

Dynamische Stromtarife unter Berücksichtigung des Nutzendenverhaltens: Auswirkungen auf das Verteilnetz

Judith Stute^{1,a}, Matthias Kühnbach^b

^a Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, +49 721-6809-120, judith.stute@ieg.fraunhofer.de, <http://www.ieg.fraunhofer.de>

^b Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland, +49 721-6809-147, matthias.kuehnbach@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Der voranschreitende Ausbau erneuerbarer Energien sowie der steigende Anteil an Sektorkopplungstechnologien in Haushalten (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen etc.) stellt die Energiewirtschaft und die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Netzbelastung wird aufgrund der genannten Technologien in den kommenden Jahren zunehmen, was zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen kann. Eine Möglichkeit, dieser steigenden Netzbelastung zu begegnen ist es, flexibles Verbrauchsverhalten anzureizen, beispielsweise durch dynamische Stromtarife. Es stellt sich die Frage, ob die heute bereits angebotenen dynamischen Tarife attraktiv für Verbrauchende sind und inwieweit sie die Netzauslastung beeinflussen können. Wir zeigen, dass heutige dynamische Tarife in Verbindung mit einem Energiemanagementsystem attraktiv für Haushalte mit Flexibilitätsoptionen sind. Gleichzeitig steigt die maximal aus dem Netz bezogene Leistung dieser Haushalte bei Nutzung eines dynamischen Tarifs. Unsere Lastflussanalyse zeigt jedoch, dass aufgrund der Durchmischung der im Netzgebiet vorhandenen Tarife die Netzbelastung insgesamt sogar leicht reduziert werden kann. Die Ergebnisse zeigen somit, dass dynamische Tarife zu einer Durchmischung des Verbrauchendenverhaltens führen, das sich positiv auf das Niederspannungsnetz auswirken kann, auch wenn dynamische Tarife nicht explizit netzdienlich ausgestaltet sind.

Keywords: Dynamische Stromtarife, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Flexibilität, HEMS, Stromverteilnetz

1 Einleitung

Die Energiewirtschaft steht aufgrund des voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Elektrifizierung von Haushalten (Elektromobilität, Wärmepumpen etc.) vor großen Veränderungen. Einerseits ergeben sich dadurch, auch bedingt durch die fortschreitende Digitalisierung, neue Geschäftsmodelle und neue Wege der Partizipation von Letztverbrauchern am Energiehandel sowie Kosteneinsparungen durch eine potenzielle Automatisierung in manchen Bereichen. Andererseits steigt, vor allem im Mittel- und

¹ Jungautor

Niederspannungsnetz, die Häufigkeit von Netzenspännungen und Spannungsbandverletzungen stark an.

In den kommenden Jahren werden Technologien wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, sog. Sektorkopplungstechnologien, die Belastung der Stromverteilnetze in Deutschland deutlich erhöhen [1, 2]. Ein vielversprechender Weg, dieser Belastung zu begegnen, ist es, durch dynamische Strompreiskomponenten ("dynamische Tarife") ein flexibles Verbrauchsverhalten dieser Verbrauchenden anzureizen. Auf diese Weise wird das Verteilnetz effizienter genutzt, sodass ein Netzausbau verzögert oder vermieden werden kann [3–5].

Energieversorger bieten bereits heute vereinzelt dynamische Tarife für Haushaltskund:innen an (beispielsweise Tibber Deutschland GmbH², aWATTar Deutschland GmbH³ oder Polarstern GmbH⁴). Die Tarifausgestaltung reicht dabei von zweistufigen Time-of-Use-Tarifen bis hin zu Tarifen, die auf dem Day-Ahead-Großhandelsmarktpreis basieren. Mit voranschreitendem Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und immer besseren Energiemanagementsystemen (HEMS – engl. home energy management system) können dynamische Tarife zukünftig in noch größerem Ausmaß angeboten und genutzt werden. Ob und welche dynamischen Tarife genutzt werden, hängt dabei stark von den Haushaltskund:innen selbst ab, bzw. von deren Entscheidungsverhalten. Zum Entscheidungsverhalten zählt zum einen die Entscheidung, sich neue Technologien anzuschaffen (EVs, Wärmepumpen, Speicher, PV-Aufdachanlagen), zum anderen auch die Entscheidung, die Flexibilität dieser Technologien aktiv zu nutzen (z. B. über ein HEMS), indem die Haushaltskund:innen einen Stromvertrag mit dynamischem Tarif abschließen und gezielt von Preisunterschieden über den Tagesverlauf profitieren. Bei diesen Entscheidungen der Haushaltskund:innen fließen nicht nur rein finanzielle Aspekte ein, sondern u. a. auch persönliche Vorlieben, Verständnis über die angebotenen Technologien und Tarife und andere ideelle Gründe [6].

Da Haushaltskund:innen innerhalb eines Netzgebietes heterogen verteilt sind, können – bei Berücksichtigung des Entscheidungsverhaltens – im Netzgebiet unterschiedliche Stromtarife genutzt werden, was zu anderen/ neuen Netzbelastungen führt.

Aus diesen Entwicklungen ergeben sich folgende Fragestellungen:

- Sind dynamische Stromtarife bereits heute attraktiv für Haushaltskund:innen?
- Welche Auswirkungen haben dynamische Stromtarife und die Nutzung eines HEMS auf die Lastgänge von Haushalten?
- Haben dynamische Stromtarife unter Berücksichtigung des Entscheidungsverhaltens von Haushaltskund:innen positive Auswirkungen auf das Verteilnetz?

Diese Forschungsfragen werden innerhalb des vorliegenden Papiers mithilfe eines Simulationsmodells mit eingebetteter Optimierung untersucht. Das Modell integriert Haushalte sowie die darin vorhandenen statischen und flexiblen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in ein HEMS und minimiert die Strombezugskosten der Haushalte. Dabei werden

² <https://tibber.com/de>

³ <https://www.awattar.de/>

⁴ <https://www.polarstern-energie.de/>

verschiedene, bereits heute verfügbare dynamische Tarife betrachtet und das Entscheidungsverhalten der Haushaltskund:innen mit einbezogen. Über Lastflussrechnungen werden die Auswirkungen auf ein Netzgebiet ermittelt und analysiert.

Im Folgenden wird zunächst die methodische Vorgehensweise zur Beantwortung der Fragestellungen beschrieben (Kapitel 2). In Kapitel 3 werden die Auswirkungen der unterschiedlicher Stromtarife auf die Haushaltslastgänge und das Entscheidungsverhalten der Haushalte, sowie die Auswirkungen auf das Verteilnetz vorgestellt. Abschließend folgen Schlussfolgerungen und eine Diskussion der Ergebnisse (Kapitel 4 & 5).

2 Methodische Vorgehensweise

Abhängig von den in einem Haushalt vorhandenen elektrischen Verbrauchseinheiten, deren Flexibilität sowie davon, ob ein Haushalt über eine PV-Anlage verfügt, führen dynamische Tarife zu Änderungen im Verbrauchsverhalten, d. h. im Lastprofil eines Haushalts. Zur Abbildung dieser Reaktion von Haushaltskund:innen auf dynamische Tarife wird das Modell „EvaTar-Grid“ („**E**fficient **V**ariable **T**ariffs in Distribution **G**rids“) genutzt. Eine Übersicht des Modellaufbaus ist in Abbildung 2.1 dargestellt. Das Modell ermöglicht die Simulation von unflexiblen und flexiblen Lastanteilen in Haushalten und bildet den Einsatz eines HEMS ab. Innerhalb des HEMS werden die Strombezugskosten des Haushalts minimiert, indem der Betrieb von Batteriespeichern, das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen (EVs) und der Strombezug von Wärmepumpen optimiert werden (Modul I). Auch Nutzendenpräferenzen bzgl. Elektrofahrzeugen können abgebildet werden. Zusätzlich wird das Entscheidungsverhalten der Haushaltskund:innen bzgl. der Wahl des Stromtarifs abgebildet (Modul II). Hierbei fließen zum einen die in Modul I ermittelten Strombeschaffungskosten mit ein, zum anderen werden auch Investitionen betrachtet sowie Mehrzahlungsbereitschaften einzelner Gruppen miteinbezogen (siehe Abschnitt 2.2).

Des Weiteren besteht über eine Kopplung mit dem Open-Source Modell pandapower⁵ die Möglichkeit, Lastflussrechnungen für elektrische Niederspannungsnetze durchzuführen. Auf diese Weise kann der Effekt von dynamischen Tarifen und den daraus resultierenden Änderungen des Netzbezugs und der Netzeinspeisung auf die Belastung der Verteilnetze abgebildet und untersucht werden (Modul III).

Die einzelnen Module des Modells werden im Weiteren beschrieben.

⁵ <https://www.pandapower.org/>

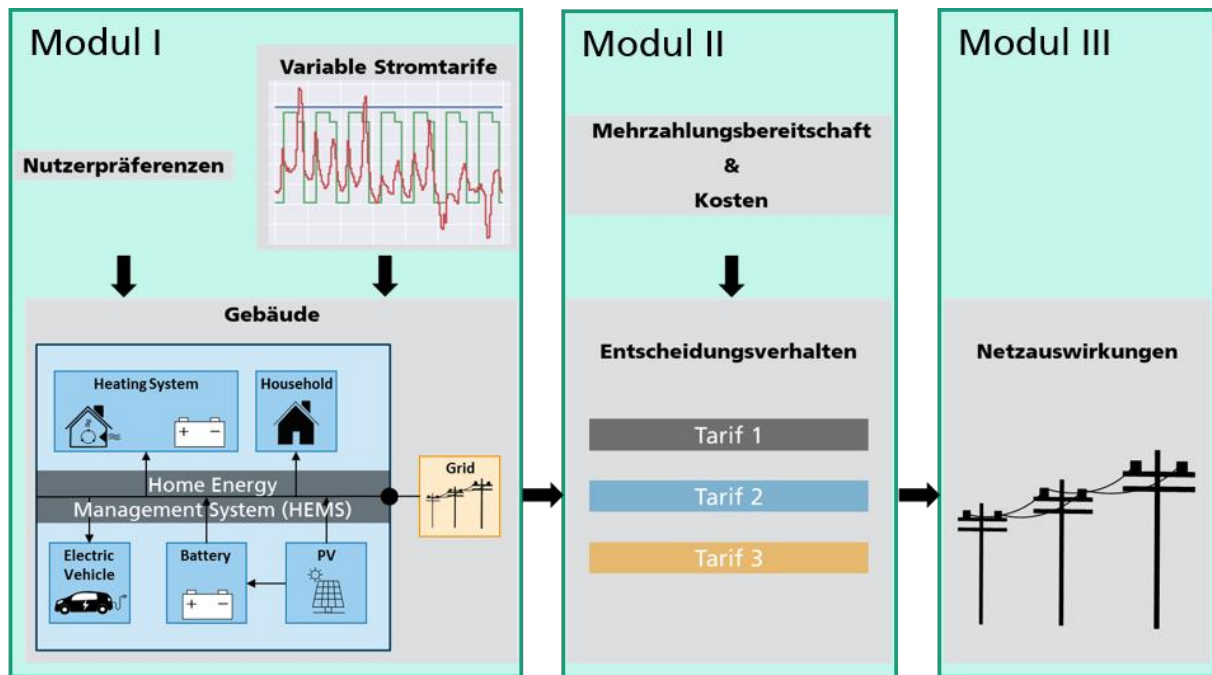


Abbildung 2.1: Übersicht Aufbau des Simulationsmodells EVaTar-Grid

2.1 Modellierung der Haushalte

Gebäude bestehen im Modell aus mindestens einem Haushalt. Zusätzlich können EVs, PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme sowie Heizungsanlagen, bestehend aus einer Wärmepumpe und einem Wärmespeicher, abgebildet werden. Das Gebäude ist an ein Niederspannungsnetz angeschlossen und kann daher Strom aus diesem beziehen oder einspeisen. Abbildung 2.2 zeigt den grundlegenden Aufbau eines Gebäudes innerhalb von EvaTar-Grid.

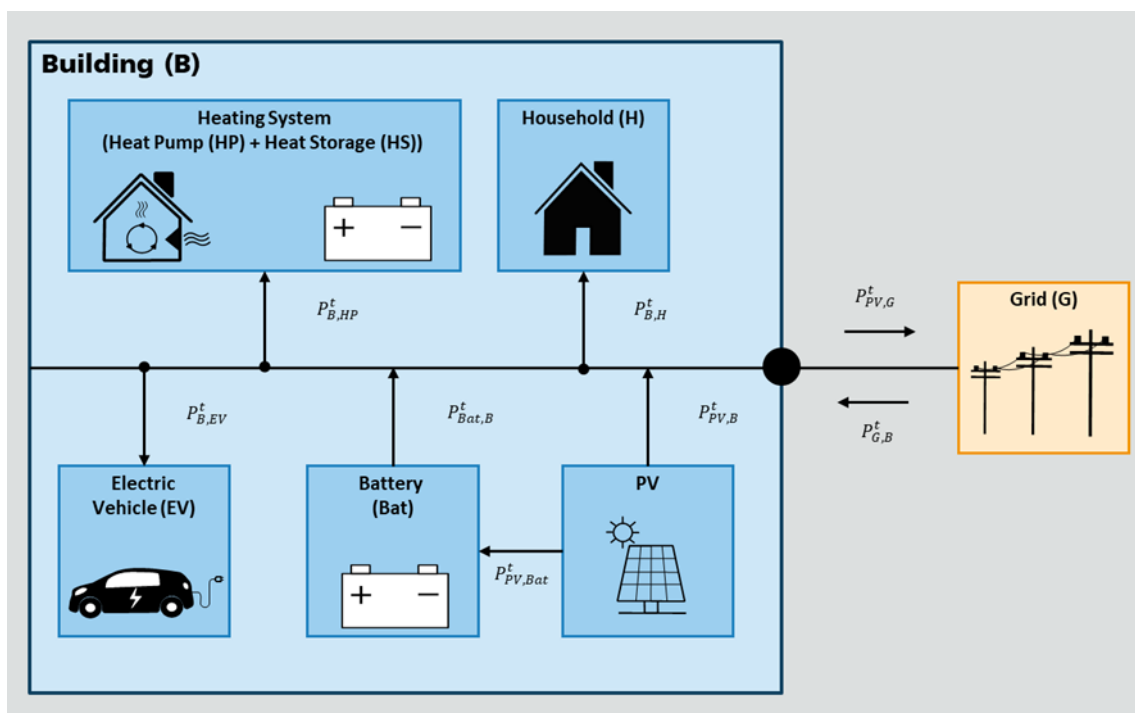


Abbildung 2.2: Betrachtete Komponenten im Gebäudemodul

Wir gehen davon aus, dass das Gebäude über ein HEMS mit perfekter Voraussicht verfügt, das aktiv in den Gebäudebetrieb eingreift, um die Strombezugskosten zu minimieren. Die zugehörige Zielfunktion ist in Gleichung (1) angegeben:

$$\min \sum_{t=0}^{t_{\max}} E_{G,B}^t \cdot c_{electricity\ price}^t - E_{B,G}^t \cdot c_{feed-in\ remuneration} \quad (1)$$

Dabei steht $E_{G,B}^t$ für die in einer Stunde t aus dem Netz entnommene Energie in kWh, $c_{electricity\ price}^t$ ist der in dieser Zeiteinheit geltende Strompreis in €/ct/kWh, $E_{B,G}^t$ steht für die in einer Stunde t ins Netz eingespeiste Energie aus der PV-Anlage in kWh, $c_{feed-in\ remuneration}$ für die zeitunabhängige Einspeisevergütung in €/ct/kWh. Die Komponenten des betrachteten Gebäudes werden in den nächsten Abschnitten erläutert.

2.1.1 Haushalt (H)

Die Stromnachfrage der Haushalte wird in dieser Studie als unflexibel betrachtet und ist deshalb exogen in Form eines Haushaltslastprofil gegeben.

2.1.2 PV-Anlage (PV)

Die installierte PV-Anlage kann innerhalb des Modells sowohl dazu genutzt werden, die verschiedenen Anwendungen im Gebäude zu versorgen als auch dazu, Strom in das Netz einzuspeisen (Gleichung (2)).

$$P_{PV,G}^t + P_{PV,B}^t + P_{PV,Bat}^t = P_{generation}^t, \quad \forall t \in T \quad (2)$$

Gebäude, die nur aus einem Haushalt und einer PV-Anlage bestehen, d. h. Gebäude ohne eine der in der Folge vorgestellten Flexibilitätsoptionen, werden als unflexibel betrachtet.

2.1.3 Batteriespeichersystem (Bat)

Das Batteriespeichersystem eines Gebäudes kann mit Strom aus der PV-Anlage aufgeladen werden. Er kann auch die verschiedenen Anwendungen des Gebäudes mit Strom versorgen.

Der Ladezustand der Batterie $E_{Bat,kWh}^t$ in einer Stunde t ist wie folgt definiert:

$$E_{Bat,kWh}^t = E_{Bat,kWh}^{t-1} + P_{PV,Bat}^t \cdot \eta_{Bat,charge} \cdot \Delta t - P_{Bat,B}^t \cdot \frac{1}{\eta_{Bat,discharge}} \cdot \Delta t, \quad \forall t \in T \quad (3)$$

mit

$$0 \leq P_{PV,Bat}^t \leq P_{Bat,max}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq P_{Bat,B}^t \leq P_{Bat,max}, \quad \forall t \in T$$

$$0 \leq E_{Bat,kWh}^t \leq E_{Bat,max}, \quad \forall t \in T$$

$P_{PV,Bat}^t$ ist der Leistungsfluss von der PV-Anlage zum Batteriespeicher, $P_{Bat,B}^t$ der Leistungsfluss von der Batterie zum Gebäude, $P_{Bat,max}$ die maximale Lade-/Entladeleistung des Batteriesystems und $E_{Bat,max}$ die maximale Kapazität des Batteriespeichers. $\eta_{Bat,charge}$ und $\eta_{Bat,discharge}$ sind die Effizienzfaktoren für das Laden/ Entladen.

Gebäude mit einer PV-Anlage und einem Batteriespeichersystem können zwei verschiedene Betriebsstrategien anwenden:

1. Bei der ersten Strategie handelt es sich um die derzeit am häufigsten angewandte Betriebsstrategie für PV-Heimspeichersysteme in Privathaushalten. Diese konventionelle Strategie ist unabhängig vom zugrundeliegenden Tarifsysteem und wird von Haushalten ohne HEMS genutzt. Der Strom aus der PV-Anlage wird zunächst zur Deckung des Strombedarfs des Gebäudes verwendet. Verbleibt ein Produktionsüberschuss, wird damit der Batteriespeichers geladen. Weitere Überschüsse werden ins Netz eingespeist. Sobald der Strombedarf des Gebäudes die PV-Erzeugung übersteigt, wird Strom aus der Batterie entnommen.
2. Die zweite, „intelligentere“ Betriebsstrategie ermöglicht einen flexiblen und vorausschauenden Betrieb in Bezug auf dynamische Tarife. Das bedeutet, dass das Batteriesystem in das HEMS des Gebäudes einbezogen wird und somit zur Minimierung der Gesamtenergiebeschaffungskosten des Gebäudes genutzt wird (siehe Gl. (1)).

2.1.4 Elektrofahrzeug

Elektrofahrzeuge werden als mobile Batteriespeicher implementiert, was bedeutet, dass die EV-Batterie nicht zu jeder Zeit als Flexibilitätsressource zur Verfügung steht. Den untersuchten Haushalten werden - anhand der soziodemographischen Metadaten der Haushalte und der Fahrprofile - Fahrprofile mit dem entsprechenden Energiebedarf $E_{EV,demand}^t$ zugeordnet. Die stündliche Verfügbarkeit eines Fahrzeugs am heimischen Standort $f_{availability}^t$ ist exogen gegeben.

Der Ladezustand der EV-Batterie wird wie folgt angegeben (Gleichung (4)):

$$E_{EV,kWh}^t = E_{EV,kWh}^{t-1} + P_{B,EV}^t \cdot \Delta t \cdot \eta_{EV,charge} - E_{EV,demand}^t, \quad \forall t \in T \quad (4)$$

Dabei ist $\eta_{EV,charge}$ die Effizienz des Ladevorgangs und $P_{B,EV}^t$ die Ladeleistung.

Es gibt zwei verschiedene Ladestrategien für E-Fahrzeuge:

1. Bei der ersten Strategie wird der kontinuierliche Ladevorgang des EVs direkt nach der Ankunft gestartet, bis ein Ladezustand von 100 % erreicht ist oder das EVs wieder losfährt.
2. Im Rahmen der zweiten Ladestrategie ist ein kontrolliertes Laden möglich. Das bedeutet, dass das EV in das HEMS des Gebäudes eingebunden ist. Wir gehen davon aus, dass die Besitzenden der EVs ihre Präferenzen in das HEMS eingeben können. Sie können die minimale Reichweite zum Zeitpunkt der Abfahrt $E_{min,departure}$ (Gleichung (5)) und den Ladezustand $E_{min,charge}$ festlegen, bei dem sie ihr Fahrzeug spätestens aufladen wollen, (Gleichung (6)). Diese Präferenzen werden in der Optimierung durch die folgenden Randbedingungen dargestellt:

$$E_{kWh}^t \geq E_{min,departure}, \quad \forall t \in T \text{ where } f_{availability}^{t-1} == 1 \wedge f_{availability}^t == 0 \quad (5)$$

$$E_{min,charge} \leq E_{EV,kWh}^t \leq E_{EV,max} \quad \forall t \in T \quad (6)$$

2.1.5 Heizungsanlage

Die Heizungsanlage eines Gebäudes besteht aus einer Luft/Wasser-Wärmepumpe und einem Wärmespeicher. Die Wärmepumpe kann sowohl das Gebäude als auch den Wärmespeicher

mit Energie versorgen. Der Wärmespeicher kann ausschließlich das Gebäude versorgen. Der Wärmebedarf des Gebäudes P_{demand}^t muss für jeden Zeitschritt gedeckt werden (Gleichung (7)).

$$P_{demand}^t = P_{HP,demand}^t + P_{HS,demand}^t \quad (7)$$

Das Heizsystem kann auch unflexibel oder flexibel eingesetzt werden. Im letzteren Fall wird die Heizungsanlage in das HEMS einbezogen.

Wärmepumpe (HP)

Für die Luft/ Wasser-Wärmepumpe wird eine temperaturabhängige Leistungszahl angenommen. Außerdem berücksichtigen wir Effizienzverluste aufgrund von Vereisung bei Umgebungstemperaturen unter 2 °C, indem wir die Leistungszahl für niedrige Temperaturen um den Faktor $f_{icing} = 0,2$ verringern. Mit einer durchschnittlichen COP-Effizienz für Luft/Wasser-Wärmepumpen von $\eta_{COP} = 0,4$ wird der COP wie folgt berechnet (Gleichung (8)):

$$COP^t = \begin{cases} \eta_{COP} \cdot \frac{T_{high}[K]}{T_{high}[K] - T_{ambient}^t[K]}, T_{ambient}^t > T_{icing} \\ \eta_{COP} \cdot \frac{T_{high}[K]}{T_{high}[K] - T_{ambient}^t[K]} \cdot (1 - f_{icing}), T_{ambient}^t \leq T_{icing} \end{cases}, \quad \forall t \in T \quad (8)$$

wobei T_{high} die Vorlauftemperatur des Heizsystems ist.

Mit dem zeitabhängigen COP^t , dem nominalen COP_{nom} und der nominalen Leistungsabgabe $P_{nom,th}$ der Wärmepumpe kann die maximal mögliche Leistungsabgabe $P_{max,th}^t$ für jeden Zeitschritt berechnet werden:

$$P_{max,th}^t = \frac{COP^t}{COP_{nom}} \cdot P_{nom,th} \quad (9)$$

Die notwendige elektrische Leistungsaufnahme vom Gebäude zur Wärmepumpe $P_{B,HP}^t$ ist definiert als:

$$P_{B,HP}^t = \frac{P_{HP,th}^t}{COP^t} \quad (10)$$

Wärmespeicher (HS)

Der Wärmespeicher wird verwendet, um das Heizsystem flexibler zu gestalten. Seine Speicherkapazität ist so definiert, dass er die Energie von zwei Stunden der maximalen Energieabgabe der Wärmepumpe speichern kann.

Der Ladezustand $E_{HS,kWh}^t$ des Wärmespeichers ist definiert als (Gleichung (11)):

$$E_{HS,kWh}^t = (1 - q_{losses}) \cdot E_{HS,kWh}^{t-1} + P_{HP,HS}^t \cdot \Delta t - P_{HS,demand}^t \cdot \Delta t \quad (11)$$

Dabei sind q_{losses} die Bereitschaftsverluste des Wärmespeichers, $P_{HP,HS}^t$ die Leistung, mit welcher die Wärmepumpe den Wärmespeicher speist und $P_{HS,demand}^t$ die Leistung, welche vom Wärmespeicher zur Wärmebedarfsdeckung des Haushaltes genutzt wird.

2.2 Entscheidungsverhalten zur Wahl des Stromtarifs

Um das Entscheidungsverhalten der Haushalte zur Wahl des Stromtarifs abzubilden, werden zunächst für jeden verfügbaren Stromtarif die anfallenden Stromkosten ermittelt. Wir nehmen an, dass alle Haushalte zunächst einen statischen Tarif ohne HEMS nutzen. Bei den Kosten der dynamischen Stromtarife werden somit zusätzlich zu den anfallenden Stromkosten noch die Anschaffungskosten für ein HEMS einbezogen.

Jeder Haushalt ist einer Adaptorengruppe nach Rogers [7] zugeordnet. Anhand dieser Adaptorengruppe ergibt sich für jeden Haushalt eine Mehrzahlungsbereitschaft, welche in das Entscheidungsverhalten mit einfließt. Eine positive Mehrzahlungsbereitschaft bedeutet, dass manche Haushalte aufgrund ihrer Einstellung zu neuen Technologien bereit sind, im Vergleich zum Status quo (statischer Tarif ohne HEMS) mehr zu bezahlen. Eine negative Mehrzahlungsbereitschaft beschreibt das Gegenteil.

2.3 Untersuchungsszenario

Im Untersuchungsszenario wird für die Netzbetrachtungen ein vorstädtisches Niederspannungsnetz definiert, in welchem über verschiedene gewählte Szenarien Haushalte mit verschiedenen Technologieoptionen (EVs, Wärmepumpen, PV-Batteriespeichersysteme, PV-Aufdachanlagen) verortet werden. Für das betrachtete Niederspannungsnetz werden den Haushaltskund:innen verschiedene dynamische Tarife angeboten. Es folgt für jeden Haushalt die Entscheidung für einen der Tarife. Anschließend werden die Auswirkungen auf die Lastgänge der Haushalte sowie auf die Belastung des Verteilnetzes anhand von relevanten Indikatoren analysiert. Als Vergleich wird außerdem für jeden betrachteten dynamischen Tarif der Fall betrachtet, dass alle Haushalte diesen Tarif erhalten. Eine genauere Beschreibung der einzelnen Aspekte des Untersuchungsszenarios ist im Folgenden gegeben.

2.3.1 Niederspannungsnetz

Als Referenznetz für unsere Untersuchungen nutzen wir das Netz „Vorstadt Kabel 1“ von Kerber [8]. Die Topologie ist in Abbildung 2.3 abgebildet. Das Netz hat 146 Netzabgänge, an welche in unserem Szenario jeweils ein Haushalt angeschlossen ist (EFH/ZFH).

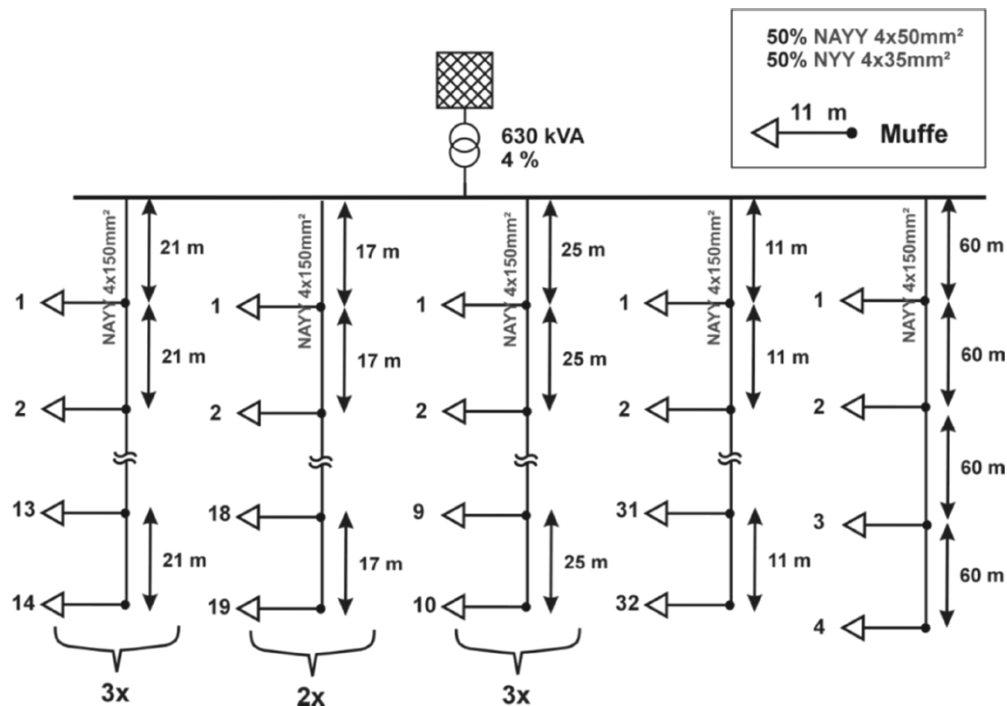


Abbildung 2.3: Das verwendete Vorstadtnetz Kabel 1 von Kerber [8]

2.3.2 Betrachtete Haushalte und Technologien

Haushalte

Um einen breiten Überblick über die Heterogenität der Lastprofile von Haushalten zu erhalten, verwenden wir Lastprofile aus einer Auswahl von mehr als 600 Haushalten aus einer Smart-Meter-Feldstudie, die in Österreich und Deutschland durchgeführt wurde [9].

Elektrofahrzeuge

Für die Darstellung von EVs (Verfügbarkeit am Wohnort und Leistungsabgabe während der Fahrt) verwenden wir einen Datensatz [10], der mit dem Fahrzeugdiffusionsmodell "ALADIN" berechnet wurde. Dieses Modell verwendet Fahrzeugnutzungsdaten aus [11]. Basierend auf den soziodemographischen Daten, die ebenfalls in dieser Feldstudie erhoben wurden, können die EV-Profile jedem Haushalt zugeordnet werden.

PV

Für Gebäude mit einer PV-Anlage nehmen wir eine installierte Leistung von 8,1 kWp an. Dies entspricht der durchschnittlichen installierten Leistung von PV-Anlagen in Deutschland im Jahr 2017 [12]. Für die Erstellung des PV-Erzeugungsprofils für das Jahr 2019 und die Stadt Karlsruhe nutzen wir das Simulationstool "Renewables.ninja"⁶.

Batteriesysteme

Als Batteriegröße für Gebäude mit Batteriesystemen wird die durchschnittliche nutzbare Batteriekapazität von 7,8 kWh der in Deutschland installierten Batteriespeichersysteme (2017) angenommen [12].

⁶ Renewables.ninja ist verfügbar unter [13]. Für mehr Informationen sei auf [14, 15] verwiesen.

Heizungsanlagen

Die Größe der Wärmepumpe wird in Abhängigkeit von der beheizten Fläche des jeweiligen Gebäudes gewählt. Die Größe des Wärmespeichers wird so gewählt, dass dieser die von der Wärmepumpe gelieferte Energiemenge speichern kann, wenn die Wärmepumpe zwei Stunden lang im Maximalbetrieb läuft. Ein Wärmebedarfsprofil für das Jahr 2019 wird aus „HotMaps“ [16] für die Stadt Karlsruhe (DE12) entnommen und auf 236 kWh/m²/a skaliert. Um konsistent zu sein, verwenden wir die Umgebungstemperatur für dasselbe Jahr (2019) sowie ebenfalls für die Stadt Karlsruhe. Die Wetterdaten, einschließlich der Umgebungstemperatur, sind aus dem Datensatz „Historische stündliche Stationsmessungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte für Deutschland“ des Climate Data Center des Deutschen Wetterdienstes für die Stations-ID 4177 entnommen [17].

Energiemanagementsystem

Die Berechnung innerhalb des Modells erfolgt für ein Jahr. Daher annuisieren wir die Investitionen in ein HEMS. Wir gehen von Kosten von 1.500 € für das HEMS (inkl. Installation) aus. Bei einer angenommenen Lebensdauer von 10 Jahren und einem Zinssatz von 2 % beläuft sich die jährliche Zahlung auf 167 €/a.

2.3.3 Tarife

Im Untersuchungsszenario werden heute verfügbare dynamische Stromtarife betrachtet. Hierzu wurden ein statischer und zwei dynamische Stromtarife ausgewählt. Die Höhe der zu zahlenden Netzentgeltkomponente wurde an das Netzgebiet Karlsruhe angepasst. Eine grafische Darstellung der betrachteten Tarife ist in Abbildung 2.4 gegeben.

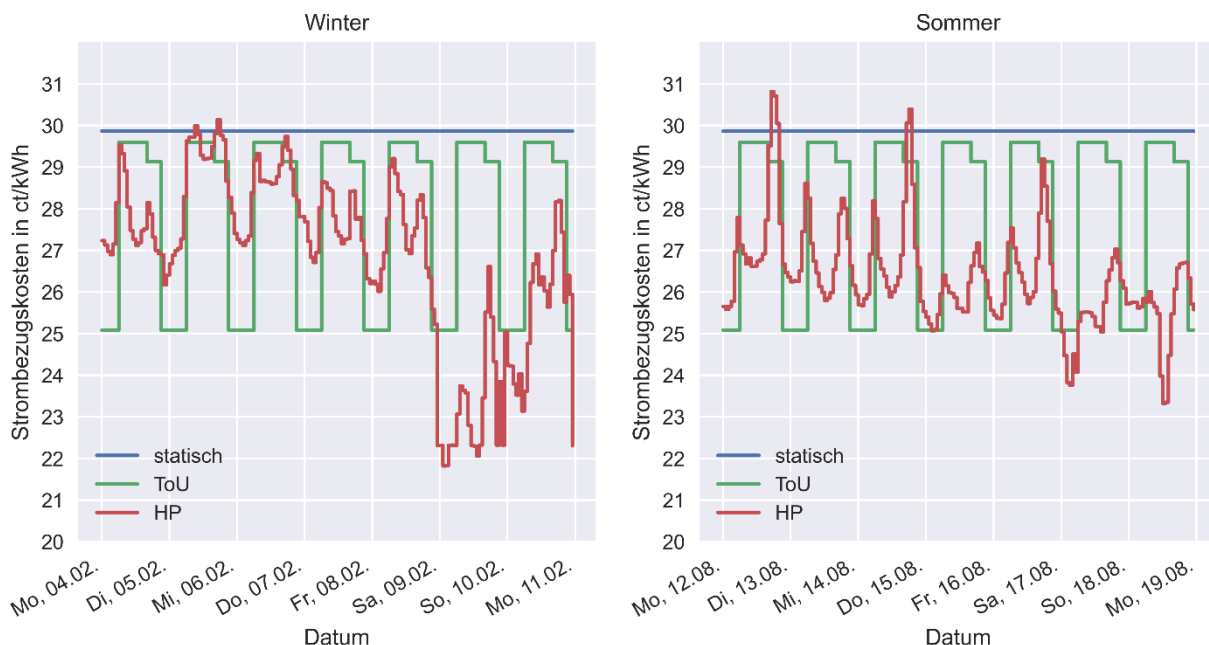


Abbildung 2.4: Betrachtete Stromtarife für einen Tag im Winter und einen Tag im Sommer. (ToU – Time-of-Use-Tarif, HP – Hourly Pricing)

Statischer Stromtarif

Der statische Stromtarif setzt sich zusammen aus einem Grundpreis von 11,82 €/Monat sowie dem Arbeitspreis von 29,87 €/ct/kWh.

Time-of-Use-Tarif (ToU) – 3-stufig

Als ersten dynamischen Stromtarif wählen wir den Tarif „E.ON SmartStrom Öko“⁷, einen Time-of-Use-Tarif, bei dem es drei (uhrzeitabhängige) Preisstufen für den Arbeitspreis gibt. Zwischen 6 Uhr morgens und 16 Uhr am Nachmittag gilt der Hochtarif I (HTI) mit 29,60 €/kWh. Von 16 bis 21 Uhr beträgt der Arbeitspreis im Hochtarif II (HTII) 29,13 €/kWh und ist damit günstiger. In der Niedertarifphase zwischen 21 Uhr abends und 6 Uhr morgens liegt der Arbeitspreis bei 25,09 €/kWh. Der Grundpreis beläuft sich auf 15,62 €/Monat.

Zusätzlich kommen Kosten für den intelligenten Zähler (7,50 €/Monat) sowie die jährlichen Kosten für die Investition des HEMS (siehe Abschnitt 2.3.2) hinzu.

Hourly Pricing (HP)

Der zweite betrachtete dynamische Stromtarif ist der auf dem Day-Ahead-Preis der EPEX Spot DE basierender Tarif „HOURLY“ der aWATTar Deutschland GmbH⁸. Der Arbeitspreis setzt sich dabei zusammen aus den stündlichen Preisen der EPEX Spot DE (limitiert auf max/ min ± 20 €/kWh), einer Pauschale von 0,25 €/kWh sowie allen weiteren Steuern, Abgaben und Umlagen. Der Grundpreis beläuft sich auf 4,58 €/Monat.

Auch hier ergeben sich zusätzliche Kosten für den intelligenten Zähler. Diese liegen bei 5,44 €/Monat. Um den Tarif sinnvoll nutzen zu können, fallen zusätzlich die jährlichen Kosten für die Investition des HEMS an.

2.3.4 Mehrzahlungsbereitschaft

Die innerhalb dieses Papiers verwendeten Haushaltslastprofile wurden in [18] Adaptorengruppen nach Rogers [7] zugeordnet und für diese Gruppen wurden Mehrzahlungsbereitschaften für ein PV-Heimspeichersystem ermittelt (Tabelle 2.1). Aufgrund von fehlenden Daten zur Mehrzahlungsbereitschaft für HEMS und dynamische Stromtarife nehmen wir im Weiteren an, dass die Mehrzahlungsbereitschaft für PV-Heimspeichersysteme auch für die Anschaffung eines HEMS gültig ist.

Tabelle 2.1: Mehrzahlungsbereitschaft der Adaptorengruppen nach Rogers [7] entnommen aus [18]

<i>Innovators</i>	<i>Early Adopters</i>	<i>Early Majority</i>	<i>Late Majority</i>	<i>Laggards</i>
60 %	10 %	0 %	-5 %	-10 %

2.3.5 Technologieszenarien

Im Untersuchungsszenario werden vier verschiedene Technologiedurchdringungsszenarien definiert: ein Status Quo Szenario, welches die aktuelle Durchdringung an PV-Aufdachanlagen, Batterieheimspeichern, EVs und Wärmepumpen widerspiegelt, sowie drei Zukunftsszenarien für das Jahr 2035, welche an den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan Strom (2021) 2035 [19] angelehnt sind. Die Durchdringungsraten für die vier Szenarien sind in Abbildung 2.5 dargestellt. Es zeigt sich für das Jahr 2035 in allen Szenarien ein starker Anstieg von EVs und Wärmepumpen. Bei diesen Technologien ist der

⁷ <https://www.eon.de/de/pk/strom/smartstromoeko-mit-zaehler.html>

⁸ <https://www.awattar.de/tariffs/hourly>

Unterschied zwischen den drei Szenarien für 2035 hoch. Für PV-Aufdachanlagen und Batterieheimspeicher zeigen die Zukunftsszenarien geringere Unterschiede.

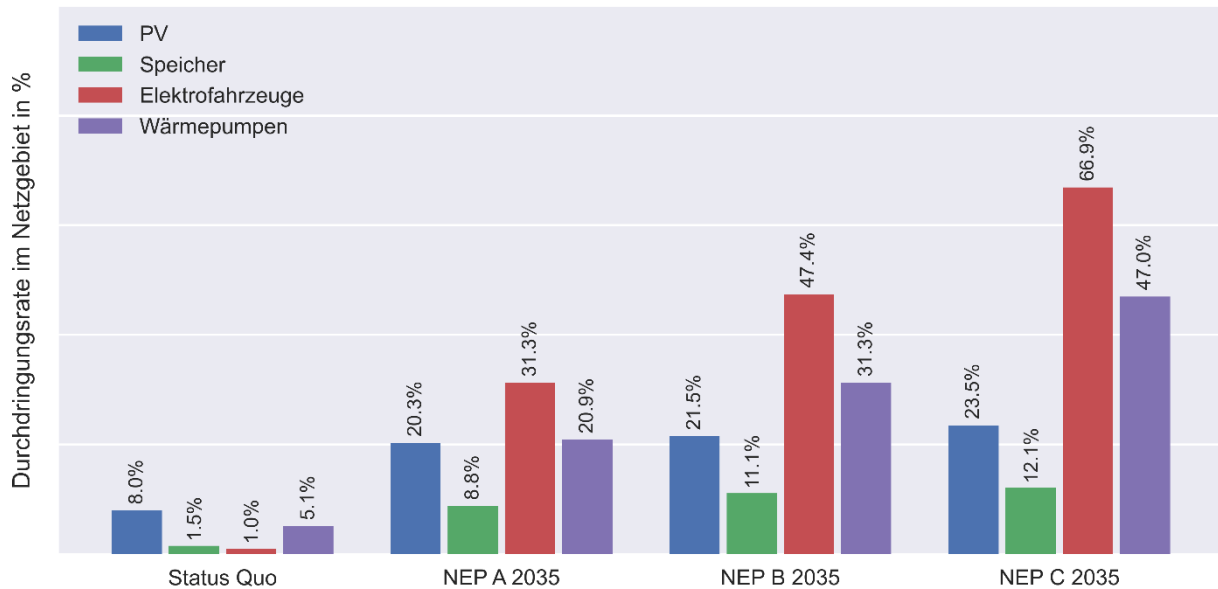


Abbildung 2.5: Untersuchte Szenarien bzgl. der Diffusion von Technologien im Haushalt (angelehnt an [19])

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analysen des Untersuchungsszenarios vorgestellt. Dabei wird zunächst der Einfluss dynamischer Stromtarife auf die Lastgänge der Haushalte betrachtet (Abschnitt 3.1). Darauf aufbauend ergeben sich die Auswirkungen auf mögliche Kosteneinsparungen der Haushalte und deren Entscheidungsverhalten (Abschnitt 3.2). Als letzter Aspekt werden die Netzauswirkungen bei freier Tarifwahl der Haushalte vorgestellt (Abschnitt 3.3).

3.1 Auswirkungen auf Lastgänge der Haushalte

Die Betrachtung der Auswirkungen auf die Lastgänge der Haushalte wird an dieser Stelle nur für das NEP C 2035 Szenario durchgeführt. Dabei werden alle Haushalte mit Flexibilitätsoption in die Betrachtung einbezogen. Als relevante Größen wurden die maximale Einspeiseleistung, der maximale Netzbezug sowie die Standardabweichung der Last identifiziert. In Abbildung 3.1 ist für diese drei Größen für die betrachteten dynamischen Tarife die Änderung im Vergleich zum Fall des statischen Tarifs ohne HEMS dargestellt. Dabei werden jeweils einmal alle Haushalte mit Flexibilität betrachtet und zusätzlich noch Haushalte gruppiert nach Technologien (EV, Wärmepumpe, Batteriespeicher).

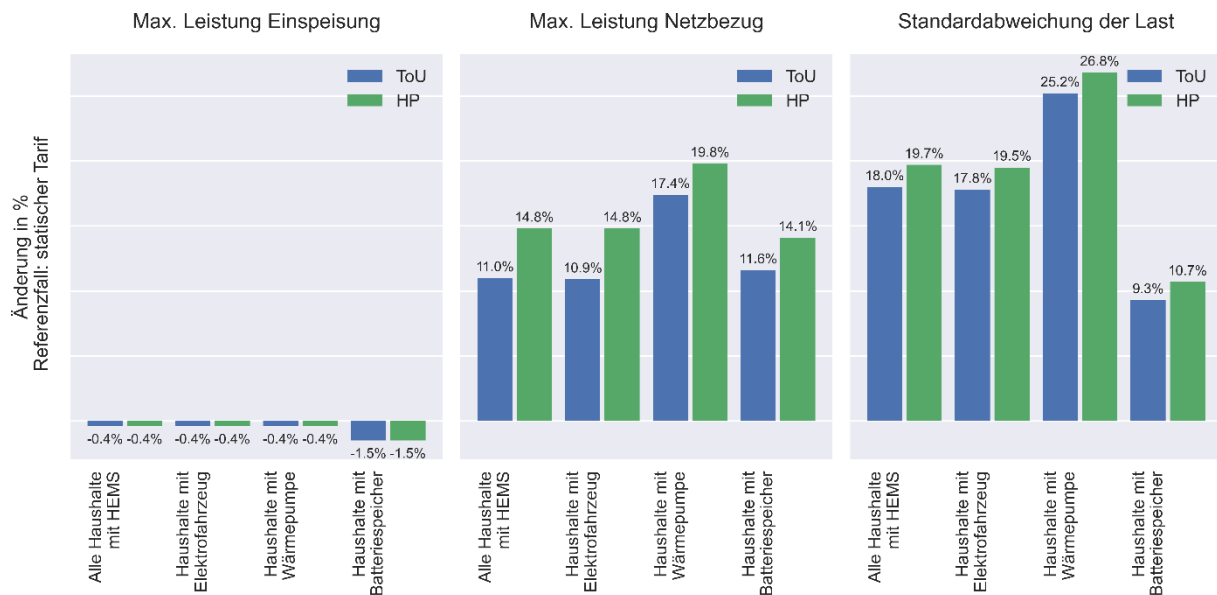


Abbildung 3.1: Änderungen der maximalen Einspeisung, des maximalen Netzbezugs sowie der Standardabweichung der Last für Haushalte mit installiertem HEMS in Verbindung mit einem dynamischen Tarif im Szenario NEP C 2035. Referenzfall: statischer Tarif ohne HEMS. (ToU – Time-of-Use-Tarif; HP – Hourly Pricing)

Bei der maximalen Einspeiseleistung ergeben sich keine signifikanten Änderungen. Für Haushalte mit Batteriespeichern kann die maximale Einspeiseleistung um 1,5 % reduziert werden.

Die Betrachtung des maximalen Netzbezugs zeigt größere Änderungen. Im Mittel über alle Haushalte ergibt sich beim ToU-Tarif ein Plus von 11 %, beim HP-Tarif sogar von rund 15 %. Für Haushalte mit EV oder Batteriespeicher liegen die Änderungen ebenfalls im Bereich von 11 % (ToU) bzw. 14-15 % (HP). Bei Haushalten mit Wärmepumpen ergeben sich deutlich höhere Änderungen von ca. 17 % (ToU) bzw. etwa 20 % (HP). Dies ist hauptsächlich auf die elektrisch installierte Leistung der Wärmepumpen zurückzuführen, die bei flexiblem Betrieb in Zeiten, in denen der Strompreis günstig ist, mit voller Leistung laufen und den Pufferspeicher füllen. Zusätzlich haben viele Haushalte, die eine Wärmepumpe besitzen, auch ein EV, wodurch der maximale Netzbezug noch einmal ansteigt, wenn EV und Wärmepumpe auf günstige Strompreise reagieren.

Diese höhere Änderung des maximalen Netzbezugs bei Haushalten mit Wärmepumpen spiegelt sich auch in der Änderung der Standardabweichung der Last wider (bis zu 27 %). Nennenswert hinsichtlich der Standardabweichung der Last sind Haushalte mit Batteriespeicher, bei denen die Änderung im Vergleich zum statischen Tarif geringer ausfällt als in den anderen Haushaltsgruppen (rd. 9 % bei ToU bzw. etwa 11 % bei HP). Dieser Unterschied ergibt sich dadurch, dass der Batteriespeicher eine zeitlich verzögerte Nutzung des günstigeren PV-Stroms ermöglicht und somit in Stunden mit hoher Stromnachfrage (insbesondere abends) den Strombezug reduziert.

3.2 Auswirkungen auf Stromkosten der Haushalte/ Entscheidungsverhalten

Die Betrachtung der Stromkosten (inkl. Investition in HEMS) der Haushalte mit Flexibilität zeigt, dass sowohl beim ToU- als auch beim HP-Tarif Kosteneinsparungen möglich sind. Diese sind

jedoch für den HP-Tarif im Durchschnitt 8,3 % höher als beim ToU-Tarif, weshalb im Weiteren nur die Kosteneinsparungen im HP-Tarif gegenüber der Nutzung des statischen Tarifs dargestellt werden. Ein Überblick über die auf den Stromverbrauch der Haushalte normierten Kosteneinsparungen für alle Haushalte mit Flexibilität nach Szenarien und Technologiegruppen ist in Abbildung 3.2 gegeben. Abgebildet sind jeweils Maximal-, Minimal- und Durchschnittswerte.

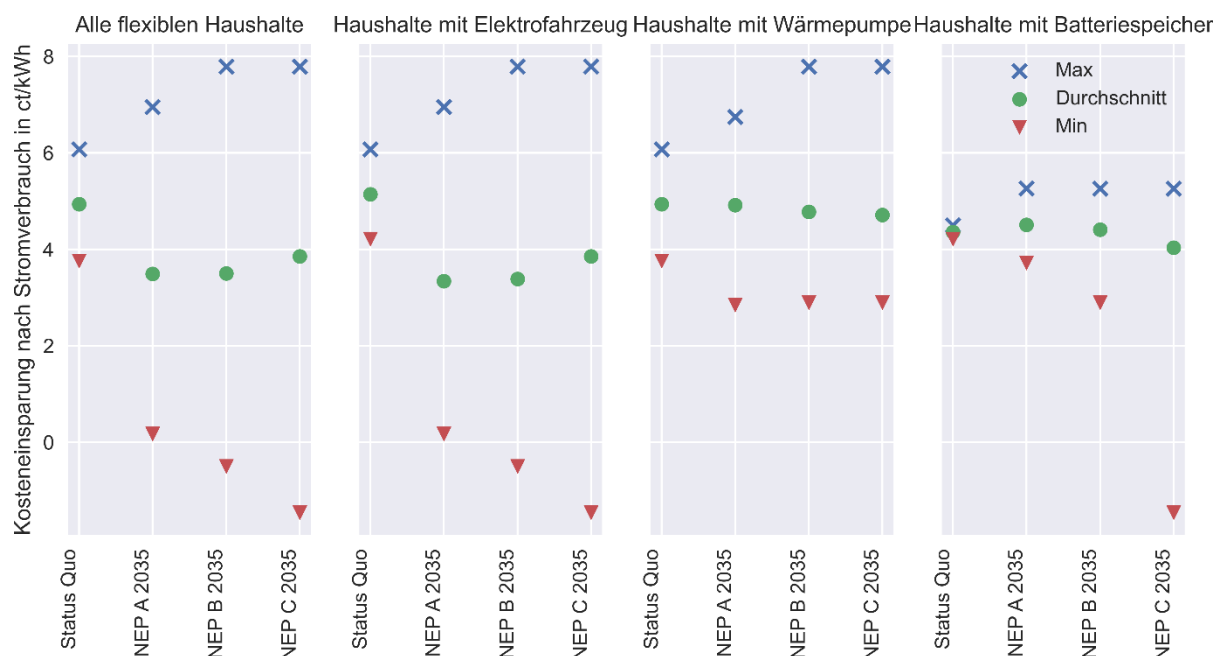


Abbildung 3.2: Kosteneinsparungen bei Nutzung des HP-Tarifs; Durchschnitt, Minimal- und Maximalwert über alle Haushalte mit Flexibilität für die betrachteten Szenarien; Investitionen für HEMS sind mitberücksichtigt.

Es zeigt sich, dass sich für alle flexiblen Haushalte im Status Quo und im NEP A 2035 Szenario Kosteneinsparungen gegenüber der Nutzung des statischen Tarifs ergeben. Für die Szenarien NEP B 2035 und NEP C 2035 gibt es einzelne Haushalte, für die die Nutzung des HP-Tarifs mit Zusatzkosten verbunden wäre. Im Durchschnitt ergeben sich jedoch in allen Szenarien Kosteneinsparungen. Diese liegen zwischen 3,5 – 4,9 €/ct/kWh. Die größten durchschnittlichen Kosteneinsparungen ergeben sich für Haushalte mit Wärmepumpen (4,7 – 4,9 €/ct/kWh). Dies liegt u. a. an deren Verfügbarkeit. Als stationäre Wärmespeicher kann die Flexibilität zu jeder Stunde des Tages genutzt werden, wodurch niedrige Preisphasen optimal genutzt werden können.

Werden diese – rein ökonomisch betrachteten – Kosteneinsparungen mit der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methodik der Mehrzahlungsbereitschaft kombiniert, ergibt sich das in Abbildung 3.3 dargestellte Entscheidungsverhalten bzgl. des Stromtarifs. Es zeigt sich, dass in den Szenarien Status Quo und NEP A 2035 alle Haushalte mit Flexibilität den dynamischen HP-Tarif wählen. In den beiden Szenarien NEP B 2035 und NEP C 2035 (höhere Anteile an flexiblen Haushalten) entscheiden sich einige wenige Haushalte für den statischen Tarif. Durch die höheren Durchdringungsraten der Flexibilitätsoptionen sind auch Haushalte, die der Adaptorengruppe der Late Majority zugeordnet werden, in diesen Szenarien flexibel. Bei diesen Haushalten müssen die Kosteneinsparungen jedoch nochmals höher liegen als bei den innovativeren Adaptorengruppen, wodurch sich manche dieser Haushalte gegen die Nutzung

des HEMS und des dynamischen Tarifs entscheiden. Alle Haushalte, die sich für den HP-Tarif entscheiden, haben mit diesem – auch ohne Einbezug der Mehrzahlungsbereitschaft – Kosteneinsparungen. Der ToU-Tarif wird von keinem der Haushalte gewählt, da hier die Kosteneinsparungen geringer ausfallen als beim HP-Tarif.

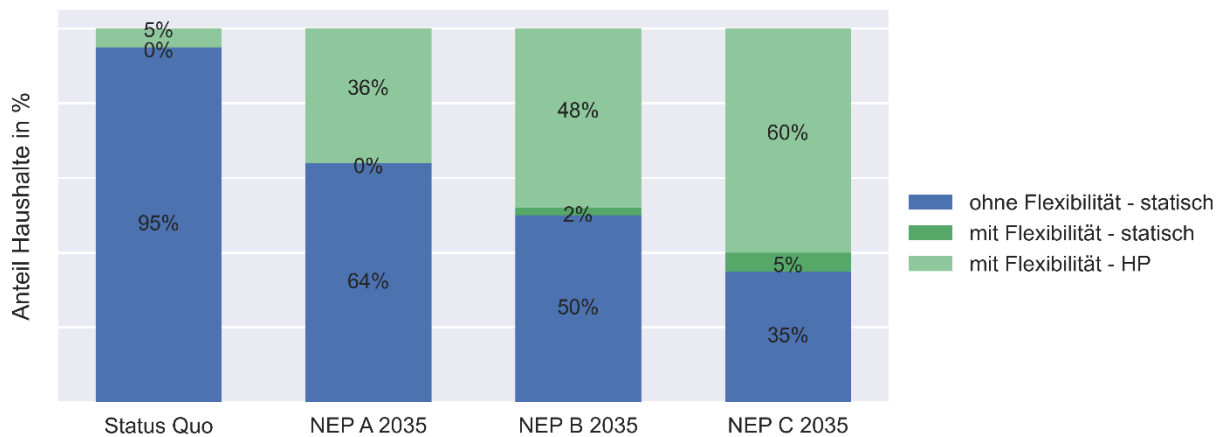


Abbildung 3.3: Anteile der Haushalte ohne Flexibilität mit statischem Stromtarif (blau), der Haushalte mit Flexibilität, die den statischen Stromtarif wählen (dunkelgrün), und der Haushalte mit Flexibilität, die den dynamischen Stromtarif (Hourly Pricing, HP) wählen (hellgrün).

3.3 Netzauswirkungen

Innerhalb dieses Abschnitts wird der Fall, in dem alle Haushalte den statischen Tarif nutzen, mit dem Fall der freien Tarifwahl verglichen. Abbildung 3.4 zeigt jeweils die maximale im Netz auftretende Spannungsabweichung in negative und in positive Richtung. Negative Spannungsabweichungen entstehen durch elektrische Lasten, positive Spannungsabweichungen können bei Einspeisung aus PV-Anlagen entstehen. Bei der Betrachtung der Auswirkungen des HP auf die maximale Einspeiseleistung der Haushalte (vgl. Abschnitt 3.1) hat sich gezeigt, dass der Einsatz dynamischer Tarife kaum einen Einfluss hat. Analog ändert sich auch die maximale positive Spannungsabweichung lediglich minimal. Der Vergleich der maximal im Netz auftretenden negativen Spannungsabweichung zeigt auch nur geringe Änderungen (Verbesserungen) bei freier Tarifwahl. Im Status Quo und NEP B 2035 Szenario ergeben sich keine Änderungen. Die mittlere Änderung der Spannungsabweichungen über alle Knoten im Netz liegt für alle betrachteten Szenarien im Bereich von $< 1\%$ (Verbesserung). Unter der Annahme eines zulässigen Spannungsbandes in der Niederspannung von $\pm 4\%$ (angelehnt an [20]; rot-gestrichelte Linie) kann die Anzahl an Stunden, in denen diese Netzrestriktion verletzt wird, bestimmt werden (siehe Tabelle 3.1). Es zeigt sich, dass im Fall der freien Tarifwahl deutlich mehr Stunden mit Spannungsbandverletzungen auftreten als im Fall der Nutzung des statischen Tarifs.

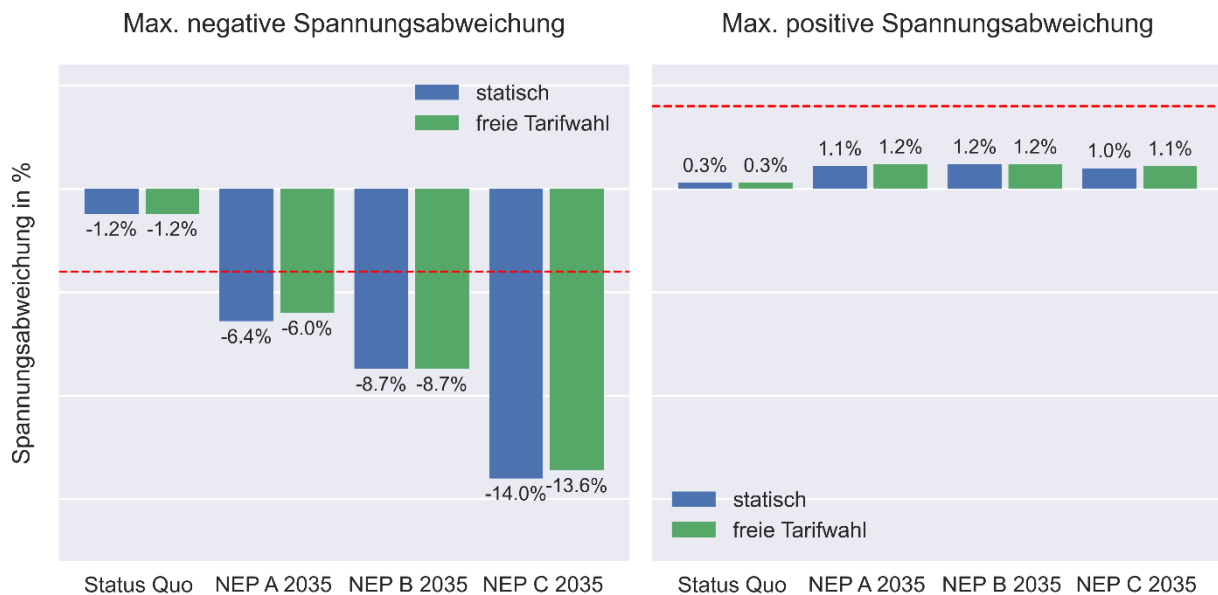


Abbildung 3.4: Maximale negative und positive Spannungsabweichung

Tabelle 3.1: Anzahl an Stunden im Jahr mit Spannungsbandverletzung in den betrachteten Szenarien

	Status Quo	NEP A 2035	NEP B 2035	NEP C 2035
Statisch	0	2	10	418
Freie Tarifwahl	0	78	120	668

Bzgl. der thermischen Auslastung von Leitungen und Transformator können größere Unterschiede zwischen den beiden untersuchten Fällen beobachtet werden (Abbildung 3.5). Im Bereich der Leitungen kann für alle Szenarien eine Verbesserung der maximalen thermischen Belastung bei freier Tarifwahl gezeigt werden. Diese Verbesserung ist im Szenario NEP B 2035 am höchsten (Verbesserung von 143,5 % auf 127,8 %). Im Szenario NEP A 2035 kann durch eine freie Tarifwahl sogar eine thermische Überlastung vermieden werden. Die hier unterstellte maximale thermische Auslastung liegt bei 100 % [20] (rot gestrichelte Linie). Auch hier zeigt sich in den Szenarien NEP B 2035 und NEP C 2035, dass die Anzahl der Stunden im Jahr, an denen die thermische Belastungsgrenze überschritten wird, bei freier Tarifwahl bedeutend höher ist, als im statischen Fall (Tabelle 3.2). Auch bei der thermischen Belastung des Transformators ergeben sich bei freier Tarifwahl in allen Szenarien Verbesserungen. Die Anzahl an Stunden mit thermischer Überlastung des Transformators ist jedoch auch hier höher als im statischen Fall (Tabelle 3.3). Die Belastungsgrenze liegt – wie bei Leitungen – bei 100 % [20].

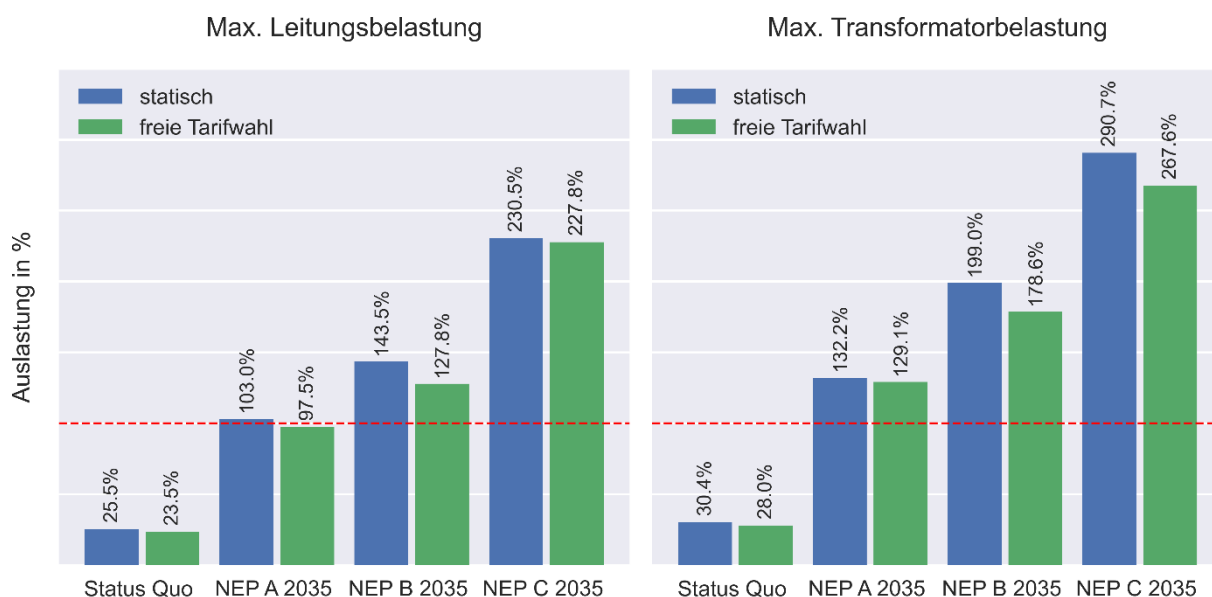


Abbildung 3.5: Maximale thermische Belastung für Leitungen und Transformator

Tabelle 3.2: Anzahl an Stunden im Jahr mit thermischer Überlastung der Leitungen in den betrachteten Szenarien

	Status Quo	NEP A 2035	NEP B 2035	NEP C 2035
Statisch	0	1	6	8
Freie Tarifwahl	0	0	38	154

Tabelle 3.3: Anzahl an Stunden im Jahr mit thermischer Überlastung des Transformators in den betrachteten Szenarien

	Status Quo	NEP A 2035	NEP B 2035	NEP C 2035
Statisch	0	2	2	332
Freie Tarifwahl	0	39	111	534

In Abbildung 3.6 ist die Änderung des maximalen Wirkleistungsbezugs aus der übergeordneten Netzebene für den Vergleich des Falls mit freier Tarifwahl mit dem Fall des statischen Tarifs dargestellt. Es zeigt sich eine Reduktion des Wirkleistungsbezugs um bis zu 10 % (Szenario NEP B 2035). Diese Reduktion des Wirkleistungsbezugs kann ggf. positive Effekte auf die übergeordnete Netzebene haben, da die Netzbelastung in dieser Ebene dann sinkt.

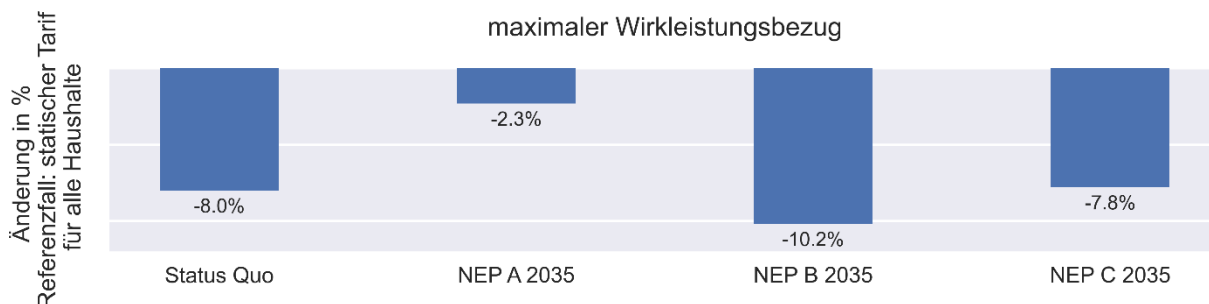


Abbildung 3.6: Änderungen des maximalen Wirkleistungsbezugs und der maximalen Wirkleistungsrückspeisung aus dem bzw. in das übergeordnete Netz

4 Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie wurden verschiedene Aspekte dynamischer Stromtarife untersucht. Hierzu wurden zwei heute schon real verfügbare dynamische Tarife betrachtet: ein dreistufiger ToU-Tarif und ein HP-Tarif, welcher auf dem Day-Ahead-Spotmarktpreis beruht.

Es konnte gezeigt werden, dass unter den Bedingungen des Untersuchungsszenarios heute verfügbare dynamische Stromtarife attraktiv für Haushaltskund:innen mit Flexibilität sein können. Über 90 % aller betrachteten flexiblen Haushalte würden sich – unter Berücksichtigung der Mehrzahlungsbereitschaft einzelner Adaptorengruppen – heute schon für den HP-Tarif entscheiden. Der HP-Tarif ist für alle Haushalte günstiger als der ToU-Tarif, auch wenn dieser im Vergleich zum rein statischen Tarif immer noch ökonomische Vorteile bringt.

Durch den Einsatz eines HEMS in Verbindung mit dem HP-Tarif steigt die maximal aus dem Netz bezogene Leistung der Haushalte an.

Bei freiem Entscheidungsverhalten bzgl. der Tarifwahl hat sich gezeigt, dass die Durchmischung von Haushalten ohne Flexibilität, die weiterhin den statischen Tarif nutzen und Haushalten mit Flexibilität, die sich für den HP-Tarif entscheiden, zu positiven Effekten im betrachteten vorstädtischen Verteilnetz führt. So sinkt vor allem die maximale thermische Belastung der Leitungen und des Transformators. Die Anzahl an Stunden, in denen Netzrestriktionen verletzt werden, ist bei freier Tarifwahl jedoch höher. Zusätzlich kann bei freier Tarifwahl auch der Wirkleistungsbezug aus der übergeordneten Netzebene um bis zu 10 % reduziert werden.

Die Ergebnisse der Studie weisen entsprechend auch darauf hin, dass die Heterogenität der in einem Netzgebiet genutzten Stromtarife dazu führen kann, dass Netzbelastungen reduziert werden.

5 Diskussion und Ausblick

Unter den in der Studie gegebenen Bedingungen führen die dynamischen Stromtarife zu Kosteneinsparungen bei den meisten flexiblen Haushalten. Dieses Ergebnis ergibt sich unter der Annahme der perfekten Voraussicht für Last und Erzeugung für das Energiemanagementsystem. In der Realität ist das Ergebnis der Nutzung eines Energiemanagementsystems aufgrund von Vorhersageunsicherheiten weniger optimal und die Kosteneinsparungen fallen geringer aus.

Aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit wurden für die Mehrzahlungsbereitschaft der Adaptorengruppen in Bezug auf das Energiemanagementsystem Werte aus einer anderen Studie angenommen, in welcher die Mehrzahlungsbereitschaft für ein PV-Heimspeichersystem ermittelt wurde. Eine Erhebung von Mehrzahlungsbereitschaften für Energiemanagementsystem könnte die Qualität der Ergebnisse verbessern. Gleichzeitig könnte diese aufwandsarm in das bestehende Modell integriert werden.

Der Vergleich der Mittelwerte des Arbeitspreises der beiden innerhalb des Papiers betrachteten dynamischen Tarife zeigt, dass der Wert des HP-Tarifs unter dem des ToU-Tarifs liegt. Dadurch ergibt sich – unabhängig von der Tarifstruktur - eine Verschiebung hin zur Entscheidung für den HP-Tarif. Da der Fokus des Papiers auf der Analyse existierender dynamischer Tarife liegt, wird die Verwendung der beiden genannten Tarife dennoch als

zweckdienlich und legitim erachtet. Bei weiteren Untersuchungsszenarien – bei denen der Fokus nicht auf real verfügbaren Tarifen liegt – sollte das Preisniveau (Jahresmittelwert) der Tarife angeglichen werden, um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Darüber hinaus könnte in weiteren Arbeiten nicht nur die Netzbelastung, sondern auch der benötigte Netzausbau betrachtet werden, um die Perspektive der Netzbetreiber stärker in die ökonomische Auswertung zu integrieren.

Da die Untersuchung des Entscheidungsverhaltens von Haushalten unter heutigen Bedingungen stattfand, wurde davon ausgegangen, dass die aktive Bewirtschaftung der Flexibilitätsoptionen keine Implikationen für das übergeordnete Stromsystem nach sich zieht. Die Haushalte können daher als „First-Mover“ betrachtet werden. Aufgrund der innerhalb des Papiers gezeigten Attraktivität dynamischer Tarife ist jedoch davon auszugehen, dass sich zukünftig eine wachsende Anzahl an Haushalten für solche Tarife entscheidet. In der Folge sind Auswirkungen auf den Strommarkt und damit auch auf die Attraktivität dynamischer Tarife (beispielsweise durch sog. Kannibalisierungseffekte) naheliegend. In zukünftigen Studien sollte daher die in diesem Papier umgesetzte freie Tarifwahl und damit einhergehend die Abbildung des Entscheidungsverhaltens von Verbrauchenden durch die Betrachtung von Rückkopplungen zwischen flexiblen Haushalten und dem Stromsystem komplementiert werden.

Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „LamA – Laden am Arbeitsplatz“ (FKZ 01MZ18009A) gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6 Literatur

- [1] Lan Liu, „Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze“. Dissertation, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2017.
- [2] F. Samweber, „Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze“. Dissertation, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, München, 2018.
- [3] N. Venkatesan, J. Solanki und S. K. Solanki, „Demand response model and its effects on voltage profile of a distribution system“ in *Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, S. 1–7, doi: 10.1109/PES.2011.6039760.

- [4] L. Hillemacher, „Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden“. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2014.
- [5] H. Saele und O. S. Grande, „Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 2, Nr. 1, S. 102–109, 2011, doi: 10.1109/TSG.2010.2104165.
- [6] L. Steg, R. Shwom und T. Dietz, „What Drives Energy Consumers?: Engaging People in a Sustainable Energy Transition“, *IEEE Power and Energy Mag.*, Jg. 16, Nr. 1, S. 20–28, 2018, doi: 10.1109/MPE.2017.2762379.
- [7] E. M. Rogers, *Diffusion of Innovations, 4th Edition*. Simon and Schuster, 2010.
- [8] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“. Dissertation, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Technische Universität München, München, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/998003/998003.pdf>
- [9] J. Schleich, M. Brunner, K. Götz, M. Klobasa, S. Gölz und G. Sunderer, „Smart metering in Germany - results of providing feedback information in a field trial“ in *ECEE 2011 Summer Study*, S. 1667–1674. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Summer_Studies/2011/7-monitoring-and-evaluation160/smart-metering-in-germany-results-of-providing-feedback-information-in-a-field-trial/
- [10] T. Gnann und D. Speth, *Electric vehicle profiles for the research project "MODEX EnSaVes - Model experiments - development paths for new power applications and their impact on critical supply situations"*.
- [11] Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe, „*Mobilitätspanel Deutschland*“ 1994-2010. Projektbearbeitung durch das Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe (TH). Verteilt durch die Clearingstelle Verkehr des DLR-Instituts für Verkehrsforschung: www.clearingstelle-verkehr.de. Karlsruhe, Germany.
- [12] J. Figgner, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe und D. U. Sauwer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Aachen, 2018.
- [13] S. Pfenninger und I. Staffell, *Renewables.ninja*. Verfügbar unter: <https://www.renewables.ninja/>. Zugriff am: 17. April 2021.
- [14] S. Pfenninger und I. Staffell, „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“, *Energy*, Jg. 114, S. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [15] I. Staffell und S. Pfenninger, „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output“, *Energy*, Jg. 114, S. 1224–1239, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [16] Tobias Fleiter, Matthias Kuehnbach, Simon Marwitz und Anna-Lena Klingler, „Load_profile_residential_heating_generic“, 2018.
- [17] DWD Climate Data Center, *Historische stündliche Stationsmessungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte für Deutschland: Version v006*.
- [18] A.-L. Klingler, „Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences“, *Applied Energy*, Jg. 205, S. 1560–1570, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.159.

- [19] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, Hg., „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021: Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“, 26. Apr. 2021.
- [20] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hg., „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“. Endbericht, Berlin, 2012.