



Kurzstudie: Flexibilitätspotenzial von Haushalten zur netzdienlichen Reduktion von Nachfragespitzen

November 2018

www.ewi.research-scenarios.de

AUTOREN

Dr. Christina Elberg

Cordelia Frings

Samir Jeddi

Amelie Sitzmann

DANKSAGUNG

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die zur Verfügung gestellten Fördermittel innerhalb des Projekts Kopernikus ENSURE „Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“ (Förderkennzeichen 03SFK1L0). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Studie liegt bei den Autoren.

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	V
Zusammenfassung	IV
1 Einleitung.....	- 1 -
2 Methodik.....	- 2 -
2.1 Modellbeschreibung	- 2 -
2.2 Definition von Haushaltstypen.....	- 3 -
2.3 Szenariendefinition.....	- 4 -
3 Quantitative Analyse.....	- 7 -
3.1 Auslegung der Technologiekonfiguration	- 7 -
3.2 Einfache Abendspitze	- 10 -
3.3 Erweiterte Abendspitze.....	- 13 -
3.4 Maximaler Netzbezug	- 16 -
3.5 Kalte Dunkelflaute	- 19 -
3.6 Exkurs: Elektromobilität.....	- 21 -
4 Einordnung der Ergebnisse	- 25 -
Literaturverzeichnis.....	- 27 -
Anhang	- 29 -

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Eingangsgrößen und Ergebnisse von COMODO.....	- 2 -
Abbildung 2: Betrachtete typische Haushaltskonfigurationen	- 4 -
Abbildung 3: Maximale und durchschnittliche vertikale Last im Netzgebiet der RNG in 2015	- 5 -
Abbildung 4: Szenarien.....	- 6 -
Abbildung 5: Lastspitzen unterschiedlicher Haushaltstypen.....	- 8 -
Abbildung 6: Netzbezugsprofile eines Bestandshaushalts mit unterschiedlicher Wärmeversorgung in einer Winterwoche.....	- 9 -
Abbildung 7: Technologiespezifische Kosten eines Bestandshaushalts mit Wärmepumpe im Szenario „Einfache Abendspitze“	- 10 -
Abbildung 8: Veränderung der jährlichen Energieversorgungskosten im Szenario „Einfache Abendspitze“ ...	- 11 -
Abbildung 9: Anpassungen des Netzbezugs bei einer vollständigen Reduktion des Netzbezugs im Szenario „Einfache Abendspitze“	- 12 -
Abbildung 10: Veränderung der jährlichen Energieversorgungskosten im Szenario „Erweiterte Abendspitze“	- 14 -
Abbildung 11: Lastgang eines Bestandshaushalts mit Wärmepumpe in einer Winterwoche bei einer vollständigen Restriktion der Lastspitze zwischen 16 und 21 Uhr	- 16 -
Abbildung 12: Maximale Lastspitzenreduktion der jeweiligen Haushaltstypen	- 17 -
Abbildung 13: Veränderung der jährlichen Energieversorgungskosten im Szenario „Maximaler Netzbezug“ ..	- 18 -
Abbildung 14: Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades einer Wärmepumpe und des Wärmebedarfs	- 20 -
Abbildung 15: Vergleich der Kostenänderungen bei einer Restriktion der Lastspitze unter Berücksichtigung einer kalten Dunkelflaute.....	- 20 -
Abbildung 16: Maximale Lastspitze unterschiedlicher Haushaltstypen mit Elektroautos.....	- 22 -
Abbildung 17: Veränderung der jährlichen Energieversorgungskosten eines Bestandshaushalts mit Wärmepumpe, PV-Anlage und Elektroauto	- 23 -
Abbildung 18: Veränderung der jährlichen Energieversorgungskosten unterschiedlicher Fahrprofile im Szenario „Maximaler Netzbezug“	- 24 -
Abbildung 19: Exemplarisches Fahrprofil eines Singles.....	- 29 -

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Strom- und Wärmebedarf der Haushalte	- 4 -
Tabelle 2: Installierte Kapazitäten der Haushalte	- 8 -
Tabelle 3: Annahmen zur Entwicklung der Strom- und Gaspreise	- 29 -

ZUSAMMENFASSUNG

Zukünftig könnte ein verstärkter Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos in den Sektoren Gebäude und Verkehr neue Anforderungen an den Netzausbau und den Netzbetrieb stellen, insbesondere in der Niederspannung. Die Technologien haben dabei Einfluss auf die nachgefragte Strommenge sowie auf die zeitliche Struktur der Stromnachfrage. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Flexibilitätspotenziale in Haushalten zukünftig kostengünstig genutzt werden könnten.

Im Rahmen dieser Studie wird das netzdienliche Flexibilitätspotenzial unterschiedlicher Haushaltstypen analysiert. Im Fokus stehen dabei die Kosten der Flexibilität in solchen Zeitfenstern, die für Niederspannungsnetze potenziell kritisch sind. Die Untersuchung erfolgt mit Hilfe des ewi ER&S-Modells zur Analyse des Konsumentenverhaltens (COMODO) und analysiert die Flexibilitätspotenziale für das Jahr 2030.

Es werden fünf exemplarische Haushaltstypen betrachtet, deren Wärmeversorgung entweder über einen Gasbrennwertkessel oder eine elektrische Luftwärmepumpe erfolgt. Als lastgetriebene netzkritische Zeitfenster werden die Szenarien „Einfache Abendspitze“ (17 bis 19 Uhr) und „Erweiterte Abendspitze“ (16 bis 21 Uhr) definiert. Daneben wird ein Szenario betrachtet, in dem die Lastspitze in allen Stunden begrenzt ist („Maximaler Netzbezug“). Zudem wird für alle drei Szenarien das Flexibilitätspotenzial unter extremen Wetterbedingungen („Kalte Dunkelflaute“) analysiert.

Die Haushalte mit Luftwärmepumpe installieren zur Optimierung ihrer Wärmeversorgung zusätzlich einen thermischen Speicher, auch bei unbeschränktem Strombezug aus dem Netz. Denn diese Kombination ist für sie jeweils einzelwirtschaftlich optimal. In den netzkritischen Zeitfenstern kann der thermische Speicher ohne zusätzliche Kosten eingesetzt werden, um den stündlichen Netzbezug zu reduzieren.¹ Mit den bereits installierten thermischen Speichern können Haushalte mit Wärmepumpe ihre individuelle Lastspitze in allen betrachteten Szenarien um mindestens 10 % senken.

Haushalte in Neubauten, deren Wärmeversorgung mit einer Wärmepumpe gedeckt wird, können ihre stündliche Lastspitze in allen betrachteten Szenarien um fast 50 % auf das Niveau eines heute typischen Haushalts mit Gasbrennwertkessel (definiert als Status quo) senken, ohne dass zusätzliche Kosten entstehen. Bestandshaushalte mit Wärmepumpe können ihre Lastspitze in den beiden netzkritischen Zeitfenstern ebenfalls auf das Niveau des Status quo senken, sofern sie in zusätzliche thermische Speicherkapazitäten investieren. Die dadurch entstehenden zusätzlichen jährlichen Energieversorgungskosten betragen für den einzelnen Haushalt bis zu 230 Euro pro Jahr. Im Szenario „Maximaler Netzbezug“ kann in Bestandshaushalten mit Wärmepumpe die individuelle Lastspitze um etwa ein Drittel mit Hilfe thermischer Speicher gesenkt werden. Um

¹ Exklusive der Kosten für Steuerungstechnologien.

die Lastspitze weiter senken zu können, müssen alle Haushalte eine Batterie installieren. Haushalte mit PV-Anlage können diese Batteriespeicher zusätzlich nutzen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Extreme Wetterphänomene, wie das Szenario „Kalte Dunkelflaute“, haben in den beiden netzkritischen Zeitfenstern keinen Einfluss auf das Flexibilitätspotenzial der Haushalte und somit auch nicht auf deren Kosten. Auch in dem Szenario „Maximaler Netzbezug“ senkt die kalte Dunkelflaute das Flexibilitätspotenzial in einem Bestandshaushalt und in einem Haushalt im Neubau nur geringfügig.

Die betrachteten Haushalte mit Wärmepumpe weisen in allen Szenarien ein kostengünstiges Flexibilitätspotenzial auf, das grundsätzlich netzdienlich eingesetzt werden kann. So können Haushalte mit Wärmepumpe ihre stündliche Lastspitze mit Hilfe thermischer Speicher in netzkritischen Zeitfenstern deutlich senken. Der zusätzliche Netzbezug durch den Heizstrom kann durch Investitionen in thermische Speicher in dem Maße gesteuert werden, dass innerhalb der netzkritischen Zeitfenster keine Lastspitze erzeugt wird, die höher ist als die Lastspitze auf dem Niveau eines Haushaltes mit konventioneller Wärmeversorgung. Da aktuell in der Niederspannung kaum netzkritische Situationen auftreten, dient die Lastspitze eines Haushaltes mit konventioneller Wärmeversorgung als Anhaltspunkt zur Einordnung des Flexibilitätspotenzials. Weiterführende Aussagen darüber, in welchem Umfang Flexibilität realisiert und zusätzliche Investitionen über die Anfangsausstattung hinaus getätigt werden sollten, lassen sich nicht auf Basis der einzelwirtschaftlichen Optimierung treffen. Die Summe der Netznutzer, deren Profile und die resultierenden Gleichzeitigkeitseffekte innerhalb eines Netzstrangs sind hierfür ebenso von Bedeutung wie der Zustand des betrachteten Netzes. Außerdem spielt es eine wichtige Rolle, wie die aufgezeigten Flexibilitätspotenziale mit geeigneten Anreiz- und/oder Koordinationsmechanismen gehoben werden können.

1 EINLEITUNG

Der Netzausbau wird aktuell vorwiegend von der wetterabhängigen, volatilen und zumeist dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getrieben. Zukünftig könnte auch eine erhöhte Stromnachfrage in den Sektoren Gebäude und Verkehr neue Anforderungen an den Netzausbau und den Netzbetrieb stellen, insbesondere im Niederspannungsnetz. Ein verstärkter Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos hat Einfluss auf die nachgefragte Menge und die Struktur der Stromnachfrage. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Flexibilitätspotenziale in Haushalten (mit Wärmepumpen oder Elektroautos) kostengünstig genutzt werden könnten, um potenzielle Engpässe im Verteilnetz zu beheben oder den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

In der vorliegenden Studie wird analysiert, welche Flexibilitätspotenziale in Haushalten für eine netzdienliche Lastverschiebung genutzt werden könnten und welche Kosten hieraus resultieren würden. Dazu werden mit Hilfe des ewi ER&S-Modells COMODO, mit dem die Energieversorgung für Endkunden modelliert wird, Lastverschiebungspotenziale einzelner typischer Haushalte bestimmt. Um die Netzdienlichkeit einer Lastverschiebung zu berücksichtigen, werden in unterschiedlichen Szenarien potenziell netzkritische Zeitfenster im Niederspannungsnetz identifiziert. Innerhalb dieser Szenarien werden die Potenziale zur netzdienlichen Lastverschiebung von Haushalten analysiert. Die Flexibilisierung des Einsatzes von Wärmepumpen ist dabei besonders interessant, da die Fahrweise von Heizungstechnologien potenziell vollständig automatisiert werden könnte. Für die Flexibilisierung des Ladens eines Elektroautos hingegen müssen verstärkt verhaltensökonomische Aspekte berücksichtigt werden, weshalb die Betrachtung von Haushalten mit Elektrofahrzeugen hier nur in einem Exkurs erfolgt.

In Kapitel 2 wird das ewi ER&S-Modell COMODO vorgestellt, die Modellannahmen erläutert und die betrachteten Szenarien definiert. In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der durchgeführten Modellrechnungen dargestellt. Kapitel 4 fasst die Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

2 METHODIK

2.1 Modellbeschreibung

COMODO bildet die wirtschaftliche Energieversorgung für Endkunden ab. Dabei wird stets ein wirtschaftliches Optimum zur Deckung des Endenergiebedarfs (Strom) und des Nutzenergiebedarfs (Raum- und Warmwasserwärme) auf Endkundenebene ermittelt. Das Modell bietet die Möglichkeit, aktuelle, geplante und hypothetische Rahmenbedingungen abzubilden. Dazu zählen beispielsweise Endverbraucherpreise, Steuern, Vergütungsmechanismen und Verbote. Dadurch können sowohl Investitionsentscheidungen einzelner Konsumententypen und deren Treiber als auch Diffusionsprozesse dezentraler Erzeugungstechnologien im Haushalts-, GHD- und Industriesektor analysiert werden.

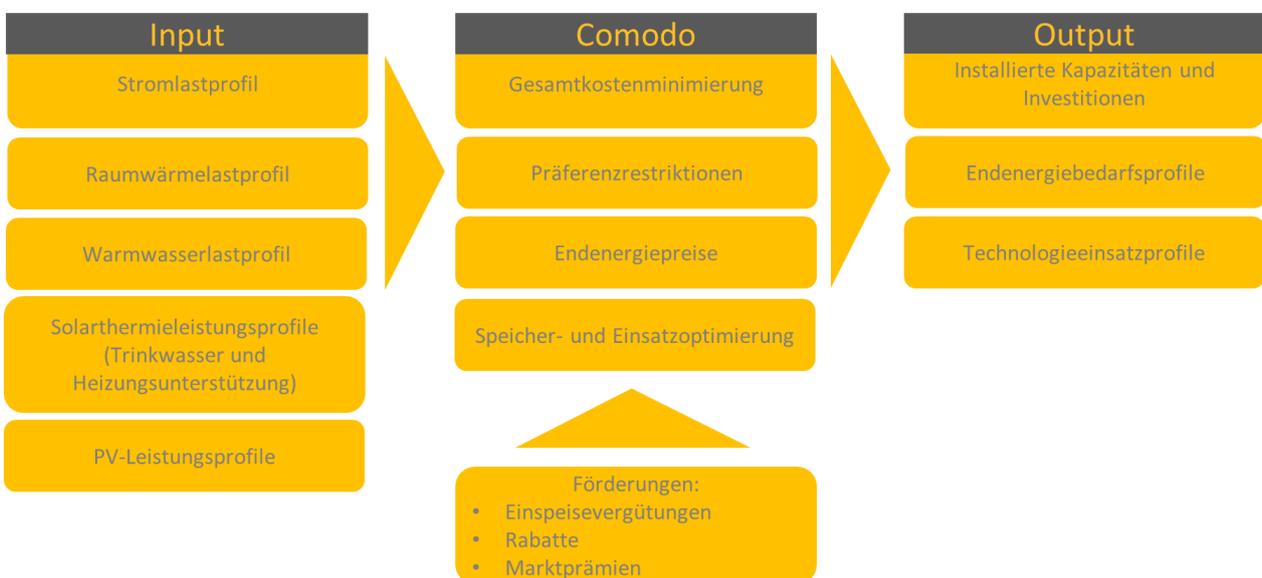


ABBILDUNG 1: EINGANGSGRÖSSEN UND ERGEBNISSE VON COMODO

Quelle: Eigene Darstellung

In COMODO kann eine Vielzahl von Kunden beziehungsweise Kundenklassen abgebildet werden. Die Endkunden werden anhand ihrer technischen Eigenschaften (u.a. Bedarfsprofile oder vorinstallierte Anlagen) in Klassen eingeteilt. Weitere endkundenspezifische Parameter, wie zum Beispiel im Fall von PV die bebaubare Fläche und im Fall von Solarthermie die maximal zugängliche Dachfläche, schränken die Optionen für die Technologiekombinationen ein.

Für die einzelnen Endkunden wird auf Basis von stündlichen Strom-, Warmwasser- und Raumwärmebedarfsprofilen die kostenminimale Energiebereitstellung ermittelt. Hierzu optimiert COMODO zeitgleich die einzelnen Investitionsentscheidungen für Technologiekombinationen sowie die optimalen Einsatzprofile der installierten Technologien (perfect foresight Optimierung). Wirkungsgrade von Technologien, wie zum Beispiel von Luftwärmepumpen, sind abhängig von der Außentemperatur und somit standortspezifisch implementiert. Um eine realitätsgetreue

Abbildung der Technologien sicherzustellen, werden Restriktionen bezüglich notwendiger Vorlauftemperaturen in Heizsystemen, zur Warmwasserbereitung maximal generierbare Vorlauftemperaturen sowie mittlere Warmwasserspeichertemperaturen in Abhängigkeit des Einsatzes berücksichtigt.

Zur Deckung des stundenspezifischen Strom- und Wärmebedarfs wählt COMODO auf Haushaltsebene aus dem Fremdbezug von Strom und Gas aus dem öffentlichen Netz oder der Investition in eine Technologie zur Eigenversorgung. Investitionsentscheidungen werden auf Basis eines hinterlegten Technologiekatalogs getroffen, der 19 verschiedene Technologien für Ein- und Mehrfamilienhäuser umfasst. Für Haushalte werden Investitionen in PV-Anlagen, gas- und ölbefeuerte Brennwertanlagen, Solarthermie-Anlagen (zur Heizungsunterstützung oder zur Warmwasserbereitung), sowie Kopplungstechnologien wie KWK-Anlagen (Brennstoffzellen und Motoren), Wärmepumpen und Power-To-Heat-Systeme (PTH) berücksichtigt. Ferner werden in COMODO Speichersysteme wie Batterien und Warmwasserspeicher abgebildet. Auch die Batteriespeicher von Elektroautos können in Abhängigkeit eines zugrundeliegenden Fahrprofils zur Deckung des Energiebedarfs genutzt werden.

Für alle Technologien sind einmalige Kosten, d.h. Investitions- und Installationskosten, aber auch Betriebskosten und sonstige jährliche Fixkosten hinterlegt. Kostendegressionen bei größeren Anlagen oder einmaligen Installationskosten sind Bestandteil der Kostenfunktionen für die spezifischen Technologien. Die Energiepreise für Endverbraucher, d.h. Strom- und Gaspreise, können individuell für Kundenklassen entweder als jährlicher Parameter oder als Preiszeitreihe gewählt werden. Aktuelle Abgaben, Umlagen und Netzentgelte sind im Modell abgebildet und können je nach Untersuchungsgegenstand variiert werden.

2.2 Definition von Haushaltstypen

Die Studie analysiert das Flexibilitätspotenzial von Einfamilienhäusern (EFH). Insgesamt werden fünf Haushaltstypen charakterisiert, die sich in ihrem Energiebedarf (Strom und Wärme) und der Anfangsausstattung installierter Technologien unterscheiden. Betrachtet werden vier Technologiekombinationen bestehend aus entweder einem Gasbrennwertkessel oder einer Luftwärmepumpe sowie optional einer PV-Anlage. Jede Kombination von Technologien wird am Beispiel eines typischen bestehenden Einfamilienhauses (EFH) betrachtet.



ABBILDUNG 2: BETRACHTETE TYPISCHE HAUSHALTSKONFIGURATIONEN

Quelle: Eigene Darstellung

Außerdem wird ein hoch gedämmter Neubau mit installierter Luftwärmepumpe untersucht. Eine Übersicht der aus diesen Kombinationsmöglichkeiten resultierenden Haushaltstypen ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Haushaltsklassen Bestand und Neubau unterscheiden sich aufgrund des Dämmungsgrades wesentlich in dem zugrundeliegenden Wärmebedarf. Der Strombedarf hingegen ist in allen betrachteten Haushalten identisch, basierend auf dem durchschnittlichen Verbrauch einer dreiköpfigen Familie. Die jeweiligen Bedarfsvolumina sind in Tabelle 1 abgebildet. Die Laststruktur des Strom- und Wärmebedarfs der Haushalte folgt den Angaben der Richtlinie 4655 des VDI zu Referenzlastprofilen (VDI, 2008). Die Wetterdaten zur Ermittlung der PV-Einspeisung stammen aus dem Handbuch zu Testreferenzjahren des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBR, 2014).

TABELLE 1: STROM- UND WÄRMEBEDARF DER HAUSHALTE

	Bestandsgebäude	Neubau
Haushaltsstromverbrauch [$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{a}$]	3.500	3.500
Wärmebedarf [$\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$]	17.540	6.120

Quelle: Eigene Annahmen

2.3 Szenariendefinition

Die Auslegung der optimalen Technologiekonfiguration von Haushalten wird für den Zeitraum 2020 bis 2030 bestimmt. Darauf basierend wird anschließend das Flexibilitätspotenzial der Haushalte für das Jahr 2030 analysiert. Die Berechnungen des Optimierungsmodells beruhen auf prognostizierten Preisentwicklungen für Strom und Gas für den Zeitraum 2020 bis 2030 (vgl. Tabelle 3 im Anhang). Dabei wird unterstellt, dass die aktuellen Regulierungen zu Steuern,

Abgaben und Umlagen fortbestehen. Die Strompreise für Wärmepumpen werden dabei nicht vom Preis für sonstigen Strom differenziert.¹

Um das Flexibilitätspotenzial der zuvor definierten Haushalte zu analysieren, wird die Lastspitze der Haushalte begrenzt. Diese Restriktion erfolgt in vier verschiedenen Szenarien, welche die Zeitfenster und die Höhe der Beschränkung festlegen. Da in dieser Studie der Fokus auf einem netzdienlichen Flexibilitätspotenzial liegt, wird im Folgenden die Herleitung der Szenarien anhand der vertikalen Last eines Verteilnetzbetreibers beschrieben. Dabei werden lediglich lastseitige Engpässe berücksichtigt. Engpässe, die aus der vermehrten Einspeisung erneuerbarer Energien auf der untersten Spannungsebene resultieren, werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Die aktuelle Netzauslastung auf der Niederspannungsebene ist häufig durch die Nachfrage getrieben, auch wenn bisher im Verteilnetz kaum lastgetriebene Netzengpässe zu beobachten sind. Um zukünftige Szenarien zu definieren, wird daher basierend auf der aktuell beobachtbaren Laststruktur angenommen, dass zukünftige nachfragegetriebene Engpässe zur gleichen Zeit wie die heutige Spitzenlast auftreten.

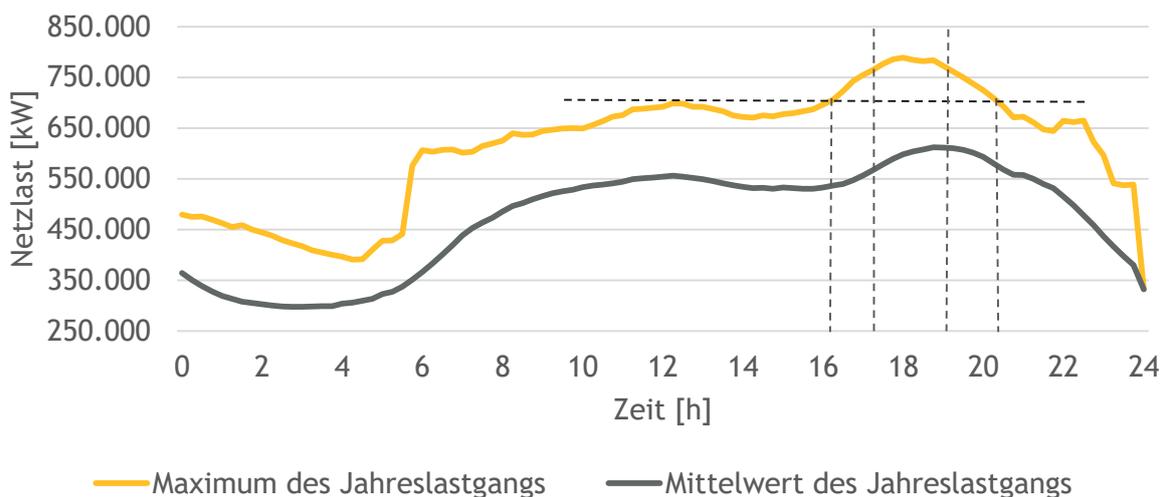


ABBILDUNG 3: MAXIMALE UND DURCHSCHNITTliche VERTIKALE LAST IM NETZGEBIET DER RNG IN 2015

Quelle: RNG(2017)

In Abbildung 3 ist exemplarisch die vertikale Netzlast der Niederspannungsebene der Rheinischen NETZGesellschaft mbH (RNG) für die rheinische Region dargestellt.² Die aktuelle Spitzenlast ist zwischen 17 und 19 Uhr zu beobachten. Weiterhin ist eine erhöhte Netzlast zwischen 16 und 21 Uhr festzustellen. In diesen Stunden übersteigt die Last die Mittagsspitze, welche das zweitgrößte lokale Maximum darstellt. Dies entspricht der typischen Abendspitze, die auch in Standardlastprofilen (SLP) für Haushalte zu finden ist.

¹ Die derzeitigen Preisunterschiede beruhen maßgeblich auf unterschiedlichen Netzentgelten (BNetzA, 2017). Aktuell wird bereits aufgrund des Flexibilitätspotenzials für Wärmepumpenstrom ein verringertes Netzentgelt veranschlagt (BDEW, 2017). Um das gesamte Flexibilitätspotenzial zu erfassen, werden die Netzentgelte in dieser Studie nicht für die unterschiedlichen Technologien differenziert.

² In diesem beispielhaften, vorwiegend städtischen Netzgebiet leben 1.764.088 Einwohner (RNG, 2017). Dabei beträgt der Anteil an Einfamilienhäusern am Wohnungsbestand im Kölner Stadtgebiet ca. 20 % (Stadt Köln, 2017).

Insgesamt werden vier Szenarien definiert, mit denen das Flexibilitätspotenzial der zuvor definierten Haushalte analysiert wird. Hierzu wird in den ersten drei Szenarien ein Zeitfenster bestimmt, in dem die Lastspitze der Haushalte beschränkt wird. Die Szenarien sind in Abbildung 4 dargestellt. Im Szenario „Einfache Abendspitze“ wird die Lastspitze der Haushalte zwischen 17 und 19 Uhr begrenzt. Die Restriktion der Lastspitze zwischen 16 und 21 Uhr erfolgt im Szenario „Erweiterte Abendspitze“. Weiterhin wird analysiert, welches Flexibilitätspotenzial die Haushalte aufweisen, wenn die Lastspitze in allen Stunden beschränkt wird. Dies erfolgt im Szenario „Maximaler Netzbezug“. Um die Auswirkungen des netzdienlichen Verhaltens von Haushalten auf die Reduktion der Lastspitze bewerten zu können, wird das Flexibilitätspotenzial zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter Extremszenarien bewertet. Hierzu werden in einem weiteren Szenario „Kalte Dunkelflaute“ die Flexibilitätspotenziale der Haushalte unter extremen Wetterbedingungen analysiert. Dabei werden die jeweiligen Flexibilitätspotenziale unter den zuvor definierten Zeitfenstern bestimmt.

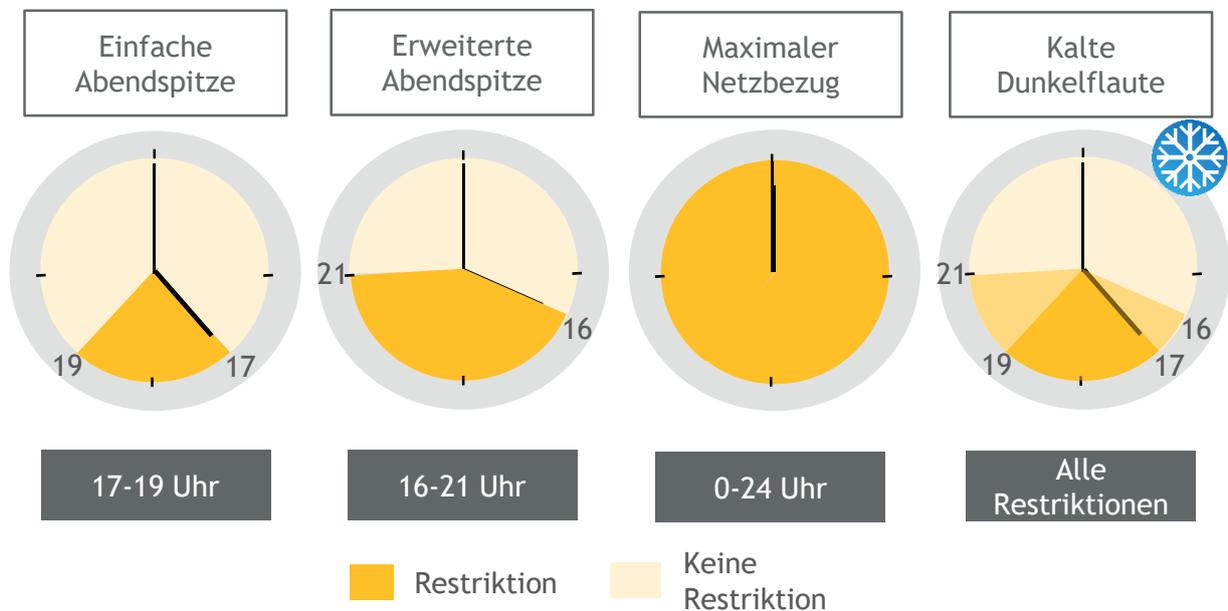


ABBILDUNG 4: SZENARIEN

Quelle: Eigene Darstellung.

3 QUANTITATIVE ANALYSE

Zunächst wird die kostenoptimale Technologiekonfiguration der fünf Haushaltstypen bestimmt. Mittels dieser Startkonfiguration wird anschließend das netzdienliche Flexibilitätspotenzial der Haushalte innerhalb der verschiedenen Szenarien betrachtet. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Zeitfensters, in dem die Lastspitze beschränkt wird. Im Folgenden wird daher analysiert, inwieweit die Haushalte technisch fähig sind, ihre Lastspitze innerhalb der jeweiligen Zeitfenster zu reduzieren. Dabei wird angenommen, dass der entsprechende Netzbezug in andere Zeitfenster verschoben wird, sodass der Strombezug insgesamt nicht verringert wird. Die zulässige Lastspitze eines Haushaltes wird in den einzelnen Szenarien iterativ herabgesetzt, bis keine weiteren Energiemengen verschoben werden können.

Zur Steigerung des Flexibilitätspotenzials können die Haushalte aufbauend auf ihrer Startkonfiguration in Batteriespeicher sowie in thermische Wärmespeicher investieren. Die installierte Leistung des Speichers ist dabei eine endogene Entscheidungsvariable und wird entsprechend des kostenminimalen Optimums des jeweiligen Haushaltstyps gewählt. Dadurch lässt sich bestimmen, ob zusätzliche Investitionen in Speichertechnologien notwendig sind und welche Kosten den Haushalten zur Flexibilitätsbereitstellung entstehen. Die Nachfrage nach Haushaltsstrom und Wärme ist dabei unelastisch. Die Flexibilisierung der Nachfrage erfolgt ausschließlich durch den Einsatz von Speichern, sodass der Haushalt sein Konsumverhalten durch die Flexibilisierung nicht ändern muss.¹

3.1 Auslegung der Technologiekonfiguration

Um die Technologiekonfigurationen der typischen Haushalte zu bestimmen, werden die jeweiligen Technologien kostenoptimal ausgelegt. Die Auslegung der Anfangsausstattung der Haushalte minimiert somit die jährlichen Energieversorgungskosten (Haushaltsstrom und Wärme) im Zeitraum von 2020 bis 2030 unter Berücksichtigung der Anschaffungskosten sowie der variablen Kosten. Die berücksichtigten Strom- und Wärmeanlagen werden im Jahr 2020 installiert.

Aufgrund des unterschiedlichen Energiebedarfs unterscheidet sich die Auslegungsgröße der Wärmetechnologien zwischen Bestandsgebäuden und Neubauten. Die optimale Größe einer PV-Anlage wird auf Basis des Stromverbrauchs (Menge und Profil) sowie der verschiedenen ökonomischen Faktoren wie der Einspeisevergütung und dem Strompreis bestimmt.² Es ergeben sich je nach Haushaltstyp und Technologiekombination unterschiedliche optimale Auslegungen hinsichtlich der Dimensionierung der einzelnen Anlagen, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

¹ Es werden keine klassischen Demand Side Management-Potenziale im Haushalt betrachtet, wie beispielsweise das Flexibilitätspotenzial durch Weißgeräte, Kühlschränke etc.

² Die zur Verfügung stehende Dachfläche wird dabei über alle Haushalte mit konstant 60 m² angenommen.

TABELLE 2: INSTALLIERTE KAPAZITÄTEN DER HAUSHALTE

	Heizungstechnologie [kW _{th}]	Thermische Speicher [l]	PV [kW _{el}]
Bestand WP	5,2	300	-
Bestand WP + PV	5,2	300	10,0
Neubau WP + PV	3,0	300	7,9
Bestand Gas	7,0	-	-
Bestand Gas + PV	7,0	-	1,8

Quelle: Eigene Berechnungen

Alle Haushalte mit Wärmepumpe installieren bereits in der Startkonfiguration einen thermischen Speicher zur Optimierung der Wärmeversorgung. Dabei wird ein intelligentes Steuerungssystem der Heizungsanlage unterstellt, das den Einsatz der Wärmepumpe und des thermischen Speichers optimiert. Die betrachteten Haushalte besitzen folglich schon die technische Voraussetzung für eine netzdienliche Lastverschiebung. In dem betrachteten Neubau wird aufgrund des geringeren Wärmebedarfs eine kleinere Wärmepumpe installiert. Der daraus resultierende niedrigere Strombedarf führt zu geringeren PV-Kapazitäten.

In der Ausgangssituation können die Haushalte das Netz uneingeschränkt nutzen. Die Lastspitze der Haushaltstypen unterscheidet sich dabei aufgrund der unterschiedlichen Technologiekonfigurationen. Die während eines Jahres auftretende, maximale stündliche Lastspitze der einzelnen Haushaltstypen liegt im Fall des Bestandshaushaltes mit Gas (+PV) bei 1,1 kW_{el} und steigt durch die Nutzung einer Wärmepumpe auf 2,9 kW_{el} im Bestandshaushalt bzw. 2,2 kW_{el} im Neubau. Aufgrund von Unterstundenschwankungen ergäbe eine höhere Zeitauflösung höhere Lastspitzen. Für den zusätzlichen Netzbezug zur Deckung des Wärmebedarfs, spielen diese jedoch eine untergeordnete Rolle. Daher werden die stündlich gemittelten Werte angegeben.¹

Abbildung 5 illustriert die jeweilige Lastspitze je Haushaltstyp sowie den Verbrauchsanteil der jeweiligen Technologie. Wärmepumpen tragen trotz der moderaten Auslegungsgröße und der Optimierung der Fahrweise mit optimaler Speichernutzung zur Erhöhung der Lastspitze um bis zu 1,8 kW_{el} bei. Dies entspricht beinahe einer Verdreifachung der Lastspitze eines Haushaltes mit Gasheizung wie er heutzutage üblich ist. Weiterhin unterscheiden sich die Lastspitzen zwischen Neubauten und Bestandsgebäuden mit Luftwärmepumpe aufgrund des unterschiedlich hohen Wärmebedarfs. Die bessere Dämmung des Neubaus führt so zu einer Reduktion der Lastspitze von 0,7 kW_{el}, was einer Senkung der Lastspitze um ca. 24 % entspricht.

¹ Angegeben sind die stündlich gemittelten Werte der Lastspitzen. Eine höhere Zeitauflösung ergäbe durch Unterstundenschwankungen höhere Lastspitzen. Für die Raumwärme ist jedoch die Wärmemenge entscheidend die eingespeichert wird. Folglich wird die benötigte thermische Speicherkapazität durch die unterständlichen Lastspitzen nicht beeinflusst. Ferner hat eine Gebäudehülle einen thermischen Speichereffekt, sodass von einem annähernd konstanten unterständlichen Wärmebedarfsprofil ausgegangen werden kann. Für die unterständlichen Lastspitzen, die durch den Warmwasserbedarf und den Stromverbrauch hervorgerufen werden, ist die heutige Infrastruktur bereits ausgelegt.

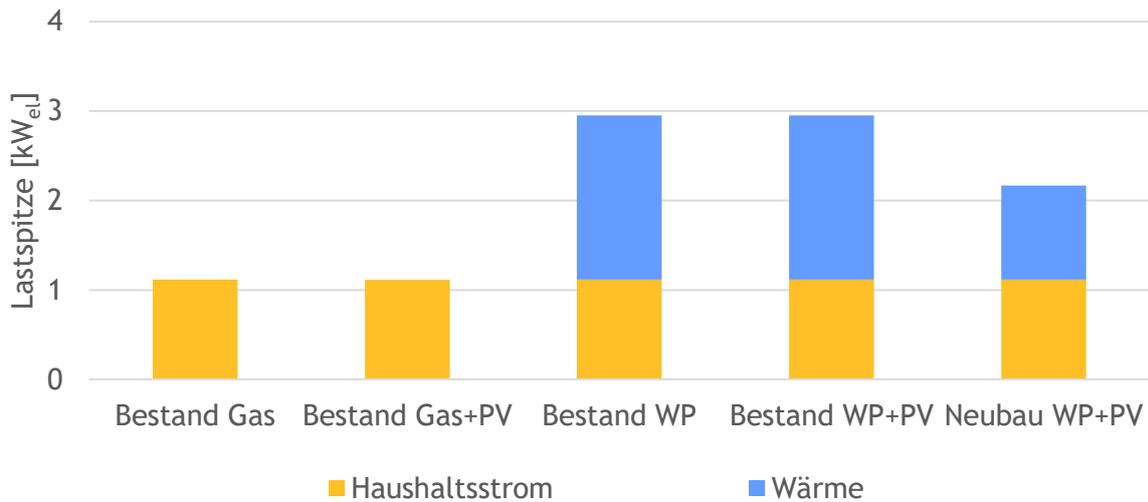


ABBILDUNG 5: LASTSPITZEN UNTERSCHIEDLICHER HAUSHALTSTYPEN
 Quelle: Eigene Berechnungen

Es wird deutlich, dass die Installation einer PV-Anlage keine Auswirkung auf die Lastspitze des Haushalts hat. PV-Anlagen erzeugen demnach in der jeweiligen Stunde der Lastspitze keinen Strom. Ein Verteilnetzbetreiber muss daher die gleiche Netzkapazität für einen Eigenversorger mit PV-Anlage wie für einen Haushalt ohne PV-Anlage vorhalten.¹

Um die Definition der Szenarien zu plausibilisieren, sind in Abbildung 6 die Strombezugsprofile eines EFH in einem Bestandsgebäude mit Wärmepumpe und mit Gasbrennwertkessel in einer Winterwoche abgebildet. Das Maximum des exemplarischen Lastgangs des Bestandshaushaltes mit Wärmepumpe liegt, wie heute auch, bei 16 Uhr. Der Zeitpunkt der Nachfragespitze dieses Haushaltes stimmt daher mit dem Zeitfenster der „erweiterten Abendspitze“ der aktuellen Netzauslastung überein. Auch die Maxima der Lastgänge der anderen betrachteten Haushaltstypen liegen in diesem Zeitfenster.

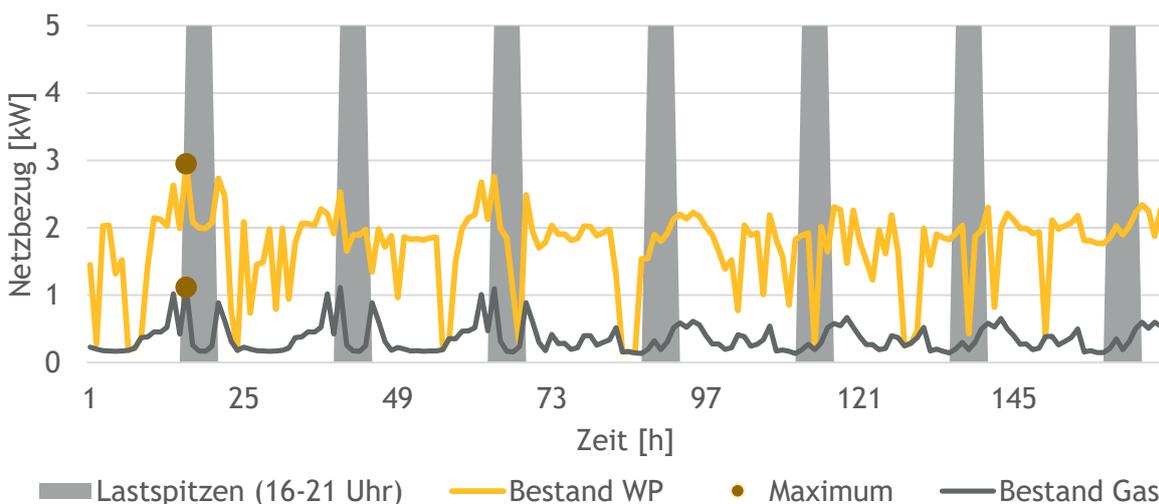


ABBILDUNG 6: NETZBEZUGSPROFILE EINES BESTANDSHAUSHALTS MIT UNTERSCHIEDLICHER WÄRMEVERSORGUNG IN EINER WINTERWOCHE
 Quelle: Eigene Berechnungen

¹ Eine empirische Analyse dieser Problematik liefert bspw. Simshauer (2016).

3.2 Einfache Abendspitze

In dem Szenario „Einfache Abendspitze“ wird die zeitliche Restriktion der Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr für die fünf verschiedenen Haushaltstypen analysiert. Die zulässige Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr wird hierfür schrittweise reduziert, um jeweils die Kosten einer weiteren Lastreduktion zu bestimmen. Dabei wird in jedem Optimierungslauf basierend auf der Anfangsausstattung des Haushaltstyps entschieden, welche Investitionen über die Anfangsausstattung hinaus notwendig wären, um die Netzrestriktion einzuhalten. Daraus resultiert für jeden Haushaltstyp ein Investitionspfad. In Abbildung 7 ist beispielhaft die Kostenkurve für einen Bestandshaushalt mit Wärmepumpe dargestellt.¹

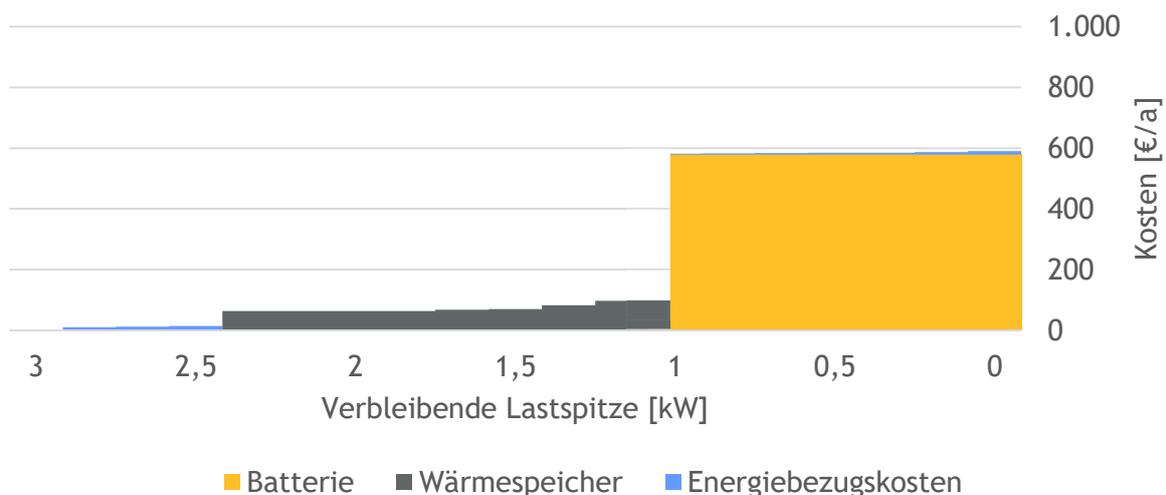


ABBILDUNG 7: TECHNOLOGIESPEZIFISCHE KOSTEN EINES BESTANDSHAUSHALTS MIT WÄRMEPUMPE IM SZENARIO „EINFACHE ABENDSPITZE“

Quelle: Eigene Berechnungen

Auf der horizontalen Achse ist die Restriktion der Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr in Form der verbleibenden Lastspitze in kW dargestellt. Die Kosten der technologiespezifischen Investitionen können auf der vertikalen Achse abgelesen werden. Ein sprunghafter Anstieg der Kostenkurve bedeutet, dass der Haushalt in die Anschaffung einer zusätzlichen Technologie bzw. zusätzliche Speicherkapazitäten investieren muss, um die Lastspitze reduzieren zu können. Im Fall des Bestandshaushalts mit Wärmepumpe ist erkennbar, dass eine Restriktion der einfachen Abendspitze zwischen 17 und 19 Uhr um ca. 20 % (von 2,9 kW auf 2,4 kW) mit dem in der Anfangsausstattung bereits installierten Wärmespeicher möglich ist. Wird die Lastspitze auf weniger als 2,4 kW beschränkt, investiert der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe in zusätzliche Wärmespeicherkapazitäten, die zu einem jährlichen Kostenanstieg in Höhe von 95 Euro/a führen (grau). Diese Investition genügt, um die Lastspitze in den Abendstunden auf bis zu 1 kW zu reduzieren. Mithilfe des thermischen Speichers kann somit der gesamte Heizstrombezug der Wärmepumpe in die Stunden außerhalb des restringierten Zeitfensters verschoben werden. Ab

¹ Zur Berechnung der Kostenkurven wird ein iteratives Optimierungsverfahren angewendet, in dem die anfängliche stündlich gemittelte Lastspitze des jeweiligen Haushalts in Abständen von fünf Prozent reduziert wird. Aufgrund dieser Granularität wird der Investitionspfad als diskontinuierlicher Pfad angegeben. Die exakte verbleibende Lastspitze, bei der ein Wechsel von thermischen Speichern zu Batteriespeichern erfolgt, kann mittels dieses Verfahrens nicht bestimmt werden. Im Fall des Bestandshaushalts mit Wärmepumpe erfolgt die Investition in den Batteriespeicher zwischen einer verbleibenden Lastspitze von 1,14 und 0,99 kW.

einer Restriktion der Lastspitze auf weniger als 1 kW ist zusätzlich zur Verschiebung des Heizstroms eine Verschiebung des Haushaltsstromverbrauchs notwendig. Anstelle des thermischen Speichers investiert der Haushalt daher in einen Batteriespeicher (gelb). Die Dimensionierung des Batteriespeichers entspricht der minimalen Zubaugröße von 3 kW Leistung und 6 kWh Kapazität. Die Kapazität des Batteriespeichers genügt, um den Netzbezug in der Zeit von 17 bis 19 Uhr deutlich zu reduzieren.¹

Die technologiespezifischen Investitionen und die zugrundeliegenden Kosten weisen für die weiteren betrachteten Haushaltstypen ähnliche Pfade auf. Abbildung 8 stellt die Investitionspfade in Abhängigkeit der verbleibenden Spitzenlast zwischen 17 und 19 Uhr für die jeweiligen Haushaltstypen dar. Die Darstellung erfolgt analog zum oben beschriebenen Investitionspfad des Bestandshaushalts mit Wärmepumpe. Der Status quo repräsentiert die jährliche Lastspitze eines Bestandshaushalts mit konventioneller Wärmeversorgung (Gasbrennwertkessel) zwischen 17 und 19 Uhr und ermöglicht die Einordnung der Flexibilitätspotenziale der hier betrachteten Haushaltstypen.

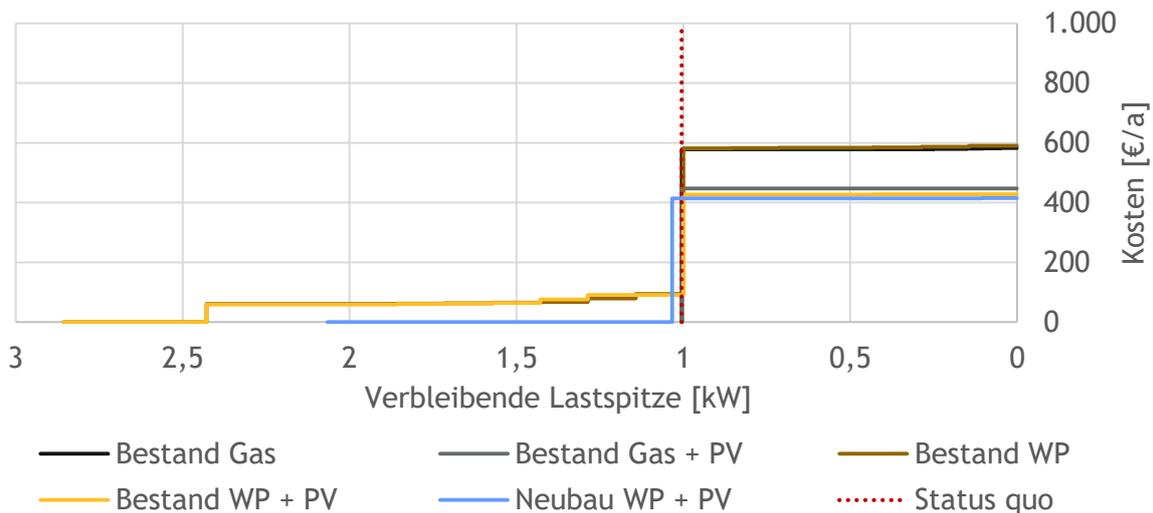


ABBILDUNG 8: VERÄNDERUNG DER JÄHRLICHEN ENERGIEVERSORGUNGSKOSTEN IM SZENARIO „EINFACHE ABENDSPITZE“

Quelle: Eigene Berechnungen

Aus Abbildung 8 wird deutlich, dass alle drei Haushalte mit Wärmepumpe (+PV) die Möglichkeit haben, ihre stündliche Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr zunächst ohne weitere Investition zu verschieben. Dies geschieht mit den aus der Anfangskonfiguration vorhandenen thermischen Speichern. Haushalte mit einer Wärmepumpe (+PV) im Bestandsgebäude können die stündliche Lastspitze durch den Einsatz der thermischen Speicher von 2,9 auf 2,4 kW senken, ohne dass zusätzliche Kosten entstehen.² Haushalte mit einer Wärmepumpe im Neubau können ihre Lastspitze mit Hilfe der Anfangskonfiguration sogar um ca. 50 % von 2,1 kW auf ca. 1 kW senken. Eine Absenkung der Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr nahezu auf das Niveau eines typischen

¹ Im Einzelfall könnte der Netzbezug auf null reduziert werden. Hierzu müsste jedoch das unterstündliche Profil des Haushalts näher untersucht werden, da Lastspitzen innerhalb einer Stunde die Leistung des Batteriespeichers überschreiten könnten. Das angewandte Modell besitzt eine stündliche Auflösung (siehe Kapitel 2).

² Aufgrund von thermischen Speicherverlusten ist diese Lastverschiebung nicht gänzlich kostenlos. Da die gesamte jährliche Kostensteigerung jedoch im Cent-Bereich liegt, werden sie in dieser Studie als vernachlässigbar angenommen.

Haushalts (Status quo), kann von Haushalten mit Wärmepumpe im Neubau daher ohne zusätzliche Kosten realisiert werden. Für Bestandshaushalte mit Wärmepumpe (+PV) hat die Absenkung der Lastspitze auf den Status quo aufgrund der zusätzlich notwendigen Wärmespeicherkapazitäten jährliche Mehrkosten in Höhe von 95 Euro/a zur Folge. Diese zusätzlichen Kosten zur Flexibilitätsbereitstellung bedeuten einen Anstieg der jährlichen Energieversorgungskosten um 4 %.

Haushalte mit Gasbrennwertkessel haben mit Hilfe ihrer Anfangskonfiguration keine Möglichkeit ihre Lastspitze ohne zusätzliche Kosten zu verschieben. Sobald diese Haushalte jedoch in eine Batterie investieren, kann der Netzbezug zwischen 17 und 19 Uhr im stündlichen Mittel deutlich reduziert werden. Auch der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe investiert, wie in Abbildung 7 dargestellt, ab einer Reduktion der Lastspitze unter 1 kW in einen Batteriespeicher. Soll die stündliche Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr auf unter 1 kW reduziert werden, entstehen dem Bestandshaushalt mit Gasbrennwertkessel und dem Bestandshaushalt mit Wärmepumpe identische Kosten, da beide Haushaltstypen einen Batteriespeicher mit 3 kW Leistung und 6 kWh Kapazität benötigen. Die jährlichen Kosten des Bestandshaushalts mit Gasbrennwertkessel und des Bestandshaushalts mit Wärmepumpe steigen durch die Investition in den Batteriespeicher um 590 Euro.

Auch die Haushalte mit einer PV-Anlage investieren ab einer Restriktion der Lastspitze unter 1 kW in einen Batteriespeicher der gleichen Größe. Wie die Investitionspfade in Abbildung 8 illustrieren, weisen die Haushalte mit PV-Anlage jedoch eine geringere Steigerung der jährlichen Energieversorgungskosten im Vergleich zu Haushalten ohne PV-Anlage auf. Während den Haushalten ohne PV-Anlage durch die Flexibilitätsbereitstellung jährliche Mehrkosten von etwa 590 Euro/a entstehen, fallen diese mit maximal 450 Euro/a für Haushalte mit Gasbrennwertkessel und PV-Anlage um etwa 25 % geringer aus. Dies resultiert aus dem verbesserten PV-Eigenverbrauch, den ein Haushalt mit PV-Anlage durch die optimierte Nutzung des Batteriespeichers generieren kann. Hierdurch sinken die jährliche aus dem Netz bezogene

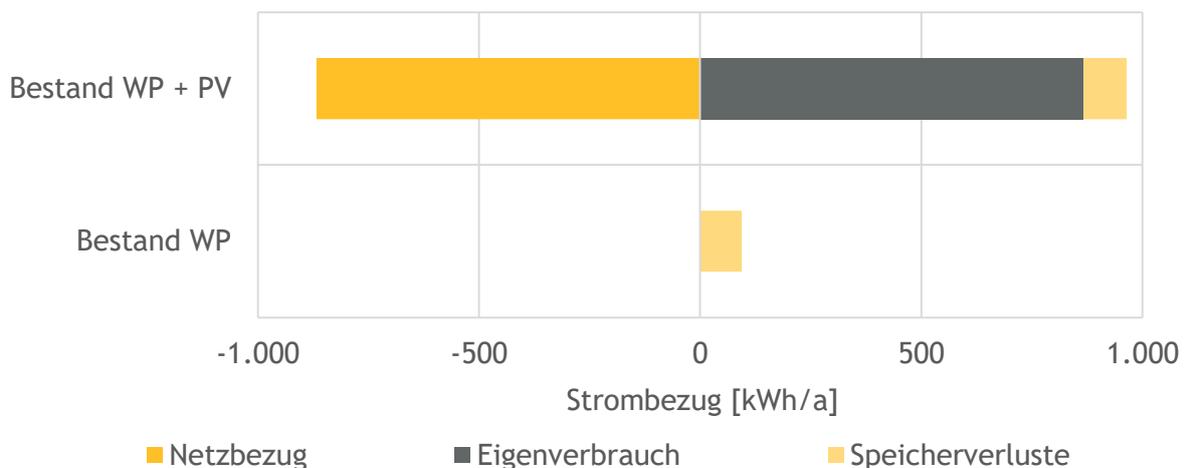


ABBILDUNG 9: ANPASSUNGEN DES NETZBEZUGS BEI EINER VOLLSTÄNDIGEN REDUKTION DES NETZBEZUGS IM SZENARIO „EINFACHE ABENDSPITZE“

Quelle: Eigene Berechnungen

Energiemenge und somit die jährlichen Energiebezugskosten, welche die Investitionskosten teilweise kompensieren.

Für die Bestandshaushalte mit Wärmepumpe mit und ohne PV-Anlage ist der unterschiedliche Netzbezug in Abbildung 9 dargestellt. Der Eigenverbrauch eines Bestandshaushaltes mit Wärmepumpe und PV-Anlage erhöht sich um 870 kWh. Da die Kosten für aus dem Netz bezogene Energiemengen die Einnahmen aus einer Netzeinspeisung des PV-Stroms (Feed-In-Tarif) übersteigen, bewirkt diese Reduktion des Netzbezugs eine Senkung der absoluten Mehrkosten um 160 Euro/a (ca. 25 %) im Vergleich zu einem Bestandshaushalt mit Wärmepumpe ohne PV-Anlage. Weiterhin ist zu erkennen, dass Lade- und Entladeverluste der Batterie die jährlichen Energiebezugskosten nur geringfügig erhöhen (ca. 10 Euro/a). Auch der Haushalt mit Wärmepumpe im Neubau investiert ab einer Restriktion der Lastspitze unter 1 kW in einen Batteriespeicher. Durch die Optimierung des Eigenverbrauchs entstehen zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 410 Euro/a.

Zusammengefasst zeigen die Ergebnisse des Szenarios „Einfache Abendspitze“, dass in Haushalten mit Wärmepumpe mit Hilfe der bereits installierten thermischen Speicher eine Reduzierung der Lastspitze zwischen 17 und 19 Uhr auf bis zu 2,4 kW ohne zusätzliche Kosten möglich ist. Auch eine Reduktion auf die Lastspitze eines typischen Haushalts (Status quo) ist durch eine Erweiterung der Wärmespeicherkapazitäten mit Mehrkosten von etwa 95 Euro/a möglich. Eine Restriktion der stündlichen Lastspitze unterhalb des Status quo erfordert in allen Haushaltstypen die Installation eines Batteriespeichers. Für Haushalte ohne PV-Anlage entstehen dadurch jährliche Mehrkosten in Höhe von 590 Euro/a, während die jährlichen Mehrkosten von Haushalten mit PV-Anlage auf maximal 450 Euro/a ansteigen.

3.3 Erweiterte Abendspitze

In dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“ werden die Auswirkungen einer Begrenzung der stündlichen Lastspitze in einem Zeitraum von fünf Stunden analysiert. Die Steigerungen der jährlichen Kosten durch die Beschränkung zwischen 16 und 21 Uhr sind in Abbildung 10 dargestellt.

Der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe investiert bei einer Reduktion der stündlichen Lastspitze in dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“ bereits ab einer verbleibenden Lastspitze von 2,5 kW in zusätzliche Wärmespeicherkapazität. Der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe und PV-Anlage kann die Lastspitze zwischen 16 und 21 Uhr abhängig vom Einspeiseprofil des PV-Stroms zusätzlich reduzieren, indem Last in diejenigen Tagesstunden verschoben wird, in denen der selbst erzeugte PV-Strom genutzt werden kann. Dieser Effekt ist jedoch relativ gering, sodass der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe und PV-Anlage ab einer verbleibenden Lastspitze von 2,4 kW ebenfalls in zusätzliche Wärmespeicherkapazität investiert.¹

¹ Das zusätzliche Reduktionspotenzial eines Haushalts mit PV-Anlage ist von dem zugrundeliegenden Erzeugungsprofil der PV-Anlage abhängig und daher nicht zwingend höher als das eines vergleichbaren Haushalts ohne PV-Anlage.

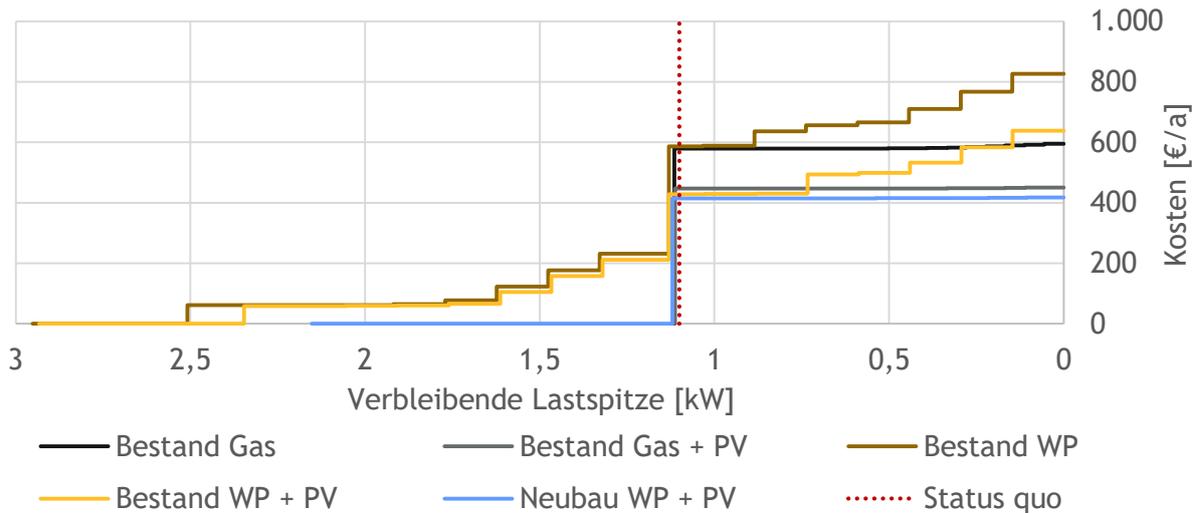


ABBILDUNG 10: VERÄNDERUNG DER JÄHRLICHEN ENERGIEVERSORGUNGSKOSTEN IM SZENARIO „ERWEITERTE ABENDSPITZE“

Quelle: Eigene Berechnungen

Den Bestandshaushalten mit Wärmepumpe entstehen durch die Investition in zusätzliche thermische Speicher jährliche Mehrkosten in Höhe von ca. 230 Euro/a im Fall ohne und ca. 210 Euro/a im Fall mit PV-Anlage. Mit Hilfe dieser thermischen Speicherkapazität kann die Lastspitze daher auch für das erweiterte Zeitfenster zwischen 16 und 21 Uhr auf die Lastspitze eines typischen Haushalts im Status quo abgesenkt werden. Eine Reduktion der Lastspitze über den Status quo hinaus führt dazu, dass der Haushalt sowohl in zusätzliche thermische Speicherkapazitäten als auch in einen Batteriespeicher investiert. Dadurch entstehen dem Bestandshaushalt mit Wärmepumpe zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 830 Euro/a im Fall ohne bzw. ca. 640 Euro/a im Fall mit PV-Anlage.¹

In einem Neubau mit Wärmepumpe und PV-Anlage kann die Lastspitze zwischen 16 und 21 Uhr zunächst mit Hilfe des bereits installierten Wärmespeichers ohne zusätzliche Kosten bis auf den Status quo reduziert werden. Bei einer Reduktion der Lastspitze über den Status quo hinaus, investiert der Haushalt in einen Batteriespeicher. Die Batteriespeicherkapazitäten genügen, um den Netzbezug innerhalb der erweiterten Abendspitze im stündlichen Mittel deutlich zu reduzieren. Die Kosten bei einer Reduzierung des Netzbezugs unter den Status quo innerhalb der erweiterten Abendspitze betragen bis zu 420 Euro/a, was einer Steigerung der jährlichen Energieversorgungskosten dieses Haushaltes um ca. 130 % entspricht.

Die Haushalte mit Gasbrennwertkessel haben basierend auf ihrer Anfangskonfiguration keine Möglichkeit zur Lastverschiebung. So müssen die Haushalte bereits für eine geringe Reduktion der Lastspitze in Batteriespeicher investieren.

Dem Bestandshaushalt mit Wärmepumpe entstehen zur Reduktion der Spitzenlast auf den Status quo in dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“ höhere Kosten als in dem Szenario „Einfache

¹ Für alle Haushaltstypen gilt, dass durch unterstündliche Lastspitzen die Leistung des Batteriespeichers überschritten werden kann.

Abendspitze“. Die jährlichen Kosten liegen dabei im Szenario „Erweiterte Abendspitze“ um 135 Euro/a über den Kosten im Szenario „Einfache Abendspitze“, was einer Kostensteigerung um ca. 40 % entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die thermische Speicherkapazität, die zur Erreichung des Status quo benötigt wird, um ca. 65 % steigt.

Der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe (+PV) benötigt in dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“ höhere Speicherkapazitäten zur Verringerung der Lastspitze unterhalb des Status quo im Vergleich zum Szenario „Einfache Abendspitze“. Eine Verringerung der Lastspitze über den Status quo hinaus, führt daher im Szenario „Erweiterte Abendspitze“ zu höheren Kosten. Für den Neubau mit Wärmepumpe und PV-Anlage sowie für den Bestandshaushalt mit Gasbrennwertkessel ergeben sich keine zusätzlichen Kosten durch die Ausweitung des restringierten Zeitfensters. Dies liegt darin begründet, dass in beiden Szenarien dieselbe Batteriespeicherkapazität zur Flexibilitätsbereitstellung eingesetzt wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine Reduktion der Lastspitze auf den Status quo auch in dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“ in allen fünf Haushaltstypen realisiert werden kann. Für den Bestandshaushalt mit Gasbrennwertkessel sowie den Neubau mit Wärmepumpe und PV-Anlage entstehen durch die Ausweitung des restringierten Zeitfensters auf 16 bis 21 Uhr keine zusätzlichen Kosten. Die Bestandshaushalte mit Wärmepumpe (+PV) benötigen größere thermische Speicherkapazitäten, um die Lastspitze in einem erweiterten restringierten Zeitfenster in gleichem Umfang zu flexibilisieren. Daraus ergeben sich verglichen mit dem Szenario „Einfache Abendspitze“ für diese Haushalte höhere Kosten.

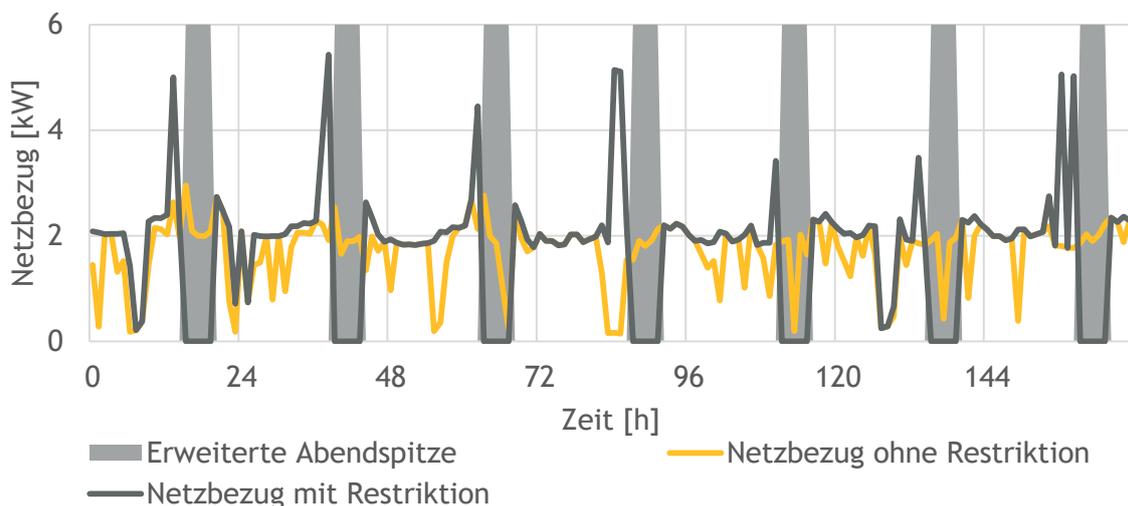


ABBILDUNG 11: LASTGANG EINES BESTANDSHAUSHALTES MIT WÄRMEPUMPE IN EINER WINTERWOCHE BEI EINER VOLLSTÄNDIGEN RESTRIKTION DER LASTSPITZE ZWISCHEN 16 UND 21 UHR

Quelle: Eigene Berechnungen

In Abbildung 11 ist ausschnittsweise das Lastprofil eines Bestandshaushaltes mit Wärmepumpe in einer Winterwoche dargestellt. Es wird deutlich, dass dem Haushalt die Reduktion der stündlichen Lastspitze gelingt, diese jedoch mit einer Erhöhung der Lastspitze außerhalb des restringierten Zeitfensters einhergeht. Zur Minimierung der thermischen Speicherverluste schiebt der Haushalt

seine Nachfrage kurz vor das restringierte Zeitfenster, wodurch der Netzbezug in dieser Stunde ansteigt. Da in dieser Analyse einzelne Haushaltsentscheidungen betrachtet werden, kann keine Aussage über die netzseitige Problematik getroffen werden, die entstehen könnte, wenn mehrere Haushalte ihren Netzbezug in gleicher Weise verschieben würden. Gleichwohl stellt sich die Frage, wie sich die Kosten zur Reduzierung des Netzbezugs während der erweiterten Abendspitze verändern würden, wenn eine solche Lastspitze nicht zulässig wäre. Um diese Frage zu adressieren, wurde als Variation des Szenarios die Lastspitze nicht nur innerhalb der erweiterten Abendspitze (16 bis 21 Uhr) restringiert, sondern auch außerhalb dieses Zeitfensters (21 bis 16 Uhr). Die Begrenzung der Lastspitze außerhalb der erweiterten Abendspitze wurde in der Höhe der Lastspitze gewählt, die der Haushalt in der Ausgangssituation ohne Restriktion beziehen würde (vgl. Abbildung 5). Es wird somit unterbunden, dass die Lastspitze lediglich in die Randstunden um das restringierte Zeitfenster herum verschoben wird. Trotz dieser zusätzlichen Beschränkung der Lastspitze können alle fünf Haushaltstypen ihre Lastspitze innerhalb der erweiterten Abendspitze in gleicher Weise reduzieren. Weiterhin entstehen keinem der Haushalte signifikant höhere Kosten durch die zusätzliche Restriktion, da durch die Verschiebung der Last über mehrere Stunden zwar thermische Speicherverluste entstehen, die Kosten daraus jedoch gering sind.

3.4 Maximaler Netzbezug

In dem Szenario „Maximaler Netzbezug“ wird das Flexibilitätspotenzial der Haushalte für den Fall aufgezeigt, dass die stündliche Lastspitze über alle Stunden hinweg restringiert ist. Die betrachteten Haushalte können die jeweilige Lastspitze jedoch nur so lange reduzieren und verschieben, bis die Lastkurve nahezu geglättet ist. Eine weitere Absenkung der Lastspitze hätte eine Senkung des jährlichen Stromverbrauchs oder eine Unterdeckung des Strombedarfs zur Folge, was per Annahme ausgeschlossen ist. Außerdem unterliegt das Potenzial zur Reduktion der stündlichen Lastspitze neben den physikalischen Grenzen weiteren ökonomischen Beschränkungen. Diesbezüglich wird angenommen, dass die maximale Batteriespeicherkapazität, die ein Haushalt installieren kann, auf 10 kW Leistung und 20 kWh Kapazität begrenzt ist.

Aus der Begrenzung der Lastspitze über die gesamte Zeit hinweg resultiert, dass die verschiedenen Haushalte ihre Lastspitze unterschiedlich stark reduzieren können. Je nach Technologieaustattung erreichen sie die physikalischen und ökonomischen Grenzen der Lastglättung bei unterschiedlich hohen Lastspitzen. Die maximale Reduktion der stündlichen Lastspitze der jeweiligen Haushaltstypen ist in Abbildung 12 dargestellt.

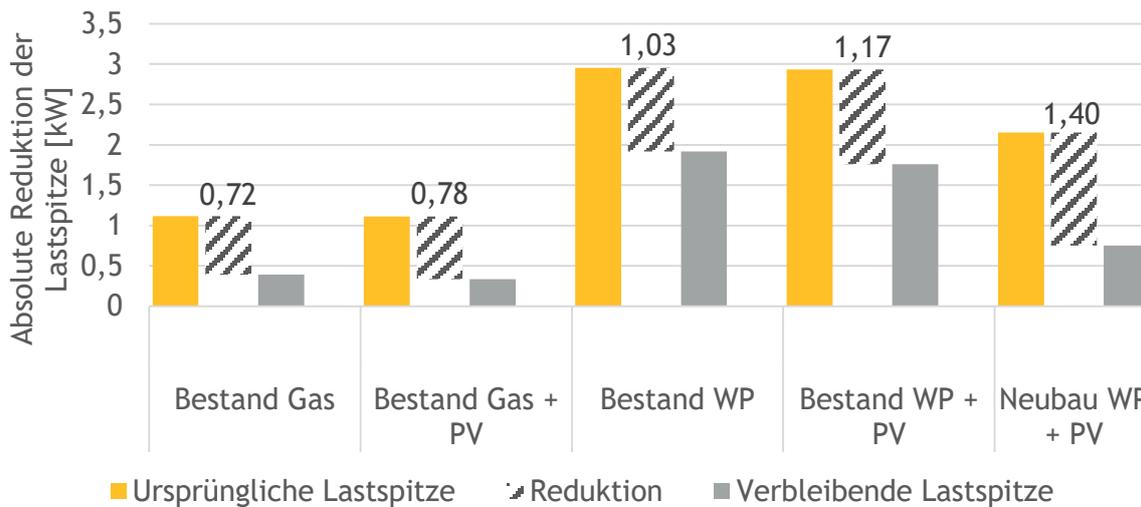


ABBILDUNG 12: MAXIMALE REDUKTION DER STÜNDLICHEN LASTSPITZE DER JEWEILIGEN HAUSHALTSTYPEN

Quelle: Eigene Berechnungen

Ein Bestandshaushalt mit Wärmepumpe kann die stündliche Lastspitze um ca. 35 % von zuvor 2,9 kW auf 1,9 kW reduzieren und weist somit insgesamt ein Lastverschiebepotenzial von ca. 1 kW auf. Der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe und PV-Anlage kann aufgrund der PV-Anlage seinen Netzbezug durch Optimierung des Eigenverbrauchs weiter glätten. Das zusätzliche Reduktionspotenzial hängt jedoch von dem Einspeiseprofil der PV-Anlage ab und ist daher nicht zwingend höher als das eines vergleichbaren Haushalts ohne PV-Anlage. In dem hier betrachteten Fall liegt das Reduktionspotenzial etwa 5 % höher als im vergleichbaren Haushalt ohne PV-Anlage. Daraus resultiert eine maximale Reduktion der Lastspitze um 1,17 kW. Bestandshaushalte mit Gasbrennwertkessel können durch eine Glättung des Lastprofils eine Reduktion auf 0,4 kW ermöglichen. Der Haushalt im Neubau hat das größte Reduktionspotenzial. Dies resultiert in einer verbleibenden Lastspitze von ca. 0,8 kW.¹

Der Kostenverlauf der Lastspitzenreduktion ist für die jeweiligen Haushalte in Abbildung 13 dargestellt. Aufgrund der physikalischen und ökonomischen Grenzen können die Haushalte in dem Szenario „Maximaler Netzbezug“ ab einer gewissen Beschränkung keine weitere Reduktion ihres Netzbezug vornehmen (gestrichelte Linien). Bis dahin zeigt sich ein ähnlicher Kostenverlauf wie im Szenario „Erweiterte Abendspitze“.

Bestandshaushalte mit Wärmepumpe (+PV) können zunächst auf die bereits vorhandenen thermischen Speicher zurückgreifen, um die verbleibende Lastspitze auf 2,7 kW (2,5 kW) zu reduzieren. Für eine weitere Glättung der stündlichen Lastspitze auf ein Maximum von 1,9 kW investieren diese Haushalte in kleinere, thermische Speicher. Dies verursacht dem Bestandshaushalt mit Wärmepumpe Kosten in Höhe von ca. 190 Euro/a im Fall ohne PV-Anlage und ca. 120 Euro/a im Fall mit PV-Anlage. Der Bestandshaushalt mit Wärmepumpe kann die Lastspitze darüber hinaus nicht reduzieren. Dem Haushalt ist es auch mit größerer

¹ Um unterstündliche Lastspitzen zu adressieren, könnte für die verschiedenen Haushaltstypen ein größerer Batteriespeicher erforderlich sein, als im hier betrachteten Fall zur stündlichen Glättung.

Batteriespeicherkapazität nicht möglich, seine Lastspitze auf unter 1,7 kW zu verringern. Der Grund hierfür ist, dass dieser Haushalt in einer Winterwoche (hoher Wärmebedarf und geringe PV-Einspeisung) bereits einen nahezu geglätteten Netzbezug aufweist.¹

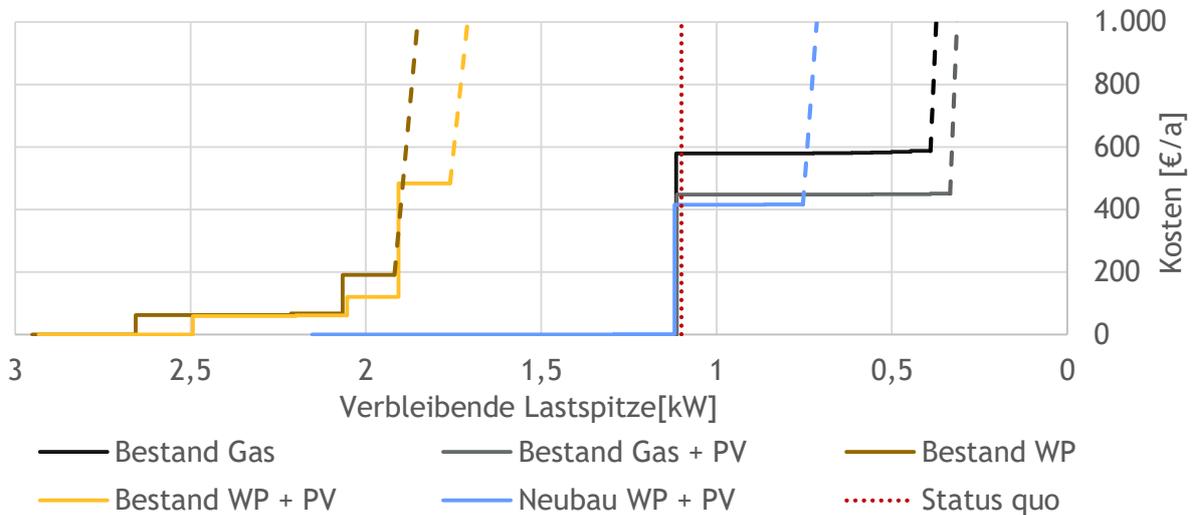


ABBILDUNG 13: VERÄNDERUNG DER JÄHRLICHEN ENERGIEVERSORGUNGSKOSTEN IM SZENARIO „MAXIMALER NETZBEZUG“

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Haushalt im Neubau mit Wärmepumpe kann die bereits installierten, thermischen Speicherkapazitäten nutzen, um die Lastspitze auf den Status quo (1,1 kW) zu reduzieren. Dies entspricht dem Flexibilitätspotenzial aus dem Szenario „Erweiterte Abendspitze“. Für eine weitere Reduktion der Lastspitze investiert dieser Haushalt in einen Batteriespeicher zu Kosten in Höhe von ca. 420 Euro/a.

Dem Haushalt mit Gasheizung steht in der initialen Technologiekonfiguration keine Flexibilitätsoption zur Verfügung. Sobald die stündliche Lastspitze eingeschränkt wird, muss dieser daher in einen Batteriespeicher investieren.

¹ Für eine weitere Reduktion des Netzbezugs innerhalb dieser Woche um 5 % wäre eine Batteriespeicherkapazität von 25 kWh notwendig, welche das zugrunde gelegte Maximum übersteigt.

3.5 Kalte Dunkelflaute

Die potenziellen Herausforderungen im Verteilnetz, die sich durch die Nutzung von Wärmepumpen in Haushalten ergeben könnten, lassen sich nicht allein auf höhere Lastspitzen zurückführen. Zusätzlich existiert ein doppelter Temperatureffekt, der auf der untersten Netzebene zu beobachten ist: Die räumliche Dichte von Einfamilienhäusern mit ähnlichem Baujahr, in denen ähnliche Heizungstechnologien verbaut sind, ist insbesondere in Neubau- und Stadtrandsiedlungen hoch. Diese stationäre Dichte lässt vermuten, dass die Lastspitzen von Haushalten mit Wärmepumpe eine hohe Gleichzeitigkeit aufweist, da der Wärmebedarf von benachbarten Haushalten parallelen Schwankungen unterliegt. Somit könnte die Auslastung eines Netzstrangs zunehmend temperaturabhängig sein. Außerdem ist der Wirkungsgrad (engl. Coefficient of Performance, COP) von Wärmepumpen temperaturabhängig (vgl. Abbildung 14). Der Wirkungsgrad einer Wärmepumpe sinkt proportional zur Temperatur, wodurch bei einem hohen Wärmebedarf mit mehr Strom geheizt werden muss, als bei einem geringen Wärmebedarf.

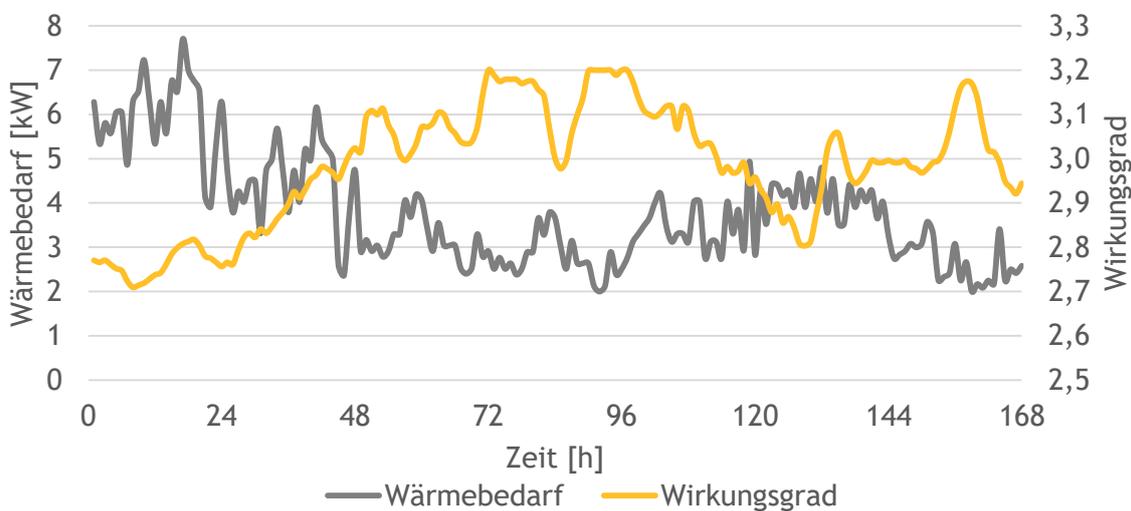


ABBILDUNG 14: TEMPERATURABHÄNGIGKEIT DES WIRKUNGSGRADES EINER WÄRMEPUMPE UND DES WÄRMEBEDARFS

Quelle: Eigene Berechnungen

Der doppelte Temperatureffekt der untersten Netzebene führt folglich dazu, dass, gegeben eine hohe Dichte von Haushalten mit Wärmepumpen an einem Netzstrang, bei niedrigen Temperaturen alle Haushalte gleichzeitig Heizstrom aus dem Netz beziehen. Dieser Netzbezug ist zusätzlich höher als bei moderaten Temperaturen. Da neben der Temperaturabhängigkeit des Stromverbrauchs von Haushalten mit Wärmepumpe auch die Einspeisung aus PV-Anlagen von benachbarten Haushalten parallelen Schwankungen unterliegt, wird die Auslastung der unteren Netzebene zunehmend wetterabhängig. Um den Einfluss dieser Wetterabhängigkeit zu berücksichtigen, werden die Auswirkungen einer sogenannten kalten Dunkelflaute auf das Flexibilitätspotenzial der Haushalte analysiert.

Das Szenario „Kalte Dunkelflaute“ ist definiert als ein zweiwöchiger Zeitraum, in dem sehr niedrige Außentemperaturen herrschen und gleichzeitig keine Einspeisung durch erneuerbare Energien erfolgt. Für die Betrachtung des Flexibilitätspotenzials von Haushalten bedeutet dies,

dass über den gesamten zweiwöchigen Zeitraum kein Strom aus der hauseigenen PV-Anlage erzeugt werden kann. Weiterhin wurde für diesen zweiwöchigen Zeitraum das Wärmeprofil der zwei kältesten aufeinanderfolgenden Wochen seit Beginn der Wetteraufzeichnungen durch den deutschen Wetterdienst gewählt (DWD, 2018).

Das Szenario „Kalte Dunkelflaute“ kann prinzipiell für jede der betrachteten Netzrestriktionen aufgestellt werden. Im Folgenden werden die Auswirkungen der kalten Dunkelflaute für das Szenario „Maximaler Netzbezug“ dargestellt. Abbildung 15 illustriert die Kosten zur Reduktion der Lastspitze eines Bestandshaushalts sowie eines Haushaltes im Neubau (beide mit Wärmepumpe und PV-Anlage).¹ Dabei werden die Kosten einer Flexibilisierung im Szenario „Maximaler Netzbezug“ mit den Kosten der Flexibilisierung bei gleichzeitiger Einschränkung durch die kalte Dunkelflaute gegenübergestellt. Die Gegenüberstellung ermöglicht es, die Auswirkungen eines solchen extremen Wetterphänomens aufzuzeigen.

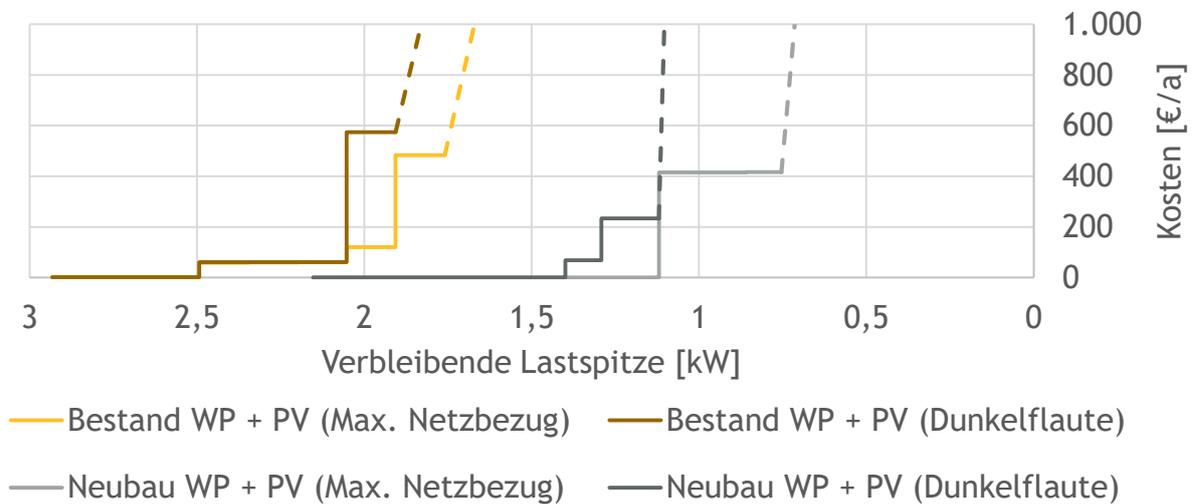


ABBILDUNG 15: VERGLEICH DER KOSTENÄNDERUNGEN BEI EINER RESTRIKTION DER LASTSPITZE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG EINER KALTEN DUNKELFLAUTE

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Bestandshaushalt kann auch im Szenario „Kalte Dunkelflaute“ mit Hilfe des bereits installierten thermischen Speichers die Lastspitze auf bis zu 2,5 kW reduzieren. Um die Lastspitze darüber hinaus zu senken, investiert der Haushalt analog zum Szenario „Maximaler Netzbezug“ in zusätzliche thermische Speicher. Mit Hilfe dieser thermischen Speicherkapazitäten kann die verbleibende Spitzenlast auf ca. 2,1 kW reduziert werden. Für eine weitere Senkung der Lastspitze ist eine Investition in einen Batteriespeicher notwendig. Im Szenario „Maximaler Netzbezug“ wird diese Investition erst ab einer verbleibenden Lastspitze von 1,9 kW notwendig. Das maximale Reduktionspotenzial des Bestandshaushalts liegt im Szenario „Kalte Dunkelflaute“ nur 0,2 kW unter dem des Referenzszenarios.

¹ Bestandshaushalte mit Gasbrennwertkessel werden an dieser Stelle nicht betrachtet, da die „Kalte Dunkelflaute“ den Strombezug kaum beeinflusst.

Der Haushalt im Neubau kann seine Spitzenlast im Szenario „Maximaler Netzbezug“ ohne zusätzliche Investitionen auf 1,1 kW reduzieren. Im Szenario „Kalte Dunkelflaute“ benötigt der Haushalt ab einer verbleibenden Lastspitze von 1,4 kW zusätzliche thermische Speicherkapazitäten. Um die Lastspitze auf 1,1 kW zu reduzieren, entstehen dem Haushalt Mehrkosten von ca. 230 Euro/a gegenüber dem Szenario „Maximaler Netzbezug“.

Neben dem Szenario „Maximaler Netzbezug“ wurde der Einfluss der kalten Dunkelflaute auch in den anderen Szenarien analysiert. Den Haushalten entstehen dabei weder im Szenario „Einfache Abendspitze“ noch im Szenario „Erweiterte Abendspitze“ signifikante Mehrkosten zur Flexibilisierung des Netzbezugs durch die kalte Dunkelflaute.

3.6 Exkurs: Elektromobilität

In diesem Exkurs werden exemplarisch verschiedene Fahrprofile für Elektrofahrzeuge betrachtet und das dadurch zusätzlich entstehende Flexibilitätpotenzial der Haushalte analysiert. Es werden drei verschiedene Fahrprofile ausgewählt, die das Fahrverhalten eines Singles, eines kinderlosen Paares und einer Familie mit Kind darstellen (vgl. Abbildung 19 im Anhang).¹ Aufgrund der Betrachtung von Einfamilienhäusern und der zugrundeliegenden Bedarfsstruktur wird das Fahrprofil der Familie mit Kind als Referenzprofil angesehen.

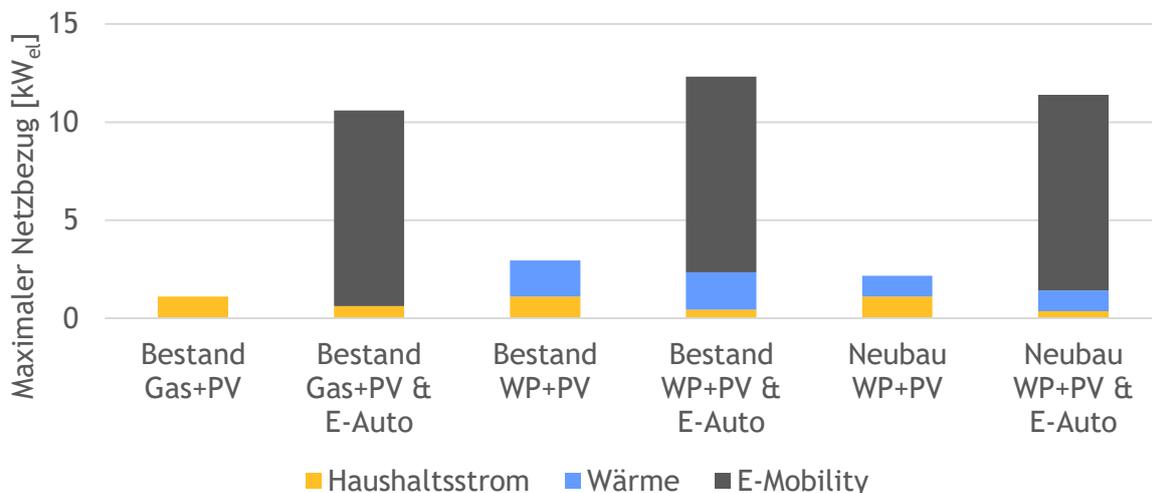


ABBILDUNG 16: MAXIMALE LASTSPITZE UNTERSCHIEDLICHER HAUSHALTSTYPEN MIT ELEKTROAUTOS

Quelle: Eigene Berechnungen

Grundsätzlich könnte der Batteriespeicher eines Elektrofahrzeuges zur Flexibilisierung des Netzbezugs genutzt werden. Dabei wird als Einschränkung angenommen, dass das Elektrofahrzeug vor Antritt der Fahrt vollständig geladen sein muss. Außerdem wird der zusätzliche Stromverbrauch durch das Elektroauto bei der Auslegung der Haushaltskonfiguration nicht berücksichtigt.² Die stündliche Lastspitze von Haushalten erhöht sich deutlich durch den Einsatz

¹ Die zur Abbildung benötigten Fahrprofile werden mit Hilfe des Fahrprofil-Generators von ewi ER&S generiert.

² Die initiale Technologiekonfiguration der Haushalte verändert sich nicht durch die Anschaffung des Elektroautos. Die Effekte des Elektroautos werden ceteris paribus hinsichtlich der verschiedenen Fahrprofile ausgewertet.

von Elektrofahrzeugen (vgl. Abbildung 16). Ein Elektrofahrzeug trägt ca. 10 kW zur stündlichen Lastspitze bei, sodass diese zwischen 10,6 kW im Bestandshaushalt mit Gasbrennwertkessel und 12,3 kW im Bestandshaushalt mit Wärmepumpe liegt. Generell hängt die stündliche Lastspitze daher aufgrund der hohen Ladekapazitäten wesentlich vom Elektrofahrzeug ab.

Weiterhin erfolgt eine zeitliche Verschiebung der Lastspitze. Während die Lastspitze der Haushalte ohne Elektrofahrzeuge ca. um 16 Uhr auftritt, erfolgt die stündliche Lastspitze der drei untersuchten Fahrprofile jeweils ca. um 21 Uhr. Wie genau die zeitliche Verschiebung ausfällt, ist dabei stark vom zugrundeliegenden Fahrprofil abhängig, sodass die Lastspitze nicht notwendigerweise am Abend auftreten muss. Es liegt jedoch nahe, dass die Gleichzeitigkeit des Netzbezugs von Elektroautos in den Abendstunden am höchsten ist, wenn die Besitzer der Fahrzeuge zuhause sind. Um die Kosten der Flexibilisierung für einen Haushalt mit Elektroauto zu verdeutlichen, sind in Abbildung 17 die Kostenverläufe eines Bestandshaushaltes mit Wärmepumpe, PV-Anlage und Elektroauto in den unterschiedlichen Szenarien der Lastspitzenreduktion dargestellt.

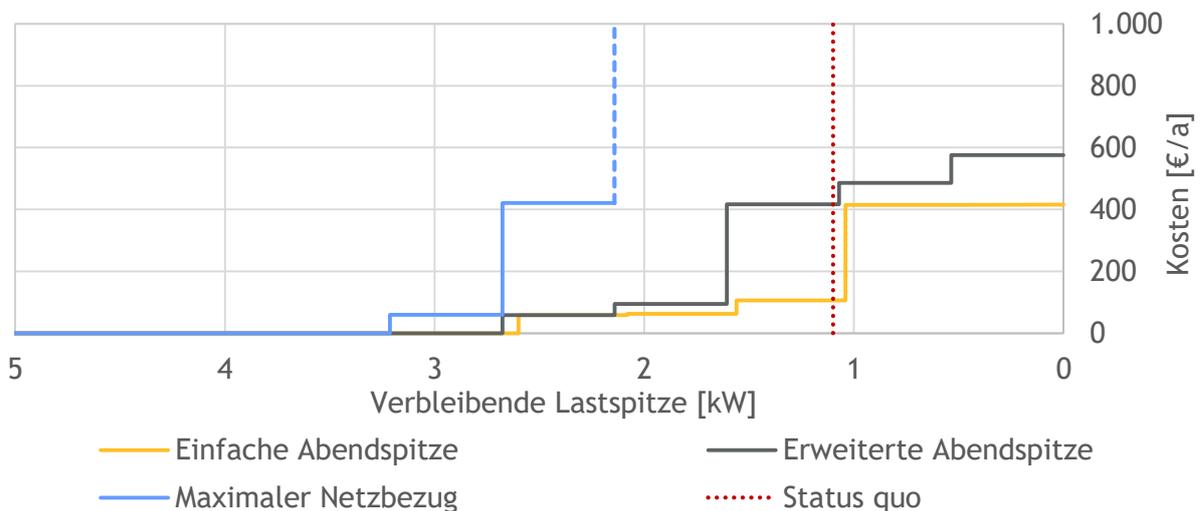


ABBILDUNG 17: VERÄNDERUNG DER JÄHRLICHEN ENERGIEVERSORGUNGSKOSTEN EINES BESTANDSHAUSHALTES MIT WÄRMEPUMPE, PV-ANLAGE UND ELEKTROAUTO

Quelle: Eigene Berechnungen

Es wird deutlich, dass eine Reduktion der stündlichen Lastspitze in allen Szenarien bis mindestens 3,2 kW ohne zusätzliche Kosten realisiert werden kann. Darüber hinaus werden in Abhängigkeit des jeweiligen Szenarios und der verbleibenden Lastspitze verschiedene Speichertechnologien zugebaut. Eine Senkung der Lastspitze auf den Status quo (1,1 kW) würde bei einer Restriktion zwischen 16 und 21 Uhr („Erweiterte Abendspitze“) zu einer Steigerung der jährlichen Kosten um 420 Euro führen, was einer Steigerung der jährlichen Energieversorgungskosten um ca. 21 % entspricht. Bei einer Restriktion innerhalb der Abendspitze von 17 bis 19 Uhr erfolgt dies durch eine Steigerung der Kosten um 110 Euro (ca. 5 %). Im Szenario „Maximaler Netzbezug“ erreicht der Haushalt die Grenzen der Lastprofilglättung bei einer verbleibenden Lastspitze von ungefähr 2,1 kW.¹ Die Bewertung der Kosten der Flexibilitätsbereitstellung ist für das betrachtete Fahrprofil

¹ Im stündlichen Mittel, im unterstündlichen Profil könnten auch teilweise höhere Lastspitzen auftreten.

4 EINORDNUNG DER ERGEBNISSE

Im Rahmen dieser Studie wurde das netzdienliche Flexibilitätspotenzial unterschiedlicher Haushaltstypen analysiert. Der Fokus lag dabei auf der Untersuchung der Kosten für die Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannungsebene. Hierzu wurde das Consumer Model of Opportunities (COMODO) verwendet, mit dem das Entscheidungsverhalten verschiedener Haushalte modelliert werden kann. Es wurden verschiedene Haushaltstypen und Szenarien definiert, für die netzdienliches Verhalten im Jahr 2030 untersucht wurde.

Haushalte mit Wärmepumpen installieren bereits, ohne dass sie netzkritische Zeitfenster beachten, einen thermischen Speicher zur Optimierung der Wärmeversorgung. Diesen Speicher können die Haushalte nutzen, um die stündliche Lastspitze zu senken. In dem Szenario „Einfache Abendspitze“ können Bestandshaushalte mit Wärmepumpe ihre Lastspitze um ca. 20 % (0,5 kW) ohne zusätzliche Kosten senken. Im Neubau können Haushalte mit Wärmepumpe ihre Lastspitze sogar um ca. 50 % (1,1 kW) ohne zusätzliche Kosten reduzieren. Auch in den weiteren betrachteten Szenarien können Bestandshaushalte mit Wärmepumpe die Lastspitze in den netzkritischen Zeitfenstern mit Hilfe ihrer anfänglichen Technologiekonfiguration um mindestens 10 % senken. Neubauten mit Wärmepumpen können ihre stündliche Lastspitze in allen betrachteten Szenarien sogar um mindestens 35 % ohne zusätzliche Kosten reduzieren. Letzteres gilt insbesondere für das Extremszenario „Kalte Dunkelflaute“.

Um das Flexibilitätspotenzial zu erhöhen, bzw. die Lastspitze weiter zu senken, investiert der Haushalt mit Wärmepumpe zunächst in thermische Speicher und anschließend in kostenintensivere Batteriespeicher. Haushalte mit Gasbrennwertkessel müssen von Beginn an in einen Batteriespeicher investieren, um den Netzbezug verschieben zu können. Haushalte mit PV-Anlage nutzen Batteriespeicher zum einen, um die Lastspitze in den restringierten Zeitfenstern zu senken, und zum anderen, um den Eigenverbrauch des PV-Stroms zu erhöhen. Dies führt dazu, dass die Energieversorgungskosten der Haushalte mit PV-Anlage durch die Investition in einen Batteriespeicher weniger stark steigen als die Kosten der Haushalte ohne PV-Anlage. Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass das Flexibilitätspotenzial von Haushalten mit Wärmepumpe in den Szenarien „Einfache Abendspitze“ und „Erweiterte Abendspitze“ auch unter Berücksichtigung einer kalten Dunkelflaute unverändert ist und keine zusätzlichen Kosten verursacht. In dem Szenario „Maximaler Netzbezug“ ist das Flexibilitätspotenzial in der kalten Dunkelflaute nur etwas geringer.

Die Analysen im Rahmen dieser Kurzstudie zeigen, dass die betrachteten Haushaltstypen ein zum Teil kostengünstiges Flexibilitätspotenzial aufweisen, das netzdienlich eingesetzt werden könnte. Haushalte mit Wärmepumpe können ihre stündliche Lastspitze deutlich senken. Der zusätzliche Netzbezug durch den Heizstrom kann daher durch Investitionen in thermische Speicher in dem Maße gesteuert werden, dass innerhalb der netzkritischen Zeitfenster keine Lastspitze auftritt, die höher ist als die Lastspitze auf dem Niveau eines Haushaltes mit konventioneller Wärmeversorgung. Die damit verbundene, jährliche Kostensteigerung zur Energieversorgung liegt

zwischen 0 und 230 Euro pro Jahr. Die Ergebnisse der einzelwirtschaftlichen Optimierung zeigen, dass die Umstellung der Wärmeversorgung von konventionellen Gasbrennwertkesseln auf elektrisch betriebene Wärmepumpen zwar zunächst die Lastspitze eines Haushaltes erhöht, gleichzeitig aufgrund der thermischen Speicher jedoch kostengünstig zu erschließendes Flexibilitätspotenzial entsteht, das grundsätzlich für eine netzdienliche Steuerung genutzt werden kann.

Um zu beurteilen, ob die netzdienlichen Flexibilitätspotenziale der Haushalte über thermische Speicher eine volkswirtschaftlich sinnvolle Option darstellen, müssten die Kosten für die Investitionen in Speicher (und Steuerungstechnologien) den Kosten anderer Flexibilitätsoptionen sowie dem alternativen Netzausbau gegenübergestellt werden. Folglich besteht weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich des Flexibilitätspotenzials weiterer Netznutzer, wie etwa Mehrfamilienhäusern und Akteuren im GHD-Sektor. Zudem ist die Summe der Netznutzer, deren Profile und die resultierenden Gleichzeitigkeitseffekte innerhalb eines Netzstrangs von Bedeutung, da die maximale Netzauslastung für die Entwicklung der Netzkosten ausschlaggebend ist. Nur unter Berücksichtigung konkreter Netzspezifika können Rückschlüsse darauf gezogen werden, in welchem Umfang, welche Haushaltstypen für die Flexibilitätsbereitstellung herangezogen werden sollten. Des Weiteren stellt sich die Frage, welche Anreiz- und oder Koordinationsmechanismen geeignet sind, die gezeigten und auch weitere Flexibilitätspotenziale zu heben. Vor diesem Hintergrund ist beispielsweise zu untersuchen, welchen Beitrag eine veränderte Netzentgeltsystematik leisten kann und welche alternativen Optionen bestehen.

LITERATURVERZEICHNIS

Agora Energiewende (2017): EEG-Rechner, URL: <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/124/EEG-Rechner+f%C3%BCr+Excel/>, abgerufen am 20.03.2017.

BDEW (2017): Strompreisanalyse, URL: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf, abgerufen am 29.03.2017.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050, URL: https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, abgerufen am 19.12.2017.

BMWi (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7, abgerufen am 27.12.2017.

BNetzA (2017): Monitoringbericht 2017, URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4, abgerufen am 27.12.2017.

BBR (2014): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse, URL: http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 20.03.2017.

DWD (2018): Klimadaten Deutschland, URL: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html>, abgerufen am 13.04.2018.

Hinz et al. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, URL: <http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/17570/Hinz.pdf>, abgerufen am 16.03.2017.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017.

RNG (2017): Lastgänge Netz- und Umspannebene 2015, URL: http://www.rng.de/cms/energiemenge.html?file=tl_files/rng/downloads/Strom/Netzkennzahlen/Lastgang%20Netz-%20und%20Umspannebene%202015.csv, abgerufen am 19.12.2017.

Simshauser, P. (2016): Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs, In: Energy Economics, 54, S. 108-122.

Stadt Köln (2017): Neue Kölner Statistik, URL: http://www.stadt-koeln.de/mediaasset/content/pdf15/statistik-bauen-und-wohnen/wohnungsbau_in_k%C3%B6ln_2016_fast_5000_wohnungen_im_bau_bw_nks_2017_5.pdf, abgerufen am 29.03.2018

VDI (2008): Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, https://www.vdi.de/nc/richtlinie/vdi_4655-referenzlastprofile_von_ein_und_mehrfamilienhaeusern_fuer_den_einsatz_von_kwk_anlagen/.

ANHANG

TABELLE 3: ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER STROM- UND GASPRISE

	2015	2020	2025	2030
Strom^[1] [ct/kWh]	29,23	32,03	32,43	30,65
Großhandelsstrompreis	2,70	3,50	4,20	5,00
Umlage	6,88	8,20	7,60	5,30
Vertrieb	2,97	2,97	2,97	2,97
Netzentgelte	7,19	7,43	7,66	7,66
Sonstige	2,77	2,77	2,77	2,77
Stromsteuer	2,05	2,05	2,05	2,05
MWST	4,67	5,11	5,18	4,89
Gas^[2] [ct/kWh]	6,53	7,20	7,87	8,19

Quelle:

[1] Eigene Annahmen sowie BNetzA (2017), Agora (2017), Hinz et al. (2014);

[2] Eigene Annahmen sowie BNetzA (2017), BMWi (2014), IEA (2017)

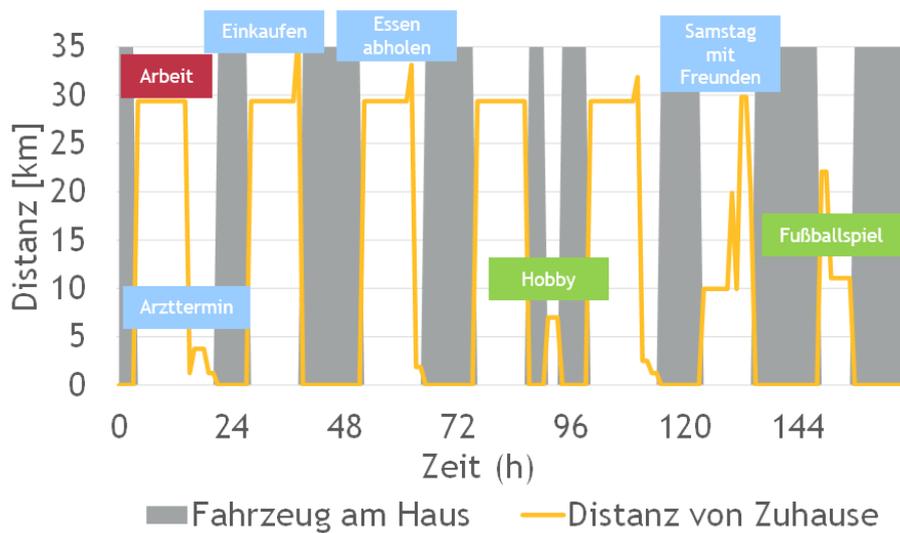


ABBILDUNG 19: EXEMPLARISCHES FAHRPROFIL EINES SINGLES

Quelle: Eigene Berechnungen