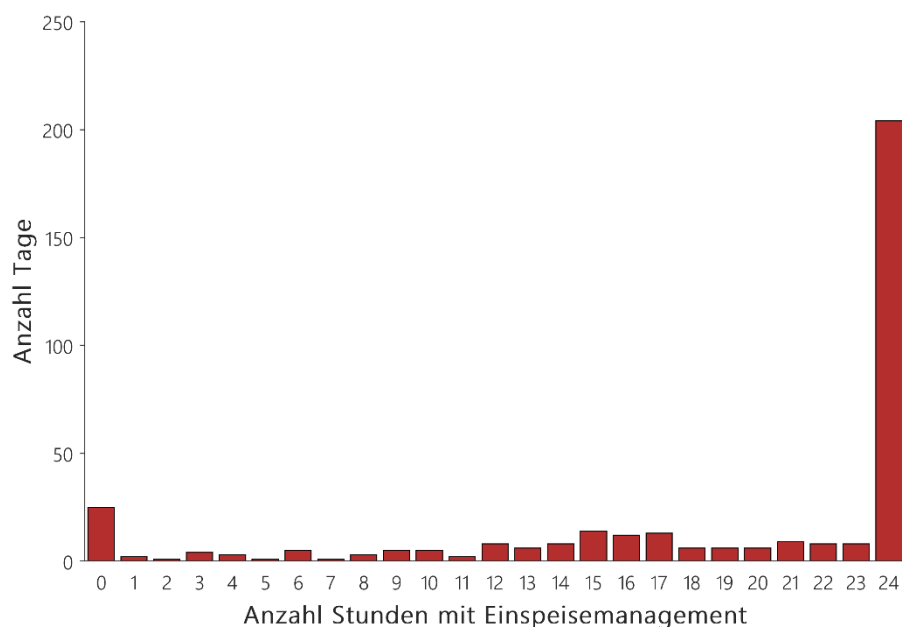


Abbildung 3-2: Histogramm der von Einspeisemanagement betroffenen Stunden pro Tag

Insgesamt ist also mit dem gewählten Verfahren eine hinreichend genaue Abbildung des stündlichen Verlaufs der abgeregelten Energie in der Projektregion möglich, welche auch bereits eine vereinfachte Abschätzung des grundlegenden Potenzials erlaubt.

3.1.2 Prognose

Im Rahmen der hier dargestellten Untersuchungen wird auch ein Szenario für das Jahr 2025 betrachtet, um zukünftige Entwicklungen hinsichtlich Einwohnerstruktur, Geräteausstattung und Strompreisen mit berücksichtigen zu können. Aufgrund der starken Abhängigkeit der Einspeisemanagementsätze von einer Vielzahl externer Einflussfaktoren ist es hingegen nicht sinnvoll möglich, eine prognostizierte Zeitreihe zu erstellen. Zur Bewertung des zukünftigen Potenzials werden also vereinfacht ebenso die historischen Daten verwendet, welche somit eine Einschätzung der Größenordnung liefern und darüber hinaus einen Vergleich des Reduktionspotenzials mit dem Status quo erlauben.

3.2 Strompreise

Durch die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs ergeben sich auch veränderte Strombezugskosten, welche wie bereits erläutert anhand der stündlichen Preise des EPEX Day-ahead-Handels abgebildet werden können. Hierfür werden sowohl historische als auch prognostizierte Daten herangezogen, deren Quellen im Folgenden erläutert werden.

3.2.1 Historische Daten

Für die Bewertung der Auswirkungen von simulierter Lastverlagerung auf die mittleren oder gesamten Strombezugskosten werden die veröffentlichten Strompreise des Jahres 2017, analog zu den verwendeten Daten zum Einspeisemanagement, verwendet /EPE-01 19/: Der Verlauf über das gesamte Jahr ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

Der mittlere Preis im betrachteten Jahr beträgt 34,19 €/MWh mit einer Standardabweichung von 17,66 €/MWh. Der tägliche Spread, also die Differenz zwischen der teuersten und der günstigsten Stunde eines Kalendertages, beträgt im Mittel 30,57 €/MWh, maximal 114,70 € und minimal 8,13 €/MWh. Dieser Wert dient als Anhaltspunkt für die maximal erreichbaren Einsparungen oder ggf. auch Mehrkosten bei Lastverschiebung innerhalb eines Tages.

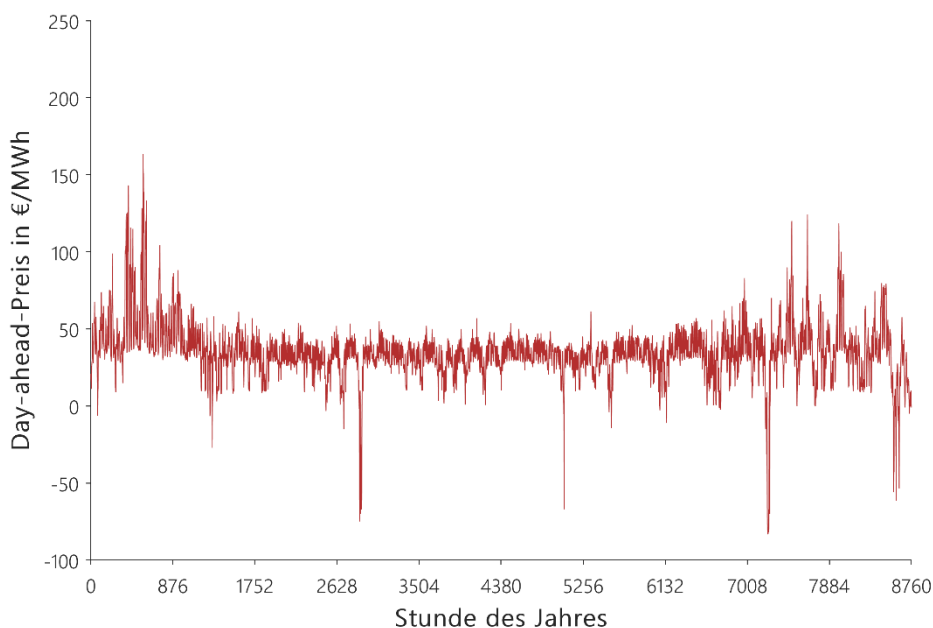


Abbildung 3-3: Day-ahead-Strompreise der EPEX SPOT im Jahr 2017

Aus diesem Grund ist die Verteilung der täglichen Spreads in Abbildung 3-4 detaillierter abgebildet. Diese zeigt, dass Spreads unter 10 €/MWh mit insgesamt nur 3 Tagen sehr selten auftreten. Auch Werte über 60 €/MWh werden nur an 24 Tagen des Jahres erreicht. Die überwiegende Mehrheit der Tage (93 %) weist also einen Spread zwischen 10 €/MWh und 60 €/MWh auf mit einer Tendenz zu niedrigeren Werten innerhalb dieses Bereichs.

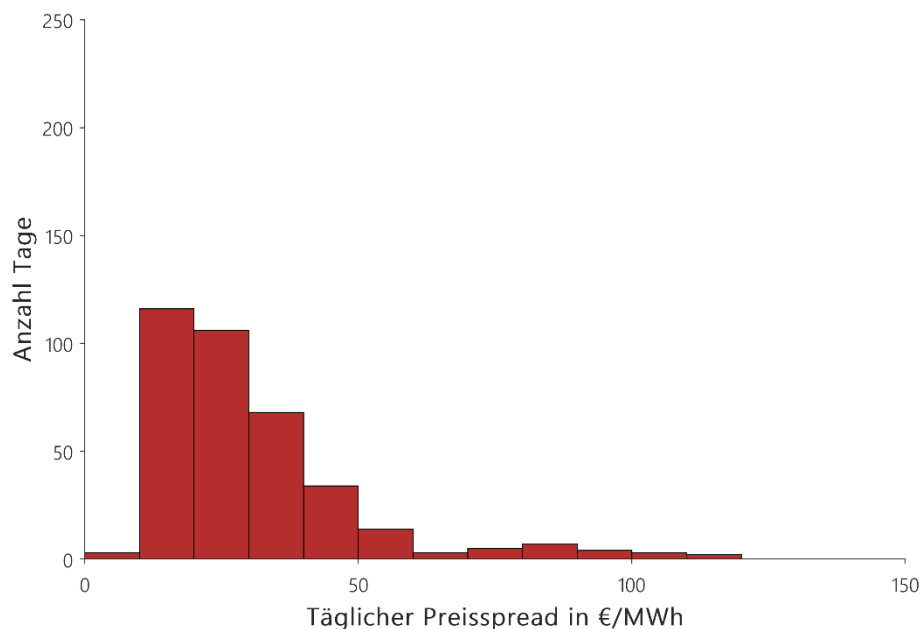


Abbildung 3-4: Histogramm der täglichen Spreads der Day-ahead Preise 2017

Diese Werte würden also bei den meisten Tagen des Jahres etwa erreicht, wenn eine Verschiebung von der teuersten zur günstigsten Stunde (oder umgekehrt) durch die Zu- und Abschaltung der angeschlossenen Haushaltsgeräte durchgeführt würde. Dies kann bei einer Schaltung nach Preissignalen näherungsweise der Fall sein, ist allerdings bei der Schaltung nach Einspeisemanagementanforderungen im Allgemeinen nicht zu erwarten. Die tatsächlichen Auswirkungen auf die Strombezugskosten sind also deutlich geringer zu erwarten.

3.2.2 Prognose

Zur Prognose der stündlichen Strompreise im Jahr 2025 wird das Energiesystemmodell ISAaR verwendet /FFE-19 18/. Dieses basiert mathematisch auf linearer Optimierung und bildet so die Zusammenhänge im Energiesystem ab /PEL-01 16/. Es umfasst die Sektoren Strom, Wärme und Gas sowie alle in diesen Sektoren relevanten Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Zudem wird die regionale Kopplung des Elektrizitätssektors durch die Abbildung des europäischen Übertragungsnetzes berücksichtigt. Die simulierten Preise ergeben sich dabei aus den Grenzkosten der eingesetzten Kraftwerke, analog zur bereits beschriebenen Funktionsweise des Day-ahead-Handels der EPEX SPOT.

Zur Abbildung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Jahr 2025 wird auf ein Szenario zurückgegriffen, welches im Projekt Dynamis /FFE-12 17/ erarbeitet wurde, und als Grundlage für die zukünftige Entwicklung der relevanten Parameter herangezogen werden kann /FFE-70 19/.

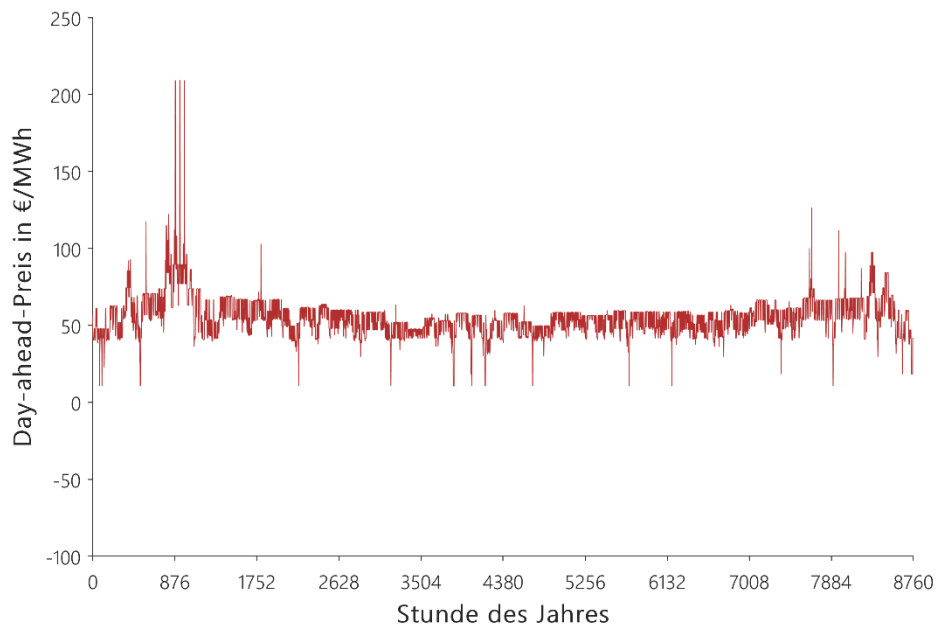


Abbildung 3-5: Strompreise prognostiziert für 2025

Abbildung 3-5 zeigt das Ergebnis für das Jahr 2025 im Jahresverlauf. Hier ist zu sehen, dass die Preise im Jahresmittel mit 54 €/MWh deutlich höher liegen als im zuvor ausgewerteten historischen Jahr 2017. Nach diesen Simulationsergebnissen ist die Standardabweichung der Preiszeitreihe mit 13,10 €/MWh wesentlich niedriger, ebenso der mittlere tägliche Spread mit 18,20 €/MWh und die analog zur vorherigen Auswertung dargestellte Verteilung in Abbildung 3-6. Dies kann durch zwei Effekte entstehen: Einerseits ist die Abbildung untertägiger Schwankungen durch geringe Laständerungen in einem grenzkostenbasierten Modell nicht vollumfänglich möglich /FFE-29 19/, andererseits ist aber durch den erwarteten Zubau von Flexibilitätsoptionen tatsächlich eine Glättung der Preise abzusehen. Diese beiden Effekte zu trennen ist im Rahmen dieses Modells nicht möglich, die Preiszeitreihe wird also wie berechnet eingesetzt.

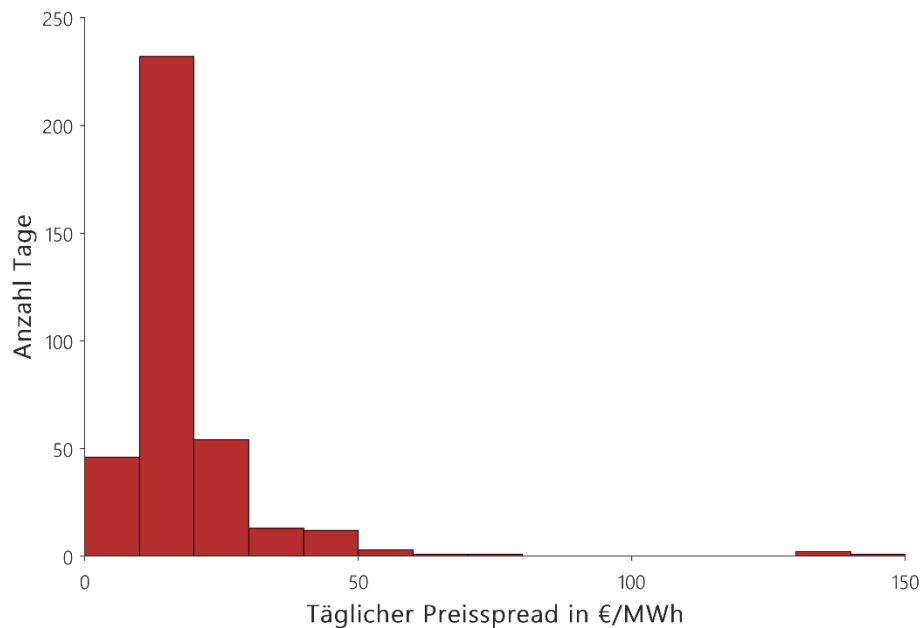


Abbildung 3-6: Histogramm der täglichen Spreads der prognostizierten Preise für 2025

3.3 Haushaltsgeräte

Für eine umfassende Betrachtung des Potenzials des dargestellten Schaltkonzepts wird zunächst ermittelt, welche Haushaltsgeräte generell dafür geeignet sind. Dabei soll in diesem Schritt explizit nicht betrachtet werden, in welcher Höhe Leistung oder Energie flexibilisierbar ist, sondern ob das Gerät aus Sicherheitsgründen und aufgrund seiner Eigenheiten im Betrieb dafür in Frage kommt. Es ist also davon auszugehen, dass der Beitrag zur Lastverschiebung einiger ausgewählter Geräte sehr gering bis vernachlässigbar ausfällt, dennoch sollen diese im Sinne einer vollständigen Betrachtung abgebildet werden.

Um gerätespezifische Kennwerte zu erfassen, werden via Literaturrecherche einerseits die Verfügbarkeit in Haushalten, andererseits technische Parameter der ausgewählten Gerätetypen erschlossen. Statistiken, einschlägige Fachliteratur sowie Arbeiten gängiger Universitäten und Forschungsinstitute bilden die Grundlage der Datenerhebung. Auf diese Weise gesammelte qualitative und quantitative Sekundärdaten werden aufbereitet, strukturiert und den jeweiligen Gerätetypen zugeordnet.

3.3.1 Auswahlkriterien

Geräte, welche nicht an einer Schuko-Steckdose betrieben werden, sind aufgrund der genannten Voraussetzungen nur schwierig einzubinden. Deshalb werden Anwendungen wie Herd/Backofen, Elektroautos, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Klimaanlage für diese Studie ausgeschlossen. Kühl- und Gefriergeräte werden ebenfalls nicht betrachtet, da die Verfügbarkeit von Strom allein von der Notwendigkeit des Einspeisemanagements abhängt und somit die Möglichkeit besteht, diese über mehrere Tage abzuschalten. Für die Prüfung der Eignung von Haushaltsgerätetypen für das Flexibilitätskonzept der Stadtwerke Norderstedt wurde wie in Abbildung 3-7 dargestellt ein Algorithmus entwickelt, den jedes Gerät zu durchlaufen hat.

Zunächst wird geprüft, ob bei üblicher Verwendung des Geräts Gefahren durch die Nutzung im Flexibilitätskonzept entstehen. Werden beispielsweise Bügeleisen ohne Nutzerkontrolle aktiviert, entsteht ein erhebliches Brandrisiko. Geräte mit diesen Eigenschaften werden demgemäß als ungeeignet klassifiziert. Jedes Gerät wurde auf der Basis von Gerätebeschreibungen einzeln geprüft und den Kategorien zugeordnet. Praxistests wurden nicht durchgeführt, weshalb die Kategorisierung als erste grobe Einteilung zu verstehen ist. Für die letztendliche Anwendung sind deshalb reale Sicherheitstests durch zertifizierte Einrichtungen wie den Technischen Überwachungsverein (TÜV) notwendig. Nach der ersten Einschätzung hinsichtlich des Sicherheitsaspekts wird anschließend die weitere Eignung der Geräte für das vorgesehene Steckdosenkonzept der SWN überprüft. Anwendungen ohne Schuko-Steckdosenanschluss werden beispielsweise nicht berücksichtigt. Ebenfalls werden Geräte nicht betrachtet, deren Flexibilisierung starke Komforteinbußen bedingen würde (z. B. Beleuchtung). Nach diesem Schritt verbleibende Gerätetypen sind als grundsätzlich für das Flexibilitätskonzept geeignet einzustufen.

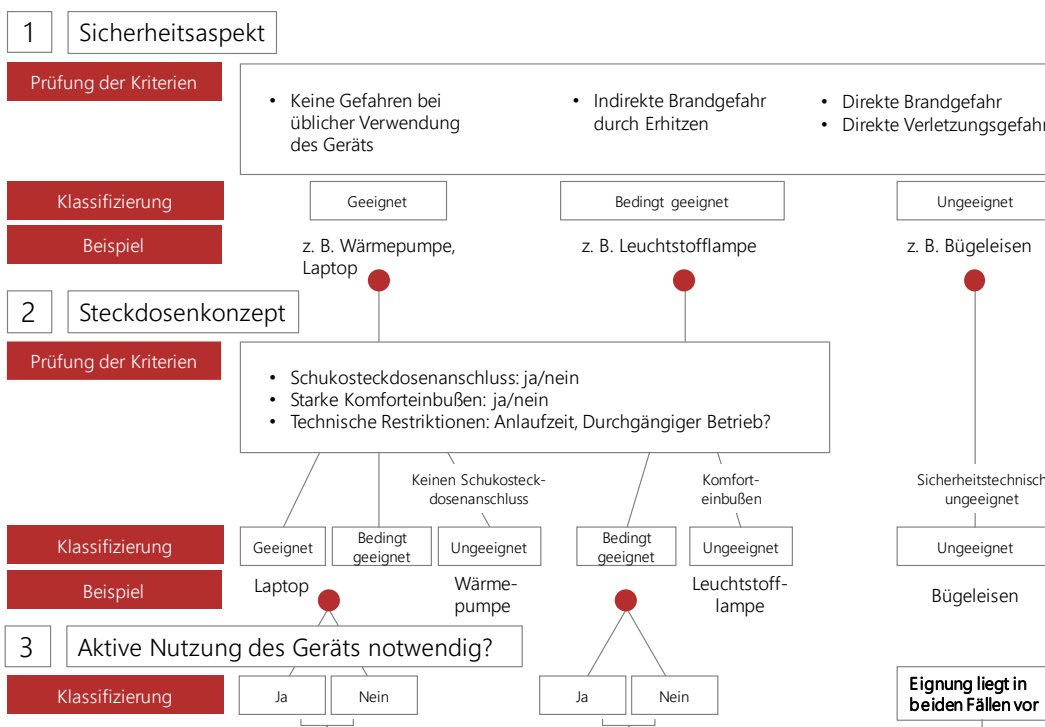


Abbildung 3-7: Algorithmus zur Prüfung der Eignung von Haushaltsgerätetypen für das Flexibilitätskonzept

Obwohl Elektroautos wie erläutert nicht im Fokus der Untersuchungen im Rahmen dieser Studie stehen, weil weder die technische Ansteuerung mittels Schuko-Steckdosen noch die simple Zu- und Abschaltlogik den Anforderungen dieser Verbrauchergruppe genügen, werden diese im Projekt im Rahmen eines weiteren Arbeitspakets von den Stadtwerken Norderstedt näher untersucht. Abbildung 3-8 zeigt den mittleren täglichen Lastverlauf eines Haushalts in Norderstedt in normierter Form mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten /FFE-56 16/. Darüber hinaus ist der gemittelte Ladelastgang eines Elektrofahrzeugs, ebenso normiert, in stündlicher Auflösung abgebildet /FFE-39 16/. Trotz der vereinfachten Darstellung ist hier erkennbar, dass der durch Elektrofahrzeuge verursachte zusätzliche Verbrauch bei ungesteuertem Laden die Abendspitze deutlich erhöhen kann und somit zusätzliche Probleme im Netz verursachen könnte.

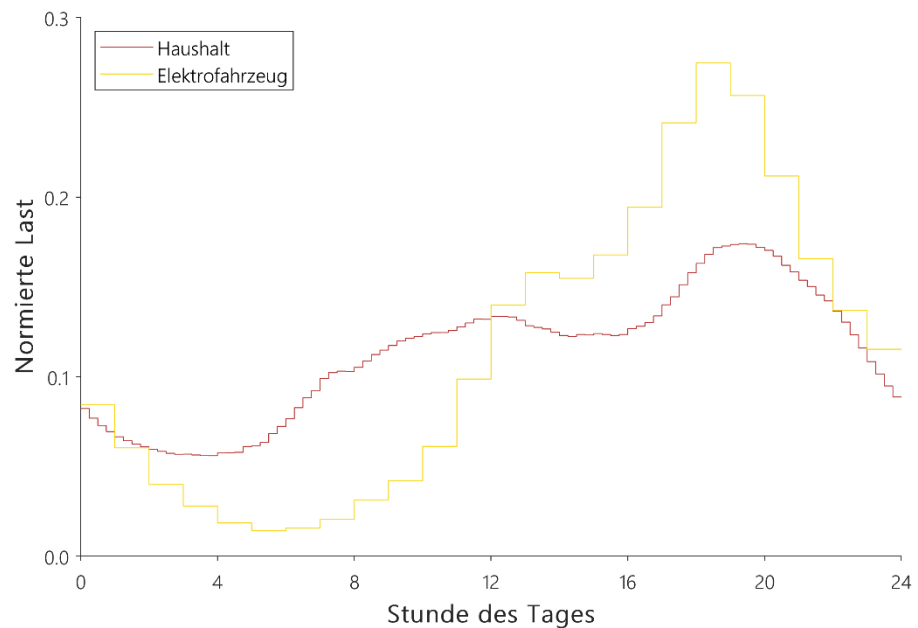


Abbildung 3-8: Mittlere tägliche Lastprofile (Haushalt/Elektrofahrzeug) nach /FFE-56 16/ und /FFE-39 16/

Um diese negativen Einflüsse soweit möglich zu vermeiden und im Idealfall die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge im System netzdienlich zu steuern, ist also eine nähere Analyse des Flexibilisierungspotenzials und möglicher Ladesteuerungen sinnvoll. Dies wird auch durch die Prognose des Einflusses von Elektrofahrzeugen im zukünftigen Energiesystem, dargestellt in Tabelle 3-1 für das Jahr 2030, deutlich.

Tabelle 3-1: Prognose des Einflusses der Elektrofahrzeugflotte auf das Energiesystem im Jahr 2030 nach /FFE-39 16/

Kennzahl	Wert
Stromverbrauch	10 TWh
Ladespitzenlast	7,3 GW
Verschiebbare Energie	16,4 GWh

Die Nichtberücksichtigung dieser Verbrauchergruppe (oder auch beispielsweise elektrischer Heizsysteme) ist also nicht als Aussage über mangelndes Potenzial zu verstehen, sondern ist der Schwerpunktsetzung dieser Studie auf Haushaltsgeräte, welche typischerweise über Schuko-Stecker betrieben werden, geschuldet. Eine umfassende Analyse aus System Sicht erfordert damit noch ergänzende Auswertungen.

3.3.2 Ausgewählte Gerätecluster

Die insgesamt 115 Gerätetypen werden nach den genannten Kriterien bewertet. Demgemäß wird die Eignung für das Konzept aus Anwendersicht ermittelt. Die resultierende Geräteauswahl wird soweit wie möglich geclustert, was folgende Gerätetypen zur weiteren Betrachtung und Simulation ergibt: /FFE-28 19/

- Akkubetriebene Reinigungs- und Gartengeräte
Beispiele: Staubsauger, Rasenmäher
- Akkubetriebene Geräte zur Körperpflege
Beispiele: Rasierer, Haartrockner
- Akkubetriebene Mobilität (ohne Elektroautos, vgl. vorherigen Abschnitt)
Beispiele: Pedelecs, E-Scooter
- Akkubetriebene Mobilgeräte
Beispiele: Telefon, Laptops, Tablets
- Akkubetriebene Küchengeräte
Beispiele: Mixer, Küchenmaschine
- Akkubetriebene Werkzeuge
Beispiele: Bohrmaschine, Schleifmaschine
- Geschirrspülmaschine
- Staubsauger
- Trockner
- Waschmaschine

Diese Darstellung zeigt zwei Schwerpunkte auf: Zum einen die üblicherweise für Lastflexibilisierung im Haushaltsbereich betrachteten Großgeräte wie Waschmaschine, Trockner und Spülmaschine, zum anderen eine große Anzahl an akkubetriebenen Geräten.

Die erste Gruppe zeichnet sich durch einen zeitlich relativ flexiblen Betrieb sowie durch vergleichsweise hohen Energiebedarf aus, erfordert jedoch immer eine gewisse Interaktion des Verbrauchers, welche die Flexibilität unter Umständen einschränkt. Es wird also eine grundlegende Eignung für das Schaltkonzept angenommen, im Detail ist diese aber vom konkreten Gerät (wird ein gestartetes Programm nach Ab- und darauffolgender Zuschaltung fortgesetzt?) sowie von der Mitwirkung des Verbrauchs abhängig. Dies wird im Folgenden mit der Bereitschaft zur Teilnahme abgebildet.

Die zweite Gruppe umfasst eine Vielzahl an Geräten im Haushalt mit integrierten Akkumulatoren (Akkus). Abhängig von der Nutzungshäufigkeit sind diese also größtenteils flexibel, da Akkus zu beliebiger Zeit geladen werden können, so lange ein ausreichender Ladezustand bei der nächsten Benutzung erreicht wird.

Wie im methodischen Abschnitt beschrieben, werden für diese ausgewählten zehn Gerätetypen die für die Modellierung notwendigen Parameter aus der Literatur ermittelt. Sofern keine oder nicht ausreichenden Informationen vorhanden sind, werden diese anhand der Umfrageergebnisse ergänzt, welche im folgenden Kapitel dargestellt sind.

Die wichtigsten Eingangsdaten zu den Gerätetypen für die Simulationen zur Lastverschiebung sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Relevante Eingangsdaten zu Modellierung der Lastflexibilisierung

	Durchdringungsgrad pro Haushalt in DE*, **	Teilnahmebereitschaft an LastFlex in %**	Ø-Leistung in W	Nutzungshäufigkeit in h/d**
Waschmaschine	98	42	331	0.96
Wäschetrockner	43	43	195	0.57
Staubsauger	89	39	800	0.13
Geschirrspülmaschine	74	37	566	0.97
Akkubetriebene Reinigungs- und Gartengeräte	3	50	28	0.37
Akkubetriebene Mobilität	9	49	1000	0.89
Mobiltelefon, Laptop etc.	307	52	32	4.75
Akkubetriebene Werkzeuge	43	43	150	0.09
Akkubetriebene Küchengeräte	10	41	100	0.07
Akkubetriebene Geräte zur Körperpflege	80	44	8	0.32

* /DESTATIS 20 18/, /DESTATIS 21 18/, /DESTATIS 22 18/, /ACAI 01 19/

** Ergebnis Fragebogen,

*** /GFDK 01 18/, /ACCU 01 19/, /HIMM 01 19/, /BPG 03 19/, /REF 01 19/, /BRAU 01 19/, /ACAI 01 19/, /MAK 02 19/, /AECS 04 19/, /BPG 02 19/, /SICHL 01 19/, /MAK 01 19/, /BPG 01 19/

Im Rahmen der Simulationen werden zwei Szenarien analysiert. Im ersten Szenario wird die gesamte Last der untersuchten Gerätetypen verschoben (Szenario „AG“). Da sich insbesondere akkubetriebene Geräte für eine derartige Betriebsweise eignen, wird im zweiten Szenario lediglich die Lastverschiebung dieser Geräte analysiert (Szenario „AKKUG“) und mit dem ersten Szenario verglichen. Für beide Szenarien werden neben den Strafpreisen für Einspeisemanagement Day-Ahead-Preise verwendet, um die zusätzliche Kosteneinsparung des zeitlich veränderten Strombezugs zu errechnen. Investitionen für die Steckdosen bleiben unberücksichtigt.

3.4 Teilnahmebereitschaft

Um das Modell „enHaus“ zur Abbildung des Stromverbrauchs privater Haushalte mit einem Lastflexibilisierungsmodul auszustatten, wodurch akzeptierte Flexibilitätspotenziale errechnet werden können, ist die Bereitschaft zur Teilnahme einzelner Haushalte am Flexibilitätskonzept zu erfassen. Hierzu wurde ein Fragebogen verwendet, der nach der Methodik von /MLU-01 14/ ausgearbeitet wurde.

3.4.1 Aufbau des Fragebogens

Der Fragebogen wurde als Online-Umfrage konzipiert und an Haushaltskunden der Stadtwerke Norderstedt verteilt. Die Kernzielgruppe, also potenzielle Teilnehmer des Konzepts aus der betrachteten Region, wurde dabei als über verschiedene Kanäle spezifisch angesprochen. Es ist also anzunehmen, dass die Ergebnisse eine gute Indikation über das zu erwartende Verhalten der Kunden im betrachteten Gebiet liefern.

Der Fragebogen umfasste neben grundlegenden Angaben zur Person im wesentlichen Fragen zur Nutzung der identifizierten Geräte sowie zur Bereitschaft, diese unter bestimmten Bedingungen extern steuern zu lassen. Die dabei erhobenen Ergebnisse dienen im Folgenden dazu, das Potenzial des beschriebenen Schaltkonzepts simulativ zu bewerten (vgl. Kapitel 4).

3.4.2 Ergebnisse

Der Online-Fragebogen zur Quantifizierung des akzeptierten Potenzials einer externen Zu- und Abschaltung von Haushaltsgeräten im dargestellten System wurde von 239 Teilnehmern vollständig ausgefüllt. Diese Datenbasis ist Grundlage der folgenden Auswertungen, welche in drei Abschnitte aufgeteilt sind. /FFE-28 19/

Angaben zur Person und zum Haushalt

Der Fragebogen wurde von 82 % männlichen und 18 % weiblichen Teilnehmern ausgefüllt. Die Altersverteilung ist in Abbildung 3-9 dargestellt und zeigt eine weitgehende Abdeckung des gesamten relevanten Spektrums, abgesehen von einer geringen Beteiligung der jüngsten Gruppe.

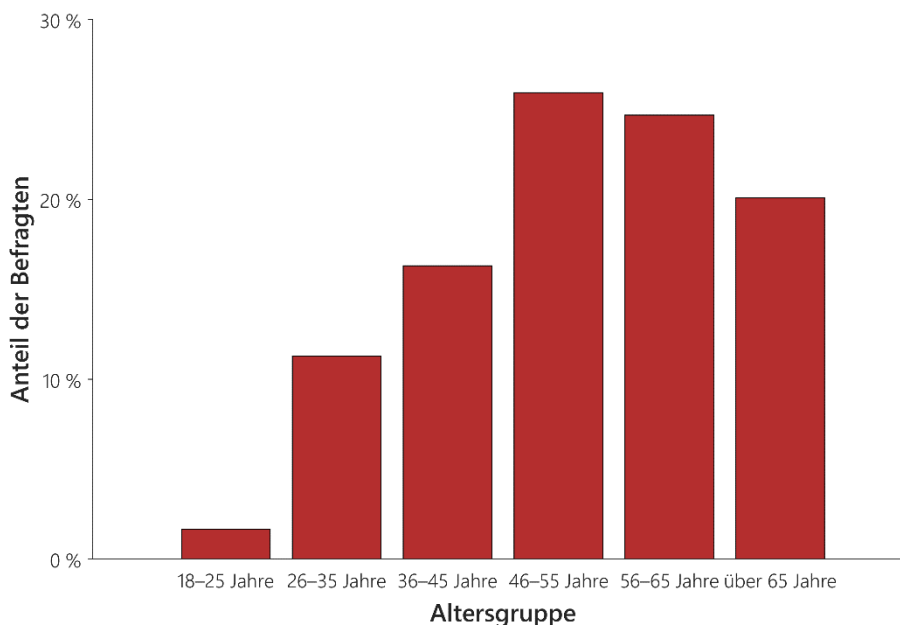


Abbildung 3-9: Altersverteilung der Teilnehmer

Wie in Abbildung 3-10 zu sehen, leben die Teilnehmer schwerpunktmäßig in Zwei-Personen-Haushalten. Auch die Gruppen von einer bis zu vier Person(en) sind in ausreichender Anzahl vertreten, größere Haushalte hingegen kaum.

In der Mehrheit dieser Haushalte (76 %) leben keine Kinder. Haushalte mit einem (13 %), zwei (10 %) oder drei (1 %) sind dagegen deutlich weniger vertreten. Die meisten Antworten stammen aus Haushalten mit einer (29 %) oder zwei (41 %) berufstätigen Personen. In 23 % der teilnehmenden Haushalte geht keiner der Bewohner einer Arbeit nach.

Hinsichtlich der Wohnumstände sind Einfamilienhäuser, Doppelhaushälften, Reihenhäuser und Wohnungen in Mehrfamilienhäusern mit jeweils zwischen 12 % und 34 % vertreten. Auch hier ist also eine ausreichende Abdeckung aller potenziellen Kundentypen gewährleistet.

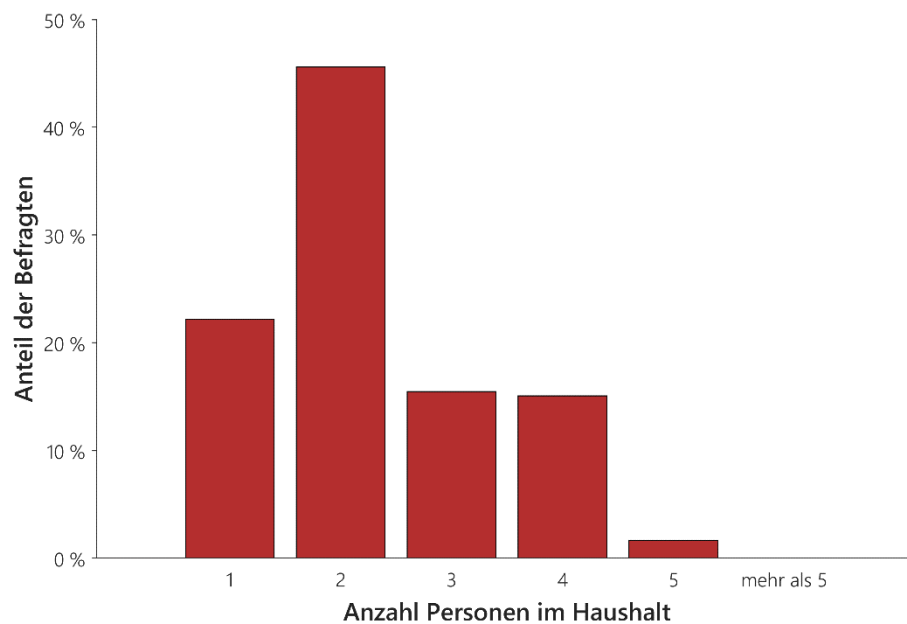


Abbildung 3-10: Anzahl der Personen im Haushalt

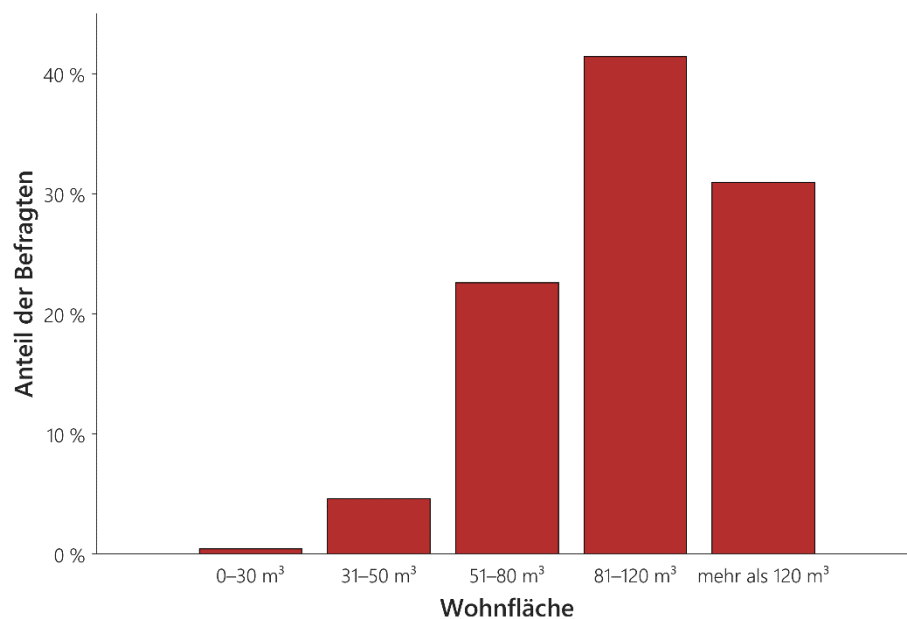


Abbildung 3-11: Wohnfläche

Ein ähnliches Bild zeigt sich auch für die Verteilung der Wohnfläche in Abbildung 3-11. Abgesehen von der kleinsten Gruppe mit maximal 30 m² ist auch hier von einer näherungsweise repräsentativen Auswahl auszugehen.

34 % der Befragten geben an, dass ihr Haushalt derzeit nach einem variablen Stromtarif abgerechnet wird, 46 % haben einen Vertrag mit Standardtarif. Der Rest kann dazu keine Angaben machen. Dies zeigt bereits, dass starke Unterschiede hinsichtlich der Beschäftigung mit der betrachteten Thematik bestehen, was sich im Folgenden auch in der Bereitschaft zur Teilnahme wiederfindet. Im Mittel verbrauchen die befragten Haushalte 3 204 kWh pro Jahr.

Gerätenutzung und -flexibilisierung

Zur Abbildung des mittleren Energieverbrauchs der verschiedenen simulierten Gerätetypen im Modell wurde erhoben, wie oft diese Geräte pro Woche im Mittel benutzt werden, und welche typische Nutzungsdauer dabei anfällt. Daraus ergeben sich mittlere wöchentliche Nutzungsdauern der zehn Gerätetypen, welche sich wie in Abbildung 3-12 zu sehen stark unterscheiden.

Mobile Kommunikationsgeräte wie Mobiltelefone, Tablets und Laptops kommen dabei mit über 2000 min pro Woche, also etwa einem Fünftel der gesamten Zeit, auf den größten Anteil. Akkubetriebene Küchengeräte oder Werkzeuge hingegen werden nur sehr wenig genutzt und stehen demzufolge aufgrund ihres meist hohen Ladezustands auch nur in geringem Umfang zur Flexibilisierung zur Verfügung. Unter der Annahme, dass Geschirrspülmaschinen und Waschmaschinen für das beschriebene Schaltkonzept in Frage kommen, scheinen diese nach dieser Auswertung am besten geeignet.

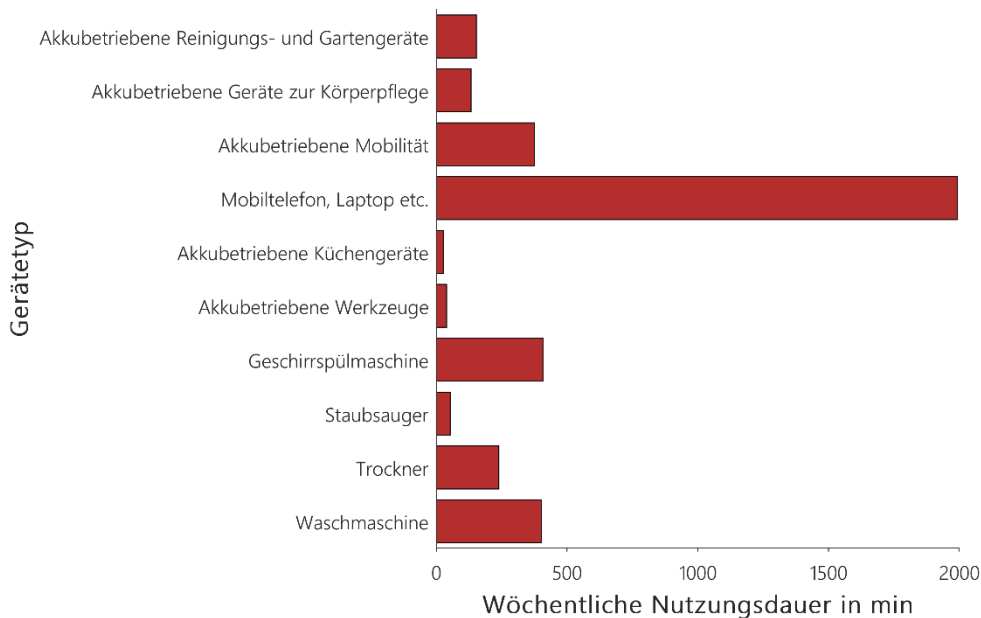


Abbildung 3-12: Mittlere wöchentliche Nutzungsdauer

Zur realitätsnahen Abbildung von Verbrauchscharakteristika der betrachteten Geräte im Modell ist neben der gesamten Nutzungsdauer auch die Verteilung der Nutzungshäufigkeit über den Tag relevant. Diese ist in Abbildung 3-13 in 4-Stunden-Intervallen dargestellt. Dies bedeutet, dass die gesamte elektrische Energie, welche von Geräten dieses Typs an einem

mittleren Tag verbraucht wird, sich wie dargestellt auf die Zeitintervalle verteilt. Man erkennt beispielsweise bei Körperpflegegeräten einen Nutzungsschwerpunkt in den Morgenstunden oder eine vermehrte Nutzung von Küchengeräten und Werkzeugen abends.

62 % der Befragten geben an, grundsätzlich an einer Teilnahme am dargestellten Konzept mit schaltbaren Steckdosen interessiert zu sein, 38 % schließen dies hingegen generell aus.

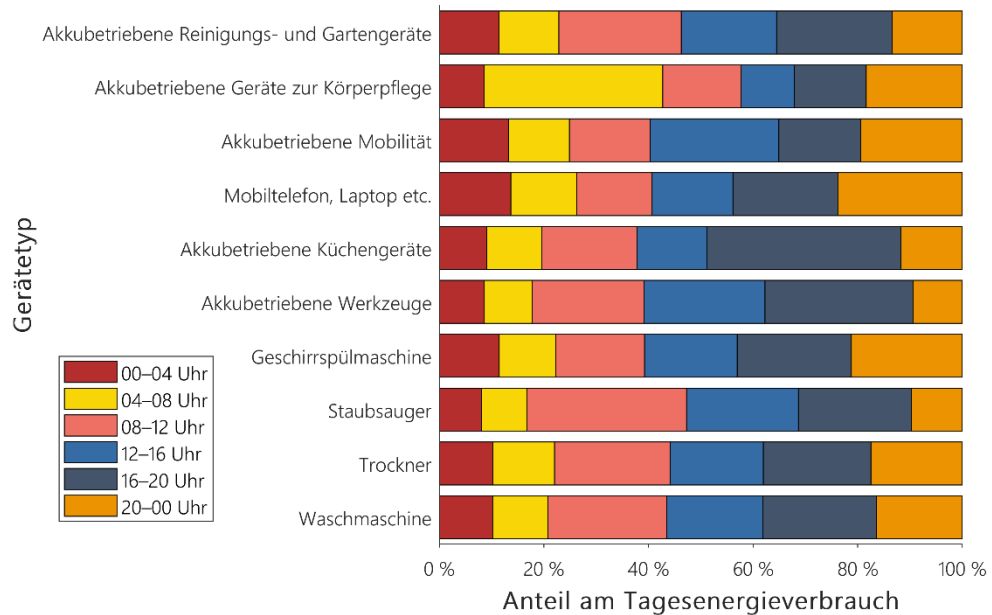


Abbildung 3-13: Verbrauchsscharakteristika

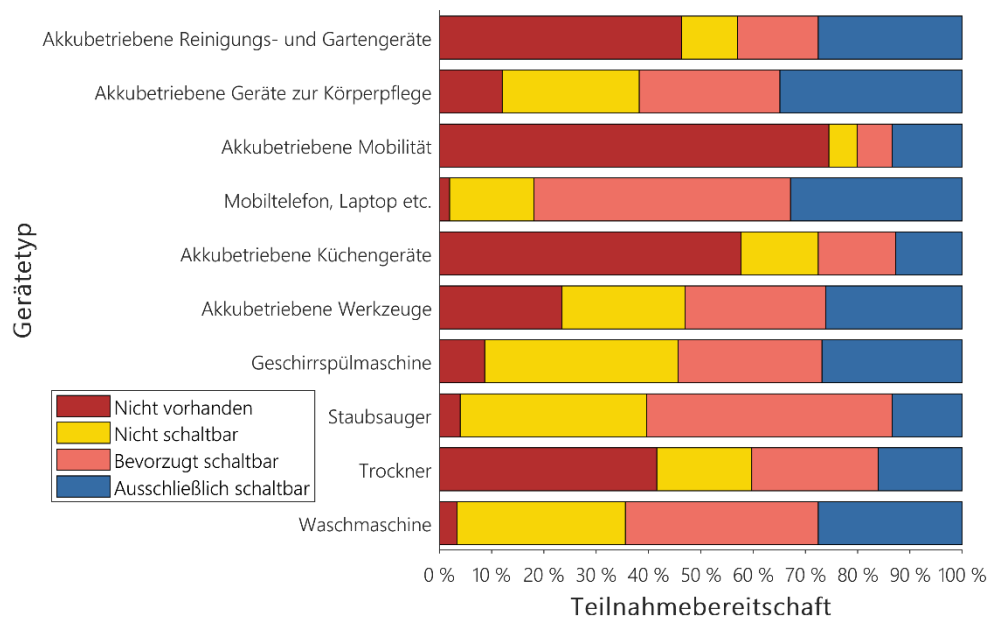


Abbildung 3-14: Teilnahmebereitschaft

Für die erste Gruppe ist die Bereitschaft, bestimmte Gerätetypen schaltbar zu betreiben, im Detail in Abbildung 3-14 zu sehen. Hier zeigt sich, dass die Bereitschaft bei Mobiltelefonen

und Laptops sowie im Mobilitätsbereich sehr hoch ist, die externe Steuerung von Küchengeräten hingegen nur geringen Anklang findet.

Hinsichtlich weiterer Geräte, bei denen für die Kunden ein Betrieb an der schaltbaren Steckdose in Frage kommt, wurden Warmwasserboiler, Beleuchtung, akkubetriebene Lautsprecher, weitere Küchengeräte (ohne Akku), weitere Akkuladegeräte, Fernseher, Luftbe- und -entfeuchter sowie Kühl- und Gefriergeräte mehrfach genannt. Gründe für eine Teilnahme sind hauptsächlich Kostenersparnis, eine Mitwirkung an der Integration Erneuerbarer Energien und damit verbundenen positiven Umweltauswirkungen sowie die Teilnahme an einem neuartigen Forschungsprojekt. Der Hauptgrund dafür, nicht teilzunehmen, ist die mangelnde Planbarkeit, Transparenz und Kontrolle des Konzepts.

Eine weitgehende Automatisierung aller Haushaltsgeräte (42 %), ein Anstieg des Haushaltsstrompreises (33 %), ein günstigerer Strompreis an der schaltbaren Steckdose (66 %), garantierter Ökostrom aus der schaltbaren Steckdose (45 %) oder eine Visualisierung des Stromverbrauchs (44 %) können laut Umfrage zu einer deutlichen Erhöhung der Teilnahmebereitschaft führen. Weitere genannte Faktoren sind feste Zeiträume, zu denen Strom verfügbar ist, deutlichere Kostenvorteile sowie die Möglichkeit zur Stromspeicherung im Haus.

Zum Abschluss dieses Abschnitts wurde abgefragt, welche Änderungen an den Parametern des dargestellten Konzepts notwendig wären, um die Motivation zur Teilnahme zu erhöhen. Die Ergebnisse sind in Boxplot-Form in Abbildung 3-15 dargestellt. Diese Diagrammform ermöglicht es, die Verteilung der Antworten abzubilden. Dabei gibt die mittlere horizontale Markierung den Median an, die obere und untere Kante der Box das 75. bzw. 25. Perzentil. Die vertikale Linie zeigt den gesamten Wertebereich mit Ausnahme der Ausreißer, welche als Kreuze abgebildet sind.

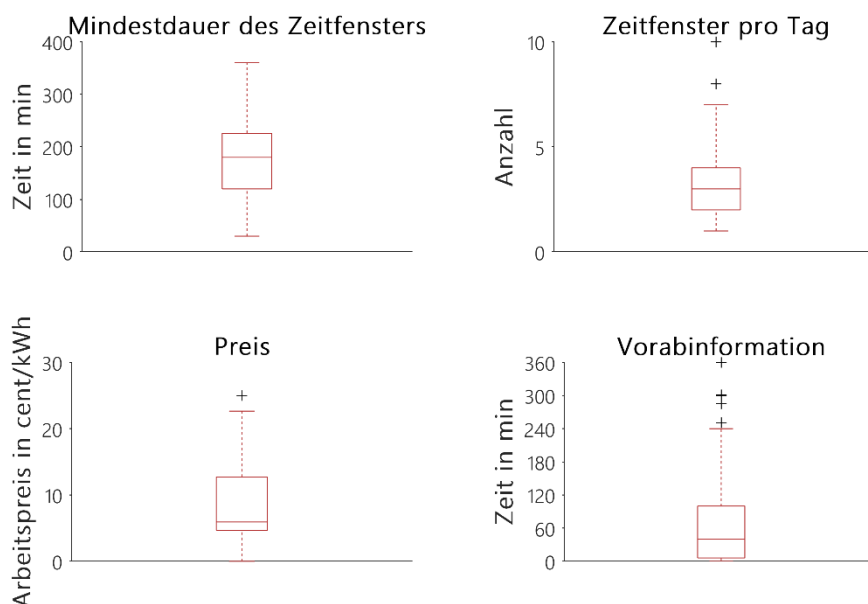


Abbildung 3-15: Gewünschte Tarifparameter

Diese zeigen, dass mehrere garantierte Zeitfenster pro Tag mit einer Länge im Bereich mehrerer Stunden gewünscht sind. Darüber hinaus wird eine Vorabinformation verlangt, um das Verhalten auf die Stromverfügbarkeit anpassen zu könne. Unter diesen Umständen scheint hingegen der angebotene Preis von 5 ct/kWh ausreichend niedrig zu sein.

Alternative Tarifkonzepte

Die zuvor dargestellten Ergebnisse zeigen, dass eine andere Tarifstruktur mit garantierter täglicher Zuschaltzeit die Akzeptanz des Konzepts deutlich erhöhen würde. Um dies näher zu analysieren, werden die in Tabelle 3-3 aufgeführten Tarifkonzepte definiert und auf dieser Grundlage die Bereitschaft zur Flexibilisierung der betrachteten Gerätetypen erneut abgefragt.

Tabelle 3-3: Tarifkonzepte

Tarifkonzept	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Anzahl garantierter Zeitfenster pro Tag	1	2	1	2	1	2
Dauer der garantierten Verfügbarkeit	2 h	2 h	4 h	4 h	6 h	6 h

Die Ergebnisse sind in Form eines Rasterdiagramms in Abbildung 3-16 dargestellt. Die Farbe des entsprechenden Feldes gibt dabei an, welcher Anteil der Befragten sich eine Flexibilisierung des betreffenden Geräts vorstellen könnte, wenn das angegebene Tarifkonzept gültig ist.

Hier ist erkennbar, dass eine garantierte Verfügbarkeit für eine bestimmte Zeit pro Tag die Bereitschaft zur Teilnahme deutlich erhöht.

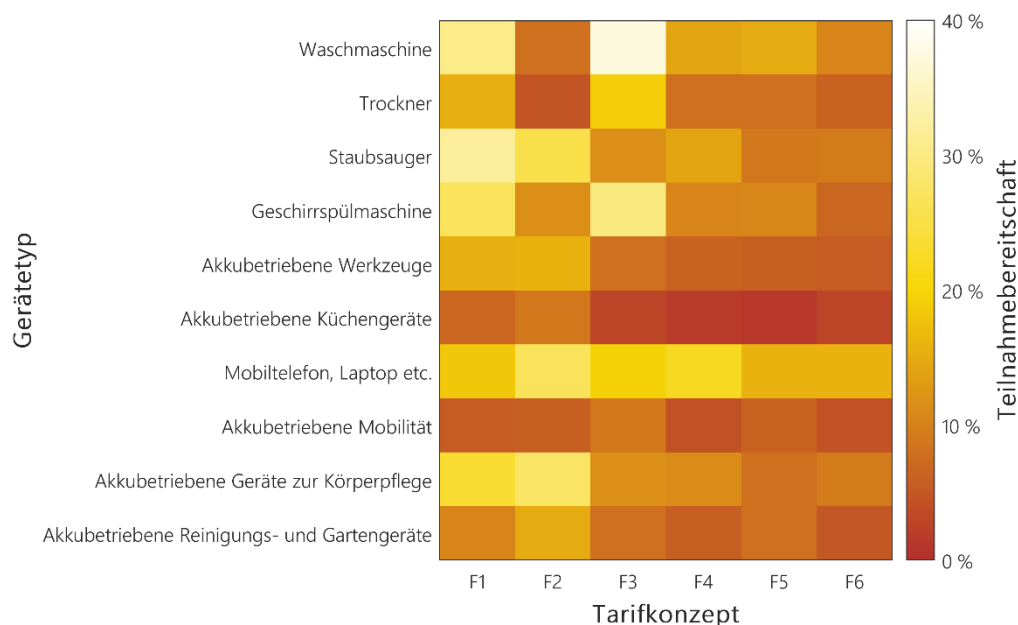


Abbildung 3-16: Teilnahmebereitschaft bei alternativen Tarifkonzepten

Abbildung 3-17 zeigt, auf welchem Weg die potenziellen Kunden bevorzugt über Zeitfenster mit Verfügbarkeit informiert werden wollen. Dabei sind Mehrfachnennungen möglich.

Darüber hinaus kann die Darstellung von energiewirtschaftlichen Zusatzinformationen, beispielsweise in einer App, die Bereitschaft zur Teilnahme weiter steigern. Konkretes Interesse besteht hierbei an Informationen zur vermiedenen Abregelung (53 %), zu den dadurch entstehenden Kosten und deren Auswirkungen auf den Endverbraucherpreis (34 %), zur Vermeidung von CO₂-Emissionen (48 %), über den Beitrag zum Klimaschutz (57 %) und über die tatsächlichen Kosteneinsparungen durch die Teilnahme (65 %).

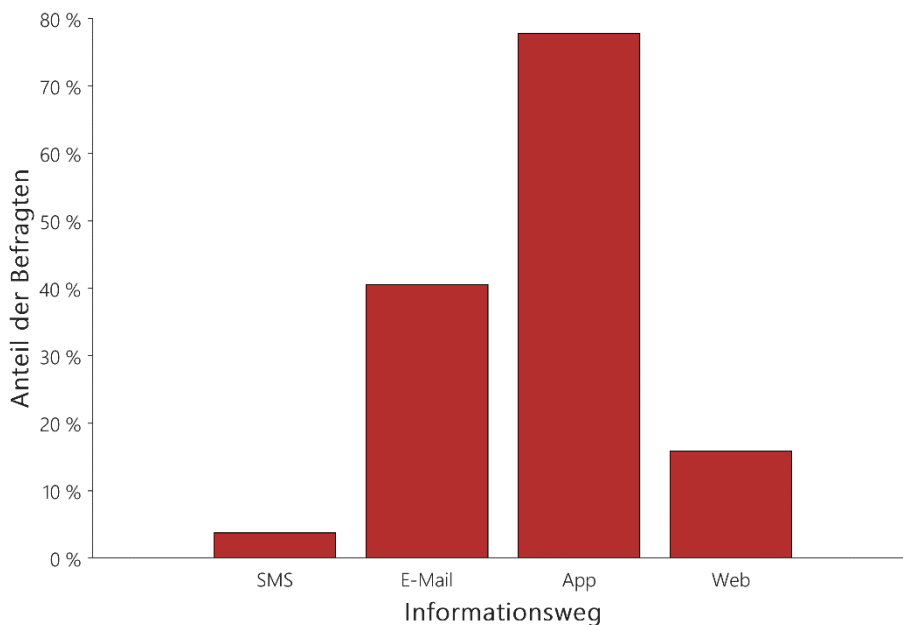


Abbildung 3-17: Bevorzugte Informationswege

4 Potenzialberechnung

4.1 Modell

Um die Grundlage für die Steuerung von Haushaltsgeräten zur Reduktion von Einspeisemanagement zu schaffen, wird ein energetisches Haushaltsmodell erstellt. Die notwendigen Eingangsdaten stammen aus der bereits erläuterten Datenerhebung.

Die gesamte methodische Vorgehensweise kann in drei Bestandteile untergliedert werden und ist in Abbildung 4-1 dargestellt.

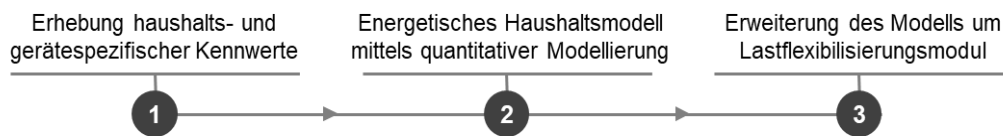


Abbildung 4-1: Darstellung der Gesamtmethodik

Untersuchungsgegenstand bilden elektrische Haushaltsgeräte, deren Verbrauch mittels Schaltsteckdose flexibilisiert wird. Um den Energieverbrauch von Haushalten durch die Steuerung von Haushaltsgeräten stärker an die Energieerzeugung durch Windenergieanlagen anzupassen, bedarf es zunächst der Erhebung haushalts- und gerätespezifischer Kennwerte (1). Hierzu wird eine Datenbasis anhand von Literaturwerten geschaffen und via Fragebogen erweitert. Diese Eingangsdaten bilden die Grundlage für das energetische Haushaltsmodell (*enHaus*). *enHaus* wird mittels quantitativer Modellierung auf der Basis von normierten Standardlastprofilen der Region erstellt (2). Das energetische Haushaltsmodell wird anschließend um ein Lastflexibilisierungsmodul erweitert, das maßgeblich auf dem von der Stadtwerke Norderstedt entwickelten Schuko-Steckdosenkonzept basiert (3). Alle Simulationsarbeiten werden mit der Software MATLAB umgesetzt.

4.1.1 Abbildung der Gerätelastgänge

Neben gerätespezifischen Kennwerten sind haushaltspezifische Eingangsdaten für das energetische Modell erforderlich. Parameter wie der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch werden aus statistischen Daten berechnet. Um den zeitlichen Verlauf der Haushaltslast im Modell darstellen zu können, werden gemittelte Lastprofile verwendet. Diese wurden in einem vorangehenden Projekt für das Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt berechnet /FFE-65 15/.

Als Simulationsgrundlage werden normierte Standardlastprofile (SLP) für die betrachtete Region verwendet, die zur Darstellung des Lastverlaufs eines Haushalts im Tagesverlauf dienen. Für die normierten Standardlastprofile werden neun Typtage charakterisiert. Diese untergliedern sich einerseits in Werktage, Samstage sowie Sonn- und Feiertage. Darüber hinaus wird eine saisonale Splitting vorgenommen, die das Jahr in Winter-, Sommer- und Übergangsintervalle (Frühling, Herbst) unterteilt. Für jede Kombination aus Typtag und Jahreszeit werden demgemäß eigene, normierte Lastgänge in 15-Minutenauflösung konstruiert. Als Referenzjahr dient 2015.

Die normierten Standardlastprofile werden mit dem durchschnittlichen Haushaltsstromverbrauch in der Untersuchungsregion skaliert, der sich aus der Umfrage unter

potenziellen Kunden ergibt. In einem nächsten Schritt werden Leistungsbestandteile des skalierten Lastprofils auf die untersuchten Gerätetypen aufgeteilt. Hierzu wird für die akkubetriebenen Geräte zunächst der Durchdringungsgrad mit den Benutzungsstunden pro Tag und der durchschnittlichen Leistung des Geräts multipliziert. Das Ergebnis wird anschließend durch die stündliche Leistung des Lastprofils dividiert, um den Anteil des Geräts im Tagesverlauf zu erfassen. Neben der beschriebenen Methodik werden für die nicht-akkubetriebenen Geräte Lastprofile zur Ermittlung des Anteils am Lastprofil im Tagesverlauf verwendet. Um nicht erfasste Verbräuche einzelner Gerätetypen zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Reserve von 10 % des skalierten Lastprofils implementiert. Da einzelne Gerätetypen mit einem Lastprofil hinterlegt sind, kann die kumulierte Last aller Gerätetypen punktuell das Lastprofil des Haushalts überschreiten. Um den Verlauf des gesamten Haushaltslastprofils nicht zu beeinflussen, wird eine iterative Methodik verwendet. Überschüssige Leistungen werden schrittweise in Abschnitte überführt, in denen keine Überschreitung des originären Haushaltslastprofils vorhanden ist. Entsteht eine erneute Überhöhung, wird der Prozess wiederholt bis das Lastprofil des Haushalts nicht mehr überschritten wird. Die Aufteilung der Leistungen erfolgt anteilig auf Leistungen von bereits vorhandenen Geräten zu anderen Zeitpunkten.

Die Aufteilung der Gerätetypen wird für jeden Typtag durchgeführt. Die Anteile der Gerätetypen am Lastprofil des Haushalts werden geschichtet dargestellt. Aus den ermittelten Tagesverläufen wird ein Jahreslastverlauf mit 15-minütiger Auflösung synthetisiert. Die errechneten Jahreslastverläufe pro Haushalt können infolge des gewählten Bottom-up-Ansatzes auf beliebig viele Haushalte skaliert werden. /FFE-28 19/

4.1.2 Modellierung der Schaltvorgänge

Durch Modellsimulationen wird untersucht, wie sich die Lastflexibilisierung für bestimmte Gerätetypen von Privathaushalten im Netzgebiet der Stadtwerke Norderstedt auf das Einspeisemanagement in der Region Schleswig-Holstein auswirkt. Die Analyse der Flexibilitätsnutzung im Haushalt wird durch die Erweiterung des grundlegenden energetischen Haushaltsmodells um ein Flexibilitätsmodul erreicht.

Im Flexibilitätsmodul wird zunächst der funktionale Energiespeicher /FFE-49 14/ beladen, indem positive Flexibilität abgerufen wird (Leistungsreduktion der Haushaltsgeräte).

Es werden zwei verschiedene übergeordnete Szenarien untersucht, die auf unterschiedlichen Signalen zur Lastverschiebung basieren: Zum einen dienen Einspeisemanagementdaten der SH Netz für die Region Schleswig-Holstein als Initiationssignal (1, LEM-Szenario). Findet kein Einspeisemanagement zum Zeitpunkt statt, werden die Steckdose und dementsprechend die an der Steckdose angeschlossenen Geräte nicht mit Energie versorgt. Als Flexibilitätssignal zur Zuschaltung der Haushaltgeräte über die Aktivierung der Schaltsteckdose dienen selbige Einspeisemanagementdaten. Zum anderen werden Day-Ahead-Strommarktpreise als Initiationssignal herangezogen, um den Zeitpunkt der Lastverschiebung festzulegen (2, LDP-Szenario). Hierbei werden die zwei Stunden innerhalb eines Tages identifiziert, die die niedrigsten Strompreise aufweisen. In beiden Szenarien wird ein Vektor erzeugt, der als binäres Flexibilitätssignal verstanden werden kann. In diesem wird erfasst, ob in der ersten Minute der Stunde Lastverschiebung stattfindet. Die Lastverschiebung wird in stündlichen Intervallen durchgeführt. Lasterhöhung oder Lastausfall ohne Nachholung sind nicht Bestandteil der Betrachtung.

Um das tatsächliche Flexibilitätspotenzial zu erfassen, wird die Leistung des Gerätetyps mit dem Faktor zur Bereitschaft zur Verschiebung multipliziert. Die Daten über die Bereitschaft zur Verschiebung stammen aus dem zuvor beschriebenen Fragebogen, der an Haushalte der SWN verteilt wurde. Diese Daten liegen zu den zehn Gerätetypen in vierstündigen Intervallen vor. Es wird davon ausgegangen, dass die Bereitschaft zur Verschiebung im vierstündigen Zeitintervall konstant ist. Daraus folgt, dass die Daten im Zeitintervall auf die 15-Minuten-Auflösung des Lastprofils bezogen werden können. Die Bereitschaft wird dabei durch die Frage nach ausschließlichem oder bevorzugtem Betrieb an der schaltbaren Steckdose abgebildet. Damit der bevorzugte, aber nicht ausschließliche, Betrieb des Geräts an der Steckdose modelliert werden kann, wird im ersten Szenario eine Funktion implementiert, die das Umstecken der Geräte von der Schaltsteckdose auf eine normale Steckdose simuliert. Dieser Ansatz fußt auf der Annahme, dass beispielsweise Mobiltelefone umgesteckt werden, um noch vor dem Verlassen des Hauses geladen zu werden. Des Weiteren ist die Möglichkeit hinterlegt, mobile Geräte von der schaltbaren Steckdose in eine Steckdose außerhalb des Haushalts umzustecken. Diese Geräte fallen somit komplett aus dem Lastprofil.

Sind alle Voraussetzungen für den Modus Operandi der Lastverschiebung gegeben, wird die Lastflexibilisierung durchgeführt. Hierbei beziehen die Geräte zunächst ihre volle Leistung. Um Leistungsverringerungen infolge des Anwendungsendes über den Zeitraum der elektrischen Energieverfügbarkeit zu berücksichtigen wird davon ausgegangen, dass der Leistungsbezug mit jeder zusätzlichen Minute linear über einen Zeitraum von zwei Stunden auf den Ausgangswert abnimmt.

Die Ergebnisse werden durch zwei Grafiken visualisiert, welche die Lastverschiebung verdeutlichen. Auf diese Weise kann der Referenzlastgang ohne Lastverschiebung und der Lastgang mit Lastverschiebung miteinander verglichen werden.

Um die Einsparungen infolge des vermiedenen Einspeisemanagements im ersten Szenario berechnen zu können, wird ein Strafpreis für das Einspeisemanagement berechnet (vgl. Formel (1)).

$$\frac{\sum \text{Jahreskosten}}{\sum \text{Ausfallarbeit}} = \text{Strafpreis} \quad (1)$$

Der Strafpreis spiegelt die Kosten wieder, die aus Betreibersicht für die abgeregelte Energie anfallen und wird dementsprechend an die Betreiber der betroffenen Erneuerbaren Energienanlagen ausbezahlt. Da die Kosten der einzelnen Einspeisemanagementeinsätze nicht im Detail bekannt sind, werden in der Modellierung mittlere Kosten pro abgeregelter Energie angenommen. Die Kosten für Einspeisemanagement setzen sich zusammen aus den entgangenen Einnahmen der EE-Anlagenbetreiber und den zusätzlichen Aufwendungen, abzüglich der gesparten Aufwendungen. Den größten Teil stellen jedoch die entgangenen Einnahmen dar. Die entgangenen Einnahmen setzen sich wiederum aus der Einspeisevergütung nach § 21 i. V. m. § 19 EEG und eventuellen Bonus-Ansprüchen zusammen. Obgleich die Einspeisevergütung jährlich sinkt, bleibt der Strafpreis aufgrund der weiterhin dominierenden Altanlagen im Durchschnitt der letzten Jahre relativ konstant bei ungefähr 100 €/MWh.

Im zweiten Szenario werden die Differenzkosten zwischen dem Strompreisbezug am Day-Ahead-Markt mit Lastverschiebung und ohne Lastverschiebung berechnet. Da zusätzliche Last in den Stunden des Tages mit den niedrigsten Preisen entsteht, können durch die

Lastverschiebung nach Day-Ahead-Strommarktpreisen die Kosten des Strombezugs vermindert werden.

Für eine obere Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials aus Sicht der Stadtwerke Norderstedt werden die monetären Einsparungen durch vermiedenes Einspeisemanagement vollumfänglich in der Berechnung angesetzt.

Um Simulationsergebnisse für das Jahr 2025 generieren zu können, wird die Haushaltsentwicklung und eine Effizienzsteigerung der Geräte nach /BMWI-0114/ miteinbezogen. Für das erste Szenario werden selbige Einspeisemanagementdaten als Initiationssignal für die Lastflexibilisierung genutzt. Für das zweite Szenario werden die in Abschnitt 3.2.2 dargestellten prognostizierten Strompreise verwendet.

4.2 Ergebnisse

Das beschriebene Modell ermöglicht es, die Auswirkungen des betrachteten Schaltkonzepts auf die ausgewählten Gerätetypen und damit die potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement zu quantifizieren. Um dies zu veranschaulichen, werden im Folgenden ausgewählte Simulationsergebnisse dargestellt und diskutiert.

4.2.1 Ergebnisse für historische Daten

Einleitend wird in Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 die Funktionsweise und erste Ergebnisse des Modells visualisiert.

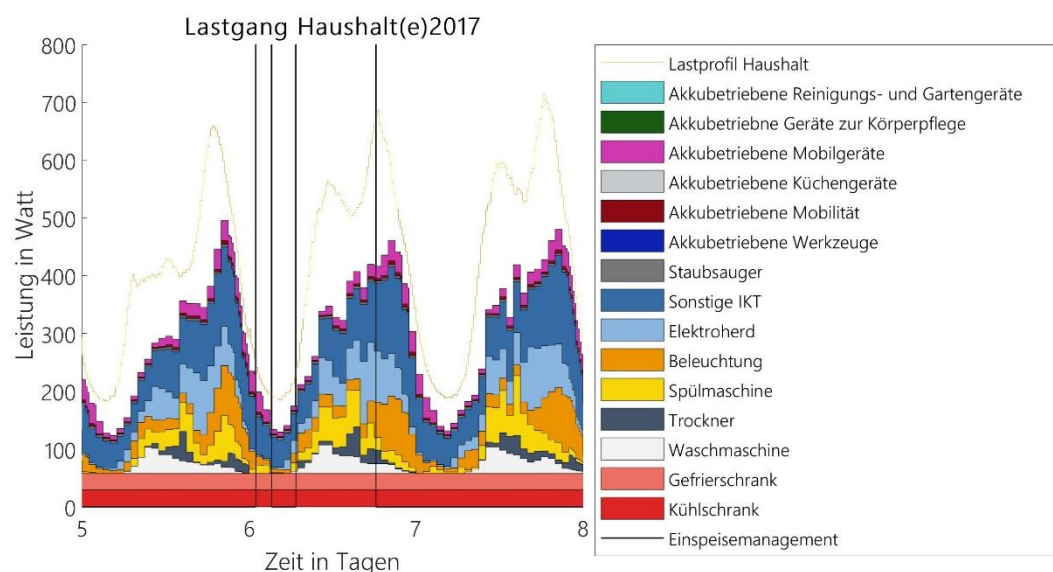


Abbildung 4-2 – Lastprofil des Haushalts ohne Lastflexibilisierung 2017

In Abbildung 4-2 sind drei Tage des mittleren Lastprofils eines Haushalts dargestellt (rote Linie). Die geschichteten Elemente unter der roten Linie zeigen die Aufteilung des gesamten Verbrauchs auf einzelne Gerätetypen und ihren Anteil am Gesamtverbrauch in Abhängigkeit der Tageszeit. Es wird deutlich, dass der Elektroherd insbesondere mittags und abends den größten Stromverbrauch aufweist. Kühl- und Gefrierschrank sind dabei als konstante Grundlast modelliert, die im Tagesverlauf nicht schwankt.

Die grundsätzlich für das Schaltkonzept als geeignet bewerteten akkubetriebenen Geräte stellen nur einen sehr geringen Anteil des gesamten Verbrauchs dar. Die

Einspeisemanagementleistung der ausgewählten Tage ist als schwarze Linie in der Abbildung zu sehen.

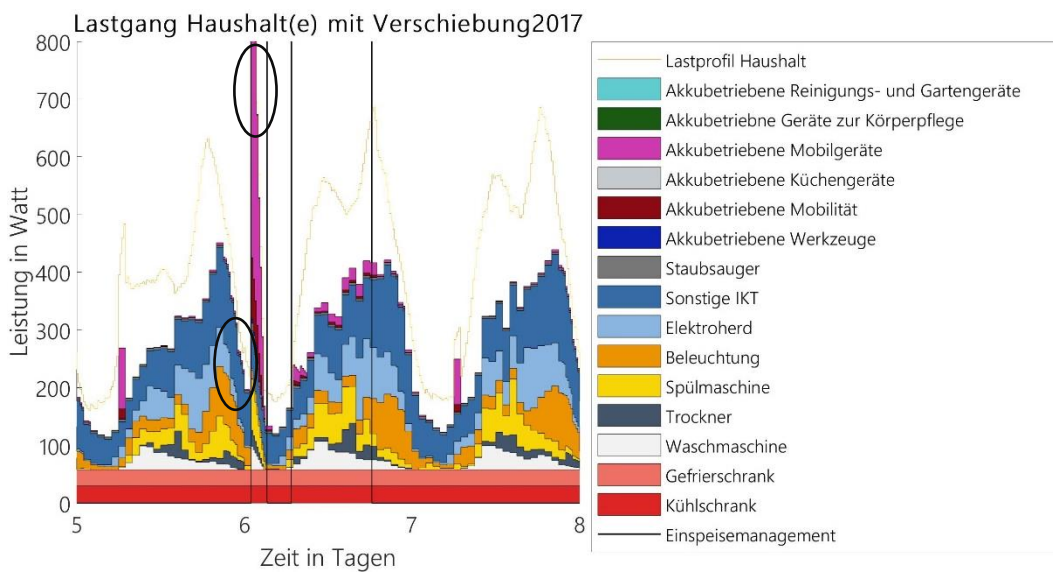


Abbildung 4-3 – Lastprofil des Haushalts mit Lastflexibilisierung LEM-AG

In Abbildung 4-3 ist derselbe Zeitraum dargestellt. Hier werden jedoch Flexibilitätspotenziale akkubetriebener Geräte genutzt, um Einspeisemanagement zu verringern. Dies wird in der Mitte von Tag 6 deutlich. Die Leistung der akkubetriebenen Geräte (lila) wird deutlich reduziert (linker schwarzer Kreis). Tritt Einspeisemanagement auf (schwarze Linie), steigt die Leistung der akkubetriebenen Geräte deutlich an (rechter schwarzer Kreis).

In Tabelle 4-1 sind die Ergebnisse der Flexibilitätssimulationen des energetischen Haushaltsmodells für die Szenarien LEM-AG und LEM-AKKUG pro Haushalt für das Jahr 2017 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4-1: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LEM-AG und LEM-AKKUG pro Haushalte, Jahr 2017

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Pro Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Pro Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	3 204 kWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose kWh/a	203	171
Flexibilisierte Energie in kWh/a	49	43
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in kWh/a	34	27
Flexibilisierte Energie extern in kWh/a	2	2
Flexibilisierte Energie andere Steckdose im Haus in kWh/a	12	12
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	3,38	2,74
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	0,23	0,19
Einsparung des Kunden in €/a	51,6	43,49
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionen in €/a	-47,99 ¹	-40,56
Maximaler Strompreinsnachlass für Gewinnschwelle der SWN in ct/kWh	2	2

Werden wie in LEM-AG alle ausgewählten Gerätetypen für die Lastflexibilisierung eingesetzt, können pro Haushalt knapp 34 kWh/a für die Reduktion des Einspeisemanagements in der Netzregion genutzt werden. In LEM-AKKUG werden lediglich akkubetriebene Geräte zur Flexibilitätsbereitstellung verwendet. Infolgedessen reduziert sich der Beitrag zur Reduktion des Einspeisemanagements auf etwa 27 kWh/a. Dabei wird das Einspeisemanagement in beiden Szenarien um knapp 14 kWh/a durch das Umstecken von akkubetriebenen Geräten weniger reduziert (intern und extern), als infolge von Anpassungen des Steckdosenkonzepts möglich gewesen wäre. Diese qualitative Annahme stützt sich auf das Umstecken von Geräten, wodurch die mögliche Energieaufnahme an der Steckdose reduziert wird. Die Anpassung des Steckdosenkonzepts entspricht einer ausreichenden Vorankündigungszeit und einem garantierten Stromzeitfenster, hierdurch könnte diese Energie ebenfalls zur Reduktion von Einspeisemanagement genutzt werden. In LEM-AG wird knapp 17 % der genutzten Energie in Zeiten der Lastflexibilisierung bereitgestellt, in LEM-AKKUG sind es noch knapp 16 %.

Werden vermiedene Kosten von 10 ct/kWh für Einspeisemanagement zugrunde gelegt, entstehen durch die Lastflexibilisierung im LEM-AG-Szenario Kosteneinsparungen von 3,38 € pro Jahr und Haushalt für die SWN. Durch die am Day-ahead-Strompreis orientierte

¹ Weitergegebene Einsparung an Kunden (51,6 €/a) abzüglich Kostenersparnis durch vermiedenes Einspeisemanagement (3,38 €/a) und niedrigere Strombezugskosten am Day-ahead-Markt (0,23 €/a)

Lastverschiebung werden zusätzlich 0,23 € pro Jahr und Haushalt eingespart. Für den Kunden ergibt sich durch den von den SWN angebotenen reduzierten Strombezugspreis eine Kosteneinsparung von etwa 52 €. Aus Sicht der SWN übersteigen die verringerten Einnahmen somit um knapp 48 € pro Jahr und Haushalt die möglichen Erlöse und Kosteneinsparungen. Die Modellsimulationen ergeben zudem, dass für eine kostenneutrale Umsetzung maximal eine Vergünstigung des Stromtarifs von 2 ct/kWh an den Kunden weitergegeben werden darf. In diesem Zusammenhang sind Kapitalaufwendungen wie die Investitionen für die schaltbare Steckdose nicht inkludiert. Das LEM-AKKUG-Szenario zeichnet ein ähnliches Bild. Durch die Verringerung der flexibilisierten Energie verringern sich die Einsparungen beim Einspeisemanagement um etwa 19 %. Geringere Einsparungen des Haushaltskunden führen jedoch auch zu einem geringeren absoluten Fehlbetrag in Höhe von etwa 41 € pro Jahr und Haushalt für die SWN.

In Tabelle 4-2 sind die Simulationsergebnisse zu Szenario LEM-AG und LEM-AKKUG mit den etwa 16 000 Haushalten der SWN für das Jahr 2017 dargelegt.

Tabelle 4-2: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LEM-AG und LEM-AKKUG, 16 000 Haushalte, Jahr 2017

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch 16 000 Haushalte pro Jahr	51 GWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose MWh/a	3 251	2 732
Flexibilisierte Energie in MWh/a	789	683
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in MWh/a	541	439
Flexibilisierte Energie extern in MWh/a	33	33
Flexibilisierte Energie andere Steckdose im Haus in MWh/a	198	198
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	54 050	43 862
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	3 609	3 104
Einsparung der Kunden in €/a	825 609	695 808
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionen in €/a	-767 950	-648 842

Es zeigt sich, dass das Einspeisemanagement durch die Lastflexibilisierung von Haushaltsgeräten im Steckdosenkonzept in LEM-AG um gut 0,54 GWh/a, in LEM-AKKUG um etwa 0,44 GWh/a reduziert werden kann. Verglichen mit dem gesamten Aufkommen von etwa 1 TWh bewegen sich diese Werte also im Promillebereich. Durch die Skalierung steigen die durch die Lastflexibilisierung nach Abzug des vermiedenen Strafpreises und der Einsparung am Day-ahead-Markt entstehenden Kosten auf etwa 767 950 €/a im LEM-AG-Szenario an. Aufgrund geringerer Flexibilisierung von Strom im LEM-AKKUG-Szenario an der

Steckdose sinkt die Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionen auf 648 842 €/a.

In Tabelle 4-3 sind die Ergebnisse der Lastverschiebungsszenarien LDP-AG und LDP-AKKUG pro Haushalt für das Jahr 2017 dargestellt. Statt Einspeisemanagementdaten werden Day-ahead-Strompreise als Initiationssignale zur Lastverschiebung genutzt. Da jeden Tag garantiert eine zweistündige Lastverschiebung in den Zeitraum mit den niedrigsten Day-ahead-Strompreisen vorgenommen wird, sind die sich ergebenden flexibilisierten Energiemengen deutlich höher als in den LEM-Szenarien. In den LDP-Szenarien ist das interne Umstecken von Geräten nicht mehr Bestandteil der Betrachtung, da pro Tag ein garantiertes Stromzeitfenster an der Schaltsteckdose existiert.

Tabelle 4-3: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LDP-AG und LDP-AKKUG pro Haushalt, Jahr 2017

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Pro Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Pro Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	3 204 kWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose kWh/a	803	678
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in kWh/a	201	169
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	20,07	16,94
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	2,77	2,27
Einsparung des Kunden in €/a	200,75	169,40
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	-177,91	-150,19
Maximaler Strompreinsnachlass für Gewinnschwelle der SWN in ct/kWh	3	3

Es zeigt sich, dass durch die Lastverschiebung nach Day-ahead-Strompreis bei gleichzeitiger Nutzung des Schaltsteckdosenkonzepts eine Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement von etwa 20,07 €/a und Haushalt im LDG-AG bei einem weiterhin geltenden Strafpfeis von 10 ct/kWh erreicht werden kann. Es ergeben sich Einsparungen bei der Beschaffung am Day-ahead-Markt von 2,77 €/a und Haushalt für die SWN. Da der Kunde durch die Weitergabe des günstigeren Stromtarif (25 ct/kWh) jedoch etwa 200 €/a² einspart, ergibt sich eine noch deutlich höhere Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN von etwa 178 €/a und Haushalt in LDP-AG. Durch die im Verhältnis zu den LEM-Szenarien leicht niedrigere Verlustspanne der SWN steigt der maximale Strompreinsnachlass für die Gewinnschwelle der SWN auf etwa 3 ct/kWh gegenüber den LEM-Szenarien. Durch die Verringerung der teilnehmenden Geräte im LDP-AKKUG werden die flexibilisierten

² 25 ct/kWh * 803 kWh/a

Energiemengen und die sonstigen Parameter reduziert, der maximale Strompreinsnachlass für die Gewinnschwelle der SWN ändert sich jedoch nicht.

In Tabelle 4-4 sind die auf 16 000 Haushalte analog zu den LEM-Szenarien hochgerechneten Ergebnisse der LDP-Szenarien für das Jahr 2017 verfügbar.

Tabelle 4-4: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LDP-AG und LDP-AKKUG, 16 000 Haushalte, Jahr 2017

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch 16 000 Haushalte pro Jahr	51 GWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose MWh/a	12 848	10 842
Flexibilisierte Energie in MWh/a	3 212	2 710
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in MWh/a	3 212	2 710
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	321 198	271 044
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	44 273	36 316
Einsparung der Kunden in €/a	3 211 984	2 710 439
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	-2 846 513	-2 403 079

4.2.2 Ergebnisse für prognostizierte Daten

Um eine Prognose der Ergebnisse für das Jahr 2025 durchführen zu können, werden die Eingangsdaten des enHaus-Modells angepasst. Durch Effizienzsteigerungen von etwa 13 % bis 2025 sinkt der 2017 im Fragebogen erhobene Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr von 3 204 kWh auf 2 788 kWh. Diese Effizienzsteigerung entspricht der durchschnittlichen Effizienzsteigerung nach /BMWI-01 14/. Zudem steigt die Anzahl der Wohneinheiten in Deutschland nach /BMWI-01 14/ um etwa 8 % zwischen 2017 und 2025. Es wird davon ausgegangen, dass die Anzahl der Wohneinheiten im Versorgungsgebiet der SWN um selbigen Wert zunimmt. Die Anzahl der Haushalte steigt somit annahmegemäß von 16 000 Wohneinheiten im Jahr 2017 auf etwa 17 241 Wohneinheiten im Jahr 2025. Neben der Effizienzsteigerung und der veränderten zu versorgenden Wohneinheiten sind Strompreise für das Jahr 2025 aus dem Simulationsmodell ISAaR von durchschnittlich 55 €/MWh hinterlegt.

Die Simulationsergebnisse der LEM-Szenarien mit veränderten Eingangsdaten sind für das Jahr 2025 in Tabelle 4-5 ausgewiesen.

Tabelle 4-5: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LEM-AG und LEM-AKKUG pro Haushalt, Jahr 2025

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Pro Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Pro Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	2 788 kWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose kWh/a	195	168
Flexibilisierte Energie in kWh/a	47	42
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in kWh/a	32	27
Flexibilisierte Energie extern in kWh/a	2	2
Flexibilisierte Energie andere Steckdose im Haus in kWh/a	12	12
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	3,22	2,71
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	0,23	0,22
Einsparung des Kunden in €/a	49,50	42,90
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	46,05	39,97
Maximaler Strompreinsnachlass für Gewinnschwelle der SWN in ct/kWh	2	2

Durch die höhere Effizienz der Haushalte und des damit verbundenen sinkenden Stromverbrauchs pro Haushalt sinkt auch die Energiemenge gegenüber 2017, die aus der Schaltsteckdose entnommen wird von 203 kWh/a auf 195 kWh/a pro Haushalt in LDP-AG. Insgesamt können knapp 32 kWh/a für die Reduktion von Einspeisemanagement in diesem Szenario im Jahr 2025 genutzt werden. Hierdurch ergibt sich eine Einsparung für die SWN von etwa 3,22 € pro Jahr bei einem unveränderten Strafpfeis von 10 ct/kWh.

Die Hochrechnung der LEM-Szenarien auf 17 241 Haushalte für das Jahr 2025 sind in Tabelle 4-6 hinterlegt. Insgesamt können im Jahr 2025 etwa 0,5 GWh/a für die Reduktion von Einspeisemanagement genutzt werden. Es ergeben sich für beide Szenarien analog zur Betrachtung im Jahr 2025 eine deutliche Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN.

Tabelle 4-6: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LEM-AG und LEM-AKKUG, 17 241 Haushalte, Jahr 2025

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch 16 000 Haushalte pro Jahr	48 GWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose MWh/a	3359	2 904
Flexibilisierte Energie in MWh/a	819	727
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in MWh/a	555	467
Flexibilisierte Energie extern in MWh/a	35	35
Flexibilisierte Energie andere Steckdose im Haus in MWh/a	211	211
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	55 493	46 714
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	3 973	3 864
Einsparung der Kunden in €/a	853 442	739 703
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	-793 976	-689 125
Maximaler Strompreisnachlass für Gewinnschwelle der SWN in ct/kWh	2	2

Die Simulationsergebnisse der LDP-Szenarien mit Verschiebung nach Day-ahead-Strommarktpreisen mit veränderten Eingangsdaten sind für das Jahr 2025 in Tabelle 4-7 ausgewiesen.

Tabelle 4-7: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LDP-AG und LDP-AKKUG pro Haushalt, Jahr 2025

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Pro Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Pro Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	48 GWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose kWh/a	763	662
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in kWh/a	191	166
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	19,07	16,56
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	1,87	1,61
Einsparung des Kunden in €/a	190,67	165,60
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	-169,73	-147,43
Maximaler Strompreinsnachlass für Gewinnschwelle der SWN in ct/kWh	3	3

Es zeigt sich analog eine deutlich höhere Strommenge die im Vergleich zu den LEM-Szenarien, die aus der Schaltsteckdose fließen, da eine täglich garantierte Lastverschiebung durchgeführt wird. Durch die höhere Effizienz der Haushalte und das damit geringere verfügbare Flexibilitätspotenzial führt zu einer reduzierten Verringerung des Einspeisemanagements im Vergleich zu 2017. Im Jahr 2025 können im LDP-AG bis zu 181 kWh/a pro Haushalt hierfür genutzt werden. Die geringe Geräteanzahl führt im LDP-AKKUG dazu, dass die Verringerung des Einspeisemanagements von 191 kWh/a auf 166 kWh/a pro Haushalt abnimmt. Hierdurch reduziert sich jedoch auf die Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN von etwa 170 €/a auf 147 €/a und Haushalt.

In Tabelle 4-8 werden die Ergebnisse der LDP-Szenarien auf 17 241 Haushalte für das Jahr 2025 hochgerechnet.

Tabelle 4-8: Ergebnisse der Simulationen, Szenario LDP-AG und LDP-AKKUG, 17 241 Haushalte, Jahr 2025

Stromverbrauch pro Haushalt und Jahr	Haushalt alle Geräte (LDP-AG)	Haushalt akkubetriebenen Geräte (LDP-AKKUG)
Stromverbrauch 16 000 Haushalte pro Jahr	48 GWh	
Einspeisemanagement und Kosten Schleswig Holstein 2015	1,06 TWh 106 Mio. €	
Energiemenge aus Schaltsteckdose MWh/a	13 149	11 421
Flexibilisierte Energie zur Reduktion von Einspeisemanagement in MWh/a	3 287	2 855
Einsparung durch vermiedenes Einspeisemanagement in €/a	328 730	285 517
Einsparung beim Day-Ahead-Preis in €/a	32 271	27 793
Einsparung der Kunden in €/a	3 287 302	2 855 174
Einnahmen-Kosten-Differenz aus Sicht der SWN ohne Investitionskosten in €/a	-2 926 301	-2 541 864

5 Fazit

Grundsätzlich stellt das analysierte Konzept einen funktionierenden Ansatz dar, die Verbraucherlast an die volatile Produktion anzupassen. Die bisherigen Simulationsergebnisse bestätigen allerdings die zu Beginn bereits genannte Einschätzung: Solange keine größeren Energiemengen verschoben werden, ist kein relevanter Einfluss der Lastflexibilisierung auf die Reduktion des Einspeisemanagements erkennbar. Damit sich der Einsatz der Steckdosen lohnt und um einen größeren Einfluss auf das Einspeisemanagement zu haben, müssen Geräte Verwendung finden, die höhere Leistungen aufweisen.

Die Ergebnisse werden beispielhaft für vier ausgewählte Szenarien und zwei unterschiedliche Basisjahre dargestellt. Auch weitere Szenarien, wie beispielsweise zukünftige Entwicklungen der betrachteten Parameter (Durchdringungsgrade, Strompreise etc.) oder Sensitivitätsanalysen der Eingangsdaten wie Teilnahmebereitschaft, mittlerer Leistung oder Nutzungshäufigkeit führen zu ähnlichen Schlussfolgerungen.

Das Konzept eignet sich für bestimmte Gerätetypen, besonders akkubetriebene Geräte, welche nur eine geringe zeitliche Nutzungsdauer aufweisen. Eine umfassende Anwendung des Konzepts bei allen Haushaltsgeräten erscheint allerdings nur bedingt sinnvoll. Eine Kombination beispielsweise mit einer netzdienlichen Steuerung der Ladevorgänge von Elektroautos und des Betriebs von elektrischen Heizsystemen sowie eventuell mit einem zeitvariablen Tarif für Geräte, welche nicht beliebig und unplanbar zu- und abgeschaltet werden können, könnte dabei sinnvoll sein. Die Umfrage zeigt auch, dass mit einer gewissen garantierten Verfügbarkeit pro Tag eine deutlich erhöhte Bereitschaft zur Teilnahme zu erwarten ist. Mit dieser Information kann ein derartiger Tarif, welcher die Abschaltbarkeit gewisser Geräte beinhaltet, sinnvoll weiterentwickelt werden. Deshalb wurde das Konzept bereits dahingehend erweitert, dass eine bestimmte Zeit der Zuschaltung pro Tag garantiert wird (z. B. 3 Stunden durchgehend oder 3 Stunden insgesamt), dafür jedoch der reduzierte Arbeitspreis höher ausfällt (in diesen Fällen 20 ct/kWh bzw. 10 ct/kWh). Somit ist zukünftig eine erhöhte Bereitschaft zur Teilnahme zu erwarten.

Die bisherigen Erfahrungen des Feldtests zeigen, dass zum Teil auch die hier ausgeschlossenen Gerätetypen wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Kühlgeräte mit speziellen Lösungen im dargestellten Konzept schaltbar betrieben werden. Durch geplante Kooperationen der SWN im weiteren Projektverlauf, beispielsweise mit Herstellern von Wallboxen und von Haushaltsgeräten, wird diese Einbindung vereinfacht und damit das Potenzial weiter gesteigert. /FFE-28 19/

6 Literatur

- ACA-02 12 Appelrath, Hans-Jürgen; Kagermann, Henning; Mayer, Christoph: Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie (acatech STUDIE) in: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Material_fuer_Sonderseiten/E-Energy/acatech_STUDIE_Future-Energy-Grid_WEB.pdf (05.08.2015). München: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech), 2012
- AGORA-04 17 Ropenus, Stephanie: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Berlin: Agora Energiewende, 2017
- BAUM-04 13 Karg, Ludwig; Kleine-Hegermann, Kerstin; Wedler, Michael; Jahn, Christopher: E-Energy Abschlussbericht - Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. München/Berlin: B.A.U.M. Consult GmbH, 2013
- BMWI-101 13 Consentec et al.: Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz - Untersuchung im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013.
- BMWI-01 14 Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energierferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BMWI-12 14 Smart Energy made in Germany - Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014
- BNETZA- 19 12 Beschluss, Aktenzeichen BK6-11-098 - In dem Verwaltungsverfahren wegen der Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- BNETZA-2 3 18 Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- BUW-02 0 9 Kamga, Alain Franck Kaptue: Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemassnahmen. Wuppertal: Bergischen Universität Wuppertal, 2009
- DIHK-01 15 Flechtner, Jakob; Bolay, Sebastian: Faktenpapier Ausbau der Stromnetze - Grundlagen - Planungen - Alternativen. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V., 2015
- EEG-01 17 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2017
- ENWG-02 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Zuletzt geändert durch Art. 3 Abs. 4 G v. 4.10.2013. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2013
- ENWG-02 16 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Berlin: Bundesregierung, 2016
- EPE-01 19 Power Market Data. In: <https://www.epexspot.com/en/market-data/>. (Abruf am 2019); Paris: EPEX SPOT, 2019.
- FFE-49 14 Pellingner, Christoph; Regett, Anika; Mauch, Wolfgang: Funktionaler Speicher - ein integriertes Konzept für konventionelle und Bedarfsspeicher. In: Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Berlin, 2014
- FFE-16 15 Pellingner, Christoph; Schmid, Tobias et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher; laufendes Projekt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-65 15 Mauch, Wolfgang: Regionalisierung Ausbauszenarien erneuerbarer Energien in: Energiedialog. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2015
- FFE-39 16 Samweber, Florian; Köppl, Simon; Bogensperger, Alexander: Projekt Merit Order Netz-Ausbau 2030 - Teilbericht Maßnahmenklassifizierung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016

- FFE-56 16 Hinterstocker, Michael et al.: Smart Meter Benefits. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2016.
- FFE-12 17 Regett, A.; Conrad, J.; Fattler, S.: Das Verbundprojekt Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 1/2 2017, S. 58. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2017
- FFE-126 17 Hinterstocker, Michael et al.: Evaluation of the effects of time-of-use pricing for private households based on measured load data. In: 14th International Conference on the European Energy Market; Dresden: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.
- FFE-133 17 Hinterstocker, Michael et al.: Implementation of variable retail electricity rates in the german system of taxes, fees and levies. In: 15th IAEE European Conference 2017; Vienna: FfE GmbH, 2017.
- FFE-17 17 Zeiselmair, Andreas; Estermann, Thomas; Köppl, Simon; Hinterstocker, Michael; Samweber, Florian: Intelligente Flexibilitätsanreize Ostbayern - Ein Smart Grid Feldversuch im Rahmen des Verbundprojekts C/sells in: 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2017
- FFE-74 17 Samweber, Florian; Köppl, Simon; et al.: Projekt MONA 2030: Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien - Teilbericht Einsatzreihenfolgen. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- FFE-05 18 Hinterstocker, Michael: Potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement durch DSM-Maßnahmen in Haushalten. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-19 18 Böing, Felix et al.: Electrification and coal phase-out in Germany: A scenario analysis. In: 15th International Conference on the European Energy Market; Lodz, Poland: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018.
- FFE-56 18 Hinterstocker, Michael et al.: Die Auswirkung variabler Stromtarife auf das Verhalten von Haushaltskunden. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 68. Jg. (2018) Heft 7/8. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.
- FFE-14 19 Ostermann, Adrian et al.: Analysen zum Einspeisemanagement - Regionalisierter Flexibilitätsbedarf und Auswirkung auf den Strommarkt. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.
- FFE-28 19 Hinterstocker, Michael et al.: Netzentlastungspotenzial einer externen Steuerung von Haushaltsgeräten in windreichen Gebieten. In: Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2019; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-29 19 Hinterstocker, Michael et al.: Reduction of Curtailment by Residential Demand-Side Management – Secondary Effects on Electricity Markets. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-70 19 Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.
- FRO-102 17 Frontier economics: Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland - Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern (DSO 2.0). London: Frontier economics, 2017.
- MLU-01 14 Porst, Rolf: Fragebogen - Ein Arbeitsbuch. Halle-Wittenberg: Martin-Luther-Universität, 2014.
- OST-01 18 Ostermann, Adrian: Systemrückwirkungen von Einspeisemanagementmaßnahmen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München; betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE): München, 2018.
- PEL-01 16 Pellingner, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik an der TU München, durchgeführt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2016
- VDE-07 12 Apel, Rolf et al.: Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2012
- VDN-06 07 Berndt, Holger; Hermann, Mike; Kreye, Horst D.: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: VDN – Verband der Netzbetreiber VDN e.V. bei VDEW, 2007

- WDU-101 16 Tschida, Benjamin: Die Systemverantwortung der Netzbetreiber - Überlegungen vor dem Hintergrund eines sich wandelnden energiewirtschaftlichen Umfelds. Tübingen: Wolfgang Durner, 2016.
- ZFE-01 07 Wawer, Tim: Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz in: ZfE- Zeitschrift für Energiewirtschaft 31. Heidelberg: Springer, 2007