

FLEXIBLE WÄRMEPUMPEN IM VERTEILNETZ

Studie zum Einfluss von kurzfristig umsetzbaren Flexibilitäten elektrischer Wärmepumpensysteme auf zukünftige Netzüberlastungen in einer Beispielregion

Christian Spalthoff, Jan Ulfers, Erik Prade, Tanja Kneiske, Matthias Lenz, Martin Braun

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE)

Studie im Auftrag des

Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Hauptstraße 3
10827 Berlin

Veröffentlichung im August 2022

Auf einen Blick

Wie können 6 Millionen Wärmepumpen (WP) in 2030 zur Entlastung des Stromverteilnetzes beitragen? Einerseits stellt ein starker Zubau von elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit effizienten Wärmenetzen einen wichtigen Baustein für die Umstellung des deutschen Energiesystems dar. Auf der anderen Seite kann der zusätzliche Stromverbrauch von Wärmepumpensystemen und Heizstäben gerade in Bestandsgebäuden und in Kombination mit einer zunehmenden Anzahl bspw. von PV-Anlagen und Elektroauto-Ladestationen zu einer erhöhten Netzbelastung führen, und zusätzlichen Verteilnetzausbau erforderlich machen. Wärmepumpen bieten in Kombination mit Wärmespeichern eine flexible Leistungsverschiebung an, die ohne große Komforteinbußen in der Wärmeversorgung umsetzbar ist. So ist die Verschiebung des Strombedarfs hin zu Zeiten niedriger Netzlast möglich. Elektrische Wärmepumpensysteme können so also nicht nur eine Herausforderung für das Stromverteilnetz darstellen, sondern auch Teil der Lösung sein, neue Verbraucher in das Netz zu integrieren.

Der Fokus der vorliegenden Kurzstudie liegt auf der Untersuchung der Netzauswirkungen von Wärmepumpen, und wie einfach umsetzbare Leistungsflexibilität genutzt werden kann, um diese abzumildern. Hierzu wurde eine Modellierung an einem Beispiel-Niederspannungsnetz eines Ortes mit Wohngebäuden durchgeführt. Als Grundlage dient die Berechnung von Belastungen für das Stromverteilnetz durch die Installation von PV-Anlagen, Ladestationen und bedarfsgesteuerten elektrischen Wärmepumpen in drei nach Baualter gegliederten Grundscenarien. Dazu werden drei einfache Wirkleistungsflexibilitäten, sogenannte Flex-Optionen, eingeführt, und deren Nutzen zur Entlastung des Stromverteilnetzes untersucht.

Die Verteilnetzsimulation nutzt eine zeitreihenbasierte Modellierung von 1500 individuellen Lastprofilen, und betrachtet durch knotenscharfe Lastflussberechnungen die Auswirkungen auf einzelne Netzbetriebsmittel wie Kabel und Transformatoren. Dazu werden die Anzahl der Grenzwertverletzungen und die Reduktion der Netzbelastung als Maßstab herangezogen und die notwendigen Kosten für den Netzausbau abgeschätzt.

Die wichtigsten Ergebnisse der Studie sind:

1. Der gleichzeitige Ausbau von Wärmepumpen, PV-Anlagen und e-Kfz-Ladestellen kann 2030 bereits **zu merklichen Netzbelastungen** führen, wobei der **Einfluss der WP nicht stärker** ist als der von PV-Anlagen und e-Kfz-Ladestellen.
2. Engpässe konzentrieren sich auf Zeitfenster am Mittag und am Abend, und treten nur an **wenigen Tagen im Jahr** in größerem Umfang auf.
3. Bei der Modellierung des Einflusses von zukünftigen Wärmepumpen auf das Netz ist eine realistische Verteilung auf Alt- und Neubauten wichtig: Da in realen Netzgebieten ähnliche Gebäude in Clustern vorkommen, kommt es zu **lokaler Häufung von Netzbelastung**.
4. Bereits **mit einfachen und freiwilligen Regelungsmechanismen** zur Leistungsverschiebung sind WP in der Lage, **effektiv netzdienlich** zu wirken und den Netzausbaubedarf deutlich zu senken (im betrachteten Beispielnetz um bis zu 23%).
5. Flexibilitäts-Potentiale, die durch das Zusammenwirken mehrerer Technologien, **große Wärmespeicher** oder bei stark variablen Netzsituationen entstehen, können durch einfache Regelungen **nur teilweise** gehoben werden.
6. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, **möglichst früh** einfache Flexibilisierungsoptionen umzusetzen, während komplexere Systeme für die zukünftige Umsetzung noch entwickelt und getestet werden.

Inhalt

1	Ausgangslage.....	5
1.1	Elektrifizierung des Energiesystems.....	5
1.2	Gebäudewärmeversorgung.....	6
1.2.1	Wärmeversorgungssysteme.....	6
1.2.2	Gebäudeklassifizierung.....	6
1.3	Technische Varianten von Wärmepumpen.....	7
1.4	Die deutschen Stromnetze.....	8
1.5	Auslastung im Verteilnetz.....	9
1.5.1	Ausmaß, Zeitpunkt und Ort von Netzüberlastungen.....	10
1.5.2	Einfluss neuer Verbraucher.....	11
1.6	Flexible Verbraucher.....	11
1.6.1	Eigenstromnutzung.....	12
1.6.2	Anreizbasierte Strategien.....	13
1.6.3	Abregelungsbasierte Strategien.....	13
1.6.4	Technische Umsetzung durch Energiemanagement.....	14
1.6.5	Freiwillige Leistungssenkung.....	15
1.7	Rahmenbedingungen für Energiekunden.....	15
1.7.1	Entwicklung der Strompreise.....	15
1.7.2	Netzentgelte.....	15
1.7.3	Tarifmodelle für WP und Flexibilisierungsanreize.....	16
2	Modellsimulation zur Verteilnetzbelastung.....	17
2.1	Beispielregion Schutterwald.....	17
2.1.1	Gebäudestruktur und Haushalte.....	17
2.1.2	Lastprofile.....	18
2.1.3	Wärmebedarfe.....	19
2.1.4	Netzinfrastuktur.....	20
2.2	Szenarien.....	21
2.2.1	Wärmepumpen.....	22
2.2.2	E-Kfz-Ladepunkte.....	23
2.2.3	PV-Anlagen.....	24
2.3	Lastprofilerzeugung.....	24
2.3.1	Grundlast und wärmeunabhängige Verbraucher.....	24
2.3.2	Wärmepumpenprofile.....	25
2.3.3	Flexibilitätsoptionen.....	26
2.4	Lastflussrechnung.....	28
2.5	Netzausbaubedarf.....	28
3	Ergebnisse.....	30
3.1.1	Verteilung der Wärmepumpen.....	30
3.1.2	Zeitpunkte maximaler Netzbelastung.....	30
3.1.3	Auslastung bei unflexibler WP-Fahrweise.....	31
4	Einfluss von Heimpladepunkten und PV-Anlagen.....	32
4.1.1	Ergebnisse für die Flex-Optionen.....	33
4.1.2	Engpass-Situationen.....	33
4.1.3	Netzausbaubedarf.....	34
5	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	36
5.1.1	Übertragbarkeit.....	36
5.1.2	Vergleich der Flexibilitätsoptionen.....	36
5.1.3	Weiterer Nutzen von Flexibilisierung.....	37
5.1.4	Potential von zusätzlicher Kommunikation und Digitalisierung.....	37
5.1.5	Lang- und kurzfristige Empfehlungen.....	38

1 Ausgangslage

Die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen bietet im Gegensatz zu verbrennungsbasierten Methoden einen besonders effizienten Weg, um unter Nutzung der Umgebungstemperatur Raumwärme zu erzeugen. In Kombination mit einer Umstellung der Stromerzeugung hin zu erneuerbaren Quellen liefert sie so einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung. Dazu ist ein umfangreicher Hochlauf notwendig: Bereits ab 2024 sollen jährlich 500.000 neue Wärmepumpen installiert werden [1].

Um dies effizient und systemverträglich zu gestalten, spielen die Auswirkungen auf die Stromnetze, die verfügbaren Optionen der Flexibilisierung, sowie die Rahmenbedingungen für Einbau und flexible Nutzung eine wichtige Rolle.

1.1 Elektrifizierung des Energiesystems

Über die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland wird für Wärme und Kälte aufgewendet, wobei allein die Raumwärme und die Prozesswärme knapp 30 % ausmachen. Hierbei setzen insbesondere Privathaushalte weiterhin überwiegend Erdgas als Energieträger ein [2]. Für eine Treibhausgas(THG)-neutrale Gebäudewärmeerzeugung, in der bis 2030 fast 45% der erzeugten THG eingespart werden sollen (Abb. 1), kommt neben den vor allem über Wärmenetze abgerufenen erneuerbaren Potentialen aus Solarthermie, Geothermie, Biomasse und Umweltwärme vor allem der Elektrifizierung die zentrale Rolle zu.

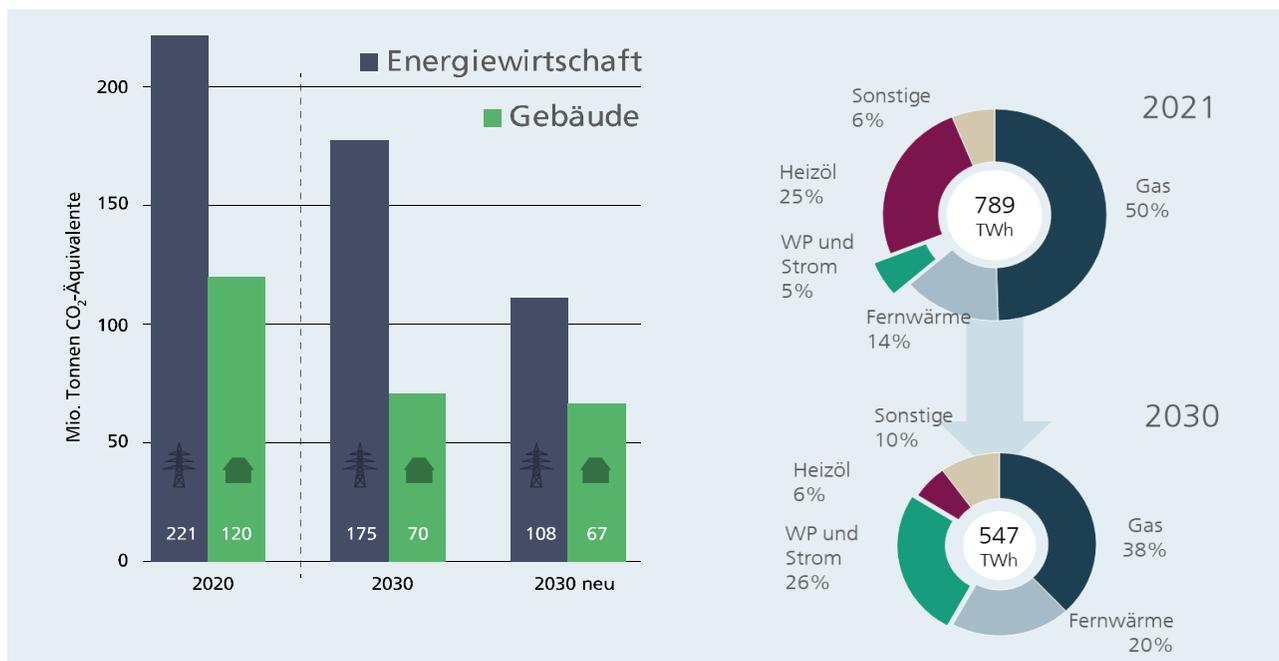


Abb. 1: Geplante Entwicklung der Energiebedarfe in Energiewirtschaft und Gebäuden: Reduktionsziele der Treibhausgasemissionen (links, nach [3]) und mögliche Entwicklung der Energieträger (nach [4])

Parallel zur Elektrifizierung des Wärmesektors muss hierbei die Umstellung der Stromerzeugung auf klimaneutrale Energieträger gelingen, was eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Erzeugung nötig macht. Je nach zugrundeliegenden Annahmen wird hier davon ausgegangen, dass sich die aktuelle erneuerbare Erzeugungsleistung von ca. 233 TWh bis 2030 mehr als verdoppeln müsste, um die THG-Ziele für einen wachsenden Stromsektor zu erreichen [4, 5]. Dies bedeutet neue Belastungen für das Stromnetz: Während neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge zu neuen Lastspitzen führen, machen auch der Transport von Offshore-Windenergie und dezentrale Erzeugung eine Verstärkung der Transport- bzw. Verteilnetze notwendig.

1.2 Gebäudewärmeversorgung

Das Ziel des Netzbetriebs ist die Deckung des Energiebedarfs. Die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs sowie die zur Wärmeerzeugung eingesetzten Technologien sind daher von wesentlicher Bedeutung für die Planung von Netzen [6]. Der Endenergieverbrauch in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Deutschland ist seit 2010 weitgehend unverändert [6], was unter anderem auf die niedrigen Sanierungsraten und einen allgemeinen Trend zu mehr Wohnfläche pro Person zurückzuführen ist. Im Projekt „Gebäude-Energiewende“ wurde zum einen ein Optimierungstool zur kosteneffizienten Wärmeversorgung von Ein- und Zweifamilienhäusern entwickelt [34], zum anderen diverse Dämm- und Wärmeerzeugungsoptionen unter umfangreichen ökologischen Gesichtspunkten verglichen [35]. In [36] werden auf dieser Grundlage verschiedene Sanierungsstrategien an exemplarischen Gebäuden vorgestellt. Für eine wirksame Dekarbonisierung ist aber vor allem eine Umstellung der Wärmeversorgungssysteme essentiell.

1.2.1 Wärmeversorgungssysteme

Wärme- und Warmwasserversorgungssysteme in Wohnhäusern unterteilen sich in die Kategorien Wärmeerzeugung, -speicherung und -verteilung. Zur Wärmeerzeugung steht eine Vielzahl an Technologien zur Verfügung, die sich verschiedener Energieträger bedienen. Untersuchungsgegenstand dieser Studie sind Wärmepumpen und die zur Spitzenlastdeckung üblichen elektrischen Heizstäbe.

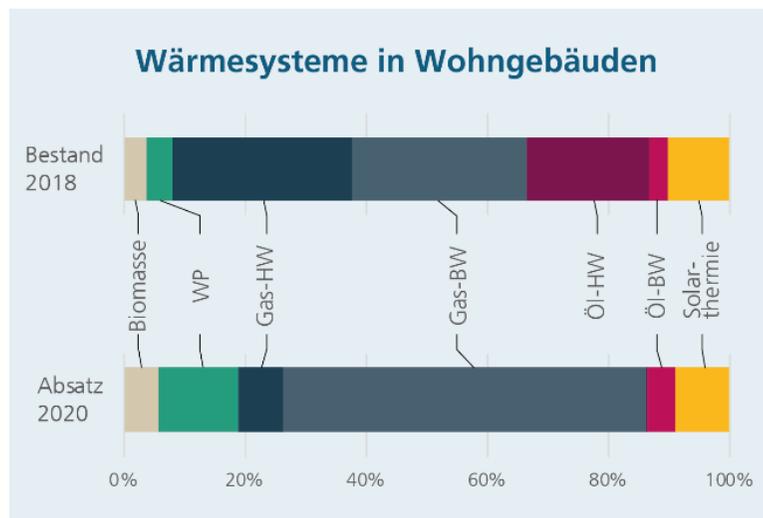


Abb. 2: Aktueller Bestand (oben) und Absatz (unten) verschiedener Wärmesysteme in Wohngebäuden. Trotz wachsender WP-Zahlen ist Gas weiterhin der häufigste Energieträger. BW=Brennwert, HW=Heizwert. Nach [7, 8].

Die Marktanteile der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien sind in Abb. 2 dargestellt. Darin zeigt sich die Marktdominanz von Gas-Brennwertgeräten. Seitdem 2016 eine verschärfte Energieeinsparverordnung (EnEV) und das überarbeitete Marktanreizprogramm für Wärmepumpen in Kraft traten, befindet sich der Markt im Aufschwung. Der Absatz elektrischer Heizungswärmepumpen wuchs seit 2018 um 90% auf 154.000 Geräte in 2021 und einen 13%igen Marktanteil [7]. Angesichts des Ukrainekriegs und der jüngsten Entwicklungen zur Versorgung mit importiertem Erdgas ist die Nachfrage nach Wärmepumpe in diesem Jahr weiter angewachsen. Die von der Ampelkoalition angekündigte Regelung, dass ab dem Jahr 2024 jede neue Heizung zu mindestens 65% mit erneuerbaren Energien betrieben werden soll, wird voraussichtlich einen weiteren Markthochlauf bewirken. Die Bundesregierung strebt die Installation von 4-6 Mio. Wärmepumpen bis 2030 an.

1.2.2 Gebäudeklassifizierung

Das Alter der Wohngebäude hat nicht nur einen deutlichen Einfluss auf den Energieverbrauch, sondern auch auf den künftigen Anteil von Wärmepumpen. In nichtsanieren älteren Gebäuden mit hoher Heizlast und hoher Vorlauftemperatur sind unter anderem aufgrund des erwarteten hohen Aufwands der Umbaumaßnahmen Wärmepumpen bislang deutlich unterrepräsentiert.

Zur vereinfachten energetischen Modellierung können Gebäude in 12 Baualtersklassen eingeteilt werden [9]: Gebäude einer Baualtersklasse wurden in der Regel mit ähnlichen Baustoffen und, wenn vorhanden, nach gleicher Wärmeschutzverordnung bzw. Energieeinsparverordnung gebaut. Innerhalb der Baualtersklassen wird zwischen Einfamilien-, Reihen-, kleinen und großen Mehrfamilienhäusern sowie Hochhäusern unterschieden. Die in der Studie entwickelte Gebäudetypologie gibt für jede Baualtersklasse und Hausart ein Beispielgebäude an, um verschiedene energetische Modernisierungsmaßnahmen zu veranschaulichen. Dabei werden die drei Varianten „1 - nicht modernisiert“, „2 - geringfügig modernisiert“ und „3 - mittel/größtenteils modernisiert“ unterschieden. Beispielsweise ergibt sich für ein Einfamilienhaus der Baualtersklasse E (1958 - 1968) im ursprünglichen Zustand (Variante 1) ein Netto-Heizwärmebedarf von 180 kWh/m²a. Bei der Modernisierungsvariante 2 werden das Dach und die Fassade mit 12 cm und die Kellerdecke mit 8 cm gedämmt. Außerdem werden die Fenster mit 2-Scheiben-Wärmeschutzverglasung ersetzt. Somit ergibt sich ein reduzierter Wärmebedarf von 129 kWh/m²a. Bei einer umfassenden Modernisierung (Variante 3) mit 30 cm Dach-, 24 cm Fassaden- und 12 cm Kellerdeckendämmung sowie 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung sinkt der Wärmebedarf auf 57 kWh/m²a. Für die Baualtersklassen K (2010 - 2015) und L (ab 2016) gibt Variante 1 den Standard nach EnEV2009/2014 bzw. EnEV 2016 an. Variante 2 steht für den KfW-Effizienzhausstandard 70 bzw. 55 und Variante 3 in beiden Klassen für ein KfW-Effizienzhaus 40 (sog. „Niedrigstenergiehaus“).

Die unterschiedliche Verteilung von Wärmepumpen in den verschiedenen Baualtersklassen ist in Tabelle 1 dargestellt. Während 2019 bei neu fertiggestellten Wohn- und Nichtwohngebäuden WP 43 % ausmachen, betrug im gleichen Zeitraum beim Austausch von Heizungsanlagen der WP-Anteil nur 6 % [7]. In einem konkreten Netz haben demnach nicht nur die vorliegenden Baualtersklassen, sondern auch die (ggf. durch Förderstrategien beeinflussbaren) Investitionsentscheidungen der Eigentümer starken Einfluss darauf, wie viel Netzbelastung durch WP-Zubau zu erwarten ist.

Wärmepumpen in Gebäuden verschiedener Baualtersklassen

Klasse	von	gesamt	Anteil WP
H-1989	1984-1994	370.547	0,05%
I-1998	1995-2001	1.444.725	0,38%
J-2006	2002-2009	1.082.334	7,81%
K-2012	2010-2015	599.201	30,73%
L-2016	2016-2017	220.041	34,52%

Tabelle 1: Anteil Wohngebäude mit Wärmepumpen (WP) zur vorwiegenden Wärmeerzeugung je Baualtersklasse (nach [10] auf Basis von [11])

Für Neubauten zeichnet sich hingegen seit einigen Jahren ein sehr viel stärkerer Trend zugunsten von Wärmepumpen ab.

1.3 Technische Varianten von Wärmepumpen

Wärmepumpen unterscheiden sich durch die genutzte Wärmequelle, ihren Energieträger, ihre Steuerbarkeit und die Kombination mit weiteren Geräten zur Spitzenlastdeckung (Valenz). Die im Jahr 2021 verkauften Wärmepumpen nutzen zum größten Teil (82%) Außenluft, zu 18% das Erdreich als Wärmequelle.

Strom ist derzeit der einzige relevante Energieträger bei Wärmepumpen. Auch Kombigeräte, welche eine elektrische Wärmepumpe um einen Gaskessel zur Abdeckung der Spitzenlast ergänzen, haben derzeit nur eine sehr geringe Relevanz. Sie hatten in 2021 einen Marktanteil von 0,5%.

Ein Heizungssystem mit nur einer Wärmeerzeugertechnologie wird als monovalent bezeichnet. Ist ein weiterer Erzeuger zur Wärmeversorgung verfügbar (z.B. ein elektrischer Heizstab), handelt es sich um ein bivalentes System. Bivalente Systeme können auf verschiedene Arten betrieben werden. Im bivalent-parallelen Betrieb wird der zweite Wärmeerzeuger zusätzlich zum ersten Wärmeerzeuger eingeschaltet, sobald eine vorgegebene Außentemperatur unterschritten wird (Bivalenztemperatur). Im bivalent-alternativen Betrieb übernimmt der zweite

Wärmeerzeuger die Wärmeversorgung vollständig, wenn die Außentemperatur unter die Abschalttemperatur des primären Wärmeerzeugers fällt.

Bei der Steuerbarkeit ist vor allem die Teillastfähigkeit von Bedeutung für die Flexibilisierung von Wärmepumpen. Während insbesondere ältere Modelle sich nur durch komplettes An- und Abschalten steuern lassen, ist bei neuen Geräten durch Anpassen der Kompressordrehzahl auch eine Steuerung in Teillastbereichen möglich („Inverter-Wärmepumpen“).

Als Speicherlösungen für WP können entweder Batterie- oder Wärmespeicher dienen, wobei wegen der geringeren Kosten Wärmespeicher die wichtigere Rolle spielen. Batteriespeicher hingegen kommen vor allem dort zum Einsatz, wo eine weitere Nutzung z.B. bei Eigenstromerzeugung eine relevante Rolle spielt. Auch die Batterien von e-Kfz sind theoretisch als Speicher für WP nutzbar („Vehicle-2-home“), diese Art von Rückspeisung ist allerdings aktuell in der üblichen Ladetechnik noch nicht vorgesehen.

Durch den Einsatz von Wärmespeichern kann die Wärmeerzeugung und die dadurch verursachte Netzbelastung zu einem Teil zeitlich vom Wärmebedarf entkoppelt werden.

Sowohl Steuerbarkeit als auch Speicherkapazität verursachen für den WP-Betreiber zusätzliche Kosten für zusätzliche Anlagen, größere Dimensionierung, sowie u.U. Effizienzverluste und höheren Verschleiß bei häufigen Schaltvorgängen. Auf der anderen Seite bieten sie Potential für Flexibilisierung (vgl. Abschnitt 1.6), welche sinnvoll eingesetzt zu einer Entlastung der Stromnetze und damit auch Einsparungen an Netzausbaukosten für die Verteilnetzbetreiber und gleichzeitig zu Reduzierungen der Netzentgelte für die Verbraucher führen kann.

1.4 Die deutschen Stromnetze

Von den 1,9 Mio. Kilometer Leitungen des deutschen Stromnetzes entfallen nur ca. 35.000 km auf die großen Transportleitungen der Übertragungsnetze, der Rest ist auf den Ebenen der Hoch-, Mittel- und Niederspannung dem sog. Verteilnetz zugeordnet. Die 872 Verteilnetzbetreiber in Deutschland müssen sich unter den Rahmenbedingungen der Entflechtung, also der Trennung von Energieverkauf und Netzbetrieb, und des regulierten Marktes, um die Planung zum Erhalt der Netze und ihren notwendigen Ausbau kümmern. Gemäß der u.a. im §14d Energiewirtschaftsgesetz beschriebenen Pflichten müssen sie dabei vorausschauende Netzentwicklungspläne erstellen und auch gegenüber der Bundesnetzagentur veröffentlichen [12].

Im Energiesystem wandeln sich die Ansprüche an die ursprünglich nur für die Verteilung von Energie von dezentralen Großkraftwerken zu Verbrauchern gebauten Netze grundlegend: Durch die zunehmende Integration von dezentralen Erzeugern mit wechselnder Leistung einerseits und der Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs und Industriesektors andererseits ergibt sich ein umfassender Ausbaubedarf in deutschen Stromnetzen. Gleichzeitig haben Netzbetriebsmittel wie Kabel eine hohe Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten, so dass ein Kompromiss zwischen kurzfristigen Ausbaubedarfen und langfristiger Planungssicherheit gefunden werden muss.

Für die nächsten 10 Jahre liegt der gemeldete Netzausbaubedarf (nur von HS-Netzbetreibern) der Verteilnetze bei ca. 27,6 Mrd. Euro, und steigt seit Jahren kontinuierlich [13]. Während in älteren Studien vor allem der Ausbau erneuerbarer Erzeugung Treiber des Netzausbaus war, sehen inzwischen die meisten Netzbetreiber einen Anstieg der Elektromobilität und Wärmepumpen als relevant an [13]. Dabei ist der Ausbaubedarf in den verschiedenen Netzen sehr unterschiedlich: In Simulationen für Niederspannungs-Verteilnetze in Hessen blieb der Netzausbau z.B. auf einen geringen Mengenanteil der Netze konzentriert: Rund achtzig Prozent des bis 2024 notwendigen Netzausbaus würden innerhalb lediglich eines Zehntels der Niederspannungsnetze stattfinden. Durch die größere Zahl ausbaubedürftiger Netze konzentriert sich 2034 der Anteil von achtzig Prozent der Ausbaukosten in rund einem Viertel der Netze [14].

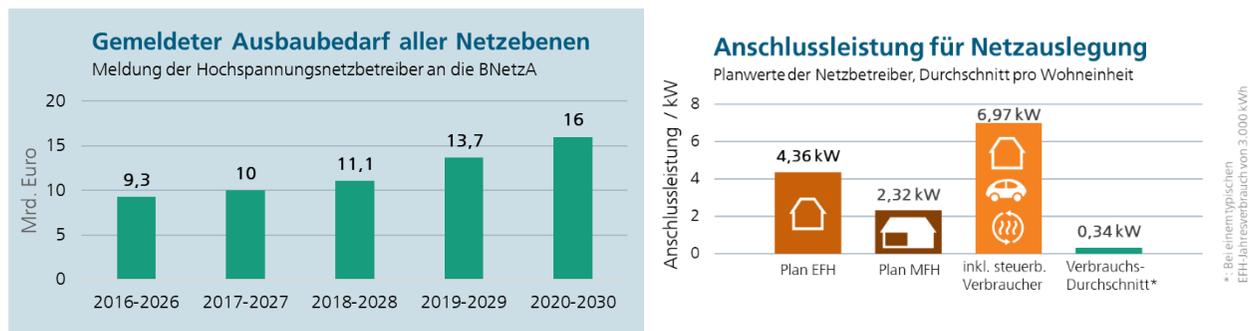


Abb. 3: Gesamter Ausbaubedarf der Stromnetze nach Schätzungen der Netzbetreiber und Entwicklung der Anschlussleistung pro Wohneinheit (nach [13, 15]).

Die Maßnahmen zum Netzausbau bestehen traditionell aus Verstärkung und Neuverlegung von Kabelstrecken sowie leistungsfähigeren oder regelbaren Transformatoren, welche die Netzbetreiber als Investitionen auf die Netzentgelte ihrer Kunden umlegen und so zurückerhalten können. Alternativ dazu sind auch betriebliche Maßnahmen wie Spitzenkappung, und die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen geeignet, die Belastung der Netze zu verringern und gleichmäßiger zu gestalten. Letzteres ist insbesondere auf Verteilnetzebene noch unüblich, gewinnt aber im Rahmen der Ausweitung der Kraftwerkeinsatzplanung auf dezentrale Anlagen („Redispatch 2.0“) an Bedeutung [16].

1.5 Auslastung im Verteilnetz

Die Stromnetzbetreiber sind verpflichtet, die Stromversorgung innerhalb fester Grenzen für Spannung, Frequenz und weiteren Parametern sicherzustellen. Dafür müssen die Netze so ausgelegt sein, dass zulässiger Betrieb sowohl in Zeiten maximalen Verbrauchs („Lastfall“) als auch in Zeiten maximaler dezentraler Erzeugung („Einspeisefall“) möglich ist. Gleichzeitig ist aber die durchschnittliche Auslastung der Netze sehr viel geringer, so dass eine wirtschaftliche Auslegung immer einen Kompromiss zwischen Sicherheit und Wirtschaftlichkeit darstellt.

Bei der Dimensionierung von Stromnetzen spielt nicht nur die insgesamt übertragene Energiemenge, sondern vor allem die Maximalleistung eine wichtige Rolle. Auf Ebene einzelner Hausanschlüsse wird der Stromverbrauch stark von Einzelgeräten bestimmt, so dass das Stromprofil von Haushalten sich aus einer Reihe zufälliger Lastspitzen auf einer geringen Grundlast zusammensetzt (Abb. 4.). Je mehr solcher Anlagen sich aber z.B. in einem Netzstrang aufaddieren, desto mehr gleichen sich die individuellen Schwankungen aus, so dass in der Praxis die Maximalleistung deutlich unter der theoretisch möglichen Leistung der Einzelanschlüsse liegt.

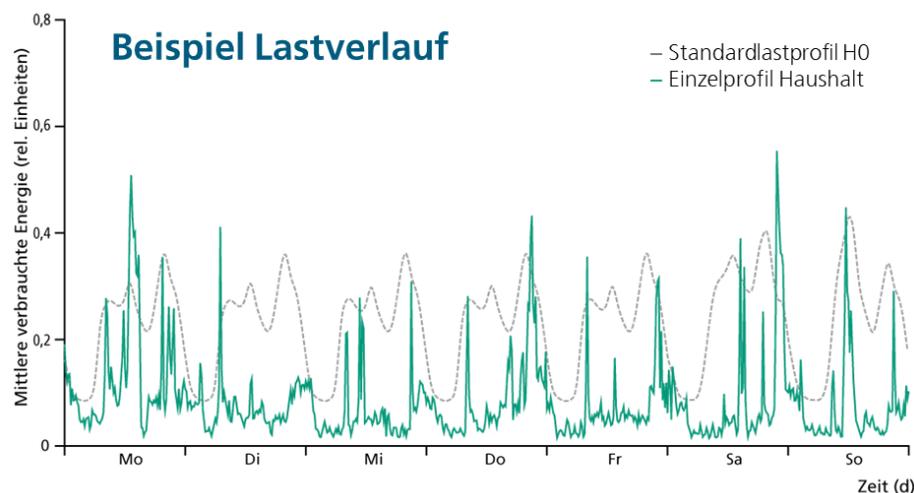


Abb. 4: Verlauf einer elektrischen Haushaltslast im Wochenverlauf im Mai. Die Daten aus einer Smart-Meter-Messung (grün) zeigen einen typischen Verlauf mit kurzen Lastspitzen, der sich deutlich von dem für die Abschätzung größerer Summen an Haushalten verwendeten Standardverlauf (grau) unterscheidet. Nach [17, 18]

Während ein typischer Hausanschluss auf Maximalleistungen von ca. 24 kW ausgelegt ist, liegt unter Berücksichtigung von solchen Gleichzeitigkeiten aktuell die durchschnittliche planerische Leistung für ein Einfamilienhaus nur bei 4,4 kW. Bei einer Wohneinheit mit steuerbarem Verbraucher (Wärmepumpe oder e-Kfz) wird mit 7 kW von einem um über die Hälfte höheren Wert ausgegangen [15]. Im Jahresdurchschnitt liegt hingegen der Verbrauch eines 1-Familienhaushalts (bei 3000 kWh Jahresverbrauch) sogar deutlich unter einem kW.

Für den Netzbetreiber bedeutet dies, dass die Dimensionierung der Netze mit mehrfachen Unsicherheiten geschieht: Einerseits braucht es genug Kapazität, um mit täglichen und saisonalen Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch umzugehen, und zweitens muss der langfristige Netzausbau zu der prognostizierten Entwicklung der Anlagen und Kundenbedarfe passen. Letzteres wird dadurch erschwert, dass umfangreiche Baumaßnahmen entsprechenden Vorlauf in der Planung erfordern, und die technische Lebensdauer von Kabeln und Trafos mehrere Jahrzehnte beträgt, so dass aktuelle Netzausbaupläne eigentlich schon die Situation für 2050 vorausplanen müssen. Deswegen wird in der Netzplanung oft ein langfristig ausgelegtes Zielnetz mit kurzfristigen Einzelmaßnahmen ergänzt, welche auf akute Engpässe ausgerichtet sind.

Als Handlungsmöglichkeiten ergeben sich für den Netzbetreiber zwei grundsätzliche Vorgehensweisen, um mit steigender Netzbelastung umzugehen: Durch Verstärkung der Leitungen und Trafos und Optimieren des Spannungsbandes kann die Maximalkapazität des Netzes erweitert werden. Alternativ besteht die Möglichkeit, die Netzauslastung bei gleicher Kapazität zu verbessern, indem Leistungsspitzen vermieden werden, und Energie entweder lokal verbraucht oder ihre Übertragung gleichmäßiger auf den gesamten Tag aufgeteilt wird. Dies kann sowohl direkt über betriebliche Maßnahmen, aber auch indirekt z.B. in Form von Anreizen für Kunden geschehen, wobei allerdings Netzbetreiber und Energieversorger wirtschaftlich unabhängig agieren müssen.

1.5.1 Ausmaß, Zeitpunkt und Ort von Netzüberlastungen

Neben der Vermeidung einer direkten thermischen Überlastung von Kabeln und Transformatoren durch starken Stromfluss ist die Einhaltung von Spannungsgrenzwerten (gemäß §16 NAV und DIN EN 50160) die wichtigste Kenngröße für Netzbetreiber. Hierbei kann eine Überspannung sowohl die Betriebsmittel des Netzbetreibers schädigen, als auch z.B. durch Überhitzung Schäden an Kundenanlagen verursachen, während bei es bei starker Unterspannung zur kompletten Abschaltung von Netzabschnitten kommen kann („Lastabwurf“). An den Entnahmestellen in der Niederspannungsebene muss der Effektivwert der Versorgungsspannung für 95% der Zehn-Minuten-Mittelwerte einer Woche im Bereich von $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen. In keinem Fall darf ein Mittelwert während des normalen Netzbetriebs unter 85% oder über 110% der vorgesehenen Versorgungsspannung liegen.

Ob Überspannung (durch starke Einspeisung) oder Unterspannung (durch hohe Last) das relevante Problem für die Auslegung der Netze darstellt, hängt von den konkreten Netzsituationen ab und kann je nach Netzgebiet sehr unterschiedlich sein. In städtischen und durch Wohngebiete geprägten Netzen liegt die Last üblicherweise deutlich höher als die vor allem durch Aufdach-PV bereitgestellte Einspeisung, während z.B. in ländlichen Netzen oft die Freiflächen- und Aufdach-PV-Einspeisung für die Netzauslegung von Niederspannungsnetzen die bestimmende Größe ist.

Spitzenlasten ergeben sich immer dann, wenn in mehreren benachbarten Netzanschlüssen leistungsstarke Verbraucher gleichzeitig aktiv und die Erzeugungsleistung gering ist. Sie treten typischerweise abends an Werktagen im Winter auf, wenn Bedarfe für Licht, Heizwärme, Gewerbe und Haushaltsverbraucher zusammenkommen. Da die tageszeitlichen Leistungswerte an den individuellen Netzanschlüssen dem Netzbetreiber nicht als Messdaten zur Verfügung stehen, werden die Starklastfälle üblicherweise durch allgemeine Gleichzeitigkeitskurven und Erfahrungswerte abgeschätzt.

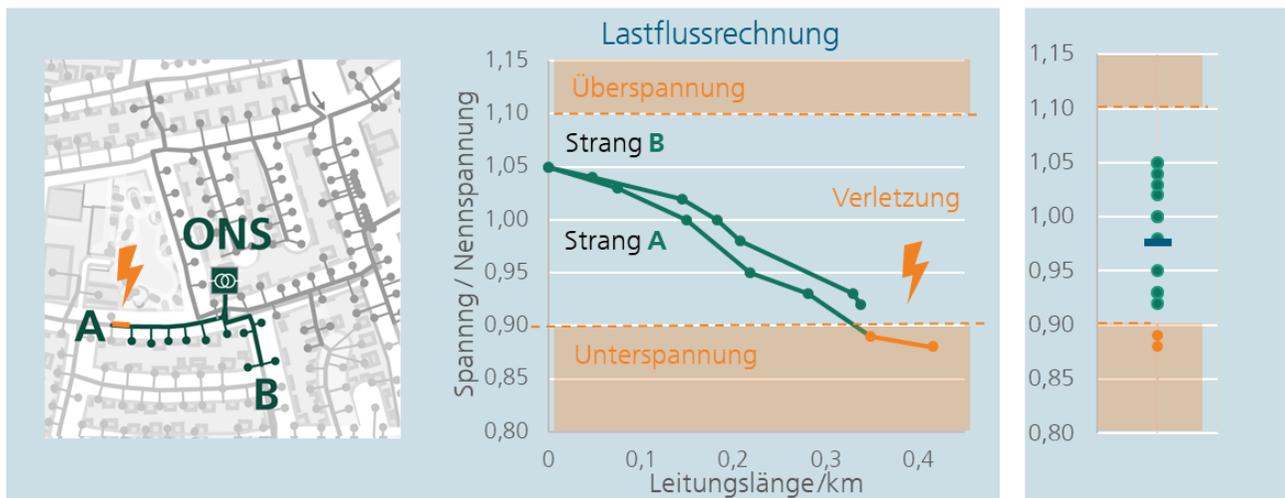


Abb. 5: Modellhafter Spannungsverlauf an einem Niederspannungsstrang. Im Lastfall sinkt die Versorgungsspannung mit zunehmendem Abstand von der Ortsnetzstation (ONS). Liegt sie an Netzknoten außerhalb des erlaubten Spannungsbands (orange), liegt Netzüberlastung vor.

Die Spannungswerte an jedem Knoten (Punkte in Abb. 5) und Auslastung an jedem Kabel (Linien in Abb. 5, Auslastung nicht dargestellt) lassen sich durch Messung ermitteln oder, bei bekannten Betriebsmitteln und Leistungen, durch Netzberechnung voraussagen. Sie bilden in unser Studie die Basis für die Quantifizierung der Netzauslastung, und die durch Netzausbau zu behobenden Probleme.

Wichtig ist hierbei sowohl, wie schwer die Grenzwertverletzung ausfällt (da man so zur Behebung stärker dimensionierte Betriebsmittel einsetzen müsste), als auch, wie viele Verletzungen vorkommen (da man so mehr einzelne Betriebsmittel verstärken oder austauschen müsste)

1.5.2 Einfluss neuer Verbraucher

Neben der Elektrifizierung von Gewerbe- und Industrieprozessen stellen gerade auf der Niederspannungsebene die elektrische Wärmeerzeugung und die Elektromobilität starke Treiber für Netzausbau dar [13]. Nach einer aktuellen Studie bildet rein von den Energiemengen her betrachtet der Wärmepumpenzubau (mit +35 TWh) bis 2030 den zweitgrößten Mehrverbrauch nach der Elektromobilität (mit +60 TWh) [4]. Diese bilanzielle Betrachtung lässt sich aber nicht direkt auf den Netzausbaubedarf übertragen, da hier sowohl die Lage der Verbraucher im Netz wichtig ist als auch, zu welchen Tages- und Jahreszeiten der Verbrauch stattfindet.

Wärmepumpen zeichnen sich einerseits durch eine moderate Maximalleistung aus, andererseits aber auch durch potentiell hohe Gleichzeitigkeiten, da der Wärmebedarf in einer Netzregion bei kaltem Wetter in den meisten Gebäuden hoch ist. Da eine kurzfristige Unterbrechung in Spitzen-Netzlastzeiten problemlos möglich ist, bieten sie zu Zeiten außerhalb der Vollauslastung Potential für netzdienlichen Betrieb. Im Vergleich dazu haben e-Kfz tendenziell höhere Ladeleistungen, geringere Gleichzeitigkeiten und bieten mit ihren üblicherweise langen Stand- und Ladezeiten mehr Optionen für Lastverschiebung oder gar Rückspeisung aus den Batterien ins Netz, wobei für Letzteres aktuell noch der technische und regulatorische Rahmen fehlt.

1.6 Flexible Verbraucher

Unter Flexibilität versteht man die Möglichkeit, den Zeitpunkt von Strombezug und Einspeisung auf andere Zeitpunkte zu verschieben oder den Bedarf temporär abzusenken bzw. zu erhöhen. Dies kann zum Beispiel passieren, indem energieintensive Prozesse hin zu Schwachlastfenstern verschoben werden, Strom- oder Wärmespeicher zu bestimmten Zeiten be- oder entladen werden, oder Ladevorgänge mit Zeiten hoher Eigenerzeugung z.B. durch PV gekoppelt werden. Während solche Maßnahmen traditionell nur bei industriellen Großverbrauchern eine Rolle spielten und ansonsten primär durch Kraftwerkseinsatz geregelt wurde, wird dezentrale Flexibilität bei Kleinverbrauchern immer wichtiger.



Abb. 6: Zielkonflikte im Einsatz von Anlagen-Flexibilitäten.

Wird Flexibilität für die Nutzung günstiger Marktpreise, die Entlastung des lokalen Stromnetzes, oder die Verbesserung des Autarkiegrades genutzt, geht dies häufig zu Lasten der jeweils anderen Ziele.

Im Gesamtsystem kann Flexibilität unter anderem genutzt werden, um

- Stromtransportaufwände zu vermeiden, indem Strom möglichst lokal und zeitnah verbraucht wird (Steigerung des Autarkiegrads). Dies kann für Endverbraucher z.B. durch Anreize zur Eigenstromnutzung belohnt werden.
- Überregionale Angebote auszugleichen, indem Stromverbrauch möglichst dann stattfindet, wenn etwa durch starken Wind viel günstiger Strom am Markt vorhanden ist. Dies kann z.B. durch börsenpreisabhängige Stromtarife gefördert werden.
- Netzstrukturen möglichst gleichmäßig und planbar ausgelastet werden, um viel Energie mit niedrigen Netzkosten zu transportieren (Netzentlastung). Dies lässt sich z.B. durch Sperrzeiten in Hochlastfenstern oder leistungsabhängige Tarife anreizen.

Hierbei ist aber Flexibilität erstens immer mit Kosten in Form von Steuerungstechnik, Speicherkapazität oder Komfortverlust verbunden, und ein Nutzen für den einen Zweck kann kontraproduktiv für den anderen sein. Ein zusätzlicher Strombezug zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise kann zu lokaler Netzüberlastung in diesen Zeiten führen, während z.B. eine Fokussierung auf Eigenverbrauch die Möglichkeiten beschränkt, günstige Überangebote zu nutzen oder schwer regelbare Verbraucher zu bedienen. Durch eine engmaschigere Ausrichtung des Energiemanagements auf Preis- oder Leistungsvorgaben steigt außerdem der Aufwand für Kommunikationstechnik sowie das Risiko bei einem Ausfall der Signale.

Die mögliche Bandbreite an Flexibilitätsstrategien ist enorm. Sie unterscheiden sich nicht nur durch die Ziele, sondern auch durch die beteiligten Akteure, die Art und Häufigkeit der empfangenen Signale, und den Umgang mit Prognosen und Fahrplänen. Zwei grundsätzliche Gruppen bilden hierbei neben der Eigenverbrauchsoptimierung die anreiz- und abregelungsbasierten Strategien.

1.6.1 Eigenstromnutzung

Diese Strategie versucht, mit Hilfe von steuerbaren Verbrauchern, Batterie- oder Wärmespeichern möglichst viel von dem durch PV-Anlagen erzeugten Strom selber zu nutzen, so dass der Strombezug aus dem Netz möglichst niedrig ist. Während früher attraktive Vergütungsmodelle es sinnvoll machten, den erzeugten Strom möglichst ins Netz einzuspeisen, ist im aktuellen Gesetzesrahmen der Eigenverbrauch die deutlich wirtschaftlichere Option für Anlagen im Haushaltsformat [19], da die Gestehungskosten für eigenerzeugten Strom deutlich unter den aktuellen Strompreisen für Endverbraucher liegen. Da Strom- und Wärmebedarfe sowohl nachts als auch im Winter oft in Zeiten niedriger PV-Erträge fallen, ist selbst mit Batteriespeichern die Erreichung einer 100%igen Eigenbedarfsdeckung meist unrealistisch.

Grundsätzlich verringert Eigenstromnutzung sowohl Einspeisung als auch Verbrauch am Netzanschlusspunkt und wirkt deshalb netzentlastend. Aufgrund der Auslegung der Netze auf Spitzenlastfälle ist dies aber nur wirksam, wenn die Zeitfenster hoher Eigenerzeugung sich auch mit den Spitzenlastzeiten im Netz überschneiden.

1.6.2 Anreizbasierte Strategien

Eine Möglichkeit der Flexibilität bietet der Nutzen von Anreizsystemen. Hierbei werden die Endverbraucher durch zeitabhängige Tarife dazu motiviert, Verbrauch und Einspeisung freiwillig auf bestimmte Zeitfenster zu konzentrieren, oder durch leistungsabhängige Tarife ihren gleichzeitigen Strombezug möglichst niedrig zu halten.

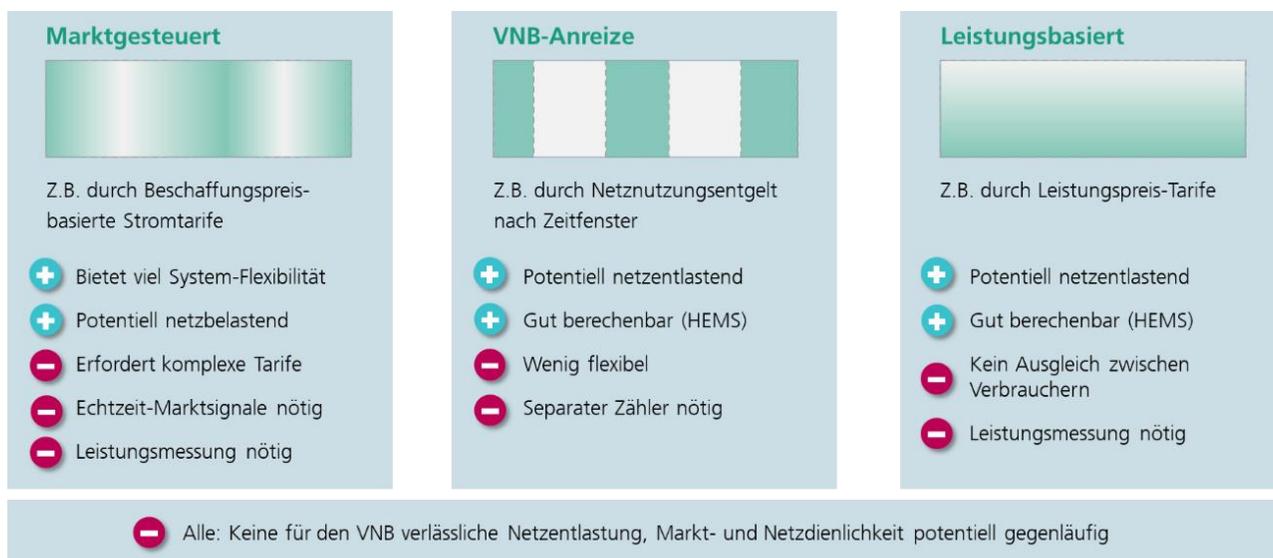


Abb. 7: Beispiele für anreizbasierte Strategien zur Flexibilitätennutzung. Betrachtet man die Leistung am Hausanschluss wie in Abb. 4 im Tagesverlauf, würden die jeweiligen Tarife Strombezug in den grün schattierten Bereichen günstiger machen.

Anreizbasierten Tarifen ist gemeinsam, dass sie viele Möglichkeiten zur Optimierung bei potentiell wenig Komfortverlust bieten. Auf der anderen Seite bergen sie aus Sicht des Netzbetreibers die Gefahr, dass es weiterhin zu einer lokalen Stromnetzüberlastung kommen kann, wenn sich Kunden entgegen der Anreize verhalten. Ein rein leistungsbasierter Tarif vermindert außerdem die Möglichkeit, tageszeitabhängige Über- und Unterangebote verschiedener Akteure auszugleichen.

1.6.3 Abregelungs-basierte Strategien

Bei diesen Strategien gibt der Netzbetreiber eine Maximalleistung vor oder sperrt den Strombezug zeitweise für bestimmte Anlagentypen ganz. Vergleichbare Systeme existieren bereits für größere steuerbare Lasten und Einspeiser in kritischen Engpasssituationen, sie werden aber auch umfassend in Form von Tarifen für Elektroautos und Wärmepumpen als „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ gemäß EnWG §14a angeboten [12]. Modellrechnungen für e-KFZ zeigen, dass abregelungs-basierte Strategien gut geeignet sind, um Netzausbaukosten zu senken [20]. Sie unterscheiden sich in der Praxis vor allem dadurch, wie häufig Abregelung stattfindet. Da es nicht im Sinne des Netzbetreibers ist, Energiebezug unnötig zu beschränken, sollte die Begrenzung im Optimalfall nur auf Netzstränge und Zeiten begrenzt sein, in denen es tatsächlich zu Überlastung kommt. Dies setzt aber im Idealfall voraus, dass der Netzbetreiber den tatsächlichen Ist-Bezug in seinen Niederspannungsnetzen kennt und präzise Steuersignale an einzelne Haushalte oder Anlagen senden kann, was aktuell meist nicht der Fall ist [11]. In den nächsten Jahren planen viele Verteilnetzbetreiber schrittweise die Steigerung der Netztransparenz und einen Ausbau der Steuerungsmöglichkeiten. Die Auswertung und Instandhaltung komplexer Mess- und Steuerungstechnik ist für den Netzbetreiber allerdings technisch aufwändig und potentiell personalintensiv. Dadurch stellen aktuell klassische Netzausbaumaßnahmen wie Kabel oder Trafo-Austausch oft die günstigeren Lösungen dar, und Investitionen in Infrastruktur werden auch durch die regulatorischen Rahmenbedingungen gegenüber (personal-)kostenintensiven Steuerungs- und Überwachungsmaßnahmen bevorzugt.

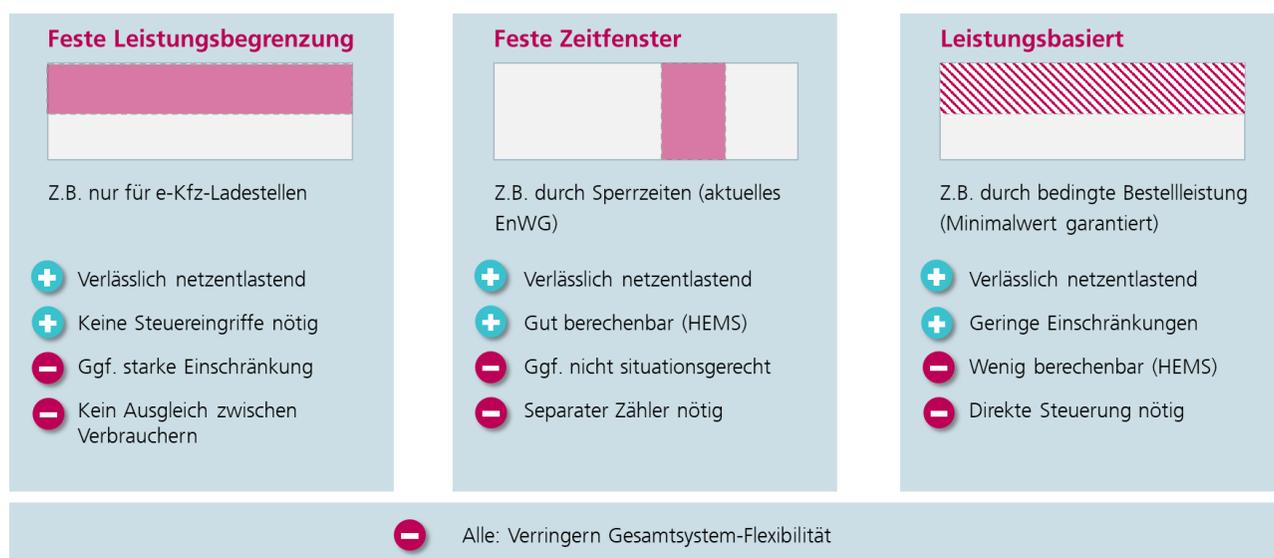


Abb. 8: Beispiele für abregelungsbasierte Strategien zur Flexibilitätnutzung. Betrachtet man die Leistung am Hausanschluss wie in Abb. 4 im Tagesverlauf, würden die jeweiligen Tarife Strombezug in den rot schattierten Bereichen grundsätzlich oder situationsbedingt (schraffiert) untersagen.

In der Gesamtbetrachtung der Kosten für diese Netztransparenz und Kommunikation müssen deswegen einfache Ansätze wie feste Sperrzeit gegenüber komplexeren Maßnahmen wirtschaftlich bewertet werden.

1.6.4 Technische Umsetzung durch Energiemanagement

Grundsätzlich denkbar ist eine Kombination verschiedener Abregelungs- und Anreizsysteme und die Einbeziehung verschiedener Akteure. So könnte zum Beispiel im Normalbetrieb („grüne Ampelphase“) vor allem anreizbasiert durch Energieversorger oder Quartierbetreiber gesteuert werden, während in konkreten Engpässen der Netzbetreiber auf Abregelung zurückgreift. Dies erfordert eine zentrale Verrechnung und Optimierung von Anlagenfahrdaten und externen Signalen, was entweder durch entsprechend ausgestattete Anlagen selbst oder in Gebäuden durch ein zentrales Energiemanagementsystem übernommen werden kann.

Seit einiger Zeit sind – neben den Entwicklungen der Wärme- und Ladetechnikhersteller – Systeme verschiedener Anbieter auf unterschiedlichen Komplexitätsgraden verfügbar, mit denen sich optimierte Anlagenfahrpläne für das gesamte Gebäude umsetzen lassen. Mit marktüblichen Energiemanagement-Systemen kann man Ladestationen und Wärmepumpen steuern, und Systeme wie Speicher oder die Steuerung energieintensiver Produktionsvorgänge miteinbeziehen. Beteiligte Komponenten sind hier Smart-Meter-Gateway, FNN-Steuerbox und Heimergiemanagementsysteme (HEMS). Entsprechende Hard- und Softwareangebote gibt es von Netzbetreibern (z.B. EWE-Go, EnBW energybase), Anlagenherstellern (z.B. SMA) und unabhängigen kommerziellen Anbietern (z. B. beegy, kiwigrind).

Die Anzahl der möglichen Komponenten und der beteiligten Protokolle ist enorm komplex, auch, weil hier aktuell mehrere konkurrierende Standards am Markt beteiligt sind. In der Praxis sind komplexe Regelungen mit mehreren Akteuren und Echtzeitkommunikation hier noch kaum verbreitet. Dies liegt vor allem daran, dass die in aktuellen Tarifsyste men für Stromkunden dem Aufwand für Energiemanagement nur wenig Einsparungen bei den Energiekosten gegenüberstehen, und kaum Mess- und Kommunikationsstrukturen für Niederspannungsverbraucher existieren.

Vor diesem Hintergrund ist es durchaus sinnvoll, angesichts des starken Hochlaufs neuer Verbraucher den Fokus auf das Potential einfacher Strategien zu setzen, welche ohne großen technischen Aufwand, ohne Kommunikation und unter aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen eingesetzt werden können. Diese haben außerdem den Vorteil, dass kein zusätzlicher Aufwand für den Nutzer entsteht, was die Akzeptanz steigert.

1.6.5 Freiwillige Leistungssenkung

Die in dieser Studie untersuchte Strategie stellt eine technisch besonders einfache Möglichkeit dar, weil sie in der Anlage selbst eigenständig umgesetzt werden kann und keine direkte Kommunikation mit anderen Akteuren wie dem Netzbetreiber erfordert. Sie ähnelt der in Abb. 8 dargestellten Option „Feste Zeitfenster“ insofern, als dass zu festen Zeitfenstern eine Senkung (bzw. im konkreten Fall Abschaltung) der Wärmepumpenleistung stattfindet. Diese Abschaltung kann z.B. durch feste Einstellungen in der Hardware oder Software der Wärmepumpe stattfinden, und ist in vielen marktüblichen Modellen bereits umsetzbar.



Abb. 9: Eine freiwillige Leistungssenkung stellt einen Ansatz dar, um mit autark umgesetzten Anlagenfahrweisen einen netzdienlichen Effekt zu erzielen.

Wenn diese Zeitfenster mit Spitzenlastzeiten im Netz übereinstimmen, führt dies zu einer netzentlastenden Wirkung in verbrauchsdominierten Netzen. Anders als bei der Abregelung durch den Netzbetreiber in der „Feste Zeitfenster“-Strategie findet aber keine direkte Steuerung durch extern und keine Überwachung der durch die WP bezogenen Strommenge statt, was den kostenintensiven Einbau eines zweiten Zählers vermeidet. Um eine für den VNB verlässliche Leistungssenkung sicherzustellen, wäre es allerdings erforderlich, den Zugriff des Nutzers auf die Sperre einzuschränken. Dies könnte, sofern regulatorisch zulässig, durch den Energieversorger oder VNB z.B. in Form eines einmaligen oder monatlichen Rabatts kompensiert werden.

1.7 Rahmenbedingungen für Energiekunden

1.7.1 Entwicklung der Strompreise

Für den erfolgreichen Einsatz von Strom als Energieträger für die Wärmeerzeugung ist es langfristig notwendig, dass Kostenvorteile fossiler Energieträger abgebaut werden. Da die Abgabenlast auf Strom deutlich höher ist als z.B. bei Öl oder Gas, könnte dies insbesondere durch eine Anpassung der staatlichen Abgaben geschehen: Wind und PV, die zukünftig das Energiesystem dominieren, führen durch Skaleneffekte und technische Innovationen zu sinkenden Kosten in der Stromerzeugung. Die Netzausbaukosten und entsprechend die Netzentgelte werden im Gegenzug steigen. Aktuell sind die Strompreise vor allem durch die extremen Preisanstiege für fossile Energieträger für Kraftwerke schwer vorherzusagen. Durch die sinkenden Gestehungskosten für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Auflösung des alten Konzepts des EEG könnten in Deutschland langfristig die Strompreise sinken [21].

1.7.2 Netzentgelte

Die Netzentgelte stellen die Verbindung zwischen Netzausbau und Strompreisen dar. Sie werden individuell von jedem Netzbetreiber auf Basis der notwendigen Ausgaben erhoben und auf den Endkunden-Strompreis umgelegt, wobei viele Gewerbe- und Industriekunden von Teilen der Netzentgelte befreit sind. In Deutschland herrscht hier durch die Anreizregulierungsverordnung ein regulierter Markt, in dem vereinfacht gesprochen Netzbetreiber einerseits unter Druck stehen, die Kosten (z.B. Personal) für die Versorgung zu senken, andererseits aber Investitionen in die Netzinfrastruktur mit dem Mittel der Netzentgelte weitgehend 1:1 auf die im Netz angeschlossenen Kunden umgelegt werden können. Private Stromkunden zahlen die Netzentgelte an ihren Stromanbieter, der diese dann an den Netzbetreiber weiterleitet.

Dies führt zu deutlichen lokalen Unterschieden in den Netzentgelten: Durch die hohen Anteile an erneuerbarer Erzeugung durch Windkraft und den für die Übertragungsnetze nötigen Ausbau in Nord- und Ostdeutschland sind hier und generell in ländlichen Gebieten die Netzentgelte höher. Sie schwanken für Haushalts- und Gewerbekunden ca. zwischen 5 und 10 ct/kWh. Zumindest für den durch die überregionalen Übertragungsnetze verursachten Anteil wurde kürzlich eine bundesweite Angleichung im Netzentgeltmodernisierungsgesetz beschlossen und ist bereits schrittweise umgesetzt, und 2022 wird der bundeseinheitliche Teil bereits 80% ausmachen. [22] Eine Auflistung der Netzentgelte nach Jahr, Verbraucher und Region bietet z.B. die Bundesnetzagentur [23].

1.7.3 Tarifmodelle für WP und Flexibilisierungsanreize

Für die individuellen Nutzer ist neben regionalen Unterschieden bestimmend für die Strompreise, welche Art von Tarifen und Anreize, z.B. zur PV-Eigenstromnutzung, zur Verfügung stehen. Da durch das Unbundling in Deutschland Netzbetrieb und Energiekundengeschäft in der Hand unterschiedlicher Unternehmen liegt, ist direkte Interaktion zwischen Kunden und Netzbetreiber zum Anreizen von netzdienlicher Flexibilität schwierig. Schwankende Energiepreise an den Strompreisbörsen können von den meisten Endkunden aktuell nicht genutzt werden, auch, weil analoge Stromzähler keine zeitgenaue Abrechnung des verbrauchten Stroms zulassen. Abhilfe kann hier der Rollout sogenannter „Intelligenter Messsysteme“ (iMSys) schaffen [24], welche sowohl auf viertelstundengenaue Erfassung als auch Übertragung der Daten ausgelegt sind. Der bis 2032 geplante Rollout kämpft allerdings noch mit umfassenden rechtlichen und technischen Verzögerungen, so dass die Quote verbauter iMSys 2022 noch unter 10% liegt [25].

Der aktuell meistgenutzte Mechanismus zum Anreiz von Flexibilitäten ist die Umsetzung von Sperrzeiten (vgl. Abschnitt 1.6.3). Aktuell schreibt etwa die Hälfte aller deutschen Netzbetreiber eine Steuerbarkeit für Wärmepumpen und/oder e-Kfz-Ladeeinrichtungen (steuerbare Verbrauchseinrichtungen) in ihren technischen Anschlussbedingungen vor, und bietet im Gegenzug eine Reduzierung von Netzentgelten [26].

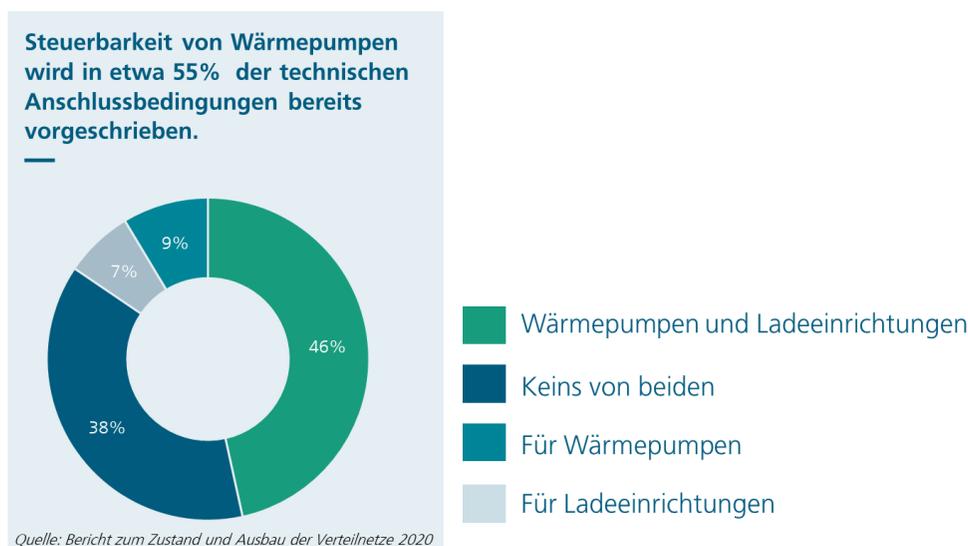


Abb. 10: Verbreitung von technischen Anschlussbedingungen für steuerbare Verbraucher. Nach [15]

Der Zugang zu komplexeren Tarifen hängt üblicherweise vom Jahresstromverbrauch ab: Kunden wie Haushalte mit einem geringen Jahresenergieverbrauch werden normalerweise nach verbrauchter Energiemenge abgerechnet. Überschreitet der Verbrauch hingegen mehr als 100.000 kWh pro Abnahmestelle, so ist eine Lastgangmessung (RLM) vorgeschrieben. Für diese Kunden ergeben sich weitere Preisbestandteile wie Leistungsentgelte und Anreize für atypische Netznutzung [21].

Marktbasiertere Konzepte zur Nutzung von Flexibilitäten durch Aggregatoren wie z. B. durch den „Altdorfer Flexmarkt“ befinden sich zurzeit noch in der Erprobungsphase.

Inwieweit der ungeplante Durchgriff des Netzbetreibers auf Verbraucheranlagen in Notsituationen zukünftig eine Rolle spielen wird, ist aktuell Bestandteil der Diskussion im Rahmen des EnWG § 14a.

2 Modellsimulation zur Verteilnetzbelastung

Wir zeigen am Beispiel eines modellierten ländlichen Verteilnetzes, welche zusätzliche Belastungen auf das Niederspannungsnetz sich bei einem plausiblen WP-Ausbau ergeben würden, und welchen Einfluss unterschiedliche Ausgestaltungen dezentraler Flexibilitätsstrategien darauf hätten.

Dafür nutzen wir ein Modell des Niederspannungsnetzes des Ortes Schutterwald (Baden-Württemberg). Das modellierte Netzgebiet besteht aus ca. 1500 Haushalten in Einfamilienhäusern, für die jeweils einzelne Stromverbrauchsprofile in 15-Minuten-Auflösung simuliert werden. Eine Lastflussrechnung ermittelt Ausmaß, Zeitpunkt und Lage von Strom- und Spannungsverletzungen, so dass ein Maß für die Netzauslastung für verschiedene Anzahlen an neuen Wärmepumpen, deren Verteilungen und Flexibilitätsstrategien entsteht. Zur Abschätzung der notwendigen Netzausbaukosten dient eine automatisierte Ausbauplanung, die Betriebsmittel im Netz verstärkt, bis die Grenzwerte wieder eingehalten werden, und Kosten dafür abschätzt.



Abb. 11: Ablauf der Modellrechnung zur Ermittlung künftiger Netzbelastungen durch Zubau neuer Verbraucher.

2.1 Beispielregion Schutterwald

Verteilnetze sind historisch gewachsene und auf die jeweilige Versorgungssituation angepasste Strukturen, so dass man nicht von „typischen“ Verteilnetzen sprechen kann. Für die Modellierung stellt diese Individualität eine Herausforderung dar, da die vorhandenen Netzinfrastrukturen von den VNB normalerweise nicht veröffentlicht werden und auch Zensusdaten über Gebäude und Energieverbräuche, wenn überhaupt, meist nur in aggregierter Form erhältlich sind.

Die Arbeiten in dieser Studie basieren stark auf den Untersuchungen und Daten aus [27]. Der Ort Schutterwald liegt dabei im Bereich des Mittelspannungsnetzes „MV Oberrhein“, für welches bereits ein Netzmodell basierend auf öffentlich verfügbaren Daten existiert.

2.1.1 Gebäudestruktur und Haushalte

Es handelt sich um ein kleinstädtisches Netz, das primär von Einfamilienhäusern geprägt ist. Modelliert werden 1.500 Einfamilienhäuser (EFH) mit jeweils eigenem Netzanschluss. Weitere Verbraucher (Gewerbe, Mehrfamilienhäuser etc.) werden nicht betrachtet.

Für Schutterwald liegen öffentliche Daten zu den Baujahren der meisten Häuser aus einer Gebäudezählung freistehender Ein- und Zweifamilienhäuser vor [28]. Im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt sind im Modellnetzgebiet Gebäude der Baujahrsklasse 1949-1968 stärker vertreten, sie konzentrieren sich im Norden, während im südlichen Teil eine Durchmischung von Neu- und Altbauten vorherrscht.

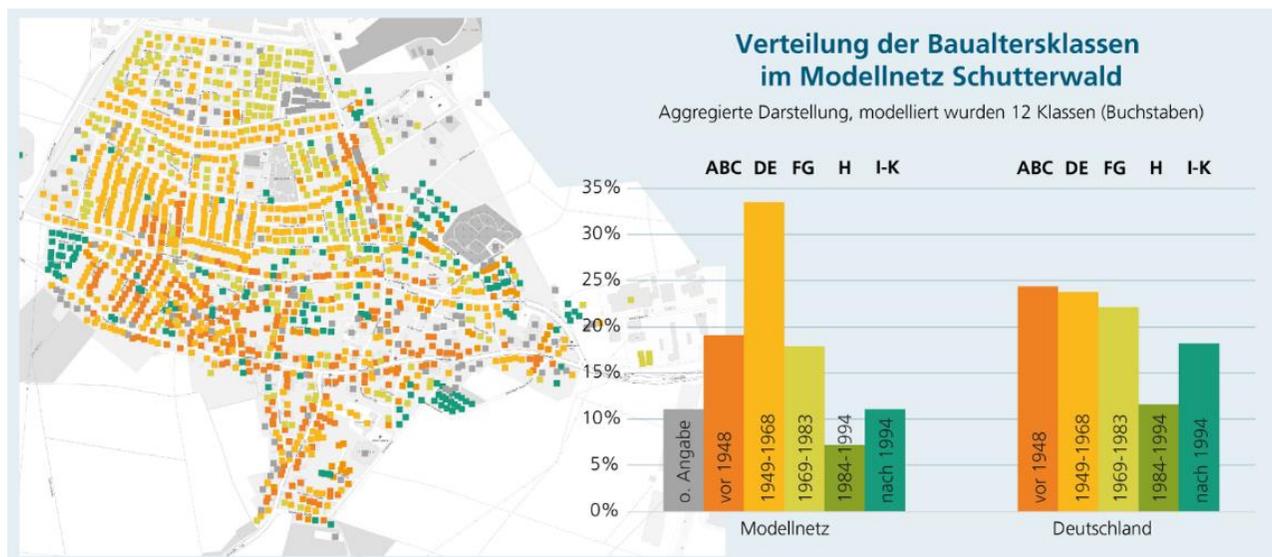


Abb. 12: Gebäudebaualter im Modellnetz. Die Anzahlen und Positionen der Gebäude (links) beruhen auf realen Gebäudedaten und unterscheiden sich vom Bundesdurchschnitt (rechts). Nach [27], Deutschlandzahlen aus [9].

Den Gebäuden ohne Informationen zum Baujahr („o. Angabe“) wurde durch eine gewichtete Zufallsverteilung eine den übrigen Gebäuden entsprechende Baualterklasse zugeteilt.

Die ungefähre Anzahl an Neubauten nach der Zählung wird mithilfe einer jährlichen Neubaurate von 0,55 % abgeschätzt [29]. Da bei Gebäuden einer Altersklasse unterschiedliche Sanierungsstände vorliegen können, wurden passende Sanierungsvarianten ausgewählt und basierend auf deutschlandweiten Sanierungsraten [30] abgebildet. Ergänzend wurden die fünf wichtigsten Haushaltstypen unterschieden, die den Gebäuden ebenfalls mit einer gewichteten Zufallsverteilung zugewiesen werden. Grundlage hierbei bildet die o.g. Statistik zu den Haushaltsgrößen der betrachteten Gemeinde [28].

2.1.2 Lastprofile

Die modellierten Kundenbedarfe setzen sich aus der Summe von PV-Anlagen, elektrischen Haushaltslasten (Beleuchtung, Kochen, Elektrogeräte etc.), Heizwärmebedarf, Trinkwarmwasserbereitung und Ladestationen für E-Kfz zusammen. Für jeden Haushalt wird mit Hilfe eines Lastprofilgenerators ein individuelles Strom-Wärmeprofil als Zeitreihe mit einer 15-minütigen Auflösung berechnet [1]. Die oben beschriebenen Baualterklassen werden dabei genutzt, um Wärmebedarfsprofile bei verschiedenen Dämmungsvarianten zu modellieren. Eine Simulation der Wärmeerzeugungsanlage findet dabei jedoch nicht statt.

Da in dem Netzmodell jeweils zwölf verschiedene Baualterklassen, drei Sanierungsvarianten und fünf Haushaltstypen kombiniert werden, ergeben sich insgesamt 180 verschiedene Wärmebedarfsprofile. Als Eingangsdaten der Berechnung werden Koordinaten, Außentemperaturzeitreihen [31] und Zeitreihen zur solaren Einstrahlung [32] vom Deutschen Wetterdienst (DWD) genutzt. Anhand dieser Daten lässt sich der betrachtete Ort zur Klimazone 12 zuordnen und für die Berechnung kann daher mit einer Norm-Außentemperatur von -12 °C gearbeitet werden. Als Realdatengrundlage für die Simulation wird das Jahr 2009 auf Grund der im betrachteten Zeitraum in diesem Jahr niedrigsten auftretendem Lufttemperatur von -15,2 °C gewählt.

Die 180 Raumwärme- und Warmwasserbedarfsprofile setzen sich aus typischen Wohnflächen für die betrachteten Gebäudeklassen, den Wärmeverlusten abhängig vom Sanierungsstand und dem simulierten Verhalten der Bewohner zusammen. Sie sind also unabhängig vom Wärmeerzeugersystem.

2.1.3 Wärmebedarfe

Darauf aufbauend werden die Wärmeerzeugungs- und -speichersysteme dimensioniert, um den errechneten Strombedarf optimiert zu decken. Die Modellierung erfolgt in Python.

Um bei der Lastprofilerzeugung verschiedene Vorlauftemperaturen für das Heizsystem den Modernisierungsstandards und Baualtersklassen so zuzuordnen, dass „moderne“ Gebäude auch energetisch effizientere Heizungssysteme und WP erhalten, werden die Vorlauftemperaturen wie folgt angenommen: Für Gebäude der Baualtersklassen „K“ und „L“ werden 35°C angenommen, für Gebäude der Klasse „J“ und Modernisierungsvariante 2, sowie allen weiteren Gebäudeklassen der Variante 3 45°C und für die restlichen Gebäude 55°C.

Zur Dimensionierung der Wärmepumpe im bivalent-parallelen Betrieb wird die höchste Gebäudeheizlast, die bei Temperaturen über oder gleich der Bivalenztemperatur auftritt, bestimmt ($P_{Heiz,max,>biv}$). Als Auslegungswärmebedarf wird diese Gebäudeheizlast mit 24 Stunden multipliziert. Der Warmwasserbedarf Q_{TWW} wird addiert und die Summe durch die maximal mögliche Betriebsdauer der Wärmepumpe unter Berücksichtigung von Sperrzeiten t_{Sperr} geteilt.

$$P_{WP,th,biv} = \frac{P_{Heiz,max,>biv} * 24h + Q_{TWW}}{24h - t_{Sperr}} \quad 1$$

Aus der angenommenen Vorlauftemperatur des Heizsystems und der Bivalenztemperatur wird die Leistungszahl im Bivalenzpunkt ermittelt, mit der die elektrische Nennleistung $P_{WP,el,N}$ berechnet wird.

$$P_{WP,el,N} = \frac{P_{WP,th,biv}}{COP_{Vorlauf,biv}} \quad 2$$

Aus der elektrischen Nennleistung und einer angenommenen maximalen Leistungszahl von fünf [34] wird die maximal mögliche Wärmepumpenleistung $P_{WP,th,max}$ berechnet.

$$P_{WP,th,max} = P_{WP,el,N} * 5 \quad 3$$

Der sekundäre Wärmeerzeuger (Heizstab) wird anhand der maximalen Heizlast dimensioniert. Es wird angenommen, dass diese Last für 24 Stunden auftritt, zudem muss der Warmwasserbedarf gedeckt werden. Die Wärmepumpe soll unter Berücksichtigung der Sperrzeit und der Leistungszahl bei Norm-Außentemperatur die größtmögliche Wärmemenge bereitstellen. Die restliche erforderliche Wärme wird vom zweiten Wärmeerzeuger bereitgestellt

$$Q_{WP} = COP_{Vorlauf, Norm} * (24h - t_{Sperr}) \quad 4$$

Unter Berücksichtigung der maximalen Betriebszeit pro Tag ergibt sich die erforderliche Nennleistung. Für elektrische Heizstäbe sind elektrische und thermische Nennleistung gleich groß.

$$P_{aux,el,max} = P_{aux,th,max} = \frac{P_{Heiz,max} * 24h + Q_{TWW} - Q_{WP}}{24h - t_{Sperr}} \quad 5$$

Die Speicherung von Wärme und Trinkwarmwasser erfolgt üblicherweise in isolierten Wassertanks, was in der vorliegenden Studie als Standard angenommen wird. Die Wärmeverteilung erfolgt über die Gebäudetechnik, wozu Leitungen, Heizkörper und ggf. Lüftungsanlagen zählen. Dies wird in der vorliegenden Studie als „Black

Box“ betrachtet und nur in Form zusätzlicher Wärmeverluste berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Pumpen oder Gebläse der Wärmeverteilung einen vernachlässigbar kleinen Strombezug haben.

Für den Trinkwarmwasser- und den Heizungsspeicher wird als untere Ladegrenze 50% der speicherbaren Energie angenommen. Beim Unterschreiten dieser Grenze wird im Regelsystem Aufladebedarf für den Speicher angemeldet, bis er wieder zu mindestens 95% der Speicherkapazität aufgeheizt ist. Die speicherbare Wärmemenge hängt vom Unterschied Δv zwischen der maximal und minimal erlaubten Temperatur ab und wird über folgende Gleichung bestimmt [33].

$$Q_{sp} = v_{sp} * 1,163 \frac{Wh}{lK} * \Delta v \quad 6$$

Zur Dimensionierung des Trinkwarmwasserspeichers wird der Warmwasserbedarf nach VDI 4656 [33] mit Gl. 2.16 abgeschätzt. Als Referenzbedarf werden 25 Liter pro Person und Tag bei $\eta_{ref} = 60 \text{ °C}$ Warmwassertemperatur angesetzt. Es wird eine Kaltwassertemperatur von $\eta_{KW} = 10 \text{ °C}$ und eine Entnahmetemperatur von $\eta_{benötigt} = 55 \text{ °C}$ angenommen. Zur pauschalen Berücksichtigung von Leitungs- und anderen Verlusten wird das Volumen mit zwei multipliziert [33]. Mit folgender Gleichung wird das Volumen in die speicherbare Wärmemenge umgerechnet, wobei ein möglicher Temperaturhub von 45 °C im Speicher angenommen wird.

$$v_{sp,min} = 2 * \text{Personenanzahl} * 25 \text{ l} * \frac{\eta_{ref} - \eta_{KW}}{\eta_{benötigt} - \eta_{KW}} \quad 7$$

Bei der Dimensionierung des Raumwärmespeichers werden in Anlehnung an [33] 40 Liter pro Kilowatt Leistung der Wärmepumpe veranschlagt. Mit Gleichung 6 wird das Volumen in speicherbare Wärme umgerechnet. Da im Modell mit konstanter Vorlauftemperatur gerechnet wird, werden dabei nur Temperaturunterschiede von $\Delta \eta = 10 \text{ °C}$ im Speicher erlaubt.

Die Vorlauftemperaturen werden in drei Klassen nach Gebäudealter, Sanierungsstand und Wärmebedarf festgelegt.

35 °C: Gebäude mit sehr guter Dämmung nach KfW-Effizienzhaus-Standard oder äquivalent, in denen mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits Flächenheizungen vorhanden sind.

45 °C: Gebäude mit ausreichend guter Dämmung, sodass mithilfe eines Heizkörpertauschs 45 °C Vorlauftemperatur erreichbar sind.

55 °C: ältere Gebäude mit schlechterer Dämmung und hohem Wärmebedarf. Heizkörpertausch und in Einzelfällen energetische Sanierungsmaßnahmen notwendig.

2.1.4 Netzinfrastruktur

Für die Modellierung der Niederspannungs(NS-)netze wurde wie in [10] vorgegangen und die Positionen und Scheinleistungen von 14 Transformatoren des 10-kV-Mittelspannungs(MS-)netzmodells „MV Oberrhein“ zu Grunde gelegt, die in den Betrachtungsbereich fallen. So ergibt sich ein zusammenhängendes Netzgebiet aus 14 Niederspannungsnetzen, was der Ausdehnung eines Mittelspannungsnetzes entspricht. Die Streckenführung und Positionierung der Netzanschlüsse beruht auf öffentlich zugänglichen Kartendaten und stellt somit nur eine Annäherung der tatsächlich im Netzgebiet verlegten Kabelstrecken dar.

Die Bemessungsscheinleistungen der Ortsnetztransformatoren (MS/NS) wurden wie in [35] anhand der Lastdichten ausgewählt und orientieren sich dabei an den Standardgrößen 250 kVA, 460 kVA und 640 kVA [36]. Als Kabel wurden typische Aluminium-Erdkabel vom Typ NAYY 4x150mm² angenommen.

Als Planungsprämissen werden ein zulässiges Spannungsband von 0,9 bis 1,1 p.u. (entspricht 90 – 110% der Sollleistung), eine maximale thermische Kabelauslastung von 60% und eine Auslastung von 100% für die Trafos definiert. Mit diesen Modellparametern ist das Netz im Ist-Zustand frei von Grenzwertverletzungen.

Die Wärmepumpen, und somit die entsprechenden Zeitreihen, werden den Haushalten nicht randomisiert, sondern anhand von verschiedenen Baualtersklassen, Sanierungszuständen und daraus resultierenden Wärmebedarfen zugeordnet.

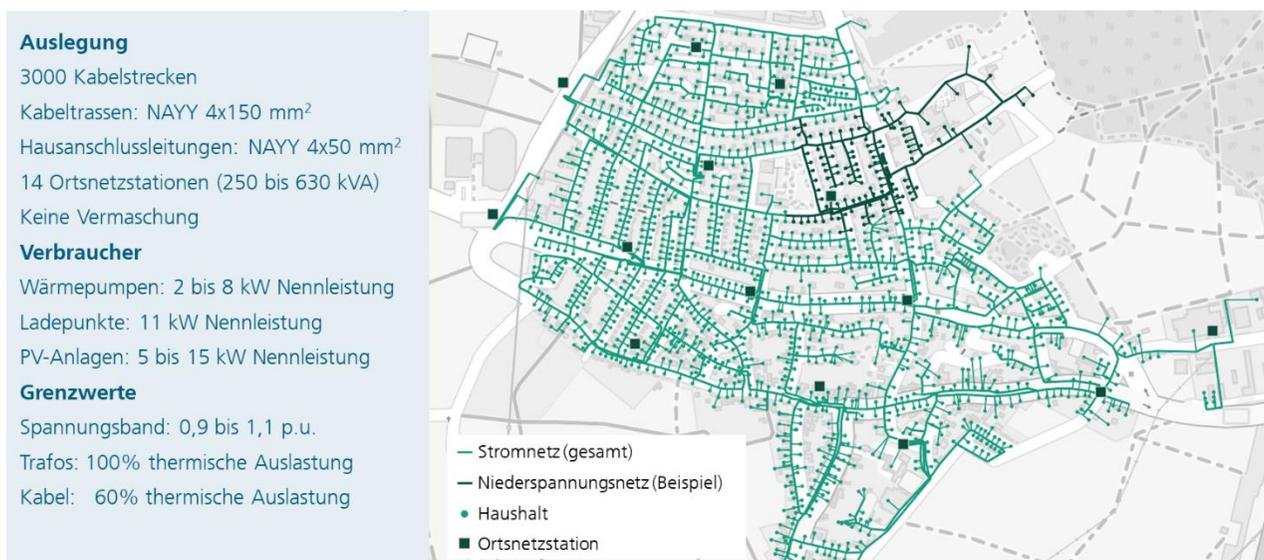


Abb. 13: Netzplan und Auslegungsparameter der modellierten Verteilnetze. Jeder der 14 Ortsnetzstationen ist ein individuelles Niederspannungsnetz mit Haushalten zugeordnet.

Den Netzknoten sind also jeweils haushaltabhängige individuelle Zeitreihen zugeordnet. Für das betrachtete Stromnetz mit allen Verbrauchern und Prosumern wird dann mit Hilfe eines Lastflusses über die Zeitschritte eines Jahres in 15-Minuten-Auflösung die Mehrbelastung des Netzes betrachtet. Hierfür wird die Verletzung von Grenzwerten für die Spannungsbelastung und Leitungsauslastung berechnet und für verschiedene Zuordnungsvarianten der Wärmepumpen abhängig von Gebäudetypen verglichen.

Zur Verbesserung der Netzbelastungssituation werden drei Operationsmodi definiert, in denen die Wärmepumpen als Flexibilitätsoption netzdienlich eingesetzt werden. Hierzu gehört die Einführung von konkreten Zeiten Freiwilliger Leistungssenkung (entspr. Abschnitt 1.6.5) für Wärmepumpen, die basierend auf Zeitrahmen mit hohen Lasten im Stromverbrauch abgeleitet werden, um hoher Netzbelastung und Gleichzeitigkeit entgegenzuwirken. Die zweite Flexibilitätsoption ist die Erweiterung von Option 1 um die Einführung von größeren Wärmespeichern, um die Gleichzeitigkeit der Wärmepumpenverbräuche und damit die Netzbelastung zu reduzieren. Als dritte Option wird ein Batteriesystem zur Verschiebung von überschüssigem selbst erzeugtem Strom in Zeiten hoher Last (Haushaltslast, E-Kfz Ladung und Wärmepumpe) eingeführt.

2.2 Szenarien

Als Modell für den künftigen Hochlauf elektrifizierten Verbrauchern wie WP und Elektroautos betrachten wir zwei Momentaufnahmen, die wir als Stützjahre bezeichnen. Hierfür werden Gesamtmengen an Wärmepumpen, Heimladepunkten und PV-Anlagen für Deutschland festgelegt. Die Zahlen für 2030 beruhen auf Studien des BWP [37] und den aktuellen Zielen der Bundesregierung für e-Kfz (15 Mio.) und Photovoltaik (200 GW) [38].

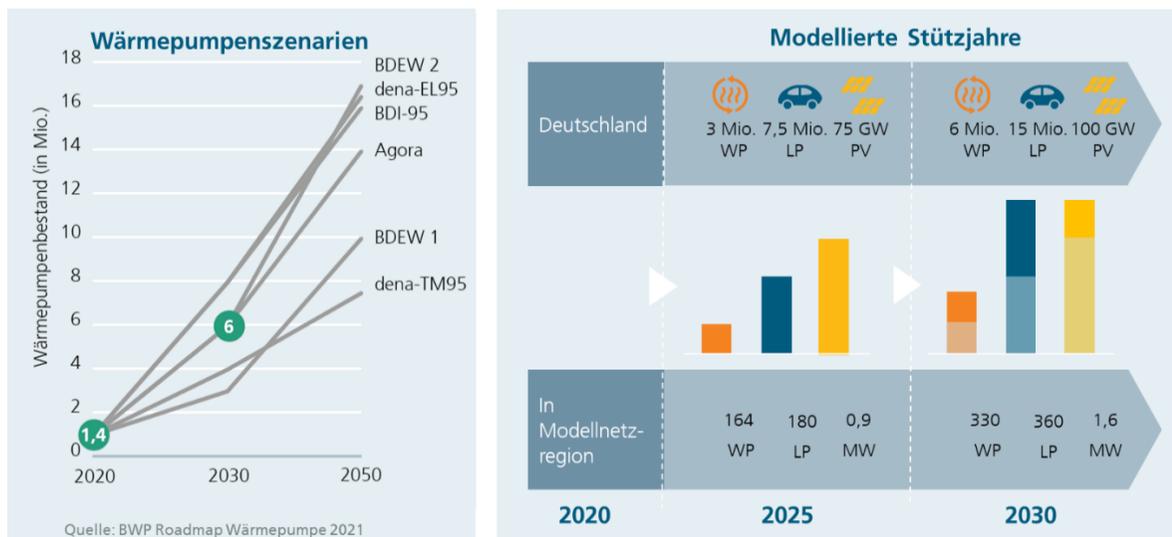


Abb. 14: Zukunftsszenarien für neue Erzeuger und Verbraucher. Ausgehend von einem mittleren HochlaufszENARIO aus Literaturwerten (links) und weiteren Publikationen wurden Zubaumengen für Wärmepumpen (WP), Ladepunkte (LP) und PV-Anlagen erstellt (oben rechts) und auf das Modellnetzgebiet heruntergebrochen.

Diese Gesamtzahlen für Deutschland wurden für das Modellgebiet angepasst: Rein ausgehend von der Anzahl der Haushalte ergäben sich Zahlen von ca. 220 WP, 540 e-Kfz und 7,2 MW PV-Leistung. Diese Werte wurden noch einmal modifiziert, um sie der Lage und Besiedlungsstruktur des Gebiets im ländlichen Raum in NRW anzupassen.

2.2.1 Wärmepumpen

Es ist von einer stärkeren Verbreitung von Wärmepumpen in Einfamilienhäusern auszugehen, während bei Mehrfamilienhäusern vermutlich auch in Zukunft wie aktuell Gasheizungen und Fernwärmeversorgung stärker vertreten sein werden [39]. Dadurch, und weil das Netzgebiet weniger Altbauten aufweist als im Bundesdurchschnitt, gehen wir in unseren EFH-dominierten Gebiet von einer um 50% höheren Anzahl von Wärmepumpen pro Wohneinheit gegenüber dem Bundesdurchschnitt aus.

Verteilungsvarianten

Neben den Gesamtzahlen an Wärmepumpen ist es für die verbrauchte Gesamtenergie wichtig, wie viele der zugebauten WP in Gebäuden mit hohem oder niedrigem Wärmebedarf entstehen. Außerdem kann eine realistische Verteilung auf reale Baualter zu Clustereffekten führen: Wenn sich viele Nutzer in einer homogenen Wohngegend gleichzeitig für WP entscheiden, kann diese lokale Belastung den Netzausbedarf gegenüber einer gleichmäßigen Verteilung erhöhen.



Vorlauftemperaturen nach Wärmebedarf		Vorlauf-temperatur	Anzahl in Szenario 1	Anzahl in Szenario 2	Anzahl in Szenario 3
Gebäude mit sehr guter Dämmung und Flächenheizungen	▶	35°C	94	4	16
Gebäude mit ausreichend guter Dämmung (Heizkörpertausch)	▶	45°C	150	9	65
Ältere Gebäude mit schlechterer Dämmung (Heizkörpertausch + ggf. Sanierung).	▶	55°C	86	317	249

Abb. 15: Zuordnung der Vorlauftemperaturen in unterschiedlichen Verteilungsszenarien. Bei einer Priorisierung älterer Gebäude kommt es durch die höhere Anzahl von WP mit hoher Vorlauftemperatur zu einem erhöhten Gesamtenergiebedarf.

Um diesen Unterschied abzuschätzen, betrachten wir drei unterschiedliche Verteilungsvarianten:

Szenario 1: "Priorität auf gut geeignete Gebäude":

Hierunter fallen Gebäudealtersklassen und Kombinationen aus Gebäudealtersklasse mit Sanierungsstand und Wärmebedarf, die bereits überwiegend mit Flächenheizungen ausgestattet sind. Hier ist ein Heizungsbetrieb mit maximaler Vorlauftemperatur von 35°C möglich. Dieses Szenario ergibt den niedrigsten Gesamtstromverbrauch und bildet eine Umsetzung ab, bei der Wärmepumpen vor allem dort eingesetzt werden, wo ihr Einbau verhältnismäßig einfach und kostengünstig möglich ist.

Szenario 2: "Priorität auf Sanierung des Altbestandes":

In diesem Szenario wird als Maßnahme überwiegend ein Heizkörpertausch und eine maximale Vorlauftemperatur von 55°C vorausgesetzt. Dieses Szenario ergibt den höchsten Gesamtstromverbrauch durch Wärmepumpen, würde aber auch entsprechend die größte Menge an eingesparten fossilen Energieträgern bewirken.

Szenario 3: "Zufällige Verteilung auf alle Baualter":

Die Wärmepumpen werden den Gebäuden zufällig und unabhängig von anderen Faktoren zugeordnet. Die Verteilung der WP entspricht damit der Altersverteilung der Gebäude im Modellnetz (vgl. Abb. 12).

Für EV und PV gelten in jedem der drei Szenarien die gleichen Zahlen, ihre Verteilung wird aber durch die angenommene Wärmepumpenverteilung beeinflusst (s.u.). Das Stützjahr 2025 wird mit einem linearen Hochlaufverhalten von der Ist-Situation bis 2030 abgebildet.

2.2.2 E-Kfz-Ladepunkte

Die Szenarien für den Hochlauf elektrischer Fahrzeuge haben sich in den letzten Jahren deutlich ausgeweitet.

Das Projekt Ladeinfrastruktur 2.0 modelliert einen Fahrzeughochlauf für 2030 in welchem E-Kfz + Hybridfahrzeuge ein Marktanteil von etwa 20% zu erwarten ist [2]. Laut dem neuen Koalitionsvertrag ist das Ziel für 2030 insgesamt hingegen 15 Mio. E-Kfz, was einem Marktanteil von ca. 33% entsprechen würde [3].

Die Anzahl der installierten Ladepunkte wird über das Verhältnis von Ladepunkten zu E-Kfz abgeschätzt. Durch die Nutzung von Firmenladen, öffentlichen Ladestellen und Teilen von privaten Ladepunkten ist die Anzahl der Ladestellen auch bei guter Abdeckung generell niedriger als die Anzahl der Fahrzeuge. Für private Ladestellen wird aktuell von einer Rate von durchschnittlich 0,7 Ladepunkten pro e-Kfz ausgegangen [40], wobei der Anteil in städtischen Gebieten deutlich darunter, in ländlichen Gebieten aber eher höher liegen sollte. Bei dem ambitionierten Szenario von 15 Mio. liegt die von uns abgebildete Rate bei 0,65.

Die Ladepunkte werden mit doppelt so hoher Wahrscheinlichkeit Haushalten zugeordnet, die bereits eine Wärmepumpe installiert haben. Dies unterstellt eine höhere Affinität der Käufer von Wärmepumpen für Elektromobilität, da Befragungen von Elektroautobesitzern u.a. eine überdurchschnittlich höhere Nutzung von PV-Eigenstrom, eine stärkeres Interesse an Umweltbelastung und eine höhere Nutzung von Ökostromtarifen ergeben haben [41]. Außerdem wird angenommen, dass im Rahmen einer stattfindenden umfangreichen Neugestaltung der Haustechnik der Einbau einer Ladestelle überdurchschnittlich wahrscheinlich ist.

2.2.3 PV-Anlagen

Auch bei der Photovoltaik ist es in jüngerer Zeit zu einer starken Ausweitung der Zubauziele für 2030 gekommen.

Szenarien aus Verteilnetzstudien im Jahr 2018 nehmen für das Jahr 2034 eine durchschnittliche installierte PV-Leistung von 1,2 kW pro Haushalt an [14]. Verrechnet mit der Anzahl der Haushalte im betrachteten Netz führt diese Annahme zu 1,8 MW installierter PV-Leistung.

Bei aktuell dem angestrebten Ausbau der Photovoltaikleistung auf 200 GW [38] ist allerdings davon auszugehen, dass ein großer Anteil des angestrebten Zubaus in Deutschland durch Flächenanlagen und Anlagen auf Gewerbegebäuden abgedeckt werden muss. Aktuelle Pläne der Bundesländer zur PV-Pflicht sehen eine Konzentration auf Gewerbeimmobilien und Parkflächen vor, weswegen sich in den nächsten Jahren vermutlich viele PV-Anlagen für Haushalte auf Neubauten konzentrieren werden. Da im betrachteten Netz keine Gewerbeflächen und Neubauten abgebildet sind, setzen wir die PV-Leistung im Netzgebiet konservativ mit 1,6 MW an, was 22% des für das Gesamtziel nötigen Ausbaus in Deutschland entspricht.

Analog zu den Ladepunkten werden die PV-Anlagen auch mit höherer Wahrscheinlichkeiten Haushalten mit installierter Wärmepumpe zugeordnet. Die jeweiligen Anlagen werden anhand im Ort bereits installierter PV-Anlagen dimensioniert, bis die angestrebte Leistungsgröße von 1,6 MW im Netz installiert ist.

2.3 Lastprofilerzeugung

2.3.1 Grundlast und wärmeunabhängige Verbraucher

Last- und Erzeugungsprofile am Netzanschlusspunkt bilden die Grundlage für die zeitschrittweise Netzberechnung. Sie ergeben sich als Summe aus den vier oben beschriebenen Anlagentypen und werden in 15-Minuten-Zeitschritten aufgelöst (Abb. 16). Eine detaillierte Beschreibung des verwendeten Lastprofilgenerators findet sich unter [42]. Anders als bei Standardlastprofilen, bei denen gleiche Profile für Typtage verwendet werden, liefert der Profilgenerator stochastisch unterschiedliche Zeitreihen für jeden Tag. Für die Netzmodellierung verwenden wir Ganzjahresprofile, um jahreszeitabhängige Effekte erfassen zu können.

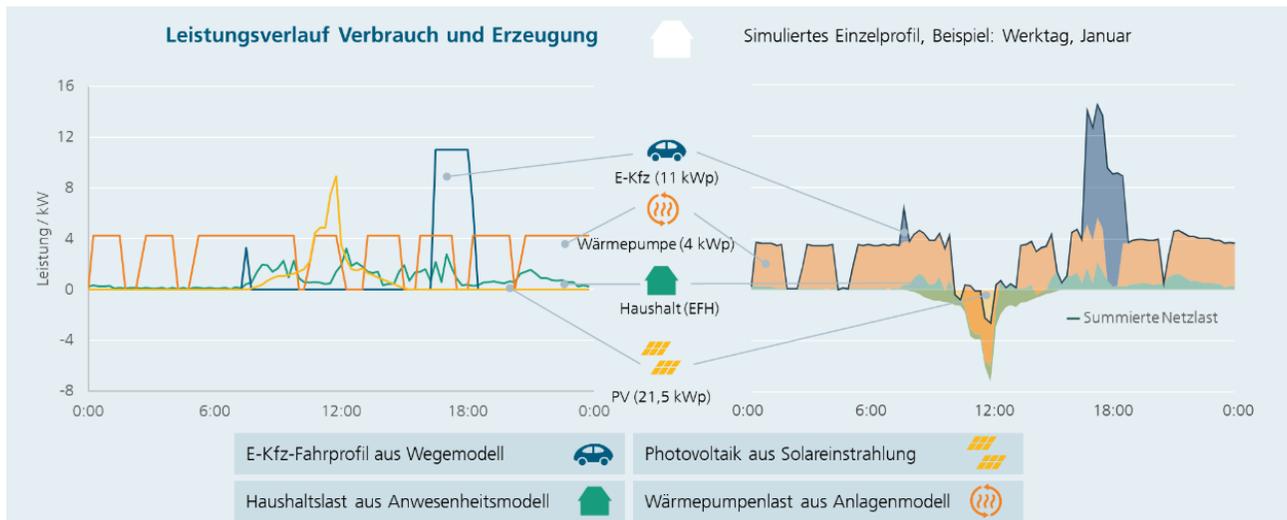


Abb. 16: Verbraucher und Erzeugerleistung (links) addieren sich zum Lastprofil am Netzanschlusspunkt (rechts, schwarze Linie). Durch tagesindividuell unterschiedliche Aktivitäten und Wärmebedarfe ergeben sich unterschiedliche Zeitreihen für jeden Tag und Haushaltstyp.

In unserer Modellrechnung bleiben die PV-, Kfz- und Haushaltslasten gleich, während die Wärmepumpenprofile in vier verschiedenen Flexibilitätsoptionen variiert werden.

2.3.2 Wärmepumpenprofile

Die WP-Lastprofilerzeugung (orange in Abb. 16) überträgt die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Wärmebedarfszeitreihen in einen Anlageneinsatz und folgt der in [10] beschriebenen Methodik.

Sie beruht auf einem Regelungsmodell in Python, bei dem die Einschaltzeitpunkte von Wärmepumpe, Heizstab und Speicher zu jedem 15-Minuten-Zeitpunkt abhängig der Füllstände des Wärmespeichers festgelegt werden. Eine vorausschauende Einsatzplanung auf Basis interner Prognosen oder externer Signale findet nicht statt.

Die modellierte Wärmepumpe und der Heizstab werden mit einer binären „An-Aus“-Steuerbarkeit modelliert. Anders als bei moderneren Anlagen, die auch eine flexible Reduktion der Leistung z.B. durch Drehzahländerungen zulassen, findet deswegen eine Veränderung der Spitzenlast am einzelnen Hausanschluss nur in Intervallen statt, eine graduelle Veränderung der Leistung hingegen tritt nur in der Summe mehrerer Anschlüsse auf, da sich durch die Überlagerung der individuellen Profile die Gleichzeitigkeitsfaktoren ändern. Für den Zweck der Verteilnetzanalyse auf Niederspannungsebene ist diese Betrachtung ausreichend, weil hier Netzbelastungen generell nur durch Summierung mehrerer Verbraucher auftreten und der Effekt durch individuelle Leistungsvariationen vermutlich gering ist.

Die Basis für die Vergleiche in der Studie bilden Lastprofile, die „unflexibel“, d.h. ohne weitere Beschränkungen entstehen. Hier wird das Anschalten der Wärmepumpe rein auf die Deckung der Wärmebedarfe ausgerichtet.

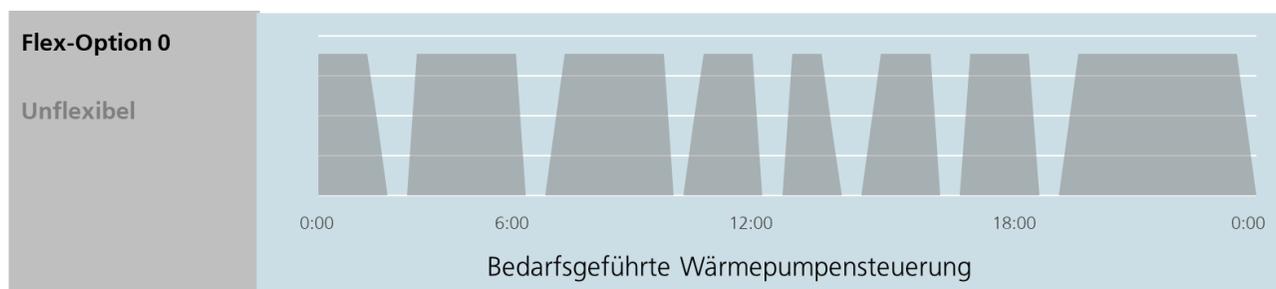


Abb. 17: Wärmepumpenleistung eines Haushalts im Zeitverlauf eines exemplarischen Tages bei bedarfsgeführter (=unflexibler) Nutzung.

2.3.3 Flexibilitätsoptionen

Externe Vorgaben, die zu Veränderungen der Anlagendimensionen, Einsatzzeiten oder Leistungen führen, bilden die betrachteten Flexibilitätsoptionen. Sie führen so zu einer Verschiebung der Schaltzeiten und damit Änderung im Stromlastprofil.

Die modellierte Speicher- und Anlagendimensionierung war in allen betrachteten Fällen weiterhin ausreichend, um den Wärmebedarf vollständig zu decken, so dass es nicht zu Komfortverlusten kam. Die in der Studie modellierten Flexibilitätsoptionen sind darauf ausgelegt, eine technisch möglichst einfach umsetzbare Lösung abzubilden. Das Modell entspricht hierbei in der Wirkung einer Steuerung der Wärmepumpenleistung durch ein WP-Energiemanagementsystem.

Für den netzdienlichen Einsatz der Wärmepumpen werden drei Flexibilitätsoptionen definiert:

Flex-Option 1 - Intelligente Leistungsreduktion der Wärmepumpensysteme

Diese Flexibilitätsoption reduziert in festen Zeitfenstern die Anlagen in ihrer Leistung auf null. Im Realbetrieb könnten diese Zeitfenster entweder auf allgemeinen Erfahrungswerten beruhen oder durch den Netzbetreiber aufgrund von Auswertungen zur Netzbelastung vorgegeben werden. Wir nutzen ein Mittag-Fenster von 12:00 - 13:00 und ein Abend-Fenster von 18:00 - 20:00 Uhr, da dies die Zeitpunkte sind, bei denen im unflexiblen Betrieb im Modellnetz die meisten Netzengpässe auftauchen (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Diese Zeitfenster werden zunächst auf 3 Stunden angesetzt, da sich auch in diesem Rahmen bisherige Wärmepumpensysteme abschalten lassen, die über einen gesonderten Wärmepumpentarif in die Stromversorgung eingebunden sind. Aktuell wären bereits die meisten der bestehenden Wärmepumpensysteme technisch dafür ausgelegt, eine derartige Leistungsverschiebung umzusetzen.

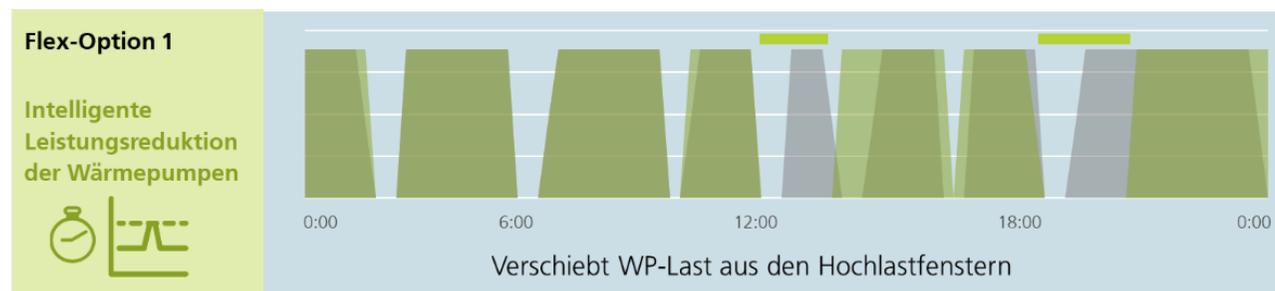


Abb. 18: Wärmepumpenleistung eines Haushalts im Zeitverlauf eines exemplarischen Tages bei Nutzung der Flexibilitätsoption 1. Die hellgrünen Balken geben die Zeiten der Leistungsreduktion an. Durch tagesindividuell unterschiedliche Wärmebedarfe ergeben sich unterschiedliche Zeitreihen für jeden Tag und Haushaltstyp.

Die zur Deckung des benötigten Wärmebedarfs erforderliche Leistung wird durch die Regelung vor und nach diesen Zeitfenstern abgerufen.

Die Leistungsreduktion erfolgt in 2 Stufen, um hartes Abschalten zu vermeiden.

Die Reduktionszeitfenster werden je Wärmepumpe mit einem randomisierten Zeitversatz (30 min) versehen, um die Gleichzeitigkeiten beim Wiederanschalten zu vermindern.

Flex-Option 2 – Intelligente Leistungsreduktion der Wärmepumpen mit größerem Wärmespeicher

Wie bei Flex-Option 1 werden auch hier in festen Zeitfenstern die Anlagen in ihrer Leistung auf null reduziert. Gleichzeitig wird der Wärmespeicher des Haushalts doppelt so groß wie bei Flex-Option 1 dimensioniert, was in Engpasssituationen längere Phasen ohne Einschalten der WP ermöglicht. Dies erfordert zusätzliche Investitionen, welche bei einer rein netzdienlichen Speichernutzung z.B. durch eine höhere Vergütung kompensiert werden müssten, um für Kunden attraktiv zu sein.

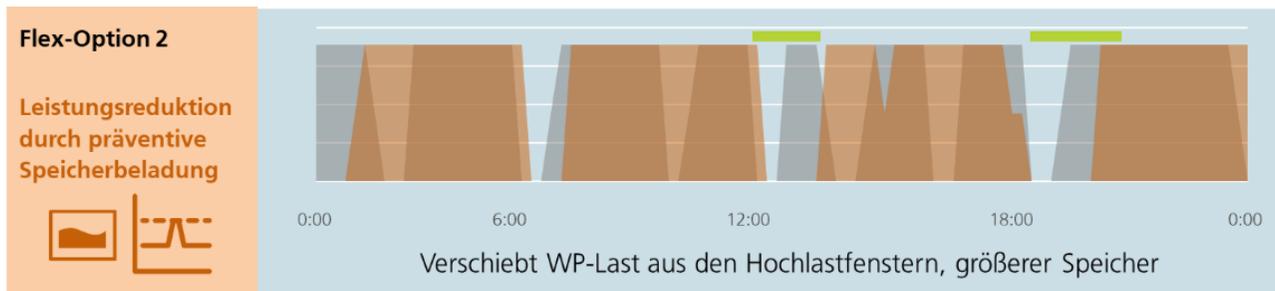


Abb. 19: Wärmepumpenleistung eines Haushalts im Zeitverlauf eines exemplarischen Tages bei Nutzung der Flexibilitätsoption 2. Die hellgrünen Balken geben die Zeiten der Leistungsreduktion an. Durch tagesindividuell unterschiedliche Wärmebedarfe ergeben sich unterschiedliche Zeitreihen für jeden Tag und Haushaltstyp.

Die übrigen Steuerungsparameter entsprechen Flex-Option 1:

Die Leistungsreduktion erfolgt in 2 Stufen, um hartes Abschalten zu vermeiden. Die Reduktionszeitfenster werden je Wärmepumpe mit einem randomisierten Zeitversatz (30 min) versehen, um die Gleichzeitigkeiten beim Wiederanschalten zu vermindern.

Flex-Option 3 – Lastspitzenreduktion mit Hilfe eines PV-Batteriesystems

Diese Option verfolgt einen anderen, auf Eigenverbrauchsoptimierung ausgerichteten Ansatz. Hierfür wird ein PV-Batteriespeicher im Gebäude eingebaut und dafür genutzt, dass Lastspitzen von Haushaltslast, WP und E-Kfz möglichst aus erzeugtem PV-Strom (und damit in den Mittagsstunden) gedeckt werden, was durch eine entsprechende Priorisierung in der Steuerungslogik umgesetzt wird. In der Realität könnte so eine Regelung z.B. durch ein auf Eigenverbrauch anstatt auf Volleinspeisung optimiertes Heimenergiemanagement umgesetzt werden, wenn es entsprechende Anreize dafür gibt.

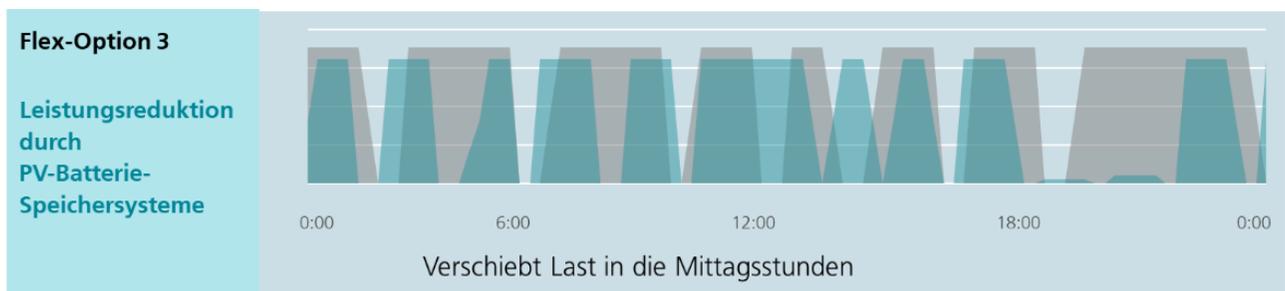


Abb. 20: Kombinierte Wärmepumpen- und Batteriespeicherleistung eines Haushalts im Zeitverlauf eines exemplarischen Tages bei Nutzung der Flexibilitätsoption 3. Durch tagesindividuell unterschiedliche Wärmebedarfe ergeben sich unterschiedliche Zeitreihen für jeden Tag und Haushaltstyp.

Obwohl dieses System keine Vorgaben vom Netzbetreiber erhält und nicht auf die Verminderung von Netzengpässen ausgelegt ist, verringert eine Eigenverbrauchsoptimierung grundsätzlich den Netzbezug und kann damit potentiell netzentlastend wirken.

2.4 Lastflussrechnung

Zur Ermittlung der Netzlast werden im modellierten Netz mit der Software „pandapower“ Strom-Lastflüsse simuliert, wodurch sich die Auslastung jedes Betriebsmittels im Netz bei einer konkreten Lastsituation ermitteln lässt. Hierfür wird das Kabelnetz in einzelne Abschnitte unterteilt, und die Start- und Endpunkte jedes Kabels als einzelne sog. Netzknoten berechnet.

Diese Berechnung wird für jedes Szenario, jede Flex-Option und jeden 15-Minuten-Zeitschritt im Jahresverlauf durchgeführt.

Durch Abgleich mit den vorgegebenen Grenzwerten für Stromfluss und Spannung ergibt sich eine Verteilung der individuellen Netzzustände und Grenzwertverletzungen (Siehe Abb. 5).

2.5 Netzausbaubedarf

Auf Basis der Ergebnisse der Lastflussberechnung wird der Netzausbaubedarf abgeschätzt, der notwendig ist, um eine Einhaltung der technischen Grenzwerte zu allen untersuchten Zeitpunkten zu gewährleisten. Hierfür werden die gemäß Abschnitt 2.4 ermittelten Grenzwertverletzungen je Szenario und Flex-Option ausgewertet und durch geeignete Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen behoben (Abb. 21). Hierbei werden drei Kategorien von Grenzwertverletzungen unterschieden, die jeweils individuelle Ausbaumaßnahmen erfordern:

1. Spannungsbandverletzungen (Über- oder Unterschreiten der erlaubten Spannungsgrenzen)
2. Leitungsüberlastungen
3. Überlastungen von Ortsnetztransformatoren

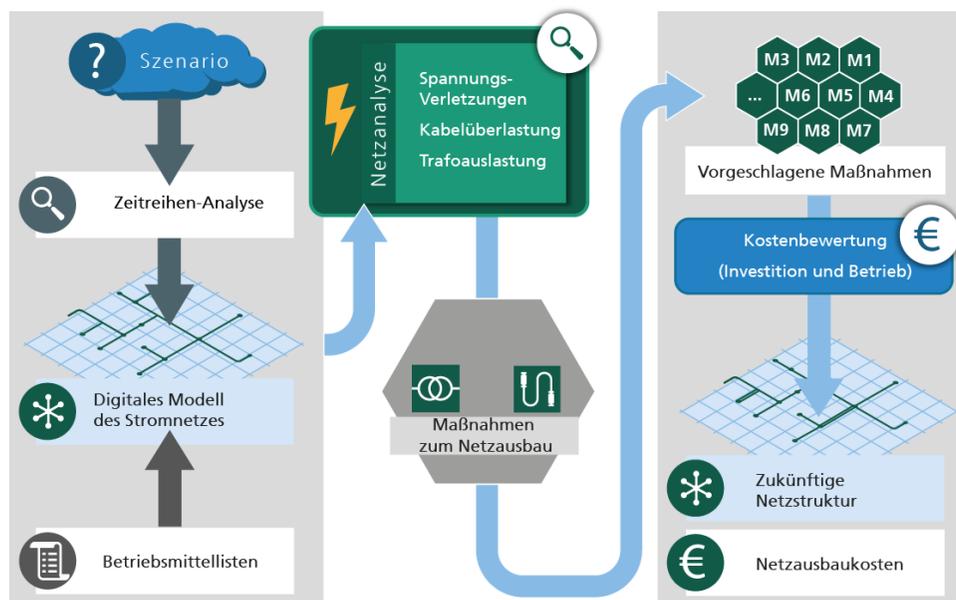


Abb. 21: Vorgehensweise zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs mit Hilfe von pandapower. Die Maßnahmen, die geeignet sind, um die Grenzwertverletzungen zu beheben, werden monetär bewertet und eine kostengünstige Lösung ausgewählt.

Zur Behebung von Spannungsbandverletzungen in einem Niederspannungsnetz wird der existierende Ortsnetztransformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) ersetzt. Ein rONT erlaubt es innerhalb gewisser Grenzen, die Spannung an der Niederspannungs-Sammelschiene unabhängig vom jeweiligen Mittelspannungs-Anschlusspunkt zu regeln. Dadurch kann sowohl in last- als auch in einspeisegeprägten Netzsituationen das gesamte erlaubte Spannungsband ausgenutzt werden, wodurch Spannungsbandverletzungen vermieden werden. Für den Ersatz eines Ortsnetztransformators durch einen rONT wird ein Investitionsbedarf von 20.000 € veranschlagt.

Im Fall auftretender Leitungsüberlastungen wird der Ausbaubedarf abgeschätzt, indem die betroffenen Kabelabschnitte durch Niederspannungskabel mit einem größeren Querschnitt und einer höheren Stromtragfähigkeit ersetzt werden. Der angenommene Investitionsbedarf für Kabel und Erdarbeiten wird mit 60.000 €/ km angenommen.

Sind Ortsnetztransformatoren überlastet, werden diese durch Transformatoren mit einer größeren Nennleistung ausgetauscht. Hierfür wird ein Investitionsbedarf von 12.000 € angenommen. Ist das jeweilige Niederspannungsnetz zusätzlich von Spannungsbandverletzungen betroffen, wird nur Installation eines rONT angesetzt, da in diesem Fall der Ortsnetztransformator ohnehin ausgetauscht werden muss.

Die verwendeten Kostenannahmen basieren auf [14]. Die Summe aller notwendigen Investitionen über alle betrachteten Niederspannungsnetze ergibt die Netzausbaukostenabschätzung je Szenario bzw. Flex-Option.

3 Ergebnisse

3.1.1 Verteilung der Wärmepumpen

Die unterschiedlichen in Abschnitt 2.2.1 beschriebenen Verteilungsvarianten führen zu einer Konzentration von zugebauten Wärmepumpen in verschiedenen Gebieten. In Szenario 1 kommt es zu einer stärkeren Konzentration in einem Gebiet im Osten, während sich bei Szenario 2 z. B. viele Zubauten auf weit vom Zentrum entfernte Gebiete im Süden und Nordosten konzentrieren. Dies entspricht einer häufigen Situation in der Praxis, an der viele Wärmepumpen gleichzeitig in Gebieten mit ähnlichem Baualter entstehen.

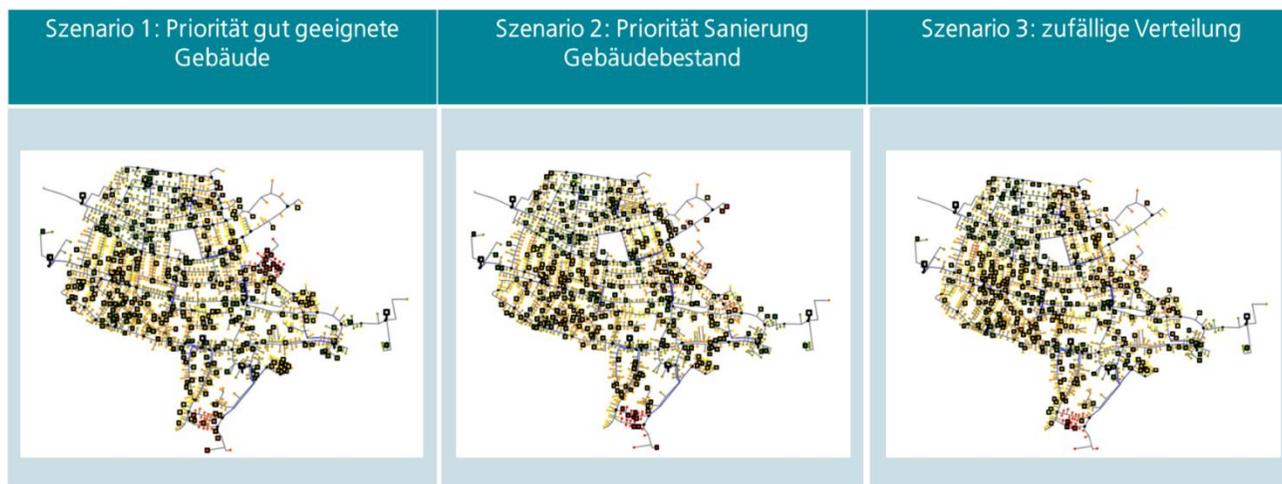


Abb. 22: Verteilung der zugebauten Wärmepumpen (Quadrate) mit überlagertem Netzgraph (Linien und Punkte)

3.1.2 Zeitpunkte maximaler Netzbelastung

Zur Bestimmung der Zeitfenster für die Leistungsreduktion nutzen wir die Analyse der Zeitpunkte mit den niedrigsten Spannungen und den höchsten Kabelauslastungen. Am Histogramm der Verteilungen (Abb. 23) ist zu erkennen, dass sich die Netzengpässe nicht streng auf das üblicherweise angenommene Hochlast-Fenster am frühen Abend konzentrieren, sondern auch um die Mittagszeit und am späten Abend häufig auftreten. Als Zeit für die Flex-Optionen verwenden wir auf dieser Basis zwei Zeitfenster, von 12:00-13:00 Uhr und 18:00-20:00 Uhr.

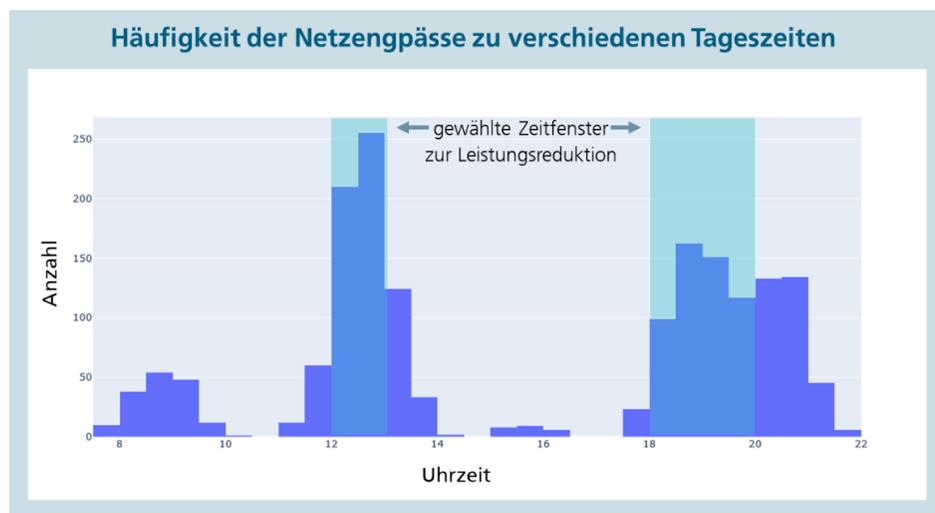


Abb. 23: Häufigkeitsverteilung der Netzengpässe (Strom- und Spannungsverletzungen) zu verschiedenen Tageszeiten bei unflexibler Fahrweise. Die als Resultat gewählten Zeitfenster für die Flexibilitätsoption sind hellblau markiert.

3.1.3 Auslastung bei unflexibler WP-Fahrweise

Bei bedarfsgeführtem WP-Einsatz (Flex-Option 0) liegt die durchschnittliche Spannung im Netzgebiet innerhalb der Grenzwerte, es kommt aber zu einer ansteigenden Zahl an Spannungsverletzungen und Leitungsüberlastungen (Abb. 24). Insgesamt treten im untersuchten Netzgebiet aber nur in Einzelfällen Leitungsüberlastungen auf.

Die Netzbelastung steigt dabei von 2025 bis 2030 stärker an als bis 2025, obwohl die Zubauraten gleich sind. Dies zeigt einen typischen Effekt in Verteilnetzen: Während geringe Zubauten durch die vorhandene Netzkapazität gut aufgefangen werden können, führen in hoch ausgelasteten Netzen weitere Verbraucher zu einem überproportionalen Anstieg der Netzüberlastungen.

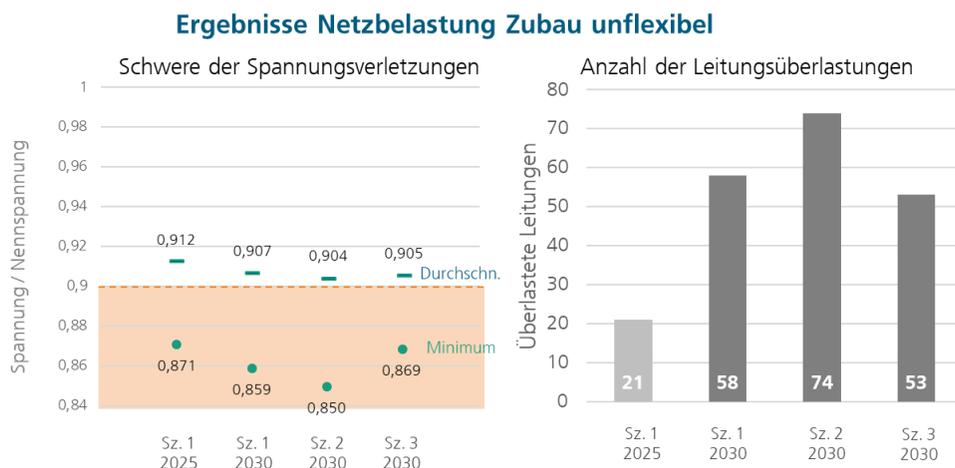


Abb. 24: Spannungsbelastung für alle drei Szenarien im Vergleich. Angegeben sind Mittelwert und Minimum (links) sowie Anzahl an Grenzwertverletzungen. Da die Spannungsverletzungen durch Unterspannung entstehen, bedeuten niedrigere Werte im linken Bild stärkere Verletzungen.

Im Vergleich der Verteilungen führt Szenario 1 (Prio. gut geeignete Gebäude) erwartungsgemäß zu einer deutlich geringeren Netzbelastung als Szenario 2 (Prio. ältere Bestandsgebäude). Im Vergleich der Szenarien 1 und 3 wird hingegen deutlich, wie wichtig die Berücksichtigung der Gebäudestruktur ist: Obwohl Szenario 1 die geringsten Gesamtenergiebedarfe aufweist, liegt die Schwere der Grenzwertverletzungen (vgl. Abschnitt 2.4) und Anzahl der Kabelüberlastungen sogar über den Werten für die gleichmäßige Verteilung in Szenario 3. Dies ist vermutlich auf die Vernachlässigung der Auswirkungen von lokaler Clusterbildung in Szenario 3 zurückzuführen: Die dort vereinfacht abgebildete Gleichverteilung führt zu einer unrealistisch gleichmäßigen Netzauslastung, weswegen im Vergleich zur Realität eine solche Rechnung vermutlich den nötigen Netzausbaubedarf zu niedrig einschätzt.

4 Einfluss von Heimpladepunkten und PV-Anlagen

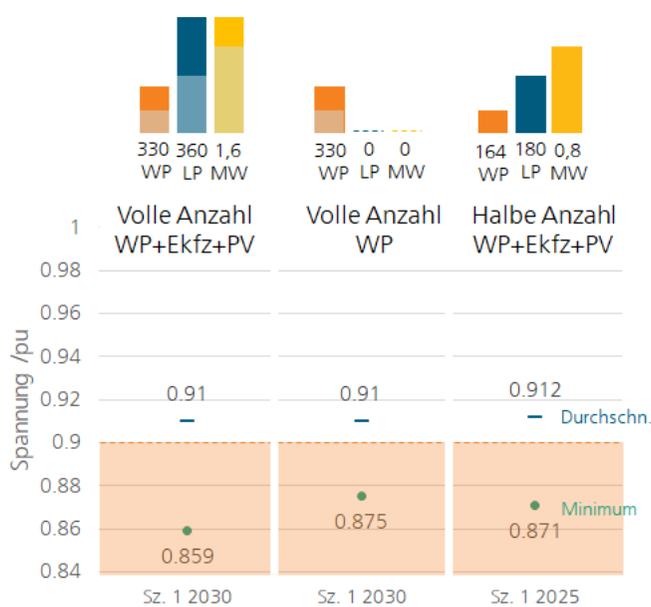


Abb. 25: Netzbelastung mit und ohne e-Kfz und PV-Anlagen

(2025), was bedeutet, dass 164 zusätzlichen WP einen etwas geringeren Effekt auf das Netz haben als zusätzliche 180 LP und 0,8 MW PV. Bezogen auf die Gesamtstudie ist deswegen anzunehmen, dass der Einfluss der WP etwas unter dem der sonstigen neuen Verbraucher und Erzeuger liegt, was aber für eine quantitative Aussage noch einmal im Detail untersucht werden müsste.

Zur Abschätzung des Anteils von WP an der Gesamtbelastung haben wir ein Szenario für Lastprofile mit und ohne den Einfluss von PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen berechnet. Da Netzüberlastung immer die Überschreitung eines Schwellenwerts darstellt und deswegen nichtlinear verläuft, ist ein quantitativer Vergleich ohne die Berechnung detaillierter Szenarienvarianten schwierig: Die doppelte Anzahl an Anlagen führt nicht unbedingt zur doppelten Anzahl oder Schwere von Grenzwertverletzungen. Deswegen haben wir die Schwere der Grenzwertverletzungen für ein Szenario mit ausschließlich WP entsprechend der Anzahl für 2030 (Abb. 25 Mitte), aber ohne PV und e-Kfz, mit einem Szenario verglichen, bei dem (entsprechend der Zahlen für 2025) nur die halbe Anzahl WP zusammen mit der halben Anzahl an e-Kfz und PV in den Netzen zugebaut werden (Abb. 25 rechts).

Die Knotenspannung liegt hier für das reine WP-Szenario im Jahr 2030 etwas höher als für das kombinierte Szenario mit halber Anlagenanzahl

4.1.1 Ergebnisse für die Flex-Optionen

Als Basis für die Ermittlung der Auswirkungen von flexiblem Betrieb nutzen wir Szenario 1, in der Annahme, dass der Rollout von Wärmepumpen in den kommenden Jahren insbesondere bei besser gedämmten Gebäuden einsetzt.

Netzspannung und Kabelauslastung

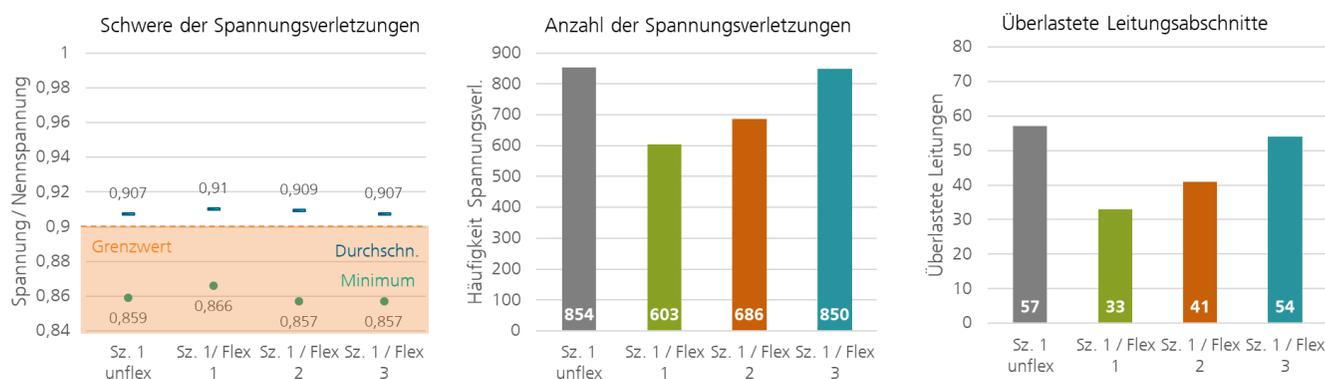


Abb. 26: Netzbelastung bei Wärmepumpenbetrieb mit unterschiedlichen Flexibilisierungsoptionen.

Betrachtet man die Netzspannung, insbesondere wieder den Mittelwert und die Spannungsminima, sowie die Gesamtanzahl an Grenzwertverletzungen (vgl. Abschnitt 1.5.1) im Beispielnetz, so ergeben sich folgende Auswirkungen:

Flex.-Option 1 (intelligente Leistungsreduktion) führt zu einer deutlichen Netzentlastung bezüglich der Häufigkeit und Höhe von Spannungsbandverletzungen

Flex.-Option 2 (Leistungsreduktion mit großem Wärmespeicher) reduziert die Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen und Kabelüberlastungen, trägt aber kaum zu einer Verbesserung spannungsbedingter Worst-Case-Situationen bei

Flex.-Option 3 (netzdienliche PV-Batteriespeicher) führt weder bei Spannungsverletzungen noch bei Leitungsüberlastung zu relevanten Verbesserungen.

Allgemein sind die Auswirkungen auf die Anzahl der Verletzungen ausgeprägter als auf ihre Schwere, was bedeutet, dass es bei der flexiblen Fahrweise zwar immer noch zu vergleichbaren Spitzenlasten bezogen auf das Gesamtnetz kommt, diese aber deutlich seltener und in weniger Kabelstrecken auftauchen. Der Effekt auf die Häufigkeit ist nur durch die Zeitreihenberechnung erkennbar, und wäre in der häufig verwendeten Worst-Case-Netzberechnung, bei der aufgrund von Gleichzeitigkeit nur ein einzelner ein Auslastungsfall berechnet wird vermutlich nicht sichtbar.

4.1.2 Engpass-Situationen

Zur detaillierteren Analyse des Auftretens der Überlastungen haben wir ihre Zeitpunkte im Jahresverlauf ausgewertet (Abb. 27). Erwartungsgemäß treten die meisten Engpässe in den Wintermonaten auf und konzentrieren sich im unflexiblen Betrieb im betrachteten Jahr auf wenige Tage im Februar und im Dezember. Hier kann mit der Flex-Option1 eine Reduktion von 50%-70% erreicht werden. Gleichzeitig sieht man, dass im flexiblen Betrieb neue, seltenere Engpässe in den Monaten März, Mai und Oktober entstehen. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass die flexiblen WP-Einschaltzeiten sich in diesen Monaten mit erhöhten Lastbedarfen außerhalb der festen Zeitfenster überlagern.

Ohne Flex-Option █
 Mit Flex-Option 1 █

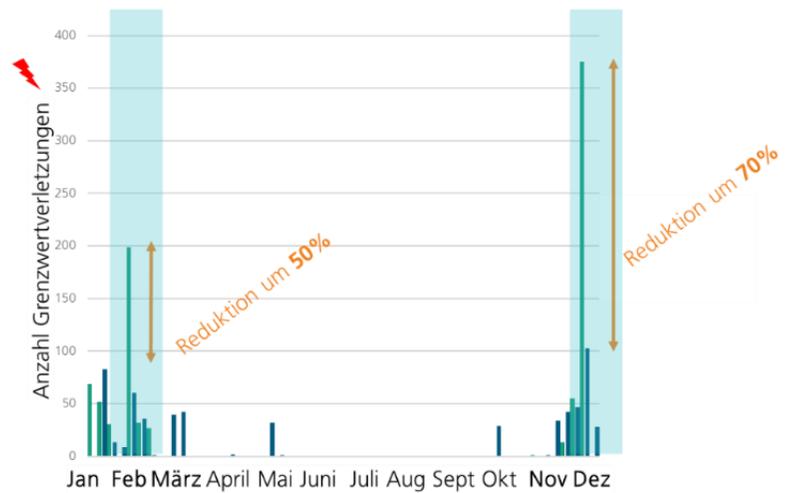


Abb. 27: Jahresverlauf der Grenzwertverletzungen. Die Verletzungen treten vor allem in der kalten Jahreszeit auf. Flex-Option 1 verringert die Anzahl zu Engpasszeiten im Winter (hellgrüne Flächen), führt aber zu zusätzlichen Verletzungen in Frühjahr und Herbst.

4.1.3 Netzausbaubedarf

In Abb. 28 ist der nötige Netzausbaubedarf zur Behebung der Grenzwertverletzungen dargestellt. Da die meisten Probleme durch Spannungsbandverletzungen entstehen, ist meist der Austausch von Ortsnetztransformatoren durch regelbare Ortsnetztransformatoren die sinnvollste Netzausbaumaßnahme, ergänzt durch die Verstärkung einzelner Kabelstrecken. Hier zeigt sich, dass sich in der konkreten Ausbauplanung ein gegenläufiger Effekt zu der unter Abschnitt 3.1.3 beschriebenen Unterschätzung der Netzauslastung durch Clusterbildung ergibt, und Szenario 1 zu geringeren Investitionsbedarfen führt als Szenario 3. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass lokale Cluster zwar einerseits zu intensiverer Netzbelastung führen, diese Probleme sich aber durch einzelne lokale Maßnahmen einfacher beheben lassen, als wenn diese gleichmäßig im Netz verteilt sind.

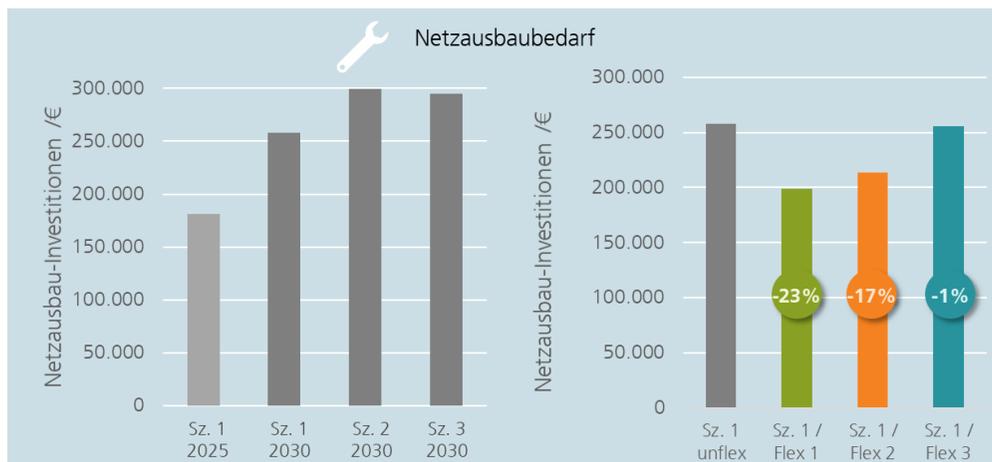


Abb. 28: Notwendiger Netzausbaubedarf zur Behebung der Netzüberlastungen in den verschiedenen unflexiblen Szenarien (rechts) und bei Anwendung der Flex-Optionen (rechts).

Die beiden Flexibilitätsoptionen 1 und 2 reduzieren den Netzausbaubedarf deutlich, wobei Flex-Option 1 mit einer durchschnittlichen Reduktion um 23 % am besten abschneidet. Flex-Option 3 führt zu keiner relevanten Einsparung.

Durch die Auslegung des Netzes auf Spitzenlasten bewirkt eine bessere, also gleichmäßigere Auslastung des Netzes, dass das Netz auch langfristig für die gleiche übertragene Energiemenge weniger stark dimensioniert werden muss. Das heißt, dass faktisch mehr WP ohne zusätzlichen Netzausbau betrieben werden können, der Netzausbau wird also tatsächlich durch Flexibilitätsoptionen ersetzt und nicht nur verzögert. Grundsätzlich bedeutet dies zwar auch, dass das Netz weniger „Reserven“ in Form von Zeiten geringer Auslastung aufweist, allerdings lassen sich diese Reserven wiederum nur durch zeitvariable Netzauslastung effektiv nutzen.

Eine Verteilung der ermittelten Werte auf einzelne Verbraucher kann nur eine grobe Abschätzung liefern, da reale Netzausbauplanung sehr viele weitere Faktoren berücksichtigen muss und wie bereits beschrieben Netzinvestitionen nach einem komplexen Schlüssel auf Netzentgelte umgelegt werden. Geht man von einer durchschnittlichen Abschreibungsdauer von 25 Jahren aus, ergäbe sich für Szenario 1 eine Netzentgelterhöhung aller Haushalte von ca. 6,70 Euro im Jahr, was bei typischen Netzentgelten von 400 € [22] einer Mehrbelastung von 1,7% entspräche.

5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Unsere Ergebnisse zeigen, dass der ambitionierte Zubau von Wärmepumpen sowie der gleichzeitige Hochlauf von Elektroautos und PV-Anlagen bereits bis 2030 zu vermehrten Netzengpässen in Verteilnetzen beitragen kann, welche erhöhten Netzausbaubedarf zur Folge hätten. Hierbei machen WP nur einen Teil des Gesamteffekts aus, der sich mit den Auswirkungen anderer leistungsstarker Verbraucher überlagert.

Jedoch sind WP bereits mit einfachen und freiwilligen Systemen in der Lage, effektiv netzdienlich zu wirken: Das System der freiwilligen Leistungsbeschränkung in Hochlastzeitfenstern führt zu einer deutlichen Netzentlastung und reduziert Häufigkeit und Höhe von Grenzwertverletzungen, ohne zu Komforteinbußen zu führen.

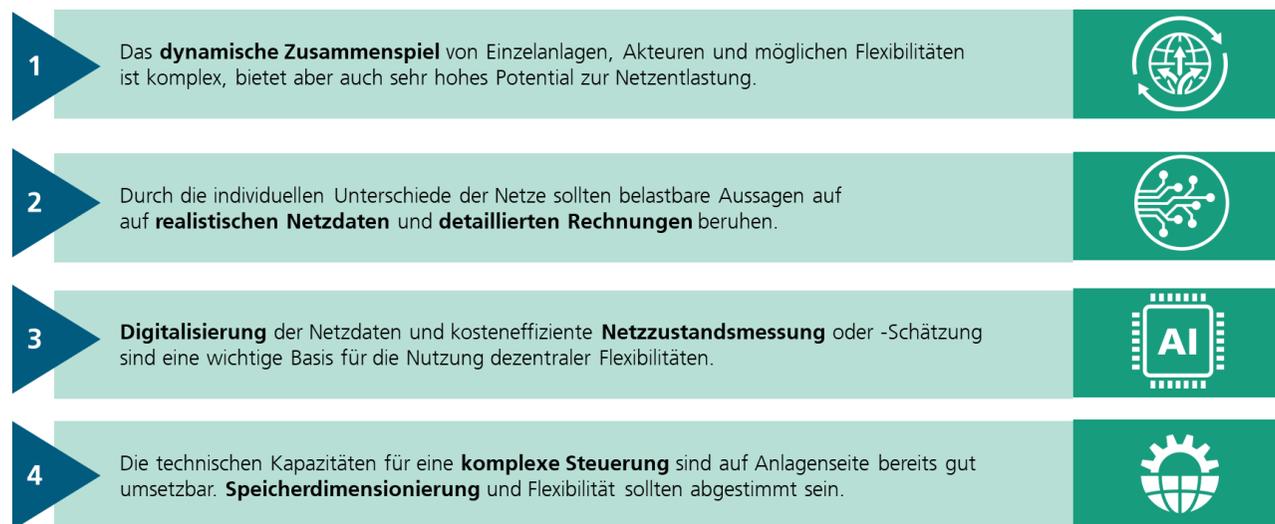


Abb. 29: Thesen zur Nutzung dezentraler Flexibilitäten von Wärmepumpen

5.1.1 Übertragbarkeit

Bei Netzausbaustudien mit realen Daten zeigt sich, dass es oft wenige „Hotspots“ sind, die die größten Netzausbaukosten verursachen. Das zeigt sich auch in unseren Ergebnissen auf Niederspannungsebene: Verletzungen treten auch in diesem mit gleichmäßigen Betriebsmitteln simulierten Netz an einzelnen Strängen auf, welche stark von Zufälligkeiten in der Zubauverteilung abhängen. Unser Modellnetz „Schutterwald“ ist verglichen mit anderen kleinstädtischen Netzen in Deutschland vermutlich moderat: Durch die vielen Kleinverbraucher ist es lastdominiert und damit anfällig gegenüber Netzüberlastung durch neue Verbraucher. Andererseits besitzt es aber relativ kurze Strecken, keine sehr langen Stränge und keine Großverbraucher wie z.B. Parkplätze oder MFH mit Tiefgaragen.

5.1.2 Vergleich der Flexibilitätsoptionen

Die modellierte freiwillige Leistungssenkung der WP in Flex-Option 1 schneidet am besten ab und erzielt mit einer Kostensenkung von 23% einen deutlich positiven Effekt. Diese Option stellt hierbei eine unkomplizierte Lösung dar, welche sich einfach und zeitnah in die Regelung von sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen integrieren ließe. Dies unterstreicht den Nutzen von Flexibilisierung für die Netzentlastung. Bei Modell- und Feldversuchen mit e-KFZ und mehreren graduellen Flexibilitätsstrategien konnten sogar deutlich größere Effekte erzielt werden [20], was aber auf die normalerweise deutlich geringere Auslastung der Ladestellen und deswegen höhere Flexibilität gegenüber WP zurückzuführen ist.

Im Vergleich fällt das weiterhin wirksame, aber etwas schlechtere Abschneiden der Flex-Option 2 gegenüber Option 1 auf. Dies erscheint erst einmal überraschend, da sich mit dem größeren Speicher eigentlich nur eine Erhöhung der Flexibilität ohne Nachteile ergibt. Hier zeigt sich aber die Komplexität beim Zusammenwirken verschiedener Systeme: Ohne Informationen über den Netzzustand kann das EMS die WP-Aktivierung nur „blind“ in andere Zeitfenster legen, bei denen es aber auch zu Netzüberlastung kommt (vgl. Abb. 23). Durch den größeren Speicher läuft hier die WP in längeren zusammenhängenden Zeiten (vgl. Abb. 19), was sich in einer höheren

Gleichzeitigkeit niederschlägt. Auf diese Weise kommt es zu einer Verschiebung der Netzengpässe in andere Zeitfenster, was zu erhöhtem Netzausbaubedarf gegenüber Option 1 führt.

Die eigenverbrauchsoptimierte Flex-Option 3 ist nicht relevant in der Lage, Netzengpässe zu vermeiden. Dies liegt vor allem an der jahreszeitlichen Verteilung der Engpässe, welche vor allem in den Wintermonaten auftreten. Hier kann insbesondere in den Abendstunden die PV keinen Beitrag mehr zum Wärmepumpenbetrieb leisten, und auch der Batteriespeicher ist nicht in der Lage, die saisonale niedrige PV-Leistung zu kompensieren. Ähnliche Effekte wurden z.B. auch schon in Studien zur Quartierwärmeversorgung gefunden, in der PV- oder Solarthermiesysteme in Verbindung mit Wärmepumpen aufgrund des geringen Überlappungsbereichs der Spitzenzeiten nur verhältnismäßig wenig Vorteil boten [43].

Wichtig ist dabei aber, dass diese Kombination in anderen Aspekten, die nicht Teil der Studie waren, weiterhin vorteilhaft ist: Eine Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeicher ist gut geeignet, um z.B. CO₂-Ausstoß zu senken oder Kosten zu sparen, und kann vor allem auch bei kurzfristigen Spitzenlasten wie E-Kfz wirksam sein. Sie ist aber, bei wirtschaftlicher Dimensionierung, für Starklast- und Einspeisefälle weiterhin auf ein gut ausgebautes Stromnetz angewiesen.

5.1.3 Weiterer Nutzen von Flexibilisierung

In dieser Studie wurde ausschließlich die Nutzung von WP-Flexibilitäten zur Netzentlastung untersucht. Im aktuellen Szenario können damit zwar bereits wirksam Netzüberlastungen vor allem in den Wintermonaten reduziert werden, ein großer Teil des Potentials vor allem in den Sommermonaten bleibt aber noch weitgehend ungenutzt.

Wie in Abschnitt 1.6 beschrieben, lassen sich Flexibilitäten aber für verschiedene Zwecke nutzen: Zur Begrenzung von Leistungsspitzen, zur Eigenverbrauchsoptimierung und CO₂-Reduktion, zur Nutzung von günstigen Überangeboten in Zeiten hoher Stromerzeugung. Einen Überblick zur netzdienlichen Nutzung bietet unter anderem ein aktuelles Positionspapier der dena [44]. Die Nutzung und Kombination von verschiedenen Speichern ist aktuell Gegenstand umfangreicher Forschung [45].

Auf Ebene des Einzelhaushalts lässt sich durch Kombination verschiedener Anlagen und komplexere Optimierung ein zusätzlicher Nutzen erzielen. So ließen sich Wärmepumpen z.B. kurzfristig pausieren, wenn starker Verbrauch durch andere leistungsstarke Verbraucher wie Ladestellen oder Haushaltsgeräte zu erwarten ist, wodurch Lastspitzen am Netzanschlusspunkt vermieden werden. Für entsprechend ausgestattete Haushalte wäre es sinnvoll, die einfache statische Regelung aus unserem Modell durch komplexere Vorgaben zu ersetzen, eine einfache Steuerbarkeit der WP durch ein externes Signal wäre hier aber eine gute technische Basis.

Von zukünftig wachsender Bedeutung für die Netze ist auch das Potential zur Nutzung von Wärmeanlagen zur kurzfristigen dezentralen Bereitstellung von steuerbaren Lasten. Hier können Flexibilitäts-Aggregatoren als Zwischenhändler helfen, die auf Kundenanlagen zugreifen und damit Regelenergie zum Ausgleich volatiler Einspeisung bereitstellen.

Ein „Multi-Use“-Einsatz von Flexibilität ist der Schlüssel, um komplexes Energiemanagement und dezentralen Speichereinsatz rentabel zu machen.

5.1.4 Dimensionierung von Wärmepumpen und Speichern

Die Frage nach der richtigen Dimensionierung und Nutzung von Speicherkapazitäten wird umso komplexer, je mehr Anlagen angebunden sind und je vielfältiger die Optimierungsziele werden. Während eine Unterdimensionierung Potential für Flexibilitäten vermindert und dem Nutzer die Anpassung an künftige Änderungen (z.B. neue Tarife oder sich ändernde Energiepreise) erschwert, verursacht eine Überdimensionierung zusätzliche Kosten und erfordert mehr Steuerungsintelligenz, um effektiv eingesetzt zu werden. Hier ist es deshalb wichtig, dass Speicherkapazitäten Hand in Hand mit der nötigen IKT-Anbindung und den tariflichen Rahmenbedingungen zum Nutzen der Flexibilitätspotentiale einhergehen.

5.1.5 Potential von zusätzlicher Kommunikation und Digitalisierung

Die modellierten Flex-Optionen mit ihren festen Zeitfenstern und der einfachen An-Aus-Regelung haben sehr niedrige Anforderungen an Steuerungs- und Kommunikationstechnologie, und lassen sich mit geringem Aufwand flächendeckend einführen. Sie stellen aber insbesondere für WP ohne weitere neue Lasten und Erzeuger bereits eine wirksame Reduktion der Netzbelastung dar: Die Starklastfenster sind relativ gut vorhersehbar und durch die hohe Auslastung von WP im Winter ist das zusätzliche Potential für komplexere Leistungsvorgaben wie z.B.

stufenweise Lastregelung nicht so hoch wie bei anderen Verbrauchern, da die Auswirkungen auf das Netz in der Summe ähnlich sind.

Angesichts der individuellen Verteilung der Starklastzeiten auf breite und variable Tageszeiten schätzen wir hingegen das zusätzliche Potential individuell festgelegter Zeitfenster je nach lokaler Netzsituation als hoch ein: Bei Zeitfenstern, welche der aktuellen oder künftigen Netzsituation nicht entsprechen, besteht potentiell der Nachteil einer Abregelung ohne Notwendigkeit. Dieser Effekt dürfte in realen, heterogenen Netzen mit Gewerbe- und Industrieverbrauchern noch stärker als im Modell sein, da diese deutlich andere Lastprofile als Haushaltsverbraucher zeigen. Hier könnte bereits eine gelegentliche Messung der Starklastfenster an einzelnen Abgängen durch den VNB und eine z.B. jährliche und strangweise Anpassung von Sperrzeiten vermutlich einen deutlichen Mehrwert bringen. Langfristig noch wirksamer wären dynamische Sperrzeiten nach konkreter Netzsituation, diese würden aber eine umfassende Änderung der Tarife, eine ständige zuverlässige Anbindung der Haustechnik an zentrale Leitwarten des Netzbetreibers, und eine flächendeckende Erfassung des Netzzustands erfordern.

5.1.6 Lang- und kurzfristige Empfehlungen

Aus unserer Sicht ist für den aktuellen schnellen Zubau neuer Verbraucher notwendig, dass es schnell zu einem begleitenden Hochlauf von Flexibilisierung kommt. Wichtig für die konkrete Umsetzung ist hierbei nicht nur das Zielbild eines „Smart Grids“ mit integrierten Verbrauchern, sondern auch der schnelle und effiziente Weg dorthin.

Eine Umsetzung mit intelligenter Einbindung dezentraler Einzelanlagen in ein „Smart Grid“ mit hohem Netzautomatisierungsgrad sollte dabei weiterhin das langfristige Ziel bleiben. Hierfür bedarf es umfangreicher Entwicklungen, u.a. bei Anreizen, Marktdesign, technischer Anbindung und Sektorkopplung [44]. Durch die Kombination von leistungsstarken flexiblen Verbrauchern und dezentraler volatiler Erzeugung kommt dem lokalen Ausgleich von Energiemengen auf Verteilnetzebene eine immer wichtigere Rolle zu, um lokale Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Für Netzbetreiber liegt deshalb bei der Roadmap zum „Smart Grid“ der aktuelle Fokus auf Netztransparenz, gefolgt von Automatisierung. Die Anbindung und Nutzung der vielfältigen dezentralen Akteure für netzdienliche Flexibilisierung stellt dabei eine Herausforderung dar, die eine gute Datengrundlage, eine aktuelle Erfassung des Netzzustands und effiziente automatisierte Steuerung erfordert. Die in unserer Studie abgebildete einfache Steuerbarkeit der Anlagen könnte dabei auch als erweiterbarer früher Baustein für eine spätere Anbindung an komplexere Energiemanagementsysteme genutzt werden.

Modellnetzrechnungen mit unterschiedlichen Durchdringungsanteilen von Flexibilitäten in Verteilnetzen zeigen, dass es mit steigenden Durchdringungsgraden im ersten Hochlauf bis 50% zu den stärksten Einsparungen an kombinierten Netzausbau- und Flexibilitätskosten kommt [46]. Hierbei wurden aber nur einheitliche Flexibilitätsoptionen von relativ hohem Komplexitätsgrad untersucht. Ein vergleichbarer Effekt ist bei einem umfangreichen Einsatz von einfachen Flexibilisierungsoptionen zu erwarten.

Fazit

Bereits einfache Flexibilitäten bringen gegenüber dem unflexiblen System einen relevanten Nutzen für die Netzentlastung.

Langfristig stellt die Umstellung auf ein „smartes“ Energiesystem einen wichtigen Baustein für die Energiewende dar, doch im Weg dorthin ist es wichtig, auf nutzergerechte Lösungen mit angemessener Flexibilität zu setzen. Aus Gesamtsystemsicht ist es deshalb sinnvoll, möglichst früh einfache Flexibilisierungsoptionen in die Breite zu bringen, und nicht allein auf die Entwicklung eines vollständig integrierten Systems zu warten.

Literatur

- [1] BMWK, Hg., „Absichtserklärung Wärmepumpengipfel: Mehr Tempo bei der Transformation der Wärmeversorgung: Wir brauchen schneller mehr Wärmepumpen“, BMWK *et al.*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/absichtserklaerung-waermepumpen.html>. Zugriff am: 29. Juli 2022.
- [2] Umweltbundesamt, „Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme“, 20. Mai 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>. Zugriff am: 20. Mai 2022.
- [3] P. Gniffke, *Vorjahresschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen 2020 - Beigleitender Bericht*, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/220310_vjs_2021_-_begleitender_bericht_-_sauber_vbs_korr_kurzfassung.pdf
- [4] M. Deutsch *et al.*, *Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES ...), 2017.
- [5] C. Pietsch, „Das BEE-Szenario 2030: 65% Erneuerbare Energien bis 2030 - Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE)“, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190606_BEE_Szenario_2030_online.pdf
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Gebäudereport 2021: Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-Gebaudereport_2021_-_Fokusthema_Zahlen_Daten_Fakten.pdf
- [7] V. Breisig, N. Deutsch, J. Homann, C. Linden und J. Neuhaus, „Chancen und Risiken für die deutsche Heizungsindustrie im globalen Wettbewerb“, pwc. Zugriff am: 29. Juni 2022.
- [8] Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie, *Gesamtbestand zentrale Wärmezeuger 2019* (Zugriff am: 29. Juni 2022).
- [9] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach und R. Born, *Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks"*, 2. Aufl. Darmstadt: IWU, 2015.
- [10] J. Kisse, *Einfluss von Wärmezeugern auf die gekoppelte Planung von Strom- und Gasverteilnetzen*. Berlin.
- [11] Statistisches Bundesamt, „Baugenehmigungen / Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980 - 2020“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Bauen/Publikationen/Downloads-Bautaetigkeit/baugenehmigungen-heizenergie-pdf-5311001.pdf;jsessionid=B0D53217F845E629FE8EBFFEA8366AD1.live732?__blob=publicationFile. Zugriff am: 7. Juli 2022.
- [12] Deutscher Bundestag, „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG)“, *EnWG*, vom, Jg. 7, 2005.
- [13] Bundesnetzagentur, „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021“, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [14] M. Braun *et al.*, „Verteilnetzstudie Hessen“, Bearing Point GmbH; Fraunhofer IEE. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieland.hessen.de/mm/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf.
- [15] Bundesnetzagentur, Hg., „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2020“. Zugriff am: 1. Juli 2022.
- [16] BDEW, *Redispatch 2.0*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/> (Zugriff am: 2. August 2022).
- [17] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, V. Quaschnig und Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2015.
- [18] C. Spalthoff *et al.*, „SimBench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids“ in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*, 2019, S. 1–6.
- [19] Energieversum GmbH & Co. KG, *Einspeisevergütung 2022 – Informationen zur Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieversum.de/einspeiseverguetung-photovoltaik-anlage/> (Zugriff am: 3. August 2022).
- [20] A. Schoen *et al.*, „Considering Control Approaches for Electric Vehicle Charging in Grid Planning“ in *ETG Congress 2021*, 2021, S. 1–6.
- [21] VMF – Verband markenunabhängiger Mobilitäts- & Fuhrparkmanagementmanager e.V.; Fraunhofer IEE, „Elektromobilität in Deutschland: Studie zur Entwicklung bis 2025“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vmf-verband.de/service/#studien>. Zugriff am: 22. Juni 2022.
- [22] STROM-REPORT, *Netzentgelte Strom 2022: Hintergründe, Entwicklung, News*. [Online]. Verfügbar unter: <https://strom-report.de/netzentgelte/> (Zugriff am: 22. Juni 2022).
- [23] Bundesnetzagentur, *Bundesnetzagentur - Energielexikon - Netzentgelt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html> (Zugriff am: 9. Juli 2020).
- [24] Bundesnetzagentur, *Messeinrichtungen / Zähler*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html> (Zugriff am: 6. Juli 2022).
- [25] wegwerk GmbH, *Smart Metering: Viel Frust für Messstellenbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/smart-metering-viel-frust-fuer-messstellenbetreiber> (Zugriff am: 6. Juli 2022).

- [26] Agora Energiewende, *Netzentgelte 2018: Stromsparen wird häufig bestraft* (de-DE). Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/netzentgelte-2018-stromsparen-wird-haeufig-bestaft/>. Zugriff am: 22. April 2020.
- [27] J. Kisse, M. Braun, S. Letzgas und T. M. Kneiske, „A GIS-Based Planning Approach for Urban Power and Natural Gas Distribution Grids with Different Heat Pump Scenarios“, *Energies* 2020, 13(16), 2020.
- [28] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, „Bevölkerung und Haushalte Gemeinde Schutterwald am 9. Mai 2011: Ergebnisse des Zensus 2011“, Stuttgart. [Online]. Verfügbar unter: <https://ergebnisse.zensus2011.de/auswertungsdb/download?pdf=083175010122&tableId=0&locale=DE&gmdblt=1>. Zugriff am: 01 2019.
- [29] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Gebaeudereport_dena_kompakt*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaeudereport_dena_kompakt_2018.pdf
- [30] A. f. Z. Bauen, „Wohnungsbau in Deutschland - 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz“, Arbeitsgemeinschaft für Zeitgemäßes Bauen, Kiel.
- [31] DWD Climate Data Center, *Historische stündliche Stationsmessungen der Lufttemperatur und Luftfeuchte für Deutschland*. Verfügbar unter: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/air_temperature/historical/stundenwerte_TU_01602_20040701_20171231_hist.zip. Zugriff am: 10 2018.
- [32] DWD Climate Data Center, *Stündliche Stationsmessungen der Solarstrahlung und der atmosphärischen Gegenstrahlung für Deutschland*. Verfügbar unter: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/solar/. Zugriff am: 09 2018.
- [33] VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, „Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern Planung und Einrichtung“, Berlin.
- [34] C. Nabe *et al.*, „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien: BMWi Vorhaben Nr. 50/10“, prognos AG; Ecofys Germany GmbH. Zugriff am: 6. Juli 2022.
- [35] B. Junker, *Methoden zur vorausschauenden Netzbetriebsführung eines Verteilnetzes anhand von Photovoltaik-Einspeiseprognosen*. Kassel.
- [36] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [37] Björn Schreinermacher, *Roadmap Wärmepumpe: Der Weg zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/Sonstige/2021-04-29_BWP_Roadmap_final.pdf
- [38] SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP, „Koalitionsvertrag: Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/koalitionsvertrag-2021-1990800>. Zugriff am: 23. Juni 2022.
- [39] A. Pfnür, B. Winiewska, B. Oschatz und B. Mailach, *Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt: Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht*, 2016.
- [40] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“. [Online]. Verfügbar unter: <https://nationale-leitstelle.de/wp-content/pdf/broschuere-lis-2025-2030-final-web.pdf>. Zugriff am: 23. Juni 2022.
- [41] I. Frenzel, J. Jarass, S. Trommer und B. Lenz, „Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland: Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung“, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/277617461_Erstnutzer_von_Elektrofahrzeugen_in_Deutschland_Nutzerprofile_Aanschaffung_Fahrzeugnutzung. Zugriff am: 3. August 2022.
- [42] S. R. Drauz, *Synthesis of a heat and electrical load profile for single and multifamily houses used for subsequent performance tests of a multi-component energy system*. Aachen.
- [43] F. de Graaf, *New strategies for smart integrated decentralised energy systems*, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.metabolic.nl/publication/new-strategies-for-smart-integrated-decentralised-energy-systems/>
- [44] Deutsche Energie-Agentur GmbH, *Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten: 10 Leitsätze zur Entwicklung eines zukunftsfähigen regulatorischen Rahmens*.
- [45] Tobias Müller, Michael Becker, Alexander Hobert, Björn Uhlemeyer und Ekkehard Boden, „Vergleichsanalyse unterschiedlicher Speicher- und Ladekonzepte von dezentralen Batteriespeichersystemen zur Behebung von Netzengpässen an Szenarien eines realen Ortsnetzes“ in *Zukünftige Stromnetze 2020*, 2020.
- [46] K. Pacco, A. Fehler, D. Schmid, C. Rehtanz und A. Moser, „Einsatz netzdienlicher Flexibilität zur Vermeidung konventionellen Netzausbaus auf Verteilnetzebene“, 12. *Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/42/42_fullpaper_20210908_055613.pdf