

KURZSTUDIE

# Mehrwert dezentraler Flexibilität

Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von  
Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?

14. März 2024

Im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.)

Autoren:

Anselm Eicke ([eicke@neon.energy](mailto:eicke@neon.energy))

Lion Hirth ([hirth@neon.energy](mailto:hirth@neon.energy))

Jonathan Mühlenpfordt ([muehlenpfordt@neon.energy](mailto:muehlenpfordt@neon.energy))

# Mehrwert dezentraler Flexibilität

Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern?

Diese Studie ist verfügbar unter [neon.energy/mehrwert-flex](https://neon.energy/mehrwert-flex)

Neon Neue Energieökonomik ist ein energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen mit Sitz in Berlin. Als Boutique sind wir seit 2014 spezialisiert auf anspruchsvolle quantitative und ökonomisch-theoretische Analysen rund um den Strommarkt. Mit Beratungsprojekten, Studien und Schulungen unterstützen wir Entscheidungsträger bei den aktuellen Herausforderungen und Zukunftsfragen der Energiewende. Zu unseren Kunden gehören Regierungen, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber, Energieversorger und Stromhändler aus Deutschland und Europa.

Kontakt:

Neon Neue Energieökonomik GmbH  
Karl-Marx-Platz 12  
12043 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth  
[hirth@neon.energy](mailto:hirth@neon.energy)  
+49 157-55 199 715



# Inhaltsverzeichnis

---

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Ökonomische Grundlagen</b> .....	<b>8</b>
<b>3 Dezentrale Flexibilität in Energiesystemstudien</b> .....	<b>10</b>
<b>4 Modellierung</b> .....	<b>12</b>
4.1 Methodik .....	12
4.1.1 Betriebsweisen, Kosten und Stromtarife .....	12
4.1.2 Privatwirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Mehrwert .....	15
4.1.3 Anlagenkonfiguration.....	16
4.2 Ergebnisse.....	18
4.2.1 Wärmepumpe.....	19
4.2.2 Elektroauto .....	20
4.2.3 Heimspeicher.....	21
4.2.4 Flexibilitätspotentiale im Vergleich .....	22
<b>5 Regulierung und Marktdesign</b> .....	<b>24</b>
5.1 Pauschale Investitionsförderung .....	24
5.2 Instrumente für den Strommarkt.....	24
5.3 Instrumente für das Verteilnetz .....	26
5.3.1 Freiwilligkeit des Abrufs .....	27
5.3.2 Vorlaufzeit.....	29
5.3.3 Feinheit der Auflösung.....	31
5.4 Notfall-Eingriffsrechte.....	32
5.5 Neue Netzbelastung durch Flexibilität? .....	32
<b>6 Empfehlung</b> .....	<b>36</b>
<b>7 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>38</b>

# Zusammenfassung

---

**Vorgehen.** Die Anzahl an Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern (Solarbatterien) in Deutschland wird in den kommenden Jahren stark anwachsen. Dadurch wächst auch der Bedarf an Kraftwerken und Verteilnetzen. Jedoch haben diese neuen Verbrauchstechnologien ein inhärentes Flexibilitätspotential, können also den Strombezug in Zeiten verschieben, in denen Kraftwerke und Netze nicht ausgelastet sind. Vor diesem Hintergrund zeigt diese Studie, welche Kosten im Stromsystem durch eine solche systemdienliche Flexibilisierung eingespart werden können, ohne dass Komforteinbußen auftreten. Unsere Analysen basieren auf der Stunden-genauen Optimierung für einen typischen Haushalt. Außerdem diskutieren wir Ansätze zur Regulierung und Marktdesign, die Anreize für eine solche Flexibilisierung schaffen.

**Ergebnisse.** Die Quantifizierung zeigt, dass der systemdienliche Betrieb einer Wärmepumpe die im Stromsystem verursachten Kosten um 24% gegenüber dem lastgetriebenen Betrieb senkt. Die Kosten im Stromsystem für das Laden eines Elektroautos sinken sogar um mehr als 70%. Ein stupid geladenes Elektroauto verursacht also mehr als drei Mal so hohe Kosten im Energiesystem wie ein intelligent geladenes Auto, wobei zusätzliche Erlöspotentiale wie Intraday-Optimierung oder bidirektionales Laden noch nicht einmal berücksichtigt sind. Diese Beispiele zeigen, dass das Verschleppen der Flexibilisierung haushaltsnaher Verbraucher erhebliche Kosten verursacht. Wie wichtig sinnvolle ökonomische Anreize sind, verdeutlicht auch die Eigenverbrauchsoptimierung von Heimspeichern. Die klassische, heute dominierende Eigenverbrauchsoptimierung senkt zwar die Stromrechnung der jeweiligen Haushalte, erzielt aber nahezu keinen Nutzen für das Stromsystem. Sie resultiert somit vor allem in einer Umverteilung der Kosten des Stromsystems zulasten anderer Verbraucher. Eine intelligent betriebene Solarbatterie schafft hingegen im von uns untersuchten Anwendungsfall fast sieben Mal mehr Nutzen für das Energiesystem als bei klassischer Eigenverbrauchsoptimierung. Manche befürchten, dass die Weitergabe von Großhandelspreisen an Haushaltskunden, also dynamische Stromtarife, die Verteilnetze belastet. Unsere Analysen zeigen das Gegenteil: Der marktgetriebene Einsatz der Flexibilität *entlastet* heutzutage tendenziell das Verteilnetz. Somit sind dynamische Tarife aktuell netzdienlich und senken die Kosten aller anderen Netzkunden.

**Empfehlungen.** Dynamische Stromtarife machen die Flexibilität haushaltsnaher Verbraucher für den Strommarkt nutzbar. Solche Tarife sind zwar heute bereits verfügbar, jedoch bremst der schleppende Smart Meter-Rollout deren Nutzung in der Breite. Die Einführung netzdienlicher Signale ist aufgrund fehlender natürlicher Preissignale im Verteilnetz deutlich herausfordernder. Kurzfristig sinnvoll und machbar erscheint uns die Einführung statisch-zeitvariabler Verteilnetzentgelte, also von Netzentgelten, deren Höhe kalendarisch festgelegt ist. Dass solche Entgelte neue Netzengpässe schaffen, ist auf Basis unserer Analysen aktuell unwahrscheinlich, in Zukunft jedoch denkbar. Netzentgelte sollten daher mittelfristig dahingehend weiterentwickelt werden, dass sie kurzfristige Wettersituationen mitberücksichtigen, mehr als nur drei Preisstufen haben, und ggf. um zusätzliche Komponenten ergänzt werden, beispielsweise situative Leistungspreise.

# 1 Einleitung

**Neue Stromverbraucher.** Wärmepumpen und Elektroautos spielen eine entscheidende Rolle für das Erreichen der Klimaziele im Wärme- und Verkehrssektor. Heimspeicher (Solarbatterien) werden zunehmend in Kombination mit Solaranlagen in Privathaushalten verbaut. Die Anschlussleistung dieser drei Anlagentypen in Haushalten wird sich daher schätzungsweise innerhalb dieses Jahrzehnts verzehnfachen: von etwa 20 GW 2020 auf über 200 GW im Jahr 2030 (Abbildung 1).

## Installierte flexible Leistung

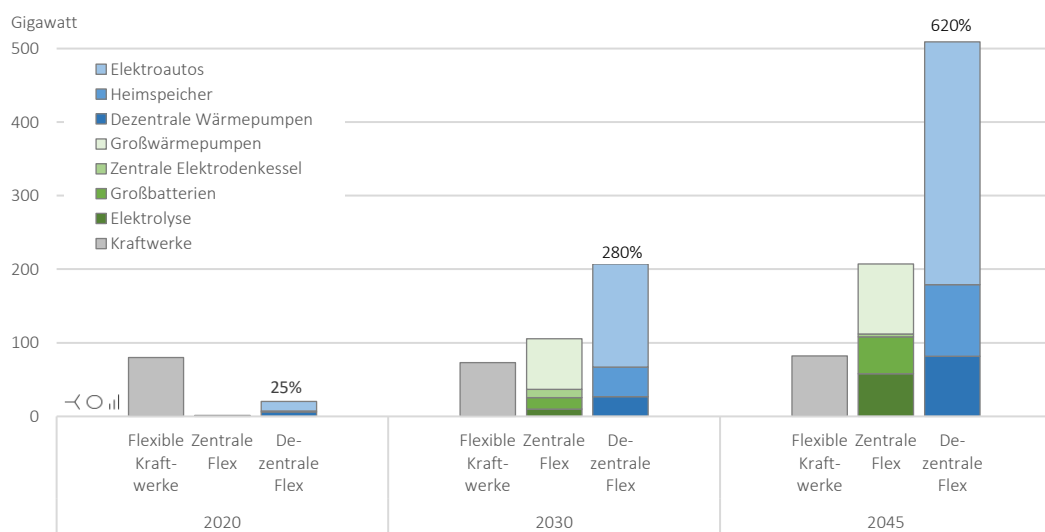


Abbildung 1. Erwartete Veränderung der installierten Leistung flexibler Erzeuger und Verbraucher von 2020 bis 2045. Prozentzahlen geben Anteil der dezentralen Flexibilität an flexiblen Kraftwerksleistung an. Eigene Darstellung auf Basis des BMWK-Langfristszenarios und eigenen ergänzenden Annahmen.

**Sorge vor Lastspitzen.** Der rasante Zubau von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern hat signifikante Auswirkungen auf das Stromsystem. Insbesondere wenn die Anlagen nicht systemdienlich betrieben werden, ist eine immense Belastung von Netzen und Kraftwerkspark zu befürchten. Zum Beispiel, wenn Elektroautos immer direkt Laden, sobald sie mit dem Netz verbunden sind. Insbesondere in Stunden, in denen das Stromsystem bereits heute der größten Belastung ausgesetzt ist – kalte Winterabende mit geringer Winderzeugung, an denen sowohl der Kraftwerkspark als auch viele Verteilnetze hoch ausgelastet sind – dürften Wärmepumpen und Elektroautos den Strombezug weiter deutlich erhöhen, während von Heimspeichern kaum Entlastung zu erwarten ist. Dadurch droht ein großer Mehrbedarf an Netzen und flexiblen Kraftwerken. Die damit verbundenen Investitionen würden Netzentgelte, Strompreise und Finanzierungskosten für Kapazitätsmechanismen ansteigen lassen. Die Größe der Herausforderung wird besonders deutlich, wenn man das Verhältnis von dezentralen Verbrauchern zur flexiblen Kraftwerksleistung betrachtet: entsprach die Anschlussleistung

von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern 2020 nur etwa einem Viertel der Erzeugungskapazität flexibler Kraftwerke, dürfte sie bereits im Jahr 2030 die Kraftwerksleistung fast um Faktor drei übersteigen und bis 2045 auf über das Sechsfache anwachsen (Abbildung 1).

**Rolle dezentraler Flexibilität.** Jedoch haben gerade Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher ein inhärentes, d.h. ohnehin vorhandenes, Flexibilitätspotential.

- Solarbatterien können Strom dann beziehen, wenn Netze und Kraftwerke freie Kapazitäten haben und Strom einspeisen, wenn dies zur Entlastung des Stromsystems vorteilhaft ist. Gleiches gilt, unter Einschränkungen, auch für Elektrofahrzeuge.
- Elektrofahrzeuge werden im Schnitt weniger als eine Stunde am Tag bewegt (Nobis & Kuhnimhof, 2018) und benötigen nur einen Bruchteil der verbleibenden Zeit, um wieder aufzuladen. Daraus ergibt sich die Möglichkeit, das Laden auf einen Zeitpunkt zu legen, an dem das Stromsystem wenig belastet ist, beispielsweise durch eine Verzögerung des Ladens von den Abendstunden auf die spätere Nacht. Bei einer extremen Belastung von Netzen oder Kraftwerken ist sogar eine Rückspeisung von vorher gespeichertem Strom denkbar (bidirektionales Laden).
- Auch Wärmepumpen haben das Potential den Stromverbrauch über die Zeit zu verschieben. Die umgewandelte Wärme kann in Pufferspeichern und durch die thermische Trägheit des Gebäudes selbst gespeichert werden. Es ist deswegen oft möglich das Gebäude bereits am Nachmittag wenige (Zehntel-)Grad aufzuheizen, um dann am Abend zu Zeiten der Spitzenlast die Wärmepumpe für wenige Stunden auszuschalten, ohne dass dadurch Komforteinbuße entstünden.

Durch eine solche Stromsystem-dienliche Betriebsweise können Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher einen wesentlichen Beitrag zur Integration von Wind- und Solarenergie leisten, den Bedarf an neuen Kraftwerken und Großbatterien senken und den notwendige Verteilnetzausbau reduzieren. Bei anderen Stromverbrauchern in Haushalten wie Kühlschränken, Waschmaschinen und Herde besteht hingegen nur in geringem Umfang (oder überhaupt nicht) die Möglichkeit, den Stromverbrauch ohne wesentliche Komforteinbuße über die Zeit zu verschieben.

**Smart Meter.** Flexibilität der Nachfrage bedeutet immer die Anpassung des Strombezugs *zu einem bestimmten Zeitpunkt* – beispielsweise durch Verschiebung der Last vom Abend auf die Nacht. Zum Heben der Flexibilitätspotentiale von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern ist deswegen eine viertelstundenscharfe Messung und Abrechnung des Verbrauchs zumindest dieser Geräte erforderlich. Eine wesentliche Grundvoraussetzung ist daher die politische Unterstützung entsprechender Messinfrastruktur. Der im Trilog Verfahren befindende Vorschlag der EU-Kommission zur Reform des EU-Strommarktes würde es ermöglichen, zur Abrechnung geräteinterne Zähler zu verwenden (EU-Kommission, 2023). Bis dahin sind Smart Meter eine *conditio sine qua non* für dezentrale Flexibilität. Deutschland hinkt allerdings beim Ausbau von Smart Metern im europäischen Vergleich weit hinterher: Im Jahr 2022 verfügten weniger als ein Prozent der Haushalte über entsprechende Messsysteme (ACER, 2022).

**Anreize.** Messinfrastruktur allein reicht jedoch nicht aus. Daneben bedarf es richtiger ökonomischer Anreize, damit flexible Anlagen sinnvoll betrieben werden. Damit flexible Verbraucher

gerade dann Strom beziehen, wenn dies aus Sicht von Netz und Markt günstig ist, muss der Strombezug zu dieser Zeit günstig sein – und umgekehrt dann teurer, wenn Netz und/oder Kraftwerke an ihre Leistungsgrenzen gelangen. Heute ist das in der Regel nicht der Fall. Bei Endkundertarifen, die über das ganze Jahr hinweg den gleichen Preis je kWh verlangen, besteht keinerlei Anreiz, das vorhandene Flexibilitätspotential im Sinne des Stromsystems einzusetzen. Vielmehr werden Batterien heute häufig dafür verwendet, durch eine Maximierung des Eigenverbrauchs Steuern und Entgelte zu sparen, wovon zwar die einzelnen Haushalte profitieren, jedoch kaum Nutzen (oder sogar Zusatzkosten) für das Stromsystem entstehen. Die jahrelange Diskussion um §14a des EnWG zeigt die Herausforderungen und den Widerstand bei der Einführung von regulatorischen Instrumenten zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs.

**Diese Studie.** Vor diesem Hintergrund diskutiert diese Stunde den Mehrwert des flexiblen Betriebs von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern. Untersucht wird die Flexibilitätserbringung für den Strommarkt und zur Behebung von Engpässen im Verteilnetz; Flexibilität für das Übertragungsnetz wird hingegen nicht berücksichtigt. Dazu schätzen wir quantitativ die Kostensenkungen bei Stromerzeugung und Netzen ab, die sich aus dem systemdienlichen Betrieb der haushaltsnahen Verbraucher ergeben. Dabei unterscheiden wir zwischen den privaten Einsparpotentialen und dem Nutzen für das Stromsystem. Die Analysen basieren auf der Stunden-genauen Optimierung des Betriebs typischer Anlagenkonfigurationen. Die Verteilnetzkosten schätzen wir exemplarisch für Parameter des Berliner Verteilnetzes ab. Außerdem stellen wir Instrumente für Regulierung und Marktdesign vor, die sinnvolle Anreize zur Nutzung der dezentralen Flexibilitäten schaffen und bewerten diese.

## 2 Ökonomische Grundlagen

---

**Strommarkt und Netze.** Dezentrale Verbraucher können Flexibilität für den Strommarkt und/oder die Stromnetze bereitstellen, d.h. ihren Stromverbrauch in die Stunden mit günstiger (Wind- und Solar-)Erzeugung verschieben oder in solche, in denen Netze wenig ausgelastet sind. Die grundlegenden ökonomischen Unterschiede und Zusammenhänge diskutieren wir in diesem Abschnitt.

**Flex im Strommarkt.** Im Strommarkt kann Flexibilität Strompreis-Schwankungen ausgleichen, indem der Verbrauch von Stunden mit hohen Strompreisen in Stunden mit niedrigen Preisen verschoben wird. Dadurch wird kostspielige und emissionsintensive Stromerzeugung durch Gas- und Kohlekraftwerke reduziert und Wind- und Solarstrom genutzt, der sonst aufgrund negativer Preise abgeregelt worden wäre. Diese volkswirtschaftlichen Einsparungen bei den Erzeugungskosten spiegeln sich in geringeren Stromkosten für alle Verbraucher wider. Außerdem verringert Flexibilität auch den Bedarf an gesicherter Erzeugungsleistung und anderen Flexibilitätsressourcen wie beispielsweise Interkonnektoren oder Großbatterien.

**Marktsegmente.** Grundsätzlich kann Flexibilität auf allen Strommärkten eingesetzt werden. Wir fokussieren uns in dieser Studie auf Spotmärkte, genauer gesagt die Day-ahead-Auktion. Eine Teilnahme an Intraday-Märkten und Märkten für Regel- und Ausgleichsenergie ist grundsätzlich ebenso möglich und bildet weiteres Einsparpotential. In dieser Studie haben wir dieses aufgrund der höheren technischen Anforderungen dieser Kurzfristmärkte jedoch nicht berücksichtigt.

**Systemdienliches Signal: Strommarkt.** Der Großhandelspreis ist grundsätzlich ein robuster und sinnvoller Indikator für den ökonomischen Mehrwert von Flexibilität im Spotmarkt, weil er die Grenzkosten der Stromerzeugung widerspiegelt, inklusive der Kosten von Treibhausgasemissionen, dem Hoch- und Herunterfahren von Kraftwerken und der Abregelung erneuerbarer Energien. Ein Arbitragegewinn durch Lastverschiebung von 100 €/MWh entspricht daher in der Regel einer volkswirtschaftlichen Kosteneinsparung bei der Stromerzeugung in der Größenordnung von 100 €/MWh. Die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs in Stunden mit günstigeren Preisen ist somit volkswirtschaftlich nahezu immer sinnvoll. Um strommarktdienliche Betriebsanreize für flexible Verbraucher zu schaffen, reicht es daher, den Großhandelspreis an diese weiterzugeben.

**Flex im Verteilnetz.** Neben dem Strommarkt kann dezentrale Flexibilität auch zur Entlastung des Verteilnetzes eingesetzt werden. Durch eine Reduktion der Last in Zeiten, in denen das Netz an seine Auslegungsgrenze kommt, kann Netzausbau vermieden oder verzögert werden. Andersherum kann in Verteilnetzen mit großer Einspeisung von Wind und Solarenergie eine Verschiebung des Stromverbrauchs in Stunden mit großer Rückspeisung den Bedarf an Netzausbau reduzieren. Im Gegensatz zum Strommarkt spielt der Ort der Flexibilitätserbringung für das Verteilnetz eine wesentliche Rolle.

**Nutzen der Lastverschiebung.** In einem einzelnen Netzstrang tritt eine solche Netzentlastung nur während der höchsten Ausspeisung (in lastdominierten Verteilnetzen) oder während der



höchsten Rückspeisung ein (in erzeugungsdominierten Netzen). In allen anderen Stunden bewirkt eine Lastverschiebung keine Kosteneinsparung im Verteilnetz, da außer Leitungsverlusten keine Netzkosten anfallen, und deren relative Höhe kaum über die Zeit variiert. Diese starke zeitliche Konzentration der Netzkosten verschmiert jedoch, je mehr Netzstränge und deren Verbindungselemente gemeinsam betrachtet werden. In einem größeren Netzgebiet wird die Überlastung einzelner Netzelemente wahrscheinlicher je höher die (absolute) Residuallast. Es gibt also es mehr Stunden in denen Lastverschiebung die Wahrscheinlichkeit von Netzüberlastung reduziert.

**Unterschied: Markt und Netz.** Abbildung 2 verdeutlicht anhand von schematischen Kostenfunktionen den wesentlichen Unterschied zwischen der Flexibilitätserbringung für den Strommarkt und der für das Verteilnetz. Die Lastverschiebung für dem Strommarkt lohnt sich fast immer, weil die Grenzkosten der Erzeugung relativ kontinuierlich ansteigen. Im Gegensatz dazu führt die über einen großen Bereich annähernd flache Grenzkostenfunktion des Verteilnetzes dazu, dass Lastverschiebung hierfür häufig keinen Mehrwert liefert. Eine Lastverschiebung für das Verteilnetz in Stunden ohne Netzengpass ist sogar kontraproduktiv, da sie die Flexibilitätsnutzungen für den Strommarkt verhindert. Sie sollte daher nur dann erfolgen, wenn auch wirklich Engpässe zu befürchten sind.

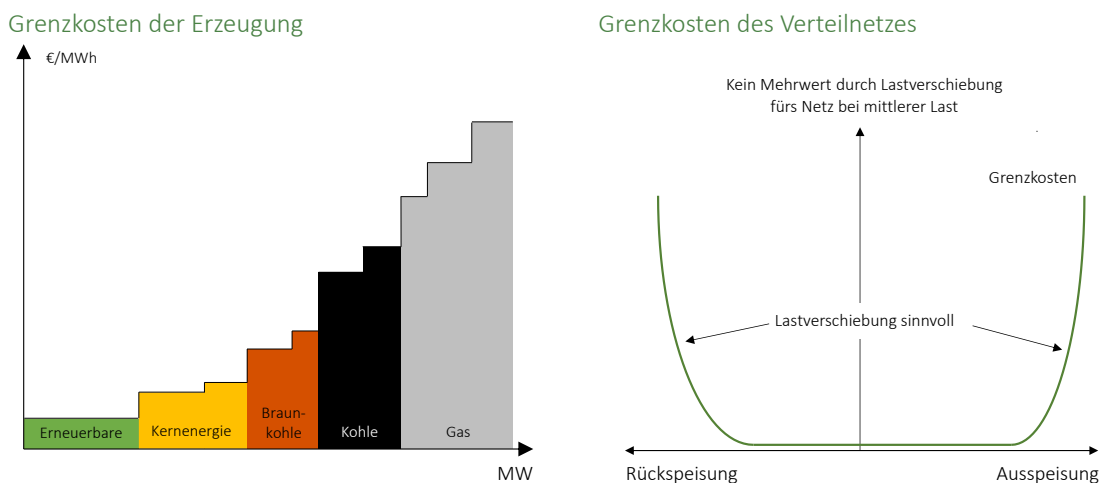


Abbildung 2: Die Grenzkosten der Erzeugung (links) steigen kontinuierlicher an als die Grenzkosten im Verteilnetz (rechts). Lastverschiebung lohnt sich daher im Strommarkt fast immer, im Verteilnetz hingegen nur selten.

**Herausforderungen im Verteilnetz.** Anders als bei der Erzeugung, wo der Großhandelspreis ein robuster Indikator für die volkswirtschaftlichen Grenzkosten darstellt, existiert im Verteilnetz kein vergleichbares Preissignal, das objektiv und nachvollziehbar den Nutzen von Flexibilität für das Verteilnetz widerspiegelt. Die Funktion der Grenzkosten kann je nach getroffenen Annahmen unterschiedlich aussehen. Hinzu kommt, dass die Bestimmung der Kosten unter hoher Unsicherheit stattfindet, weil die aktuelle Netzsituation auf Niederspannungsebene den Verteilnetzbetreibern in der Regel nicht bekannt ist. Echtzeit-Lastmessungen sind bis heute die Ausnahme; Ortsnetztransformatoren haben in der Regel nur einen Schleppzeiger, mit dem nur die Jahreshöchstlast festgehalten wird.

### 3 Dezentrale Flexibilität in Energiesystemstudien

**Big Five.** In Deutschlands fünf bedeutenden Energiesystemstudien spielt dezentrale Flexibilität eine untergeordnete Rolle. Diese oft „Big Five“ genannten Studien zeigen mögliche Entwicklungspfade für das deutsche Energiesystem zwischen 2030 und 2050 auf (Tabelle 1). Sie bilden dabei neben dem Stromsektor auch die Verbrauchssektoren ab, inklusive dem industriellen Verbrauch, Wärme- und Verkehrssektor. Wegen des sehr hohen Geltungsbereiches erfolgen die Analysen zum Teil durch eine Kopplung mehrerer Einzelmodelle für die entsprechenden Sektoren, insgesamt bleibt die Genauigkeit bei Detailfragen naturgemäß eher gering.

**Methodik.** Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher stehen in keiner der fünf Studien im Fokus. Dies liegt auch daran, dass nur zwei der fünf Studien auf einem stündlich aufgelösten Strommarktmodell beruhen (BMWK-Langfristszenarien und Agora Energiewende). Die anderen Studien arbeiten mit zeitlich weniger hoch aufgelösten Investitionsmodellen, in denen die Abbildung von Last-Flexibilität methodisch herausfordernd ist. Wärmepumpen und Elektroautos folgen in den meisten Studien zumindest teilweise den Preissignalen des Strommarkts (BMWK, Agora Energiewende, BDI), in der Dena-Studie sind sie lastgeführt betrieben. Die Belastung der Verteilnetze wird nur in den BMWK-Langfristszenarien modelliert.

Tabelle 1. Modellierungsansätze der fünf großen Energiesystemmodelle für Deutschland ("Big Five")

	Strommarkt-Modell	Strommarkt modelliert	Verteilnetz modelliert
BDI <i>Klimapfade 2.0</i>	BCG	(✓)	✗
BMWK <i>Langfristszenarien</i>	FN ISI	✓	✓
Ariadne <i>Klimaneutralität 2045</i>	PIK	(✓)	✗
Agora Energiewende <i>Klimaneutrales Deutschland 2045</i>	Prognos	✓	✗
Dena <i>Aufbruch Klimaneutralität</i>	EWI	(✓)	✗

**Ergebnisse.** Alle fünf Studien rechnen mit einem starken Zubau von Wärmepumpen und Elektroautos. Ohne geeignete Flexibilisierungsanreize hätte dies erhebliche Auswirkungen auf das Gesamtsystem. So schätzt die BDI-Studie, dass die Spitzenlast im Stromsystem 2030 um fast 60% gegenüber dem flexiblen Betrieb ansteigen würde. Eine auf der Agora-Studie aufbauende Analyse gibt an, dass die marktliche Abregelung von erneuerbaren Energien 2035 von 32 TWh auf 86 TWh (+169%) anstiege und teure Gas- und Wasserstoffkraftwerke 20 TWh mehr Strom erzeugten (Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, 2021). In den Langfristszenarien wird außerdem der verteilnetzdienliche Betrieb der flexiblen Verbraucher untersucht. Dieser

senkt zwar die Verteilnetzkosten, führt aber zu einem Anstieg der Gesamtkosten, weil die Flexibilität dann nicht mehr für den Strommarkt zur Verfügung steht. Einig sind sich die Studien in der Einschätzung, dass die Flexibilitäts-Potentiale von Elektroautos und Wärmepumpen um Größenordnungen über den Flexibilitäts-Potentialen konventioneller Verbraucher liegen.

**Agora-Studie.** Die Ende 2023 erschienene Studie *Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen*, die die Forschungsstelle für Energiewirtschaft im Auftrag von Agora Energiewende durchgeführt hat, ist inhaltlich und methodisch unserer Studie am nächsten (Agora Energiewende, 2023). Ein wesentlicher Unterschied ist jedoch, dass die Agora-Studie die Auswirkungen von haushaltsnahen Verbrauchern auf die Verteilnetze in den Jahren 2029 und 2035 untersucht. Methodisch liegt der Agora-Studie ein komplexes Verteilnetzmodell zu Grunde, während unsere Studie Verteilnetzengpässe anhand der residualen Netzlast der Niederspannungsebene abschätzt.

# 4 Modellierung

---

In diesem Kapitel schätzen wir den heutigen ökonomischen Mehrwert des flexiblen Betriebs von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher quantitativ ab.

## 4.1 METHODIK

**Grundlegendes Vorgehen.** Wir quantifizieren den ökonomischen Mehrwert der flexible Betriebsweise im Status Quo. Dabei unterscheiden wir zwischen den Einsparungen für Haushalte sowie den volkswirtschaftlichen Nutzen, der durch den flexiblen Betrieb einer zusätzlichen Anlage entsteht („marginale Betrachtung“). Für die Berechnung verwenden wir eine stundenscharfe Simulation über ein Jahr. Dabei gehen wir von einem typischen Haushalt mit konventionellem Verbrauchsmuster und durchschnittlicher Anlagenkonfiguration aus. Die Lastverschiebung erfolgt dabei lediglich unter Ausnutzung vorhandener technischer Speicher, also ohne Komforteinbuße oder Zusatzinvestition. Wir bestimmen den Mehrwert jeder flexiblen Anlage einzeln, eine Interaktion zwischen den verschiedenen Verbrauchern findet nicht statt.

### 4.1.1 Betriebsweisen, Kosten und Stromtarife

**Betriebsweisen.** Wir vergleichen den Betrieb der flexiblen Anlagen unter drei Betriebsführungen. Im *lastgeführten Betrieb*, der dem Status Quo der allermeisten Haushalte entspricht, haben Großhandelspreise und die Auslastung des Verteilnetzes keinen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten. Der Betrieb der Anlagen richtet sich daher ausschließlich nach dem Nutzerprofil. Das Elektroauto beispielsweise lädt, sobald es mit der Ladesäule verbunden ist bis zur vollständigen Ladung. Im *marktlichen Betrieb* werden die vorhandenen Flexibilitätspotentiale genutzt, um von den Preisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt zu profitieren. Der Zustand des Verteilnetzes wird dagegen nicht berücksichtigt. Im *markt- und netzdienlichen Betrieb* wird neben den Großhandelspreisen auch die Auslastung des Verteilnetzes berücksichtigt. Nach Möglichkeit werden die flexiblen Verbraucher betrieben, wenn die Strompreise niedrig sind *und* das Netz frei ist.

**Stromtarife.** Die Betriebsführung von Wärmepumpe, Elektroauto und Heimspeicher wird durch ein mathematisches Optimierungsproblem bestimmt. Dazu minimiert der Haushalt seine Stromkosten unter einem von drei alternativen Stromtarifen. Der Stromtarif setzt sich in allen Fällen zusammen aus Erzeugungskosten, Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Margen für Vertrieb und Grundkosten berücksichtigen wir nicht.

- Der *lastgeführte Betrieb* resultiert aus einem *Festpreis-Tarif*. Hier ist der Arbeitspreis (ct/kWh) über das ganze Jahr konstant und reflektiert die durchschnittlichen Erzeugungskosten, Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen.

- Den *marktlichen Betrieb* modellieren wir durch den *Halb-Flex-Tarif*. Dieser gibt die stündlichen Day-ahead Preise an die Verbraucher weiter, die anderen Kostenkomponenten bleiben das Jahr über gleich (mit Ausnahme der Mehrwertsteuer).
- Der *markt- und netzdienliche Betrieb* resultiert aus dem *Voll-Flex-Tarif*. In diesem Tarif sind neben den Erzeugungskosten auch die Netzentgelte in Form von drei Tarifstufen zeitvariabel. Abbildung 3 visualisiert diesen Tarif beispielhaft an zwei Tagen.

### Komponenten des Voll-Flex-Tarifs

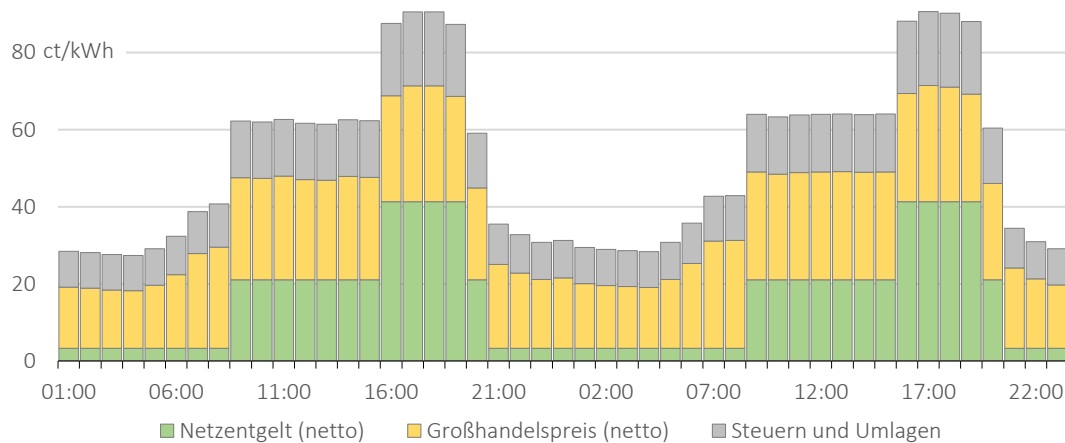


Abbildung 3. Visualisierung des Voll-Flex-Tarif für zwei exemplarische Tage im September 2021. Neben dem Großhandelspreis schwankt auch das Netzentgelt in drei Tarifstufen.

**Großhandelspreise.** Als Großhandelspreise verwenden wir Day-Ahead-Preise aus dem Jahr 2021. In den Krisenjahren 2022 und 2023 waren Strompreise und Preisschwankungen deutlich höher, so dass ein noch größeres Einsparpotential zu erwarten wäre, allerdings halten wir diese Situation nicht für repräsentativ für die Zukunft. Können dezentrale Flexibilitäten auch auf kurzfristige Intraday- und Ausgleichsenergiepreise reagieren, ist ebenfalls von einem deutlichen zusätzlichen Mehrwert auszugehen. Insofern sind unsere Schätzungen in mehreren Hinsichten konservativ.

**Netzkosten.** Die Kosten des Übertragungsnetz werden als zeitvariabel angenommen und betragen im Modell 2 ct/kWh. Die Verteilnetzkosten werden entsprechend dem in Kapitel 2 vorgestellten Ansatz abgeschätzt: sie steigen mit zunehmender Wahrscheinlichkeit der Überlastung einzelner Netzelemente. Als Datengrundlage dient die stündliche Differenz zwischen entnommenem und eingespeistem Strom („Residuallast“) der Niederspannungsebene des Verteilnetzbetreibers Stromnetz Berlin. Wir nehmen an, dass bei weniger als 70% der Jahreshöchstlast keine Netzelemente überlastet sind und somit nur Leitungsverluste anfallen. Die Netzkosten entsprechen dann den Netzverlusten von 0,5 ct/kWh und den Kosten des Übertragungsnetz. Weiterhin nehmen wir an, dass bei mehr als 70% der Jahreshöchstlast die Verteilnetzkosten linear mit der Residuallast ansteigen, weil die Wahrscheinlichkeit zunimmt, dass einzelne Netzelemente an ihre Auslegungsgrenze kommen (Abbildung 4, links). Unter der Annahme, dass die durchschnittlichen Netzkosten den aktuellen Netzentgelten für Haushalte von 8,2 ct/kWh entsprechen, steigen die gesamten Netzkosten in einzelnen Stunden auf knapp über 60 ct/kWh an. In etwa 70% der Stunden liegen die Netzkosten hingegen nur bei 2,5 ct/kWh (Abbildung 4, rechts).

## Abschätzung der Netzkosten

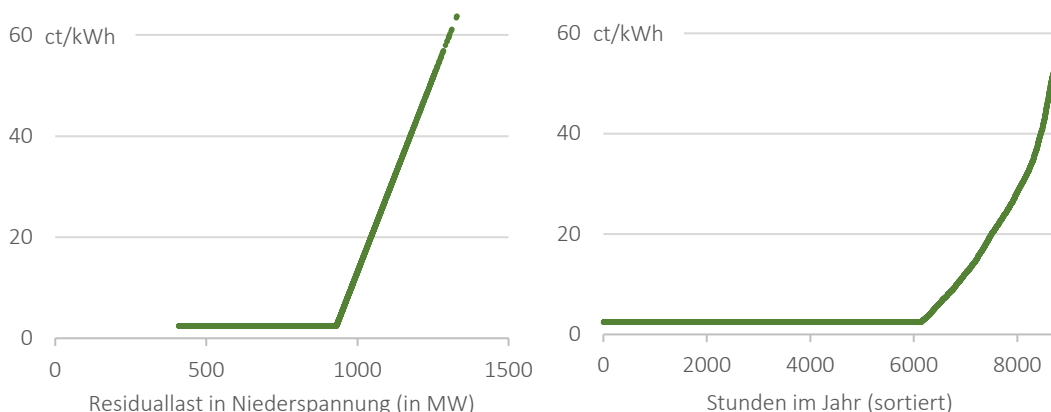


Abbildung 4. Abschätzung der Netzkosten anhand der Residuallast in der Berliner Niederspannung im Jahr 2021. In etwa 70% der Stunden sind die Netzentgelte sehr gering und entsprechen lediglich den Netzverlusten (0,5 ct/kWh). In den anderen Stunden reflektieren sie Netzausbaukosten und steigen auf bis über 60 ct/kWh.

**Statisch-zeitvariable Netzentgelte.** Aus dieser Zeitreihe der Netzkosten erstellen wir ein statisch-zeitvariables Netzentgelt mit drei Tarifstufen (Abbildung 5). Dazu minimieren wir die quadratische stündliche Abweichung zwischen Netzkosten und Netzentgelt unter folgenden Nebenbedingungen:

- Im ganzen Jahr gibt es nur drei unterschiedliche Tarifstufen.
- Das Auftreten der Tarifstufen im Tagesverlauf, darf zwischen den Monaten variieren, aber nicht innerhalb eines Monats. So darf zum Beispiel das Hochpreiszeitfenster im Januar von 16:00 bis 21:00 Uhr gelten und im Februar von 17:00 bis 21:00 Uhr.
- Alle Arbeitstage haben die gleiche Tarifstruktur, die Wochenendtage können eine andere haben.

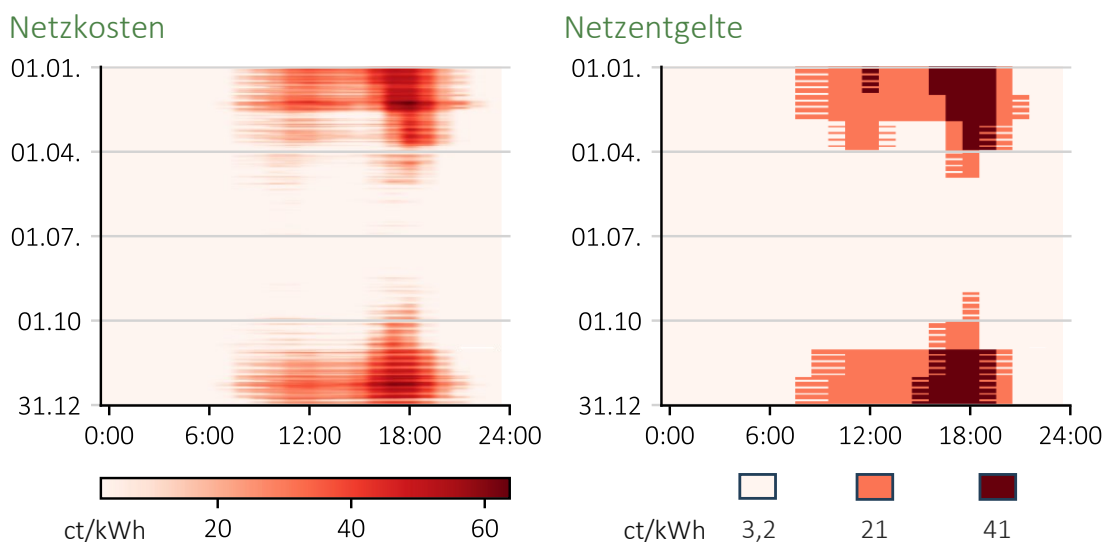


Abbildung 5. Netzkosten und ein passendes optimiertes statisch-zeitvariables Netzentgelt mit drei Tarifstufen

**Steuern, Abgaben und Umlagen.** Die Steuern, Abgaben und Umlagen umfassen Stromsteuer (2,05 ct/kWh) und Mehrwertsteuer (19%), Konzessionsabgabe (1,66 ct/kWh), die Umlagen für

gleichmäßige und atypische Netznutzung nach §19(2) der Stromnetzentgeltverordnung (0,417 ct/kWh), Offshore-Netzanbindung (0,591 ct/kWh) und KWK-Anlagen (0,357 ct/kWh). Da die Mehrwertsteuer auch bei Erzeugungs- und Netzkosten ad valorem anfällt, ist sie im Halb- und Voll-Flex-Tarif zeitvariabel. Alle anderen Steuern, Abgaben und Umlagen sind in allen Stromtarifen zeitinvariant.

**Vergleichbarkeit.** Ein unflexibler Verbraucher zahlt in allen drei Stromtarifen über das Jahr gesehen gleich viel. Dies wird erreicht, indem die durchschnittlichen Strom- und Netzkosten durch Gewichtung mit dem unflexiblen Verbrauchsprofil bestimmt werden. Der Festpreis jedes Verbrauchers entspricht also den bei Belieferung entstandenen Kosten und nicht den Kosten eines kontinuierlichen Verbrauchers (ungewichtete Preise). Dadurch sind flexible und unflexible Betriebsführung direkt miteinander vergleichbar.

**Unterschied in Tarifen.** Abbildung 6 zeigt die drei Stromtarife für eine Wärmepumpe. Während das Integral unter allen drei Stromtarifen gleich groß ist, ist die mittlere absolute Abweichung zwischen Voll-Flex-Tarif und Festpreis mit 17,0 ct/kWh etwa doppelt so groß wie die Abweichung zwischen Halb-Flex-Tarif und Festpreis (8,1 ct/kWh). Aus dem Voll-Flex-Tarif entstehen daher etwa doppelt so starke Flexibilisierungsanreize wie aus dem Halb-Flex-Tarif.

### Vergleich der drei Tarife

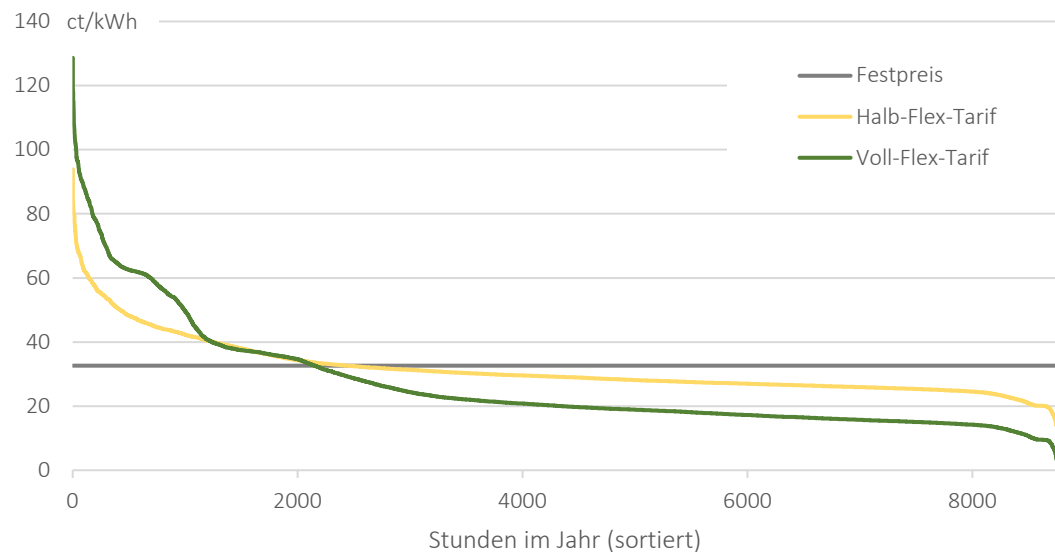


Abbildung 6. Vergleich der drei Stromtarife für den Betrieb einer Wärmepumpe. Die durchschnittlichen Kosten des unflexiblen Betriebs sind in allen Tarifen gleich, die zeitliche Verteilung unterscheidet sich jedoch stark.

#### 4.1.2 Privatwirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Mehrwert

**Vorgehen.** Wir untersuchen sowohl die Reduktion der Stromrechnung individueller Haushalte („privatwirtschaftlicher Mehrwert“) als auch die Ersparnis im Stromsystem („volkswirtschaftlicher Mehrwert“), durch den flexiblen Betrieb der haushaltsnahen Verbraucher. Dazu werten wir die Verbrauchsprofile der drei Anlagen anhand der entsprechenden Stromtarife und den tatsächlich im Stromsystem entstehenden Kosten aus.

**Erzeugungskosten.** Unter der Annahme, dass die Großhandelsstrompreise die Kosten der Stromerzeugung wiedergeben, entspricht der Anteil der Stromrechnung für die Erzeugungskosten auch den im Stromsystem anfallenden Kosten. Beides wird bestimmt als Produkt von Stromverbrauch und Day-Ahead-Großhandelspreis. Im Fall der PV-Heimspeicher-Kombination entstehen neben den Erzeugungskosten auch Erlöse, wenn der Haushalt Strom ins öffentliche Netz einspeist. Im Fall des Festpreises gehen wir davon aus, dass der Haushalt eine konstante, dem durchschnittlichen Strompreis entsprechende Einspeisevergütung erhält. In den anderen Tarifen nehmen wir an, dass die Netzeinspeisung mit dem aktuell geltenden Börsenstrompreis vergütet wird.

**Netzkosten.** Anders als bei den Erzeugungskosten unterscheiden sich bei den Netzkosten die private und die volkswirtschaftlichen Perspektive. Entscheidend für die Stromrechnung des Haushalts sind die Netzentgelte, also der in Abschnitt beschriebene 3-Stufen Tarif. Dieser ist jedoch nur eine Näherung der Grenzkosten der Netznutzung, die wir für die Auswertung des Verbrauchsprofils zur Bestimmung der Systemkosten verwenden. Außerdem unterscheiden sich beide Perspektiven bei der Netzeinspeisung von PV-Strom. Für diese bekommt der Haushalt keine Netzentgelte zurückerstattet. Allerdings reduziert die Netzeinspeisung im betrachteten, stets unterdeckten, Verteilnetz die Residuallast. Wir nehmen daher an, dass Einspeisung von Strom die Netzbelastung verringert und daher ein volkswirtschaftlicher Nutzen entsprechend vermiedenen Netzkosten entsteht.

**Steuern, Abgaben und Umlagen.** Steuern, Abgaben und Umlagen sind aus volkswirtschaftlicher Perspektive irrelevant, da es sich hierbei nur um eine Umverteilung handelt. Bei der Bestimmung der individuellen Stromrechnung berücksichtigen wir, dass bei Betrieb des Heimspeichers keine Umlagen anfallen für den Netzbezug von Strom der zu einem späteren Zeitpunkt wieder in das Netz eingespeichert wird (§21 Energiefinanzierungsgesetz).

#### 4.1.3 Anlagenkonfiguration

**Übersicht.** Tabelle 1 stellt die wesentlichen Anlagenparameter dar. In den folgenden Absätzen diskutieren wir die Konfiguration der drei Anlagen sowie die Möglichkeiten und Grenzen der Lastverschiebung im Detail.



Tabelle 2: Zentrale Parameter der Anlagenkonfiguration

Verbraucher	Parameter
Wärmepumpe	Leistung Luft-Wasser-Wärmepumpe: 3.7 kW el. Leistung Heizstab: 8 kW el. Volumen Warmwasserspeicher: 15 kWh th. Wärmebedarf: 17 500 kWh th. (15 000 Raumwärme, 2000 kWh Warmwasser) Speicherverluste: 1% pro Stunde, 5% pro Zyklus
Elektroauto (VW ID3 Pure)	Batterie-Kapazität: 45 kWh Ladeleistung: 11 kW Ladeverluste: 10% Fahrleistung: 10442 km pro Jahr Stromverbrauch: 2180 kWh pro Jahr (davon etwa 2/3 zu Hause geladen)
PV-Heimspeicher	Leistung PV-Anlage: 6 kWp Erzeugung PV-Anlage: 5 564 kWh Energetische Kapazität Heimspeicher: 6 kWh Ladekapazität Heimspeicher: 3 kW Stromverbrauch: 4214 kWh Speicherverluste: 12% pro Zyklus

**Wärmepumpe.** Für die Wärmepumpe betrachten wir einen Haushalt mit einem Jahreswärmebedarf von 17 500 kWh (thermisch). Das Heizsystem umfasst eine Wärmepumpe und einen Heizstab zur Abdeckung der Spitzenlast. Die Leistungszahl (Coefficient of Performance, COP) der Wärmepumpe ist abhängig von der Außentemperatur und ist somit tagsüber in der Regel höher als nachts und im Sommer höher als im Winter. Die stündlichen Zeitreihen für Wärmebedarfs und Leistungszahl stammen aus dem Datensatz „when2heat“ (Ruhnau & Muessel, 2023). Insgesamt erreicht das Heizsystem eine Jahresarbeitszahl von 3, einem typischen Wert für eine Heizung mit Radiatoren.

**Flexibilitätspotenzial.** Das Flexibilitätspotenzial ergibt sich aus dem Wärmespeicher. Dieser hat eine Speicherkapazität von 15 kWh, Wärmeverlusten von 1% pro Stunde und Ladeverlusten von 5%. Die thermische Trägheit des Gebäudes wird hingegen nicht berücksichtigt. Beim Festpreis-Tarif wird die Wärmepumpe verstärkt in den Stunden mit höherer Außentemperatur betrieben, da diese dann wegen der höheren Leistungszahl weniger Strom zur Wärmebereitstellung benötigt. Bei den Flex-Tarifen wird zusätzlich der Stromtarif berücksichtigt. Dadurch kann es kostenmindernd sein, die Wärmeerzeugung zu verschieben, auch wenn dies durch zusätzliche Speicherverluste den Stromverbrauch erhöht.

**Elektroauto.** Zur Modellierung des Elektroautos verwenden wir ein Mobilitätsprofil einer Berufspendlerin mit einem VW ID 3 Pure von Gaete-Morales et al. (2021). Der Jahresverbrauch beträgt 2181 kWh, die Batteriekapazität 45 kWh und die Ladeleistung 11 kW. Zwei Drittel des Strombedarfes des Fahrzeugs kann der Haushalt durch die heimische Wallbox laden, der Rest wird an öffentliche Schnell-Ladestationen bezogen. Beim Laden entstehen Energieverluste von 10%.

**Flexibilitätspotenzial.** Der modellierte Haushalt kann den Zeitraum des Ladens frei wählen, solange sich das Auto zu Hause befindet und vor Abfahrt ausreichend beladen ist. Dies ist ein erhebliches Flexibilitätspotenzial, da das Auto bei voller Ladeleistung im Schnitt nur knapp 20 Minuten täglich zuhause lädt. Bei den Flex-Tarifen verlagert der Haushalt das Laden in die Stunden mit den niedrigsten Tarifen, soweit dies mit den geplanten Fahrten vereinbar ist. Bidirektionales Laden, als die Rückspeisung von Strom in das Netz, haben wir nicht berücksichtigt.

**Heimspeicher.** Zur Bewertung des Heimspeichers modellieren wir einen Haushalt mit Aufdach-PV-Anlage und Heimspeicher. Die PV-Anlage hat Südausrichtung und erzeugt mit 6 kWp installierter Leistung jährlich 5564 kWh Strom. Der Stromverbrauch des Haushaltes folgt dem synthetischen Lastprofil einer vierköpfigen Familie (Pflugradt et al., 2022) und beträgt insgesamt 4214 kWh im Jahr. Der Heimspeicher hat eine energetische Kapazität von 6 kWh und eine maximale Ladekapazität von 3 kWh.

**Flexibilitätspotenzial.** Flexibilität kann durch den Heimspeicher bereitgestellt werden. Allerdings unterscheidet sich die Betriebsweise des Heimspeichers und somit die Flexibilitätserbringung stark zwischen den Tarifen. Beim Festpreis wird der Heimspeicher ausschließlich dafür genutzt, um möglichst viel PV-Strom vor Ort zu verbrauchen („Eigenverbrauchsoptimierung“). Dies lohnt sich, da für den selbsterzeugten Strom keine Netzentgelte, Abgaben, Steuern und Umlagen anfallen. Den Eigenverbrauch übersteigende PV-Erzeugung wird daher im Heimspeicher für den späteren Eigenverbrauch zwischengespeichert. Nur wenn der Speicher voll ist, wird überschüssiger PV-Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Im Fall der Flex-Tarife berücksichtigt der Haushalt auch die zeitvariablen Bezugs- und Verkaufspreise. Der Speicher wird genutzt, um den Netzbezug in Stunden mit hohen Bezugskosten zu senken und die Netzeinspeisung in Stunden mit hohen Großhandelspreisen zu erhöhen. Soweit technisch und wirtschaftlich möglich, kann der Speicher außerdem für Arbitrage am Spotmarkt genutzt werden. Dies ist jedoch wegen der beim Laden anfallenden Steuern nur in Ausnahmefällen sinnvoll.

## 4.2 ERGEBNISSE

**Potential.** Die Flexibilisierung von Wärmepumpe, Elektroauto und Heimspeicher kann signifikante Kosteneinsparungen im Stromsystem bewirken: knapp 70% der durch das Laden des Elektroautos verursachten Kosten können eingespart werden. Bei der Wärmepumpe sind es immerhin 24%. Die Stromrechnung des Haushalts sinkt bei entsprechenden Tarifen um fast 60% beim Elektroauto und etwa 20% bei der Wärmepumpe.

**Verschleppte Flexibilisierung.** Andersherum ausgedrückt verursacht eine verschleppte Flexibilisierung der haushaltsnahen Verbraucher erhebliche Kosten im Stromsystem und führt zu unnötig hohen Stromrechnungen der Haushalte. Ein Elektroauto, das immer sofort geladen wird, wenn es mit der Ladestation verbunden wird, verursacht mehr als drei Mal so hohe Kosten wie ein intelligent geladenes Auto. Die intelligent betriebene Solarbatterie schafft im betrachteten Fall 6,6-mal mehr Nutzen für das Energiesystem als eine Batterie bei klassischer Eigenverbrauchsoptimierung.

**Systemnutzen.** Die Einsparungen beim Voll-Flex-Tarif sind bei allen drei untersuchten Anlagen immer höher als beim Halb-Flex-Tarif. Allerdings senkt selbst der Halb-Flex-Tarif die Netzkosten, obwohl er nur Strommarktsignale an den Haushalt weitergibt. Ökonomisch ausgedrückt entsteht im aktuellen System also ein positiver externer Effekt von dynamischen Stromtarifen auf das Verteilnetz.

**Struktur.** Die folgenden Abschnitte zeigen die Ergebnisse für die drei Anlagentypen und im Anlagen-übergreifenden Vergleich.

#### 4.2.1 Wärmepumpe

**Betriebsführung.** Beim Festpreis wird die Wärmepumpe bevorzugt dann betrieben, wenn Wärme benötigt wird. Nur nachmittags läuft die Wärmepumpe häufiger, um von den höheren Außentemperaturen zu profitieren. Sie befüllt dann den Wärmespeicher und wird entsprechend weniger in den Abend- und Nachtstunden benötigt (Abbildung 7). Die zeitvariablen Tarife bewirkt eine stärkere Verschiebung des Betriebs der Wärmepumpe. Dabei wird der Stromverbrauch insbesondere in den Abendstunden und am Vormittag reduziert und findet dafür verstärkt in der Nacht und am Nachmittag statt.

##### Betriebsweisen der Wärmepumpe

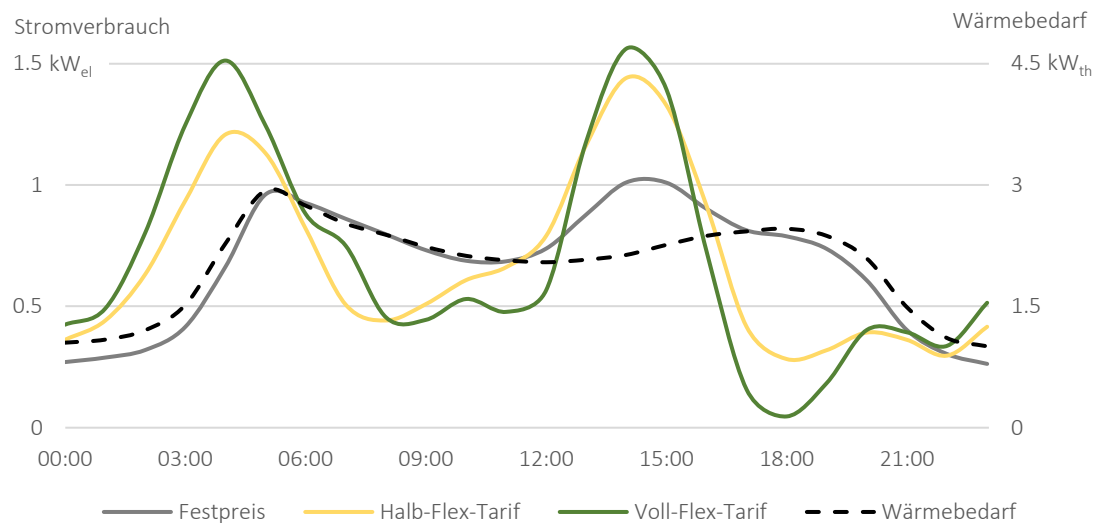


Abbildung 7: Vergleich der drei Betriebsweisen der Wärmepumpe und dem Wärmebedarfsprofil im Durchschnitt aller Tage im Jahr. Beim Festpreistarif folgt die Wärmepumpe weitgehend dem Bedarfsprofil, optimiert jedoch leicht hinsichtlich der Außentemperatur. Bei den Flex-Tarifen wird der Strombezug in Niedrigpreis-Stunden verschoben.

**Stromrechnung.** Mit dem Voll-Flex-Tarif kann der Haushalt Stromkosten für die Wärmepumpe in Höhe von 398 Euro einsparen (Abbildung 8). Dies ist eine Reduktion der Stromrechnung um 19% gegenüber dem unflexiblen Betrieb. Dem Halb-Flex-Tarif birgt dagegen nur ein eher geringes Einsparpotential von 64 Euro (3%).

**Systemkosten.** Der privatwirtschaftlichen Einsparung durch die Flexibilisierung der Wärmepumpe steht ein ähnlich hoher Systemnutzen gegenüber. Wir schätzen, dass der Halb-Flex-Tarif aktuell die durch den Betrieb der Wärmepumpe verursachten Kosten im Stromsystem

um 212 Euro (15%) reduziert. Außerdem sinkt nebenbei auch die Netzbelastung. Dies liegt daran, dass die Stunden mit hohen Strompreisen häufig auch Stunden sind, in denen die Netzauslastung hoch ist. Wenn flexible Anlagen in diesen Stunden weniger Strom beziehen, sinkt dementsprechend auch die maximale Netzbelastung. Im Voll-Flex-Tarif werden zusätzlich auch Verteilnetz-Preissignale an die Verbraucher weitergegeben, dann steigen die Einsparung im Stromsystem auf insgesamt 346 Euro (24%) an. Durch den flexiblen Anlagenbetrieb sinken die Strompreise und die Wahrscheinlichkeit einer Verteilnetzüberlastung nimmt ab. Von der Flexibilisierung profitieren somit auch Haushalte ohne entsprechende Anlagen.

### Jährliche Stromkosten der Wärmepumpe

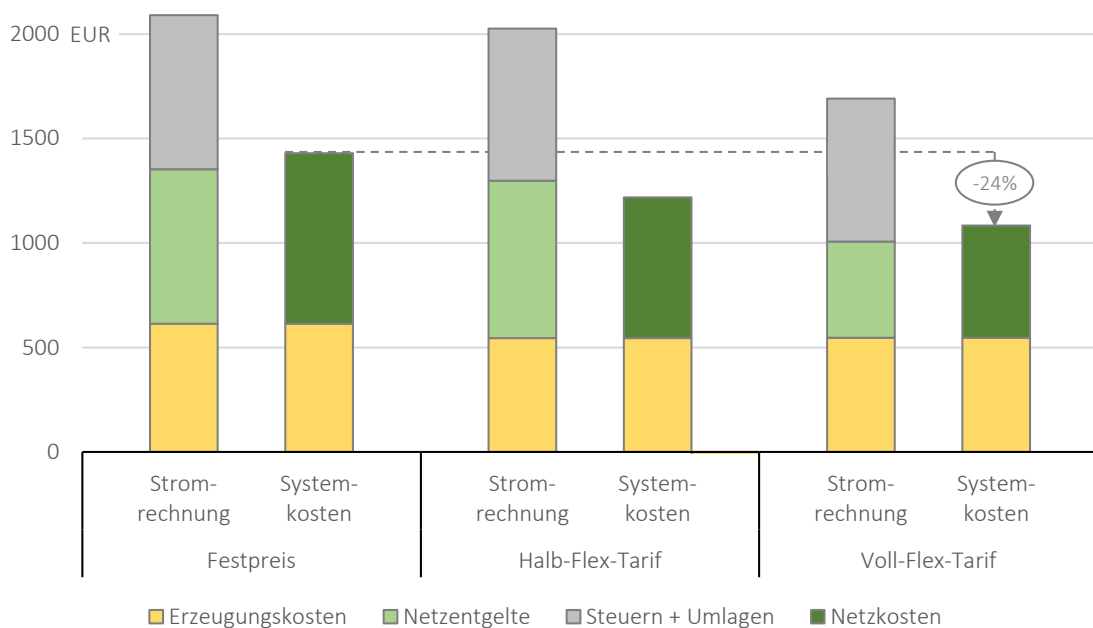


Abbildung 8. Jährliche Stromrechnung für den Betrieb einer Wärmepumpe bei verschiedenen Stromtarifen sowie die im Stromsystem resultierenden Kosten.

## 4.2.2 Elektroauto

**Stromrechnung.** Das relative Einsparpotential durch ein flexibles Ladeverhalten des Elektroautos übersteigt das Potential der Wärmepumpe sogar noch (Abbildung 9). Der Halb-Flex-Tarif kann die Stromrechnung bereits um 158 Euro senken (29%), der Voll-Flex-Tarif sogar um 316 Euro (57%). Die Einsparpotentiale fielen höher aus bei Berücksichtigung von bidirektionalem Laden oder wenn ein größerer Anteil des Stromverbrauchs zu Hause geladen werden würde.

**Systemkosten.** Die Dynamisierung der Energiekosten im Halb-Flex-Tarif erreicht bereits einen Großteil der aus Systemsicht möglichen Kostensenkung. Insgesamt sinken die Systemkosten um 67% gegenüber dem unflexiblen Betrieb. Ein Großteil dieser Einsparungen beruht auf geringeren Erzeugungskosten, die um 124 Euro sinken; ein erheblicher zusätzlicher Nutzen entsteht jedoch auch durch das Absinken der Netzkosten (um 53 Euro). Dieser Nebeneffekt ist beachtlich, weil diese Netzkosten-Ersparnis bereits ohne zeitvariable Netzentgelte anfällt.

Die erhebliche Diskrepanz zwischen Netzentgelten und zugrundeliegenden Netzkosten entsteht, weil die statisch-zeitvariablen Netzentgelte die tatsächlichen Netzkosten nur approximativ wiedergeben. Das Auto lädt also häufig in Stunden, in denen der Tarif die tatsächlichen Netzkosten übersteigt. Der volkswirtschaftliche Mehrwert durch zusätzliche zeitvariable Netzentgelte („Voll-Flex-Tarif“) ist im betrachteten Beispiel nicht mehr groß. Die im Stromsystem verursachten Kosten sinken dann um insgesamt 70% gegenüber dem unflexiblen Betrieb.

### Jährliche Stromkosten des Elektroautos

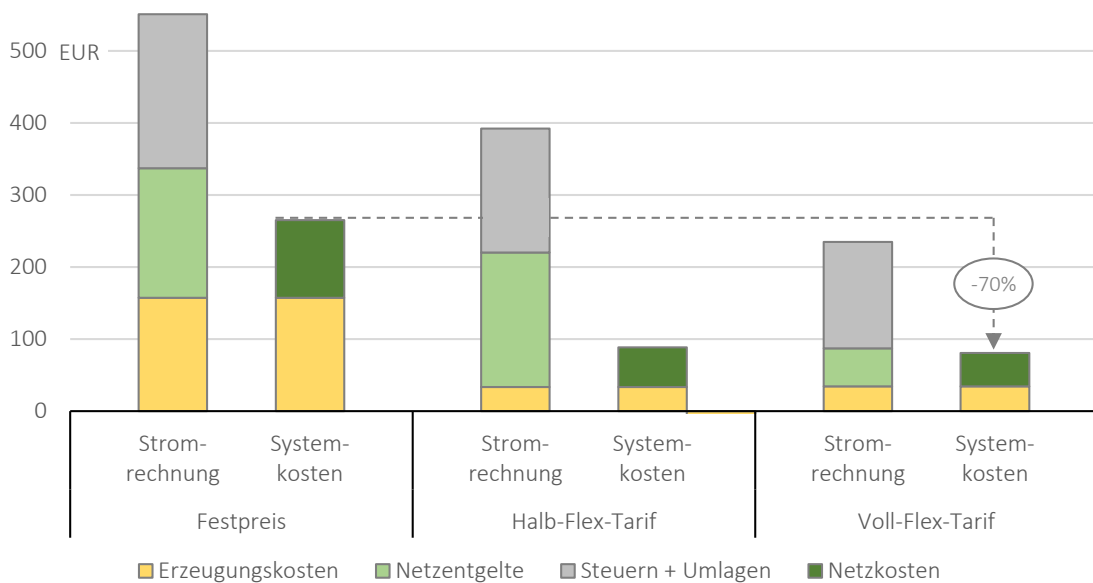


Abbildung 9. Die jährliche Stromrechnung für die Nutzung eines VW ID3 Pure bei verschiedenen Stromtarifen sowie die durch das Laden verursachten Kosten im Stromsystem.

### 4.2.3 Heimspeicher

**Stromkosten.** Der von uns untersuchte Haushalt mit PV-Anlage hat ohne Heimspeicher jährliche Stromkosten von 870 Euro, denen Einspeiseerlöse von 302 Euro gegenüberstehen. Die netto Stromrechnung beträgt daher insgesamt 568 Euro.

**Eigenverbrauchsoptimierung.** Durch den Heimspeicher kann der Haushalt den Eigenverbrauch des mit der PV-Anlage erzeugten Stroms erhöhen und reduziert entsprechend Netzbezug und -einspeisung. Dadurch zahlt er weniger Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen, wodurch sich die Stromrechnung um insgesamt 343 Euro verringert (Abbildung 10). Dem stehen im Stromsystem nur Einsparungen in Höhe von 26 Euro gegenüber. Die Differenz zwischen privater und volkswirtschaftlicher Kostenersparnis ist Umverteilung. Von den Ersparnissen für den einzelnen Haushalt sind also nur knapp 8% echte Ersparnisse, mehr als 92% kommen aus den Taschen anderer Haushalte.

**Systemdienliche Flexibilisierung.** Nutzt der Haushalt den Halb-Flex-Tarif, entstehen größere Vorteile für das Stromsystem. Die zusätzliche Einsparung an Kosten im Stromsystem beträgt

116 Euro; die Stromrechnung sinkt um weitere 99 Euro. Werden auch dynamische Netzentgelte an den Haushalt weitergegeben (Voll-Flex-Tarif), passt dieser sein Verbrauchs- und Einspeiseverhalten noch stärker an und kann so seine Stromrechnung um weitere 96 Euro senken. Der zusätzliche Nutzen aus systemischer Perspektive beträgt allerdings nur noch 48 Euro. Das Beispiel zeigt die Relevanz systemdienlicher Anreize für den Betrieb von Heimspeichern.

### Einsparung durch Heimspeicher (gegenüber keinem Speicher)

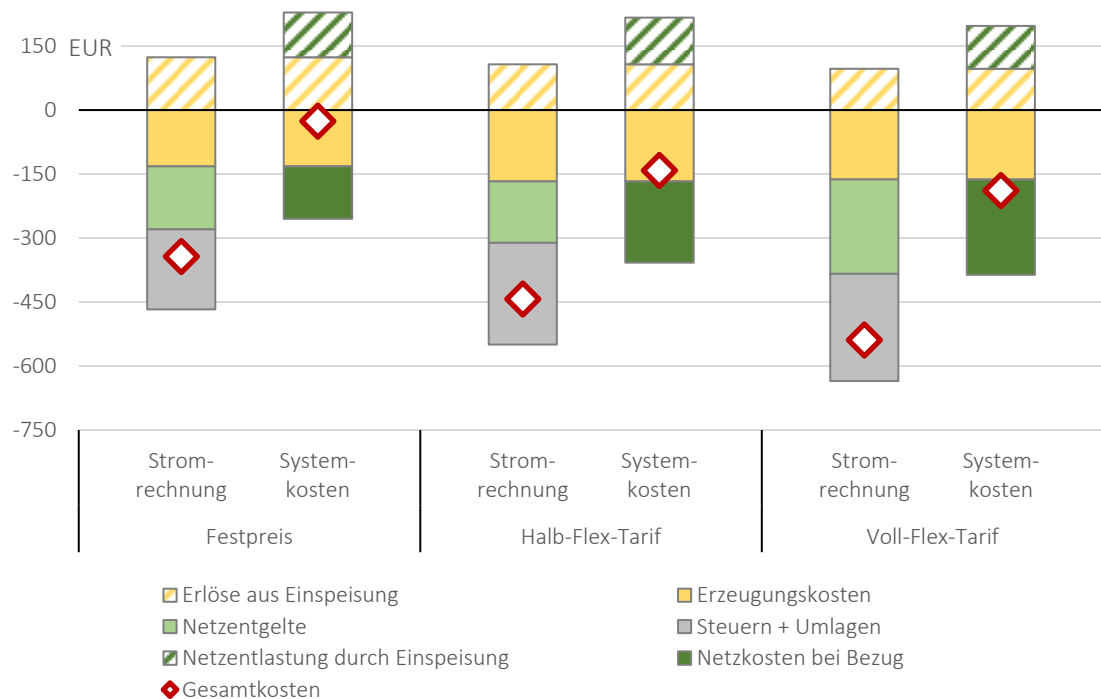


Abbildung 10. Einsparung durch den Heimspeicher bei bestehender PV-Anlage für den Haushalt und im Stromsystem (im Vergleich zu keinem Heimspeicher).

#### 4.2.4 Flexibilitätspotentiale im Vergleich

**Systemkosten.** Bei Wärmepumpe und Elektroauto ist das relative Kostensenkungspotenzial gegenüber dem unflexiblen Verbrauch ein guter Indikator für den Mehrwert von Flexibilität. Aus Systemsicht können Elektroautos durch Flexibilisierung bis zu 70% günstiger betrieben werden; bei Wärmepumpen sind es immerhin bis zu 24% (Abbildung 11). Aus dieser Perspektive sind Elektroautos also fast dreimal so flexibel wie Wärmepumpen. Heimspeicher sind hingegen nicht direkt mit den anderen beiden Anlagentypen vergleichbar, da sie auch Energie erzeugen und ihr Einsparpotenzial daher maßgeblich von der Dimensionierung der PV-Anlage im Vergleich zum Haushaltsverbrauch und der Batteriegröße abhängt.

## Reduktion der Systemkosten durch Flexibilisierung

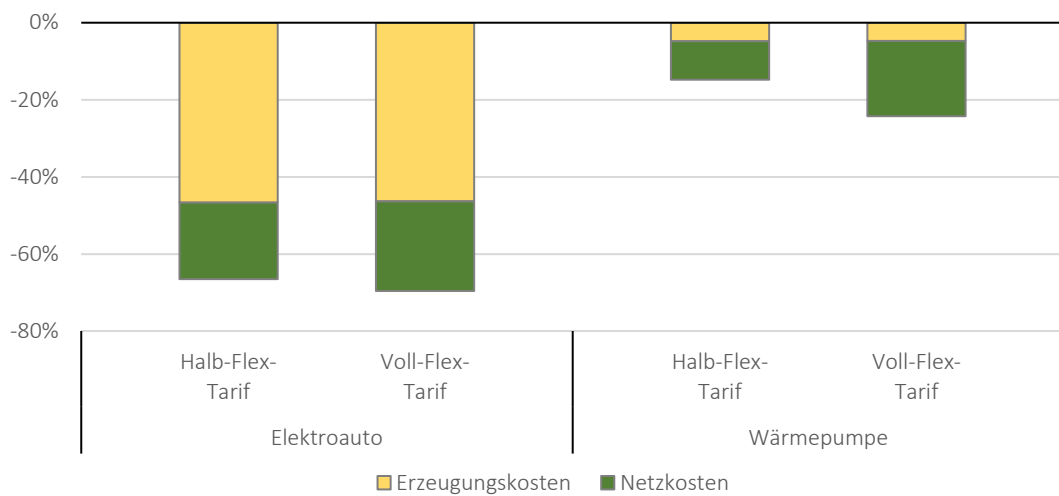


Abbildung 11. Reduktion der durch Wärmepumpe und Elektroauto im Stromsystem verursachten Kosten (gegenüber dem unflexiblen Betrieb).

**Privater Nutzen.** Die privatwirtschaftlichen Einsparungen fallen etwas geringer aus (Abbildung 12). Weil eine Wärmepumpe in der Regel deutlich mehr Strom verbraucht als ein Elektroauto, ist die absolute Kostenersparnis bei dieser jedoch höher. Während die von uns betrachtete Wärmepumpe im markt- und netzdienlichen Betrieb Systemkosten von bis zu 346 Euro einsparen kann, sind es beim Elektroauto 185 EUR. Dies liegt unter anderem daran, dass das untersuchte Auto etwa ein Drittel des verbrauchten Stroms an öffentlichen Ladestellen bezieht und dementsprechend das technische Flexibilitätspotential nur teilweise ausschöpft.

## Reduktion der Stromrechnung durch Flexibilisierung

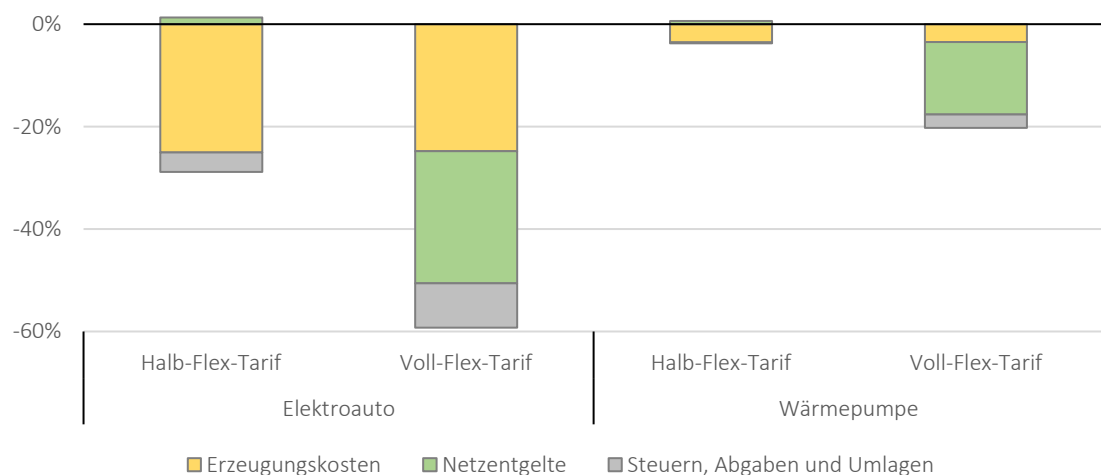


Abbildung 12. Reduktion der Stromkosten für den Betrieb von Wärmepumpe und Elektroauto (gegenüber dem unflexiblen Betrieb).

# 5 Regulierung und Marktdesign

---

**Förderinstrumente.** Diese Studie zeigt, dass der unflexible Betrieb von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher zu hohen und vermeidbaren Kosten im Stromsystem führt. Eine systemdienliche Betriebsweise verursacht im Vergleich dazu deutlich niedrigere Kosten. Daher empfehlen wir ökonomische Anreize zur systemdienlichen Flexibilisierung dieser drei haushaltsnahen Verbraucher. Diese Anreize sollten einerseits möglichst exakt den resultierenden Systemnutzen widerspiegeln, andererseits rechtliche und technische Rahmenbedingungen sowie Transaktionskosten berücksichtigen.

**Empfehlung.** In diesem Kapitel diskutieren und bewerten wir Instrumente, die Anreize für den Ausgleich von Strompreisschwankungen und zur Vermeidung von Verteilnetzengpässen schaffen. Ein geeignetes Instrument für einen Flexibilitätsanreiz für den Strommarkt ist die Weitergabe von Großhandelspreisen an Verbraucher. Die Einführung verteilnetzdienlicher Signale ist wegen der fehlenden natürlichen Preissignale im Verteilnetz hingegen herausfordernder. Grundsätzlich erscheinen uns dynamisch-zeitvariable Netzentgelte vielversprechend. Perspektivisch müssen diese jedoch um zusätzliche Instrumente ergänzt werden, um neue Lastspitzen durch zu starke Lastverschiebung zu vermeiden.

## 5.1 PAUSCHALE INVESTITIONSFÖRDERUNG

**Flexibilitäts-Förderung.** Eine pauschale (Investitions-)Förderung von Flexibilitätsressourcen ohne begleitende Anreize für einen systemdienlichen Betrieb sind in der Regel nicht sinnvoll, wie unsere und viele andere Analysen zu Heimspeichern zeigen: Ein Heimspeicher an sich bringt dem Energiesystem wenig, solar er nicht Anreizen für einen systemdienlichen Betrieb unterliegt. Dies ist vor dem Hintergrund entsprechender Förderprogramme bemerkenswert: in Deutschland etwa werden Heimspeicher durch vergünstigte Kredite und Tilgungszuschüsse der KfW gefördert. Auch in der aktuellen EU-Strommarktreform werden Flexibilitätsziele und entsprechende Förderregime genannt, ohne dies von systemdienlichen Anreizen abhängig zu machen. Aus unserer Sicht ist eine Investitionsförderung mit Blick auf Flexibilitätserbringung für das Stromsystem nur dann sinnvoll, wenn entsprechende Anreize für den Anlagenbetrieb vorliegen.

## 5.2 INSTRUMENTE FÜR DEN STROMMARKT

**Halb-Flex-Tarif.** Geeignete Anreize zum Ausgleich von Strompreisschwankungen entstehen, wenn Großhandelspreise als zeitvariable Endkumentarife an Haushalte weitergegeben werden. Weil Großhandelspreise die Grenzkosten der Stromerzeugung in der Regel gut wiedergeben, sind die resultierenden Anreize systemdienlich. Entsprechende „dynamische“ Tarife sind in vielen Ländern Europas seit vielen Jahren etabliert. In Deutschland werden sie erst seit wenigen Jahren angeboten und sind bisher nur wenig verbreitet.



**Versorgungsunternehmen.** Die Weitergabe von Großhandelspreisen an Haushalte unterscheidet sich vom bisherigen Geschäftsmodell klassischer Energieversorgungsunternehmen. Erstens werden die Prognosen des Verbrauchs ihrer Kunden durch die Anreize zur Verbrauchsflexibilisierung herausfordernder. Der Verbrauch auch eines größeren Kundenportfolios hängt dann nicht mehr primär von Jahres- und Tageszeit und Wetter ab, sondern wird auch durch den Großhandelspreis beeinflusst. Die bisher vorwiegend verwendeten Standardlastprofile sind dann nicht mehr anwendbar. Stattdessen müssen Versorgungsunternehmen die Lastverschiebung der belieferten Kunden antizipieren und in eine Gebotsfunktion (preisabhängige Kauf-Order) am Day-ahead Markt übersetzen. Andererseits sind langfristige Lastprognosen und Hedging nicht mehr notwendig. Aktuell beschaffen Stromversorger für ihre Kunden langfristig Strom, um sich gegen Preisschwankungen abzusichern. Dies ist im klassischen Halb-Flex-Tarif nicht mehr notwendig, da die Preisschwankungen vom Haushalt und nicht mehr vom Energieversorgungsunternehmen getragen werden. Energieversorgungsunternehmen benötigen damit Lastprognosen nur noch am Vortag und nicht wie bisher üblich mehrere Jahre im Voraus. Die wegfallenden Risikoaufschläge sorgen außerdem dafür, dass dynamische Tarife im Schnitt für Kunden günstiger ausfallen als Festpreistarife.

**Preisschwankungen.** Der einfache Halb-Flex-Tarif bietet Verbrauchern keine Absicherung gegenüber starken Preisschwankungen am Großhandelsmarkt, wie beispielsweise der durch den russischen Angriffskrieg ausgelösten europäischen Energiepreiskrise 2021/22 oder der durch eine Kältewelle verursachte Energiekrise in Texas im Februar 2021. Da die volle Volatilität der Großhandelspreise an Verbraucher weitergegeben wird, können Stromrechnungen in solchen Ausnahmesituationen exorbitant ansteigen, was sowohl soziale Konsequenzen und Energiearmut verursachen kann als auch, wie im Beispiel von Texas, zur Insolvenz von Anbietern dynamischer Stromtarife führen.

**Absicherung.** Vor diesem Hintergrund haben wir vor Kurzem ein Tarifmodell vorgeschlagen, das Anreize zur Lastflexibilisierung und zum Energiesparen setzt und gleichzeitig Preissicherheit für Verbraucher bietet: der dynamische Tarif mit Preisabsicherung (Neon, 2023). Der Tarif spezifiziert über die Vertragslaufzeit von einem oder mehreren Jahren ein jährliches Volumen (kWh), ein stündliches Verbrauchsprofil und einen Preis (ct/kWh). Wenn Haushalte genauso viel Strom verbrauchen wie vereinbart, zahlen sie exakt den vertraglich vereinbarten Preis – unabhängig von Preisbewegungen am Spotmarkt. In anderen Worten, sie sind für diese Mengen gegen Preisspitzen vollständig versichert. Wenn der tatsächliche Verbrauch jedoch vom vereinbarten Volumen abweicht, werden die stündlichen Mehr- oder Mindermengen zu Spotpreisen abgerechnet bzw. erstattet. Dadurch ist der Anreiz für Einsparungen und Lastverschiebungen immer durch den Spotpreis bestimmt, unabhängig vom zuvor abgesicherten Profil. So können Haushalte ihr Flexibilitäts- und Energiesparpotential zur Senkung der Stromrechnung einsetzen. Anstatt unter Preisspitzen zu leiden, könnten sie sogar finanziell von ihnen profitieren.

**Ausblick.** Versorgungsunternehmen können bereits heute Day-ahead Strompreise an Haushalte weitergeben. Dies ist aktuell eine freie Entscheidung von Vertriebsunternehmen. Ab dem 1. Januar 2025 sind alle Versorger verpflichtend, Kunden mit intelligentem Messsystem einen zeitvariablen Stromtarif anzubieten (EnWG § 41a). Dies umfasst jedoch auch die Möglichkeit tageszeitabhängiger Tarife, deren Nutzen für das Stromsystem gegenüber der Weitergabe des

Börsenstrompreises begrenzt ist. Die fehlende Messinfrastruktur hat diese Tarife jedoch bislang für die wenigsten Verbraucher attraktiv gemacht. Bis auf die flächendeckende Einführung von Smart-Metern sind daher keine größeren politischen Anstrengungen erforderlich, um entsprechende Tarife zu verbreiten. Mittelfristig ist auch eine Weitergabe von Intraday- und Ausgleichsenergiepreisen durch Energieversorger oder Aggregatoren an Haushalte denkbar, die weitere Flexibilitätspotentiale heben würde. Es wäre technisch und logistisch vermutlich leicht umzusetzen die viertelstündlichen Preise der Intraday-Eröffnungsauktion um 15 Uhr zu verwenden anstelle der stündlichen Preise der Day-Ahead-Auktion um 12 Uhr.

## 5.3 INSTRUMENTE FÜR DAS VERTEILNETZ

**Vielfalt an Instrumenten.** Die Einführung verteilnetzdienlicher Signale ist wegen der fehlenden natürlichen Preissignale, der hohen Heterogenität sowie dem Mangel an Echtzeitinformation im Verteilnetz herausfordernd. Tabelle 3 zeigt die Vielfalt regulatorischer Instrumente, die einen Anreiz zum netzdienlichen Betrieb flexibler Verbraucher geben können.

**Kriterien.** Im Folgenden stellen wir drei wesentliche Unterscheidungskriterien der Instrumente vor und bewerten Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsoptionen:

- Die *Freiwilligkeit des Abrufs*. Bei Preissignalen erfolgt die Flexibilitätserbringung freiwillig, bei Eingriff durch den Netzbetreiber nicht.
- Die *Länge der Vorlaufzeit* mit der der Eingriff, bzw. das Preissignal bekannt gegeben wird. Die Vorlaufzeit variiert von bis zu einem Jahr, über wenige Tage oder Stunden bis zur rückwirkenden Bestimmung von Hochpreiszeitfenstern.
- Die *Feinheit der Auflösung der Signale*, also die Anzahl der Niveau-Stufen eines Instruments, die von fein gestuft bis binär (nur an oder aus) ausgestaltet werden kann.

Tabelle 3. Instrumente zur Verhinderung von Engpässen im Verteilnetz

	Instrument	Beschreibung
Eingriffsrechte	Dimmung ausgewählter Anlagen	Unangekündigte Dimmung bestimmter Anlagentypen auf vorher definierte Leistung (z.B. Module 1 und 2 der aktuellen BNetzA-Festlegung zu EnWG §14a)
	Abschaltung ausgewählter Anlagen	Komplette Abschaltung bestimmter Anlagentypen. Abschaltung kann im Bedarfsfall (bei gemessenen Engpässen) oder in festen, vorher festgelegten Sperrzeiten erfolgen (z.B. alte Fassung EnWG §14a)
	Dimmung des Haushaltsverbrauchs	Dimmung der gesamten Haushalts-Anschlussleistung. Zeitfenster können langfristig oder kurzfristig festgelegt werden (z.B. aktueller Vorschlag der niederländischen Regulierungsbehörde)
Preisinstrumente	Statisch-zeitvariable Netznutzungsentgelte	Zeitvariable Netzentgelte (Arbeitspreise), die lange im Voraus festgesetzt werden (z.B. Modul 3 der BNetzA-Festlegung zu EnWG §14a)
	Dynamisch-zeitvariable Netznutzungsentgelte	Zeitvariable Netzentgelte (Arbeitspreise), die erst kurz vor Lieferung festgesetzt werden, z.B. am Vortag (z.B. einige Schweizer VNB)
	Critical Peak pricing	Sehr hohe Netzentgelte (Arbeitspreise) in wenigen Stunden im Jahr. Die Tariffhöhe wird mit langer Vorlaufzeit festgelegt, der Zeitpunkt des Eintretens hoher Preisstufen erst kurzfristig. Bei freiwilliger Teilnahme kombiniert mit Rabatt auf Netzentgelt-Arbeitspreise in allen anderen Stunden (z.B. in den USA und in Frankreich)
	Netzentgelt-Aufschlag bei Netzhöchstlast	Stark erhöhte Netzentgelte (Arbeitspreise) in den Viertelstunden mit höchster Netzlast im Jahr. Die Viertelstunden werden rückwirkend anhand der gemessenen Netzlast bestimmt. (z.B. Triads in Großbritannien)
	Situative, kurze Leistungspreise	Netzentgelt-Leistungspreis für Verbrauchsspitze in festgelegtem Zeitraum von wenigen Stunden. Leistungspreis ist nur in Zeiträumen größer als null, in denen Netzüberlastung erwartet werden kann (z.B. Übertragungs- und Verteilnetzentgelte in Griechenland)

### 5.3.1 Freiwilligkeit des Abrufs

**Freiwilligkeit.** Ein netzdienlicher Betrieb von flexiblen Verbrauchsanlagen kann durch eine direkte Steuerung des Netzbetreibers erfolgen oder als freiwillige Reaktion auf ein Preissignal. Beim Eingriffsrecht entscheiden Netzbetreiber, welche Anlagen wann abgeschaltet werden, bzw. mit reduzierter Leistung Strom beziehen. Das Zugriffsrecht kann entweder verpflichtend

sein oder auf freiwilliger Basis erfolgen. Haushalte, die ein Zugriffsrecht gewähren, erhalten i.d.R. eine finanzielle Kompensation, etwa ein reduziertes Netzentgelt. Die Alternative sind Preissignale, wie beispielsweise zeitvariable Arbeitspreise der Netznutzungsentgelte. Diese sind hoch, wenn das Netz hoch belastet ist und niedrig, wenn keine Engpässe auftreten. Eine Lastverschiebung kann dann von niedrigeren Netzentgelten profitieren. Im Unterschied zum Eingriffsrecht verbleibt die Entscheidung über den Einsatz der Flexibilität aber bei den Haushalten oder deren Aggregatoren. Der definitorische Wesensunterschied zwischen Eingriffsrechten und Preissignalen ist also die Freiwilligkeit im operativen Betrieb.

**Zahlungsbereitschaft.** Viele Eingriffsrechte behandeln im Abruf alle Anlagen eines Haushalts gleich, insbesondere wenn der Haushaltsanschluss als solcher gedimmt wird. Bei anderen Implementierungsvarianten wird zwischen Anlagentypen unterschieden, sodass beispielsweise nur Wärmepumpen und Elektroautos gedimmt werden. Auch in diesem Fall kann jedoch nicht zwischen individuellen Präferenzen der verschiedenen Haushalte unterschieden werden. So würde der Netzbetreiber das Laden eines Autos kurz vor einer längeren Fahrt genauso einschränken wie bei einem Auto, das absehbar wenig benutzt werden wird. Ebenso würden alle Wärmepumpen in einer Straße gleichmäßig heruntergefahren, unabhängig von den Temperaturen im jeweiligen Warmwasserspeicher und Haus. Beim Preissignal wäre dies nicht der Fall. Haushalte, bzw. deren Aggregatoren, können selbst entscheiden, wie wichtig ihnen eine unterbrechungsfreie Versorgung ist. Diese Differenzierung des Verbrauchs entsprechend der aktuellen, individuellen Zahlungsbereitschaft ist ökonomisch effizient, die Gleichbehandlung aller Verbraucher zu jedem Zeitpunkt hingegen nicht.<sup>1</sup>

**Abwägung Netz / Markt.** Außerdem findet bei Eingriffsrechten keine Abwägung zwischen den verschiedenen Flexibilitätssignalen statt: das Netzsignal entspricht einem Preissignal mit unendlich hohem Preis und überwiegt somit immer das Marktsignal. Ein netzdienliches Preissignal ist hingegen kompatibel mit dem Großhandelspreissignal und lässt eine sinnvolle Abwägung zwischen beiden Flexibilitätszielen zu. Ein Vorteil von Eingriffsrechten ist, dass diese eine hohe Sicherheit über die effektive Verbrauchsverschiebung schaffen, während bei Preissignalen eine gewisse Unsicherheit über die Menge der verschobenen Last verbleibt. Der Vorteil ist jedoch gering, weil Verteilnetzbetreiber die Netzplanung und -betrieb auf Grund fehlender Datenverfügbarkeit seit jeher unter erheblicher Unsicherheit mit stochastischen Methoden durchführen. Tabelle 4 fasst den Vergleich von Eingriffsrechten und Preissignalen zusammen.

---

<sup>1</sup> Theoretisch können preis- und mengenbasierte Instrumente zu den gleichen Ergebnissen führen und gleich effizient sein, so z.B. die klassischen Instrumente zur Verminderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen: Emissionshandel (Menge festgelegt) und CO<sub>2</sub>-Steuer (Preis festgelegt). Die Eingriffsrechte für Netzbetreiber entsprechen gewissermaßen einem Emissionshandelssystem ohne Möglichkeit zum Handel und sind damit ineffizient.

Tabelle 4. Vergleich von Eingriffsrechten und Preissignalen bei netzdienlicher Steuerung von Verbraucher

Aspekt	Eingriffsrecht	Preissignal
Priorisierung zwischen Verbrauchern	Keine Priorisierung	Differenzierung der Verbraucher nach Zahlungsbereitschaft
Zusammenspiel von Signalen	Keine Abwägung: Netzsignal überlagert immer Marktsignal	Wechselwirkung zwischen Preissignalen aus Strommarkt und Verteilnetz
Sicherheit über Lastverschiebung	Hohe Sicherheit	Weniger Sicherheit
Ökonomische Effizienz	Ineffizient (vgl. Steuer vs. Cap-and-trade-System ohne Handel)	Effiziente Nutzung von Potentialen

**Bewertung.** Wir raten von einer regelmäßigen Begrenzung des Stromverbrauchs durch Netzbetreiber ab. Neben den genannten Gründen macht sie die Elektrifizierung aus Verbrauchersicht unattraktiver, wenn elektrisch-betriebene Anlagen im Gegensatz zu ihren Brennstoff-betriebenen Pendanten nicht zuverlässig nutzbar wären. Stattdessen empfehlen wir die Verwendung von Preissignalen, um flexiblen Verbrauchern netzdienliche Anreize zu geben.

### 5.3.2 Vorlaufzeit

**Ausgestaltungsoptionen.** Sowohl Preis- als auch Eingriffsrechte können mit langer oder kurzer Vorlaufzeit ausgestaltet werden. Bei Preissignalen ist sogar eine erst rückwirkende Bestimmung möglich (Tabelle 5).

Tabelle 5. Vorlaufzeit von Eingriffsrechten und Preissignalen

Vorlauf	Eingriffsrecht	Preissignal
Langfristig (z.B. Vorjahr)	Last-Dimmung oder Abschaltung in festen Sperrzeiten	Statisch-zeitvariable Netzentgelte
Kurzfristig (z.B. Vortag)	Unangekündigte Last-Dimmung oder -Abschaltung	Dynamisch-zeitvariable Netzentgelte; Critical Peak pricing
Rückwirkend		Netzentgelt-Aufschlag bei Netzhöchstlast

**Trade-off.** Bei der Länge der Vorlaufzeit besteht ein Trade-off. Wetterbedingte Netzengpässe, beispielsweise durch hohe Last bei besonders niedrigen Temperaturen oder außergewöhnlich hohe PV-Einspeisung sind erst kurzfristig vorhersehbar. Langfristige Prognosen der Netzlast können nur saisonale und tageszeitliche Muster abbilden und sind somit im Einzelfall unpräzise, insbesondere hinsichtlich des Zeitpunkts von (seltenen) Netz-Engpassituationen. Daher führt die frühzeitige Festlegung von Verbrauchsverschiebung immer auch zu unerwünschtem Flexibilitätseinsatz in Zeiten ohne Engpass. Auf der anderen Seite ermöglicht eine längere Vorlaufzeit eine stärkere Reaktion der flexiblen Verbrauchsanlagen, wenn die

Verbrauchsverschiebung vorbereitet werden muss. Eine Wärmepumpe zum Beispiel kann nur dann ihren Verbrauch zeitweise reduzieren, wenn der Wärmespeicher, beziehungsweise die Wohnräume hinreichend warm sind. Bei kurzfristiger, nicht antizipierbarer Absenkung der Wärmepumpenleistung kann hingegen das Flexibilisierungspotential nicht voll ausgeschöpft werden oder es würde zu Komforteinbußen durch geringere Raumtemperaturen kommen. Auch erlauben lange Vorlaufzeiten manuelle Prozesse (etwa die Veröffentlichung von Preisblättern als PDF-Dateien), während kurze Vorlaufzeiten zwingend einen hohen Automatisierungsgrad verlangen.

**Rückwirkende Bestimmung.** Der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast kann erst nach Jahresende bestimmt werden. Aus dieser Motivation erfolgt bei manchem preisbasierten Instrument die Bestimmung der Netzentgelthöhe erst rückwirkend, so zum Beispiel beim Netzentgelt-Aufschlag für die Netzhöchstlast, wie im Vereinigten Königreich angewandt. Dadurch entsteht zwar ein starker Anreiz für Haushalte, bzw. deren Aggregatoren, den Stromverbrauch in Stunden mit potenziell hoher Netzbelastung gering zu halten. Die Prognose der Stunden mit Jahreshöchstlast wird also gewissermaßen dezentralisiert. Allerdings verursacht dies erhebliche Preisrisiken und Aufwand, um die entsprechenden Stunden zu identifizieren. Darüber hinaus ist es unwahrscheinlich, dass andere Akteure die Verteilnetzbelastung besser antizipieren können als der Verteilnetzbetreiber.

**Empfehlung.** Wie lange die Vorlaufzeit ausfallen sollte, hängt stark vom jeweiligen Netzgebiet ab. Dabei spielt eine entscheidende Rolle, wie gut sich Überlast-Ereignisse kalendarisch präzisieren lassen. Dabei lassen sich drei typisierte Netze unterscheiden:

- Last-dominierte Verteilnetze, etwa in Großstädten.
- Erzeugungs-dominierte Verteilnetze, insbesondere in Regionen mit großer Solar-Leistung in der Niederspannung.
- Flexibilitäts-dominierte Verteilnetze, bei denen (in Zukunft) die Lastverschiebung so groß ist, dass sie die Netzbelastung prägt.

Grundsätzlich erscheinen in vornehmlich Last-dominierten Verteilnetzen längere Vorlaufzeiten ausreichend, solange das Volumen des reagierenden Verbrauchs noch überschaubar ist. Hier lässt sich die Netzbelastung durch Uhrzeit, Wochentag und Jahreszeit hinreichend genau beschreiben. Dies zeigt auch unsere Simulation eines statisch-zeitvariablen Drei-Stufen-Netzentgelts für das Berliner Verteilnetz. In Erzeugungs-dominierten Verteilnetzen sind hingegen kürzere Vorlaufzeiten notwendig, da sich die Netzbelastung kaum kalendarisch bestimmen lässt. Die gilt insbesondere bei Windenergie; auch bei Solarenergie sind Erzeugungsspitzen erst kurzfristig vorhersehbar, diese folgen aber klareren saisonalen und tageszeitlichen Mustern. In Verteilnetzen mit einer hohen Durchdringung flexibler Verbraucher wird die Netzbelastung vor allem durch Lastverschiebung verursacht. Hier werden alle Arten von zeitvariablen Netzentgelten an ihre Grenzen kommen und müssen vermutlich mit zusätzlichen Instrumenten kombiniert werden, auf die wir in Abschnitt 5.5 eingehen.

**Umsetzbarkeit.** In Deutschland erscheint eine kurze Vorlaufzeit von einem Tag oder weniger in den nächsten zwei bis drei Jahren kaum umsetzbar. Dies wäre auch sowohl für Eingriffsrechte als auch für preisbasierte Instrumente wenig sinnvoll, solange keine entsprechende

Kommunikationsinfrastruktur vorhanden ist und die Auslastung der Verteilnetze wegen fehlender Echtzeitinformationen auf Abschätzungen beruht, die ihrerseits primär auf kalendarischen Größen wie Jahres- und Uhrzeit basieren. Mittelfristiges Ziel sollte jedoch eine deutliche Verkürzung der Vorlaufzeit sein. Allerdings ist eine Vorlaufzeit von einer Woche aus Netzsicht kein wesentlicher Vorteil gegenüber einer Bestimmung zu Jahresbeginn, da Wetterprognosen und somit die Netzauslastung erst mit etwa 24 Stunden Vorlauf hinreichend genau sind. In diesem Zeitrahmen ist auch der Großteil des Flexibilitätspotentials noch verfügbar, da die Lastverschiebung von Wärmepumpen und Elektroautos kaum über mehr als wenige Tage erfolgen würde. Mittelfristig ist also, egal ob bei Eingriffsrecht oder Preissignal, eine Entscheidung frühestens am Vortag auf Basis guter Wetterprognosen und eines präzisen Bildes der Netzbelastung anzustreben.

**Statische Signale.** Auf dem Weg zu solchen kurzen Vorlaufzeiten empfehlen wir die zeitnahe und großflächige Einführung von Verteilnetz-Signalen mit langer Vorlaufzeit. Diese dienen als Wegbereiter für dynamische Signale, indem sie Netzbetreibern ermöglichen, erste Erfahrungen mit der Abrechnung zeitvariabler Entgelte zu sammeln und bei Verbrauchern und Anlagen-Herstellern Innovationen auslösen. Solch statische Instrumente sollten dabei so präzise wie möglich ausgestaltet werden. Also nicht als Hochpreisfenster jeden Tag zwischen 8:00 und 20:00 Uhr, sondern, je nach Netzgebiet, z.B. an Wochentagen zwischen Dezember und Februar zwischen 17:00 und 19:30 Uhr. Die in Abschnitt 4.1.1 dargestellte Methodik könnte von Netzbetreibern als Grundlage zur Festlegung der Preisstufen verwendet werden.

### 5.3.3 Feinheit der Auflösung

**Ausgestaltungsoptionen.** Ein drittes wesentliches Kriterium zur Bewertung der Instrumente ist die Feinheit der Auflösung der Signale, also die Anzahl der Stufen in einem zeitvariablen Netzentgelt oder der Stufen der Dimmung. Das mögliche Spektrum erstreckt sich dabei von einer binären Regelung (z.B. einfache Sperrzeiten, bzw. zweistufige Netzentgelte) bis zu einer feingestufteten Steuerung (Unterschiedliche Sperrzeiten mit verschiedenen Dimm-Stufen bzw. vielen Preisstufen).

**Bewertung.** Die Dimension der Feinheit der Auflösung scheint uns in der deutschen Debatte unterbelichtet zu sein. Wir sehen zwei Gründe, die stark für eine möglichst feine Auflösung des Instruments sprechen. Erstens kann eine feine Auflösung den Flexibilitätseinsatz besser und genauer auf das Notwendige begrenzen. Grundsätzlich sollte die Last nur so stark reduziert bzw. erhöht werden, dass eine Überlastung des Verteilnetzes unwahrscheinlich wird. Alle darüber hinaus gehenden Lastverschiebungen sind ineffizient und sollten nach Möglichkeit vermieden werden. Daher sollten möglichst präzise Informationen über den Netzzustand weitergegeben werden. Zum Beispiel sollten statisch zeitvariable Netzentgelte am Anfang und Ende des Winters niedriger ausfallen, wenn die Wahrscheinlichkeit für besonders niedrige Temperaturen dann auch etwas geringer sind als in der Mitte des Winters. Zweitens hat eine feingestufte Steuerung den Vorteil, dass sie eine starke Verbrauchskonzentration als Folge von Nachhol- bzw. Vorzugseffekten unwahrscheinlicher macht. Bei Sperrzeitfenstern besteht beispielsweise die Gefahr neuer Verteilnetzengpässe direkt vor oder nach den Sperrzeiten,

ebenso bei starken Sprüngen in den Netzentgelten. Eine feinere Auflösung des Instruments würde das Wiedereinsetzen des Verbrauchs zeitlich entzerren.

**Digitalisierung.** Ein Grund für eine geringe Feinheit in der Auflösung kann sein, dass sich Menschen wenig komplexe Tarife besser merken können. In einem ohnehin digitalisierten System ist eine feinere Auflösung jedoch einer groben Auflösung vorzuziehen.

## 5.4 NOTFALL-EINGRIFFSRECHTE

**Notfall.** Wir halten wir es für sinnvoll und dringend geboten, dass Netzbetreiber in außergewöhnlichen Notsituationen einzelne Anlagen wie Speicher, E-Autos und Wärmepumpen gezielt dimmen oder abregeln können. Dies ist in Notlagen sinnvoll, in denen ansonsten ganze Verteilnetze abgeworfen werden müssten, etwa um einen gefährlichen Frequenzabfall zu stoppen. Solche Situationen sollten nur einmal alle paar Jahre bis Jahrzehnte auftreten. Bei solchen Steuerungsmöglichkeiten ist, ebenso wie bei Smart Metern, die IT-Sicherheit der dezentralen Anlagen elementar, um Resilienz im Energiesystem zu gewährleisten.

**Bewertung.** Das Abschalten einzelner Lasten ist dem Abwurf ganzer Regionen eindeutig vorzuziehen. Beispielsweise wäre es in Texas im Februar 2021 besser gewesen, elektrische Heizungen abzuschalten als ganze Städte vom Netz zu nehmen. Bislang haben Netzbetreiber in Deutschland kaum die Möglichkeit bestimmte Anlagentypen gezielt anzusteuern. Wir empfehlen daher eine solche Regelung zeitnah einzuführen. Jedoch hat ein solcher Eingriff im Notfall nichts mit regelmäßigen Eingriffen im alltäglichen Netzbetrieb gemein.

## 5.5 NEUE NETZBELASTUNG DURCH FLEXIBILITÄT?

**Befürchtung.** In der Debatte um haushaltsnahe Flexibilitäten wird häufig die Sorge angeführt, der Flexibilitätseinsatz könne neue Netzüberlastungen verursachen. Die Befürchtung ist, dass zu viele Verbraucher gleichzeitig ihre Last verschieben, zum Beispiel wenn alle Elektroautos gleichzeitig laden, und diese eine neue Lastspitze verursacht („überschießen“). Diese Sorge besteht einerseits bei Verteilnetzinstrumenten (Sperrzeitfenster, zeitvariable Netzentgelte, etc.), aber auch bei der reinen Strommarkt-Flexibilität: Bei einem heutigen dynamischen Stromtarif (Halb-Flex-Tarif) ist es erstmal plausibel, dass beispielsweise viele Elektroautos im Falle von digital optimiertem Laden ihren gesamten Strombezug in die eine Stunde mit den niedrigsten Day-Ahead-Preisen verschieben, da viele Autos im Alltagsbetrieb eine Ladezeit von weniger als einer Stunde täglich aufweisen.

**Neue Lastspitzen.** Ob flexible Verbraucher tatsächlich neue Lastspitzen im Verteilnetz verursachen, hängt zunächst einmal von der Menge des verschobenen Verbrauchs ab. Während bei Verschiebung nur weniger Verbraucher die maximale Netzbelastung zunächst absinken kann, steigt diese bei zunehmender Verbrauchsverschiebung irgendwann wieder an, wenn



keine entsprechenden Gegenmaßnahmen getroffen werden. Bei sehr hohem Flexibilitätseinsatz ist es sogar möglich, dass dieser neue, noch höhere, Lastspitzen verursacht (Abbildung 13).

### Einfluss von Flexibilitätseinsatz auf Verteilnetz

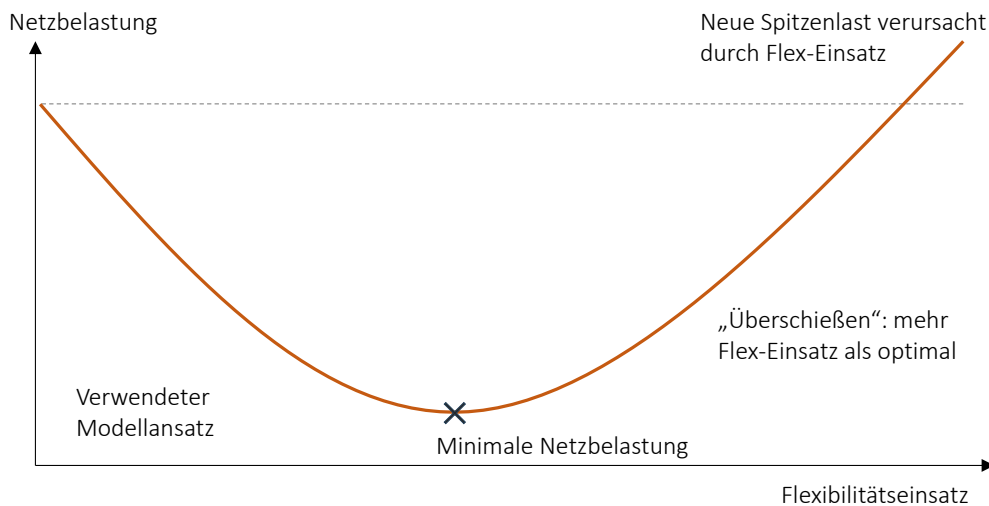


Abbildung 13. Netzbelastung in Abhängigkeit des verschobenen Verbrauchs

**Einordnung unserer Modellergebnisse.** Eine Verbrauchskonzentration durch Flexibilitätseinsatz ist in dem von uns verwendeten Modellansatz nicht berücksichtigt, da nur jeweils eine Anlage modelliert wird und eine neue Höchstlast erst dann entstehen kann, wenn eine Vielzahl von Anlagen synchron reagiert. Im untersuchten Verteilnetz Berlins ist eine starke Verbrauchskonzentration aktuell jedoch unwahrscheinlich. Dies liegt vor allem an der noch geringen Anzahl flexibel betriebener Anlagen. Außerdem zeigt der Blick in reale Daten, dass Stunden mit einer hohen Netzbelastung tendenziell auch hohe Großhandelspreise aufweisen, dass also eine marktorientierte Flexibilität das Netz entlasten dürfte (Abbildung 14). Dies spiegelt sich auch in unseren Simulationsergebnissen wider, wo bereits durch den Halb-Flex-Tarif eine deutliche Reduktion der Netzkosten zu erreichen ist.

## Großhandelspreise und Verteilnetzbelastung

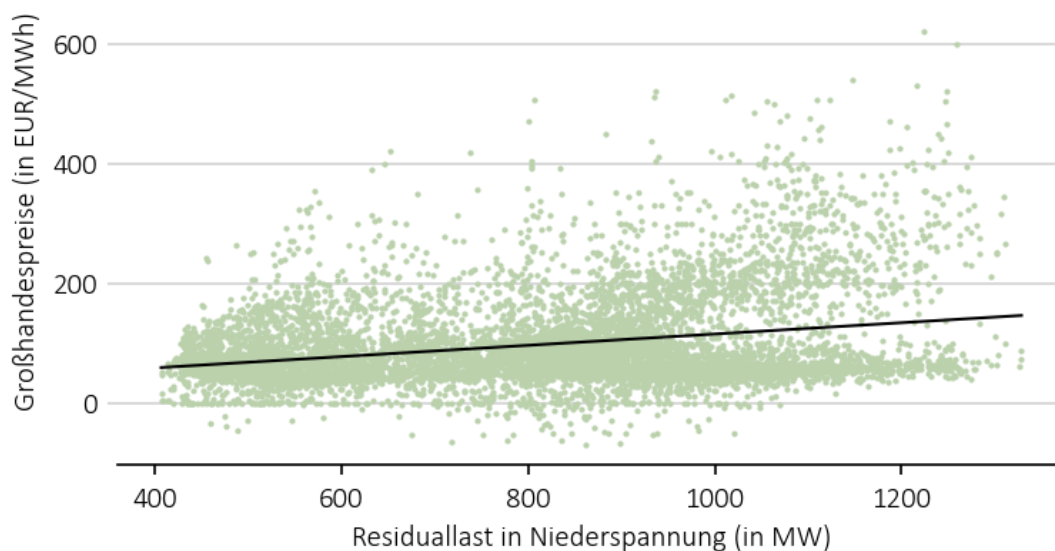


Abbildung 14. Die Großhandelspreise korrelieren mit der Verteilnetzbelastung. Jeder Punkt in der Abbildung entspricht einer Stunde im Jahr 2021, die Residuallast stammt aus der Niederspannungsebene des Berliner Verteilnetz.

**Praxisrelevanz.** Damit es zu einer neuen Lastspitze durch eine starke Konzentration der verschobenen Last kommt, bedarf es neben einer großen Anzahl optimierter Anlagen ein stark synchronisiertes Verhalten. Wie stark Flexibilitätsanreize den flexiblen Verbrauch in der Praxis tatsächlich konzentrieren, hängt von der Heterogenität der Anlagenkonfigurationen, der Korrelation der Tagesrhythmen der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie deren Präferenzen hinsichtlich Lastverschiebung, der Unterschiedlichkeit der Optimierungsansätze, sowie der Feinheit der Abstufung des Signals ab. Je heterogener diese Faktoren ausfallen, desto stärker „verschmiert“ die Verbrauchskonzentration über längere Zeiträume. Der Grad der Synchronisierung flexibler Anlagen ist ohne Erfahrungen aus dem Realbetrieb schwer abzuschätzen. Jedoch ist es auch heute so, dass die Verteilnetzplanung stark von empirisch ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt ist. Bestehende Studien basieren oft auf typisierter mathematischer Modellierung, die eine Streuung von Parametern nicht berücksichtigt.

**Ex-ante Signal.** Die fundamentale Ursache der Verbrauchskonzentration ist die Tatsache, dass Signale vor der Verbrauchsentscheidung (ex ante) festgelegt und anschließend nicht mehr verändert werden. Es findet also keine Rückkopplung der tatsächlich erfolgten Lastverschiebung auf das Signal statt. Dies gilt sowohl für im Vorhinein festgelegte Netzentgelte, Day-ahead Strompreise, Sperrzeitfenster als auch die Verbrauchs-Dimmung durch Netzbetreiber. Damit unterscheiden sich diese Instrumente von Gleichgewichtspreisen, die auf Nachfrageveränderungen reagieren.

**Ausblick.** Die Herausforderung der Verbrauchskonzentration wird mit steigender Anzahl flexibel betriebener Anlagen an Relevanz gewinnen. Angesichts des langsamen Fortschritts bei der Verbrauchsflexibilisierung halten wir es jedoch nicht nötig, Vorsorgemaßnahmen schon jetzt zu implementieren. Andererseits ist klar, dass statisch-zeitvariable Netzentgelte oder einfache Sperrzeitfenster wegen der fehlenden Rückkopplung langfristig die Verteilnetzüberlastung

nicht werden verhindern können. Es ist daher hilfreich, sich schon frühzeitig über ergänzende Instrumente Gedanken zu machen.

**Gleichgewichtspreise.** Die ökonomisch-theoretisch optimale Lösung wäre es, Netzentgelte und Strompreise als Gleichgewichtspreise zu implementieren, d.h. nodale Preise auf Verteilnetzebene einzuführen. Eine lokale Lastkonzentration würde dann immer zu steigenden Preisen führen und ein Überschießen wäre ausgeschlossen. Allerdings ist dies wegen der hohen Komplexität und Transaktionskosten selbst mittelfristig keine praktikable Option. In der Praxis müssten Netzbetreiber bei der Verwendung von Eingriffsrechten die durch die Lastverschiebung verursachte Verteilnetzbelastung antizipieren und die entsprechenden Eingriffe anpassen. Ex-ante Preissignale, wie zeitvariable Netzentgelte, müssten mit zusätzlichen Instrumenten ergänzt werden. Dies könnte zum Beispiel durch einen rückwirkend bestimmten Netzentgelt-Aufschlag in den Stunden mit der höchsten Verteilnetzbelastung erfolgen. Wie in Abschnitt 5.3.2 erläutert, verursacht dies jedoch hohe Preisrisiken.

**Situative Leistungspreise.** Vielversprechender halten wir daher situative, kurze Leistungspreise. Wie heutige Leistungspreise bei RLM-Kunden sind dies Preise, die sich auf die viertelstündliche individuelle Spitzenlast beziehen ( $\text{ct/kW}_{\text{peak}}$ ). Anders als diese finden sie jedoch nur in Zeiträumen Anwendung, in denen eine neue Spitzenlast zu befürchten ist und haben eine Berechnungsdauer von wenigen Stunden anstatt eines Jahres. Sie würden dann auf den Zeitraum mit geringsten Netzentgelt-Arbeitspreisen (und den geringsten erwarteten Großhandelspreisen) angewendet, beispielsweise während des Winters nachts von 22:00 bis 4:00 Uhr oder in den Sommermonaten mittags von 11:00 bis 15:00 Uhr. Solche Leistungspreise machen Lastspitzen unattraktiv und führen dazu, dass sich der Verbrauch gleichmäßiger in dem betroffenen Zeitfenster gleichmäßig verteilt: anstatt in der einen Viertelstunde mit den niedrigsten Börsenpreisen zu laden, würden Elektroautos dann konstant über den gesamten Zeitraum Strom beziehen. In allen anderen Stunden, in denen keine neuen Lastspitzen zu befürchten sind, fallen keine Leistungspreise an, da in diesen Zeiträumen eine Verstetigung des Verbrauchs kontraproduktiv wäre. Weil Leistungspreise vom individuellen Verbrauch und nicht von der Verteilnetz-Höchstlast abhängen, erfordert sie keine Netzlastprognose von Haushalten oder Aggregatoren. Preisrisiken wie beim rückwirkenden Netzentgelt-Aufschlag fallen ebenfalls nicht an.

## 6 Empfehlung

---

**Diese Studie.** Die Anzahl an Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern in Deutschland wird in den kommenden Jahren stark anwachsen. Dadurch wächst auch der Bedarf an Kraftwerken und Verteilnetzen. Vor diesem Hintergrund zeigt diese Studie anhand typischer Haushalte, welche Kosten im Stromsystem durch eine systemdienliche Flexibilisierung dieser neuen Verbrauchstechnologien eingespart werden können, ohne dass Komforteinbußen auftreten. Daraus leiten wir Empfehlungen für Regulierung und Marktdesign ab, die Anreize für eine solche Flexibilisierung schaffen.

**Ergebnisse.** Unsere Modellierung zeigt, dass die Stromkosten durch einen optimierten Anlagenbetrieb massiv gesenkt werden können: bei Wärmepumpen um 24%, bei Elektroautos sogar um 70%. Dabei berücksichtigen diese Rechnungen noch nicht einmal weitere Erlöspotentiale, wie die Nutzung von Intraday-Strompreisen oder bidirektionales Laden. Das Verschleppen der Flexibilisierung haushaltsnaher Verbraucher verursacht somit erhebliche volkswirtschaftliche Kosten. Wie wichtig sinnvolle ökonomische Anreize sind, verdeutlicht auch das Beispiel der Eigenverbrauchsoptimierung von Heimspeichern: Die klassische, heute dominierende Eigenverbrauchs-optimierung senkt zwar die Stromrechnung der jeweiligen Haushalte, erzielt aber nahezu keinen Nutzen für das Stromsystem. Sie resultiert vor allem in einer Umverteilung auf Kosten anderer Verbraucher.

**Netzdienliche dynamische Tarife.** In der energiepolitischen Diskussion wird manchmal argumentiert, dass heutige dynamische Stromtarife zu einer Belastung der Verteilnetze führen. Unsere Analysen zeigen das Gegenteil: Die Lastverschiebung von Stunden mit hohen Großhandelspreisen in Stunden mit niedrigen Preisen, also der marktgetriebene Einsatz der Flexibilität, *entlastet* heutzutage tendenziell nebenbei auch das Verteilnetz. Somit sind dynamische Tarife aktuell netzdienlich und senken die Kosten aller anderen Netzkunden.

**Strommarkt-Signale.** Dynamische Stromtarife machen die Flexibilität haushaltsnaher Verbraucher für den Strommarkt nutzbar. Solche Tarife sind zwar heute bereits verfügbar, jedoch bremst der schleppende Smart Meter-Rollout deren Nutzung in der Breite.

**Netzentgelte.** Die Einführung netzdienlicher Signale ist aufgrund fehlender natürlicher Preissignale im Verteilnetz deutlich herausfordernder. Kurzfristig sinnvoll und machbar erscheint uns die Einführung statisch-zeitvariabler Verteilnetzentgelte, also von Netzentgelten, deren Höhe kalendarisch festgelegt ist, ähnlich zu früheren Telefontarifen. Dass solche Entgelte neue Netzengpässe schaffen, ist auf Basis unserer Analysen aktuell unwahrscheinlich, für die längerfristige Zukunft jedoch denkbar. Solche statisch-zeitvariablen Netzentgelte sollten daher mittelfristig weiterentwickelt werden: sie sollten perspektivisch mit kurzer Vorlaufzeit bestimmt werden, um Wettersituationen, wie Kältewellen und Windfronten berücksichtigen zu können. Außerdem empfehlen wir eine feinere Abstufung der Tarifstufen, um eine Konzentration der Verbrauchsnachholung zu vermeiden. Situative Leistungspreise könnten ein weiteres Element der zukünftigen Netzentgeltsystematik sein, um neue Verbrauchsspitzen flexibler Anlagen zu glätten.

**Eingriffsrechte.** Eingriffsrechte durch Netzbetreiber sind Preissignalen in vielerlei Hinsicht unterlegen. Sollten sie dennoch genutzt werden, ist auch hier eine kurzfristige, situationsbezogene Festlegung sowie eine feine Abstufung des Signals zu empfehlen. Die Tiefe der Dimmung sollte also in Stufen erfolgen und erst am Vortag festgelegt werden. Feste Sperrzeitfenster sind dagegen nicht zu empfehlen.

## 7 Literaturverzeichnis

---

- ACER (2023). Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report. [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_MMR\\_2023\\_Barriers\\_to\\_demand\\_response.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Barriers_to_demand_response.pdf).
- Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/haushaltsnahe-flexibilitaeten-nutzen>.
- Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-stromsystem-2035>.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021). „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“. <https://www.dena.de/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>.
- Europäische Kommission (2023). Electricity Market Reform for consumers and annex. [https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex\\_en?prefLang=de](https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex_en?prefLang=de)
- Gaete-Morales, C., Kramer, H., Schill, WP. et al. (2021). An open tool for creating battery-electric vehicle time series from empirical data, emobpy. Sci Data 8, 152. <https://doi.org/10.1038/s41597-021-00932-9>.
- Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. <https://doi.org/10.48485/pik.2021.006>.
- Nobis, C. & Kuhnimhof, T. (2018). Mobilität in Deutschland – MiD: Ergebnisbericht. <https://elib.dlr.de/125879>.
- Neon (2023). Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität. Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung. Kurzstudie Im Auftrag von LichtBlick SE. <https://neon.energy/Neon-Dynamischer-Tarif.pdf>.
- Pflugradt, N., Stenzel, P., Kotzur, L., Stolten, D. (2022). LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles. Journal of Open Source Software, 7(71), 3574, <https://doi.org/10.21105/joss.03574>.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-2045-1>.
- Ruhnau, O., Muessel, J. (2023). When2Heat Heating Profiles. Open Power System Data. <https://doi.org/10.25832/when2heat/2023-07-27>.