

# Analyse und Bewertung von Flexibilitätsanreizen für dezentrale, sektorenintegrierte Energiesysteme

Maximilian Schulz<sup>\*1</sup>, Kai Hufendiek<sup>\*</sup>

<sup>\*</sup> Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),  
Heißbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, [www.ier.uni-stuttgart.de](http://www.ier.uni-stuttgart.de)  
maximilian.schulz@ier.uni-stuttgart.de

## **Kurzfassung:**

In Deutschland kann in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme dezentraler Technologien wie Photovoltaik-(PV-)Anlagen, Batteriespeichern (BS), Wärmepumpensystemen sowie Elektrofahrzeugen ausgemacht werden. Bisherige Endnutzer, welche sich für die Installation der Technologien entscheiden, werden so zu dezentralen, sektorenintegrierten Energiesystemen, deren maximale Bezugsspitzen durch einen marktbasieren Einsatz lokal kritische Netzsituationen hervorrufen können. Um diese zu vermeiden, werden aktuell Maßnahmen diskutiert, um nachfrageseitige Flexibilität der dezentralen Flexibilitätsoptionen netzdienlich einzusetzen.

Der vorliegende Beitrag widmet sich daher zwei zentralen Forschungsfragen, welche nachfolgend jeweils durch den Einsatz des Optimierungsmodells E2M2\_DES detailliert beantwortet werden: In Fragestellung 1 wird eine optimale Dimensionierung des PV-BS-Systems für ein entsprechendes dezentrales Energiesystem aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Endnutzers hergeleitet. Mit Blick auf die Wärmepumpen-Wärmespeicher- sowie Elektrofahrzeugsysteme ist diese Untersuchung nicht notwendig, da sich die Dimensionierung in Abhängigkeit des spezifischen Nachfrageverhaltens ergibt. Zur Untersuchung wird der Einsatz von 28 Kombinationen aus unterschiedlichen Leistungen der PV-Anlage sowie Kapazitäten des Batteriespeichers in einem repräsentativen dezentralen Energiesystems in Form eines Einfamilienhaushalts untersucht. Hierbei kann festgehalten werden, dass ein System mit 12,5 kW<sub>p</sub> PV-Leistung sowie 5 kWh Batteriespeicherkapazität die wirtschaftlichste Lösung für den Endnutzer darstellt.

In anknüpfender Fragestellung 2, welche die Dimensionierung aus Fragestellung 1 aufgreift, werden die aktuell diskutierten Flexibilitätsmechanismen *Sperrzeiten* sowie *Spitzenglättung* analysiert sowie bewertet. Diese Bewertung erfolgt einerseits mit Blick auf die resultierenden Netzbezugsspitzen des dezentralen Energiesystems, welche unter der Gültigkeit beider Maßnahmen auftreten. Andererseits wird quantifiziert, welche Mehrkosten die Anwendung beider Maßnahmen für den dezentralen Endnutzer hervorrufen. Mit Blick auf beide Bewertungsdimensionen kommt der vorliegende Beitrag zur Erkenntnis, dass sich insbesondere die Maßnahme *Spitzenglättung* anbietet, um netzkritische Bezugsspitzen zu vertretbaren Kosten, welche dem Endnutzer für seinen Flexibilitätseinsatz zu zahlen wäre, zu vermeiden.

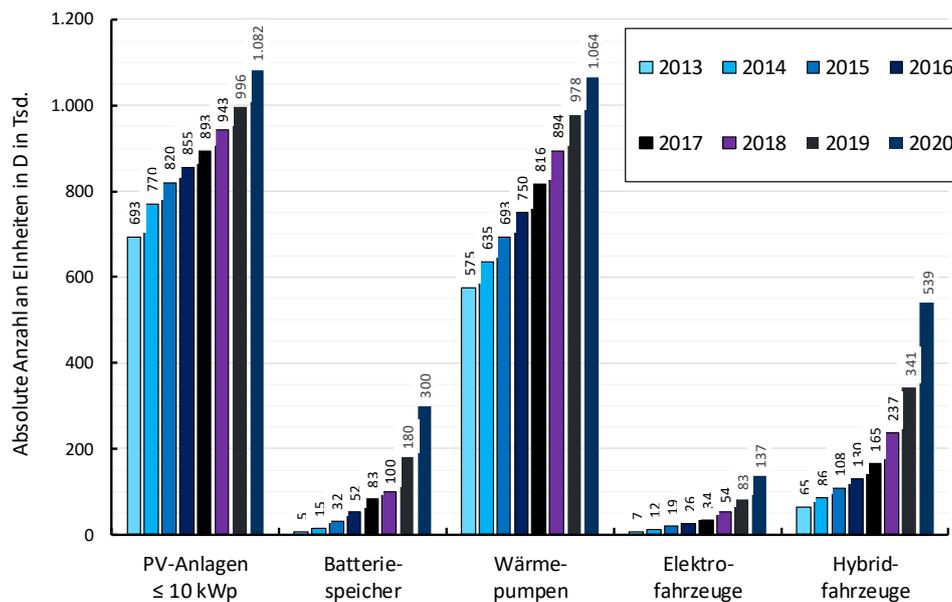
**Keywords:** Dezentrale Energiesysteme, Sektorenintegration, Flexibilitätsanreize und -mechanismen, PV-Batteriespeichersysteme, Wärmepumpensysteme, Elektromobilität

---

<sup>1</sup> Jungautor

# 1 Dezentrale, sektorenintegrierte Energiesysteme in Deutschland

Deutschland verfolgt als Beitrag zu den Vereinbarungen des Pariser Klimaabkommens ambitionierte Klimaschutzziele. Eine Möglichkeit zur Dekarbonisierung ergibt sich in der Sektorenintegration (Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität) dezentraler Energiesysteme [1, 2] welche durch intelligente Steuerungsansätze in das ganzheitliche Energiesystem integriert werden. In der Folge resultiert eine deutliche Zunahme an Technologien, v. a. Photovoltaik-(PV-)Anlagen, Batteriespeichern (BS), Wärmepumpen (WP) sowie Elektrofahrzeugen (EV), welche direkt lokal beim Endnutzer installiert werden. Die absolute jährliche Anzahl neu installierter Komponenten der Technologien in Deutschland wird in Abbildung 1 verdeutlicht.



**Abbildung 1:** Anzahl von Photovoltaik-Anlagen [3], Batteriespeichern [4, 5], Wärmepumpen [6] sowie Elektro- und Hybrid-Fahrzeugen [7] in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2020

Die Abbildung verdeutlicht eine hohe Anzahl an PV-Anlagen sowie Wärmepumpen, deren Anzahl im Jahr 2020 erstmal die Grenze von einer Million Anlagen überschritten hat. Mit Blick auf Batteriespeicher sowie Elektrofahrzeuge kann insbesondere in den letzten beiden Jahren eine starke Zunahme verzeichnet werden. Mit Blick auf elektrischen Fahrzeuge resultiert diese Zunahme noch deutlich von hybriden Fahrzeugen, weniger von rein elektrischen Fahrzeugen. Diese beobachtbare Zunahme dezentral installierter, elektrischer Verbraucher ist dazu in der Novelle zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2021 berücksichtigt worden, indem die Grenze zur Befreiung von der EEG-Umlage für den Eigenverbrauch aus PV-Anlagen von 10 auf 30 kW<sub>p</sub> installierter Leistung angehoben worden ist [8].

Durch diese erhebliche dezentrale Leistungszunahme und die marktbezogene Steuerung der Komponenten resultiert die Herausforderung hoher nachfrageseitiger Bezugsspitzen sowie resultierender kritischer Netzsituationen. Um diese zu verhindern, werden aktuell (z. B. in der Reform des § 14a EnWG [9]) Flexibilitätsmechanismen für dezentrale Energiesysteme diskutiert, wobei sich insbesondere die beiden Maßnahmen technologiescharfer *Sperrzeiten* sowie dynamischer Netzbezugsbeschränkungen („*Spitzenglättung*“) hervortun. Marktseitig weisen erste Akteure bereits auf die Vorzüge solcher Instrumente und fordern standardisierte Schnittstellen zur breitflächigen Umsetzung hierauf aufbauender Steuerungsansätze [10].

An diesem Punkt setzt nun der vorliegende Beitrag an: Im ersten Schritt (**Fragestellung 1**) soll eine optimale Dimensionierung für die Komponenten der beschriebenen dezentralen, sektorintegrierten Energiesysteme ermittelt werden. Mit Blick auf die Wärmepumpe ergibt sich die Leistung direkt in Abhängigkeit der jeweiligen Verbrauchsstruktur des Haushalts sowie der am Markt angebotenen Leistungsklassen [11]. Die aktuellen Entwicklungen privater Ladestationen für Elektrofahrzeuge deuten eine Durchsetzung von privaten Ladesystemen mit 11 kW als maximale Ladeleistung, welche insbesondere mit zunehmenden Batteriefüllstand auch geringer ausfallen kann, an [12]. Mit Blick auf die Kombination aus PV-Anlage sowie Batteriespeichersystem erscheint diese Dimensionierung komplexer und sollte daher insbesondere anhand wirtschaftlicher Aspekte getroffen werden. Um ebendiese kostenoptimale Auslegung des Systems zu bestimmen, wird in einem repräsentativen Einfamilienhaushalt der Einsatz von 28 Kombinationen aus PV-Anlagenleistungen (5 bis 20 kW<sub>p</sub>) sowie einer Batteriespeicherkapazität (2,5 bis 10 kWh) abgebildet. Als Ergebnis liegen so für jede Kombination die jährlichen Energieversorgungskosten des Energiesystems vor, wobei die wirtschaftlichste Kombination als Dimensionierungsempfehlung des PV-BS-Systems ausgewählt wird.

Im nachfolgenden Schritt (**Fragestellung 2**) werden die beiden Flexibilitätsmechanismen technologiescharfe *Sperrzeiten* sowie *Spitzenglättung* auf Haushaltsanschlussebene fokussiert. Hierzu soll im vorliegenden Beitrag eine Bewertung beider Maßnahmen durchgeführt werden: Zunächst wird untersucht, welchen Mehrwert beide Maßnahmen zur Vermeidung von Bezugsspitzen aufweisen, um kritische (Verteil-)Netzsituationen zu vermeiden. Anschließend werden die absoluten Mehrkosten dieser Maßnahmen für das dezentrale Energiesystem quantifiziert. Hieraus resultiert eine Abschätzung der minimalen Entschädigung, welche an den dezentralen Nutzer zu zahlen wäre, um auf seine Flexibilität zurückzugreifen und so beispielsweise zusätzlichen Netzausbau zu vermeiden.

Für beide Beiträge wird nachfolgend das Optimierungsmodell E2M2\_DES für ein beispielhaftes Energiesystems über den repräsentativen Zeitraum eines Jahres verwendet. Für beide Forschungsbeiträge werden die jährlichen Energieversorgungskosten für das Energiesystem berechnet: Zur Beantwortung von Fragestellung 1 liegt der Fokus auf der Parametrierung des Photovoltaik-Batteriespeichersystems, wobei die optimale Dimensionierung anschließend als Eingangsgröße zur Beantwortung von Fragestellung 2 dient. In dieser Untersuchung werden dann die auf das Energiesystem wirkenden regulatorischen Bedingungen variiert sowie analysiert.

Der Aufbau des vorliegenden Beitrags ergibt sich nun wie folgt: Zunächst wird der Beitrag in den wissenschaftlichen Kontext in **Kapitel** Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. eingeordnet. Anschließend wird der methodische Aufbau des eingesetzten Modells E2M2\_DES näher in **Kapitel 3** vorgestellt, das betrachtete Energiesystem sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen in **Kapitel** Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.. Nachfolgend wird mit Blick auf Fragestellung 1 eine betriebswirtschaftlich optimale Dimensionierung für das PV-Batteriespeichersystems in **Kapitel 5** hergeleitet. Im letzten Schritt werden in **Kapitel 6** die beiden Maßnahmen *Spitzenglättung* sowie *Sperrzeiten* näher untersucht und ökonomisch bewertet. Abschließend wird eine Zusammenfassung sowie ein Ausblick über naheliegende Forschungsfragen gegeben.

## 2 Wissenschaftlicher Kontext

Zu Beginn soll zunächst ein Überblick über verwandte Untersuchungen und Ansätze aus dem wissenschaftlichen Kontext zur Einordnung des vorliegenden Beitrags gegeben werden.

Bisherige Publikationen fokussieren meistens entweder die optimierte Einsatzplanung eines Wärmepumpensystems oder die optimierte (uni- / bidirektionale) Beladung eines Elektrofahrzeugs. So beschäftigen sich die umfassenden sowie detaillierten Arbeiten von [13] mit der Integration von Wärmepumpensystemen in Smart Grids: Hierzu wird einerseits auf einer aggregierter Ebene für einen Pool von Wärmepumpen das Flexibilitätspotenzial untersucht. Andererseits wird auf dezentraler Gebäudeebene die Dimensionierung des Wärmepumpen-Heizsystems in Abhängigkeit der PV-Anlage sowie variabler Stromtarife fokussiert sowie unterschiedliche Steuerungsalgorithmen für das System miteinander verglichen. Der Fokus dieser dezentralen Untersuchungen ergeben sich hierbei insbesondere aus technischer Sicht, weniger mit Fokus auf die Interaktion mit dem gesamtheitlichen Energiesystem, weshalb auch keine weiteren Flexibilitätsanreize oder -mechanismen berücksichtigt werden. An diesem Punkt setzt [14] an, wobei der Fokus ausschließlich auf dem Flexibilitätsmechanismus *Sperrzeit* für Wärmepumpensysteme aus Ortsnetzsicht gelegt wird. Hierbei wird eine Variation der Durchdringung der Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen angenommen, ein optimierter Einsatz dieser Flexibilitätsoptionen jedoch nicht berücksichtigt. Hieraus resultiert die Einschätzung, dass die Maßnahme zusätzlichen Netzausbau verhindern kann, sofern die Eingriffe frühzeitig angekündigt werden, um die Flexibilität der Systeme mit ausreichend Vorlauf netzdienlich einzusetzen. Kosten für die Eingriffe in die Steuerung der Wärmepumpensysteme werden an dieser Stelle nicht angegeben.

Mit Blick auf den Einsatz der Flexibilität aus Elektrofahrzeugen wird in [15] ein Ansatz vorgestellt, um die Abregelung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu verhindern, in dem mit diesem Überschussstrom Elektrofahrzeuge beladen werden. Hierdurch wird eine Kostenreduktion für den jährlichen Ladeprozess ausgemacht, wobei dieser durch den aktuellen regulatorischen Rahmen, insbesondere der starren Strompreisbestandteile für Endkunden, nur überschaubar ausfällt. Zur Vermeidung von Lastbezugsspitzen wird ein Peakshavingalgorithmus berücksichtigt, dessen Anwendung und Auswirkungen jedoch nicht tiefer aus dezentraler Energiesicht beschrieben wurden. Der Fokus von [16] liegt stattdessen auf der kostenoptimalen Beladung von Elektrofahrzeugflotten in Parkhäusern, wobei ein Algorithmus zur Berücksichtigung unsicherer Eingangsgrößen, bspw. der volatilen PV-Erzeugung, eingesetzt wird. Anschließend wird untersucht, durch welche Faktoren und Ladetarife die Flexibilität des Ladeprozesses an den Parkhausbetreiber als möglichen Aggregator erschlossen werden kann.

Neben diesen Arbeiten mit Fokus auf alleinige WP- oder EV-Systeme existieren in der Literatur Arbeiten, welche den gemeinsamen Einsatz beider Technologien betrachten. So widmen sich die Arbeiten um [17] insbesondere der Fragestellung, welche Dimensionierung sich für EV-Ladeinfrastruktur sowie stationäre Batteriespeicher in dezentralen Haushalten anbietet. In den Untersuchungen werden Elektrofahrzeuge sowie Wärmepumpensysteme aus der Verteilnetzbetrieboptimierung als zusätzliche Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, jedoch nur als zusätzliche Energieverbraucher in Form starrer Lastprofile, welche jedoch nicht gleichzeitig zielgerichtet flexibel eingesetzt werden. Stattdessen werden in [18] die Flexibilitätspotenziale als

obere sowie untere Grenze der möglichen Fahrpläne ausgewiesen. Über den Zubau von Batteriespeichern wird anschließend das Potenzial zur Netzbetriebsoptimierung quantifiziert. Konkrete regulatorische Flexibilitätsmaßnahmen werden hierbei nicht berücksichtigt. Ein ähnlicher Ansatz wird in [19] gewählt, um für ein Energiesystem aus mehreren dezentralen Energiesystemen eine Dimensionierung aus PV-Anlagen und Batteriespeichern aus zentraler Sicht herzuweisen. Auch hier werden die WP- und EV-Systeme nur als zusätzliche Verbraucher berücksichtigt, nicht jedoch als steuerbare Flexibilitätsoption.

Zusammenfassend konnte verdeutlicht werden, dass nur wenige Arbeiten sowohl Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge als steuerbare Flexibilitätsoptionen in dezentralen Energiesystemen aus Endkundensicht betrachten. Werden entsprechende Untersuchungen angestellt, wird meistens eine zentrale Sicht, bspw. die eines Aggregators, eingenommen, der mehrere Endverbraucher akkumuliert. Andererseits werden beide Technologien meistens nur als zusätzliche, starre Verbraucher anstelle steuerbarer Flexibilitätsoptionen betrachtet. Aus diesem Grund wird im vorliegenden Beitrag der Fragestellung nachgegangen, welche zusätzlichen Effekte aus der Steuerung der beiden Flexibilitätsoptionen resultieren, sowohl aus monetärer Endverbrauersicht als auch mit Blick auf die Flexibilitätsmechanismen zur Vermeidung kritischer Netzsituationen.

### 3 Methodik

Zur Untersuchung der vorgestellten Forschungsbeiträge wird das gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell E2M2\_DES verwendet, welches den kostenoptimalen Einsatz auswählbarer Technologien zur Deckung der lokalen Strom-, Wärme- sowie Mobilitätsnachfrage eines dezentralen Energiesystems aus Endnutzersicht unter Berücksichtigung externer Anreize bestimmt. Nachfolgend wird ein Überblick über das Modell gegeben, wobei der Fokus insbesondere auf die zur Untersuchung benötigten Flexibilitätsanreize gelegt wird.

#### 3.1 Das Optimierungsmodell E2M2\_DES

Das Modell E2M2\_DES ist bereits ausführlich in [20] mit Blick auf die Anwendung für Wärmepumpensystemen sowie in [21] mit Fokus auf Elektromobilität vorgestellt worden. Ein Überblick über den zentralen Aufbau des Modells wird in nachfolgender Abbildung 2 gegeben.



Abbildung 2: Übersicht über das der Untersuchung verwendete Optimierungsmodell E2M2\_DES

Die Anwendung von E2M2\_DES zielt auf die Ermittlung eines (kosten-)optimalen Fahrplans für die auswählbaren Technologien über einen zu definierenden Zeitraum in 15 minütiger Auflösung. Hierzu wird durch entsprechende Restriktionen exogen vorgegebene Nachfrageprofile des Energiesystems (el. und th. Haushaltslast und Mobilitätsverhalten) berücksichtigt.

Um die Nachfrage zu decken, können verschiedene Erzeugungs- sowie Speichertechnologien ausgewählt werden. In vorliegender Untersuchung wird dieses Energiesystem durch einen repräsentativen Einfamilienhaushalt charakterisiert, ausgestattet mit einer PV-Anlage in Kombination mit einem Wärmepumpen-Wärmespeichersystem, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug. Die PV-Erzeugung wird hierbei als nicht-steuerbare Technologie über ein exogenes Erzeugungsprofil vorgegeben. Als Modellergebnis resultiert ein optimaler Einsatz der steuerbaren Technologien in Form eines technologiescharfen Fahrplans. Abschließend wird über den gewählten Betrachtungszeitraum eine Energiebilanz berechnet, welche die Bewertung des Einsatzes der Technologien unter angenommenen Rahmenbedingungen ermöglicht.

Die Zielfunktion des Modells ergibt sich hierfür in der Minimierung der Gesamtkosten aller betrachteten Technologien des Energiesystems über alle Zeitschritte. Zur Abbildung des zu untersuchenden Energiesystems werden unterschiedliche Restriktionen definiert, welche für jeden Zeitpunkt eingehalten werden müssen, bspw. die Deckung der elektrischen sowie thermischen Last. Hierfür können nicht-steuerbare Erzeugungstechnologien, welche a priori als Zeitreihe vorgegeben werden, oder steuerbare Erzeugungstechnologien eingesetzt werden. Speichereinheiten agieren in diesem Fall der Ausspeicherung zur Lastdeckung als Erzeugungstechnologie. Gleichzeitig weisen einzelne Technologien einen elektrischen Stromverbrauch auf, bspw. um als Wärmepumpe thermische Energie zu erzeugen, als Speicher die Einspeicherung elektrischer Energie oder entsprechende Speicherverluste pro Zeitschritt abzubilden. Sollte zu einem Zeitpunkt dennoch ein Bedarf an elektrischer Energie bestehen, kann dieser über den Netzbezug gedeckt werden. Gleichzeitig kann überschüssiger, lokal erzeugter Strom ins Netz eingespeist werden.

### **3.2 Abbildung externer Flexibilitätsanreize sowie Flexibilitätsmechanismen**

Durch die Steuerung des betrachteten dezentralen Energiesystems kann die Energiemenge des Netzbezugs sowie der Netzeinspeisung beeinflusst werden. Dies stellt die beiden Schnittstellen zum gesamtheitlichen Energiesystem dar. Die Kosten für den Netzbezug können hierbei zur Abbildung unterschiedlicher Tarifstrukturen variiert werden, worauf nachfolgend eingegangen wird. Abschließend wird die Umsetzung der beiden betrachteten Flexibilitätsmechanismen vorgestellt.

Zur Abbildung unterschiedlicher Tarifstrukturen kann der elektrische Netzbezug des dezentralen Energiesystems mit unterschiedlichen Kosten belegt werden. In nachfolgender Untersuchung wird hierbei einerseits ein konstanter Bezugspreis, welcher den aktuellen Status Quo für Endverbraucher in Deutschland darstellt, berücksichtigt. Andererseits wird ein dynamischer Bezugspreis verwendet, wobei pro Zeitschritt unterschiedliche Strombezugspreise abgebildet werden können. In beiden Fällen wird der zeitschrittspezifische, elektrische Netzbezug mit einem Kostenterm belegt, welcher den zeitschrittspezifischen Strombezugspreis beinhaltet. Analog kann für den Fall der Netzeinspeisung elektrischer Energie ebenfalls eine konstante sowie eine dynamische Netzeinspeisevergütung abgebildet werden, wobei in vorliegender Untersuchung jedoch nur die aktuelle konstante Einspeisevergütung abgebildet wird.

Mit Blick auf den Flexibilitätsmechanismus *Spitzenglättung* zur Limitierung des Netzbezugs des dezentralen Energiesystems ist modellseitig eine obere Schranke für den zeitschrittspezifischen Netzbezug elektrischer Energie eingeführt worden. Der elektrische Netzbezug des Energiesystems ergibt sich hierbei aus der Summe aller elektrischen Verbräuche des dezentralen Energiesystems. Diese ergibt sich im vorliegenden Fall aus der exogen vorgegebenen elektrischen Haushaltslast sowie der modellendogen bestimmten Bezüge des Batteriespeichers, des Bedarfs der Wärmepumpe sowie der Beladung des Elektrofahrzeugs. Als zusätzliche Restriktion des Optimierungsmodells wird durch den Einsatz der steuerbaren Komponenten so sichergestellt, dass die gesetzte Limitierung des Netzbezugs nicht überschritten wird.

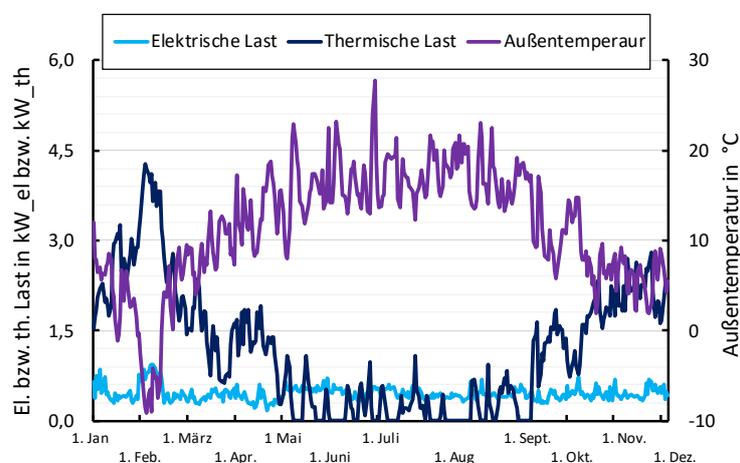
Zur Abbildung der technologiescharfen *Sperrzeiten* ist im Optimierungsmodell eine binäre Verfügbarkeitsvariable für jede abgebildete Technologie eingeführt worden. Für jeden Zeitpunkt des Optimierungszeitraums wird so ermöglicht, den Einsatz einer bestimmten Technologie zu unterbinden. Hierfür wird modellexogen eine Verfügbarkeitszeitreihe pro Technologie vorgegeben und vom Optimierungsmodell in der Einsatzplanung berücksichtigt.

## 4 Eingangsrößen der Untersuchung

Das betrachtete Energiesystem wird durch einen repräsentativen Einfamilienhaushalt mit elektrischem und thermischem Energiebedarf und Mobilitätsprofil charakterisiert. Die Eigenschaften sowie die technische Ausstattung des Energiesystems wird nachfolgend in Kapitel 4.1. näher vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 4.2 die Schnittstelle zum gesamtheitlichen Energiesystem sowie die Ausgestaltung der externen Flexibilitätsanreize beschrieben.

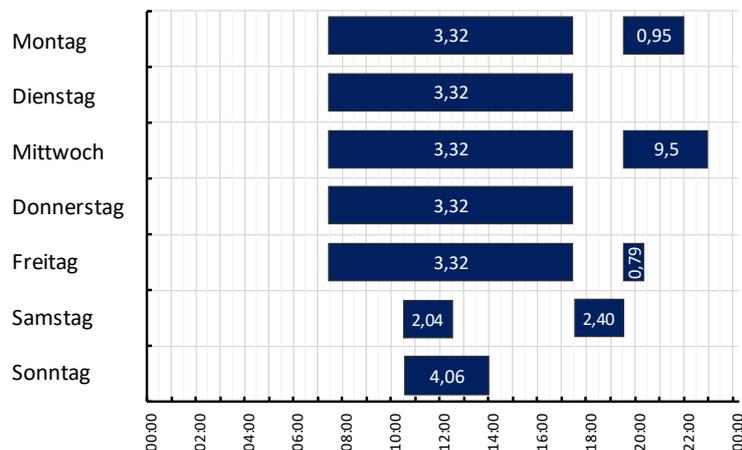
### 4.1 Das betrachtete Energiesystem

Das Verhalten des Haushalts wird maßgeblich durch seine elektrische und thermische Nachfrage sowie sein Mobilitätsverhalten beschrieben. Das Profil der elektrischen und thermischen Nachfrage sind in einem realen, repräsentativen Haushalt gemessenen worden, vorgestellt in [20] und [21]. Ein Überblick über beide Profile sowie die Außentemperatur, erhoben an der geografisch nächsten Wetterstation des Deutschen Wetterdiensts [22], wird als täglicher Mittelwert in Abbildung 2 gegeben:



**Abbildung 2:** Überblick über elektrische und thermische Last des betrachteten Haushalts [20] [21] sowie Außentemperatur [22] als tägliche Mittelwerte über den Zeitraum eines Jahres

Der elektrische Bedarf des Elektrofahrzeugs ergibt sich in Abhängigkeit des Mobilitätsprofils des Haushalts. Hierfür ist ein synthetisches Mobilitätsverhalten für einen repräsentativen Haushalt in [21] erstellt worden, welches auch in dieser Untersuchung verwendet wird. Das Mobilitätsprofil ergibt sich aus charakteristischen Fahrten pro Wochentag. Jede Fahrt wird durch die Abwesenheit des Elektrofahrzeugs sowie den benötigten Energiebedarf charakterisiert. Ein Überblick über die Fahrten wird in Abbildung 3 gegeben:



**Abbildung 3:** Übersicht über das verwendete, wochentagsscharfe Fahrprofil des Haushalts inklusive Energieverbrauchs der jeweiligen Fahrt

Ein Überblick über die spezifischen Eigenschaften der einzelnen Komponenten zur Deckung der beschriebenen Nachfrage wird in Tabelle 1 dargestellt. Für eine bessere Übersicht sowie Einordnung der nachfolgenden Ergebnisse wird bereits die gewählte Dimensionierung des PV-BS-Systems angegeben, welche in **Kapitel 5** detaillierter hergeleitet wird.

**Tabelle 1:** Übersicht über das untersuchte Energiesystem sowie die gewählte Dimensionierung der technischen Komponenten

	Eigenschaft	Wert	Einheit	Quelle
Haushaltslast sowie Mobilitäts- nachfrage	Elektrische Last	3.995	kWh <sub>el</sub> / Jahr	
	Thermische Last	11.971	kWh <sub>th</sub> / Jahr	
	Min. benötigte Ladeenergie	1.892	kWh <sub>el</sub> / Jahr	
Photovoltaik- anlage	Elektrische Leistung	12,50	kW <sub>p</sub>	
	Elektrische Energie	12,47	MWh <sub>el</sub> / Jahr	
Batteriespeicher- system	Elektrische Leistung	2,50	kW <sub>el</sub>	
	Elektrische Kapazität	5,00	kWh <sub>el</sub>	
	Speicherverluste	0,12	% · Füllstand	
	Wirkungsgrad (Ent-)Laden	95,00	%	
Wärmepumpen- Wärmespeicher- system	Elektrische Leistung WP	2,4 (A7/W35)	kW <sub>el</sub>	
	Thermische Leistung WP	10,9 (A7/W35)	kW <sub>th</sub>	
	COP WP	4,5 (A7/W35)	-	
	Thermische Kapazität WS	63,5	kWh <sub>th</sub>	
Elektrofahrzeug	Elektrische Ladeleistung	11,00	kW <sub>el</sub>	
	Elektrische Kapazität	35,80	kWh <sub>el</sub>	
	Wirkungsgrad Laden	95,00	%	
Außentemperatur	Min. / Max. Wert	-13 / 33	°C	

Bevor die gewählte Dimensionierung des PV-BS-Systems vorgestellt wird, wird abschließend in diesem Kapitel nun noch die gewählte Ausgestaltung der externen Anreize auf das untersuchte dezentrale Energiesystem vorgestellt.

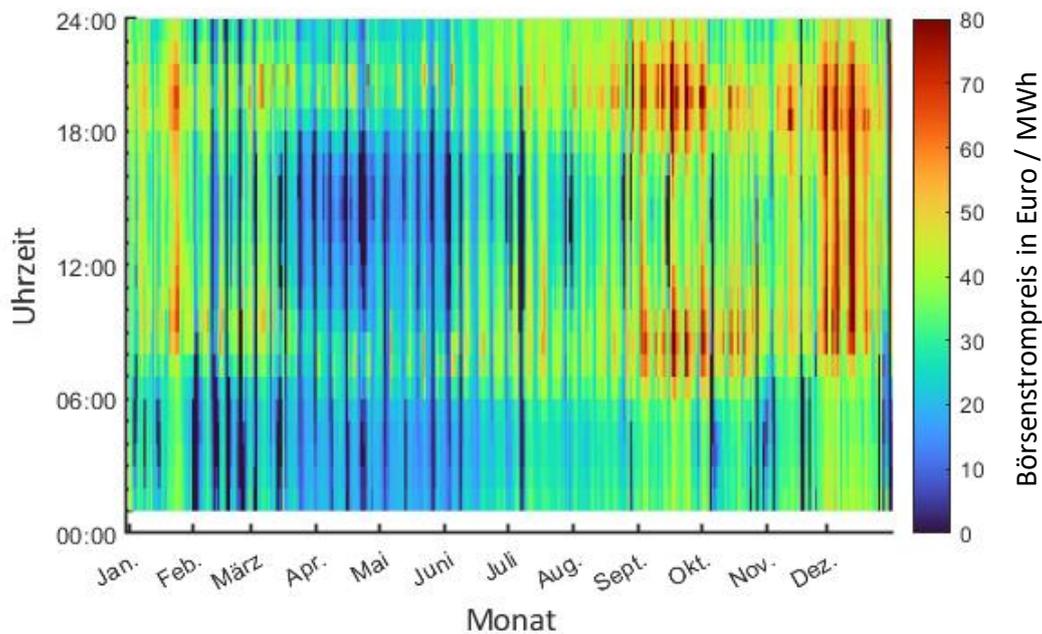
## 4.2 Ausgestaltung der Flexibilitätsanreize

Die Einsatzplanung der lokal eingesetzten Technologien wird maßgeblich von den abgebildeten regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst, in diesem Fall der technologiescharfen Sperrzeiten und der maximalen Limitierung des Strombezugs sowie des Strombezugspreises. In diesem Abschnitt wird nun die gewählte Parametrierung der Einflussgrößen vorgestellt.

Für die Auswahl der Sperrzeiten für beide Technologien Wärmepumpe sowie Elektrofahrzeug sind aktuell geltende Sperrzeiten verschiedener Verteilnetzbetreiber recherchiert sowie ausgewertet worden. Ein Großteil der Netzbetreiber nennt hierbei keine konkreten Zeitfenster. Werden Zeitfenster für die Sperrzeiten dagegen angegeben, verteilen sich diese zumeist auf zwei Zeitfenster pro Tag, einmal mittags gegen 12.00 Uhr, sowie einmal abends gegen 18.00 Uhr. Eine vergleichbare Einschätzung ergibt sich dazu in [14]. In der Folge ist sich für die Abbildung dreier Szenarien als Sperrzeitenfenster für die Wärmepumpe und die Beladung des Elektrofahrzeugs entschieden worden: Im ersten Fall geht das Zeitfenster „Morgens“ von 11.00 bis 13.00 Uhr, im zweiten Fall „Abends“ von 17.00 bis 19.00 Uhr sowie im Fall „Gemischt“ von 11.30 bis 12.30 sowie von 17.30 bis 18.30.

Mit Blick auf das Instrument der *Spitzenglättung* wird eine Variation der Begrenzung des Netzbezugs aus dezentraler Energiesicht abgebildet. Im Referentenentwurf des Steuerbaren-Verbrauchseinrichtungsgesetz [9] wird das Instrument als „*Möglichkeit, zur Vermeidung von Netzüberlastungen die bedingte Anschlussleistung temporär zu begrenzen, um Lastspitzen zu glätten*“ beschrieben. Sofern die steuerbare Haushaltslast die unbedingte Anschlussleistung von 11 kW überschreitet, kann so durch eine Leistungsbegrenzung kritischen Netzsituationen durch den örtlichen Netzbetreiber gegengesteuert werden. In der Folge ist sich im vorliegenden Beitrag dafür entschieden worden, diese 11 kW als minimale Leistungsbegrenzung zu wählen. Um den Einfluss sowie das Potenzial dieser Maßnahme auf das dezentrale Energiesystem sowie seine Freiheitsgrade näher zu untersuchen, wird nachfolgend die Leistungsbegrenzung in 1 kW-Schritten bis auf 4 kW maximaler Leistungsbegrenzung variiert.

Abschließend wird in der vorliegenden Untersuchung ein dynamischer Strombezugspreis für Endnutzer betrachtet. Um eine ausreichende Volatilität des Bezugspreises zu erzielen, ist eine starke Dynamisierung des Strombezugspreises gewählt worden, welcher durch die Kombination des Börsenstrompreis mit den aktuell starren Strompreisbestandteile nicht erzielt werden kann. Stattdessen wird ein synthetischer Strombezugspreis in Anlehnung an [21] hergeleitet, in dem der Börsenstrompreis aus dem Jahr 2020 [23] durch einen Faktor 10 auf das Niveau des heutigen Strombezugspreises für Endkunden gehoben wird. Der zu Grunde liegende Börsenstrompreis wird in folgender Abbildung 4 dargestellt:

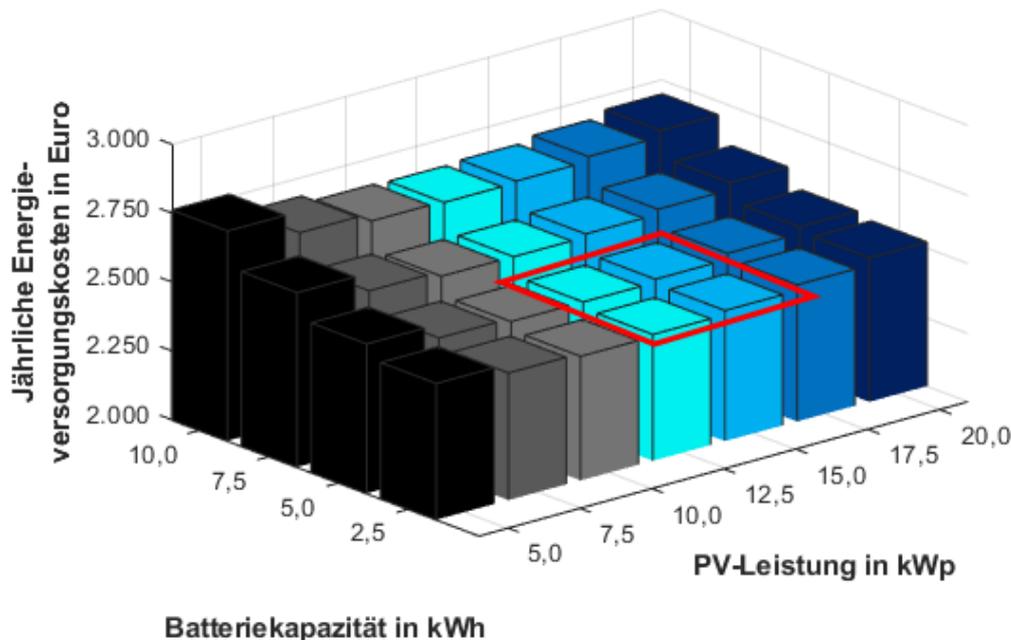


**Abbildung 4:** Börsenstrompreis im Jahr 2020 als Heatmap, Eigene Abbildung mit Daten aus [23]

## 5 Optimale Dimensionierung dezentraler Energiesysteme

Um eine optimale Dimensionierung des PV-Batteriespeichersystems für das vorgestellte Energiesystem zu bestimmen, sind unterschiedliche Kombinationen aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität betrachtet worden. Mit Blick auf die (Ent-)Ladeleistung des BS-Systems ist eine Dimensionierung mit Faktor 1/2 zur BS-Kapazität angenommen worden. Der Einsatz der einzelnen Kombinationen ist anschließend im betrachteten Energiesystem durch den Einsatz des vorgestellten Modells E2M2\_DES in einer jährlichen Betrachtung simuliert worden.

Insgesamt sind hierbei sieben Variationen der PV-Leistungen (2,5 bis 20 kW<sub>p</sub> in 2,5 kW<sub>p</sub>-Schritten) sowie vier Variationen der BS-Kapazität (2,5 bis 10 kWh in 2,5 kWh-Schritten) berücksichtigt worden. Für jede Kombination konnten so die jährlichen Energieversorgungskosten ermittelt werden, welche sich als Summe aus Strombezugskosten abzüglich der Netzeinspeisevergütung zuzüglich der Annuität der Investition in das PV-BS-System ergeben. Weitere Erlöse aus sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten für die Flexibilität des lokalen Energiesystems werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt, da sie auch in der gegenwärtigen Auslegung entsprechender Systeme keinen Einfluss aufweisen. Für die Dimensionierung ist der aktuelle regulatorische Rahmen für Endkunden abgebildet worden, weshalb ein Strombezugspreis von 0,3 Euro / kWh sowie eine Einspeisevergütung von 0,1 Euro / kWh angenommen worden ist. Mit Blick auf die Investition in PV-Anlage sowie Batteriespeicher sind durch eine lineare Abschreibung auf 15 Jahre spezifische Annuitäten von 103,14 Euro / kW<sub>p</sub> (PV) sowie 64,47 Euro / kWh (BS) ausgemacht worden, welche auf den mittleren spezifischen Anlagenkosten (brutto) der Technologien aus [24] basieren. Die resultierenden jährlichen Energieversorgungskosten für jede Kombination aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität werden in der folgenden Abbildung 5 dargestellt:



**Abbildung 5:** Jährliche Energieversorgungskosten als Summe aus Strombezugskosten abzüglich Netzeinspeisevergütung des untersuchten Energiesystems sowie jährlicher Annuität des PV-BS-Systems pro Kombination aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität

Die Abbildung verdeutlicht hierbei die Bedeutung einer passenden Dimensionierung von PV-Anlage sowie Batteriespeichersystem für den Endnutzer: Wird die Anlage zu groß gewählt, übersteigen die Investitionskosten die Erlöse aus Eigenverbrauch sowie Netzeinspeisung, ersichtlich am Anstieg der Energieversorgungskosten am rechten Rand der Abbildung. Wird die Anlage dagegen zu klein gewählt (linker Rand), entgehen dem Endnutzer zusätzliche Erlöse, woraus eine geringere Wirtschaftlichkeit des Systems resultiert.

Unter aktuellen Bedingungen resultiert so die Erkenntnis, dass der Einsatz eines Batteriespeichers zu einer verringerten Wirtschaftlichkeit für den Haushalt führt. Je größer hierbei die BS-Kapazität ausfällt, umso stärker steigen durch die notwendigen Investition die jährlichen Energieversorgungskosten des Energiesystems. An dieser Stelle müssten also weitere Erlösmöglichkeiten für den Batteriespeicher erschlossen werden, um die zusätzlichen Kosten zu refinanzieren. Mit Blick auf die Photovoltaik ergibt sich ein ähnliches Bild: Wird die Anlage zu groß gewählt, refinanziert der nur gering steigende Eigenverbrauch die zusätzlichen Kosten nicht. Da aktuelle Einspeisevergütungssätze noch unter denen der in der Untersuchung angenommenen liegen, wird dieser Effekt für neuere Systeme sogar noch stärker ausfallen.

Die interessantesten Anlagenkombinationen finden sich aus wirtschaftlicher Sicht im rot markierten Bereich zwischen 12,5 sowie 15,0 kW<sub>p</sub> PV-Anlagenleistung mit einer BS-Kapazität von 2,5 bis 5,0 kWh. Um die schwer erkennliche Differenz der einzelnen Kombination besser zu visualisieren, wird im Anhang A in Abbildung 9 eine Übersicht über die einzelnen jährlichen Kosten aller Kombinationen als Heatmap gegeben. In diesem markierten Bereich unterscheiden sich die Kosten der Anlagenkombinationen nur gering. An dieser Stelle ist sich daher für ein System mit einer PV-Anlage mit 12,5 kW<sub>p</sub> sowie einem Batteriespeicher mit 5,0 kWh Kapazität entschieden worden. Eine leistungsstärkere PV-Anlage bietet zwar leicht geringere Kosten, kann allerdings mit Blick auf die zur Installation benötigte Dachfläche eher als Aus-

nahme anstelle einer breitflächigen Anwendung eingeschätzt werden. Mit Blick auf den Batteriespeicher bietet eine geringere Auslegung mit 2,5 kWh Kapazität zwar noch eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Hier wird jedoch angenommen, dass die zuvor angesprochenen zukünftigen Geschäftsmodelle diese Mehrkosten übersteigen werden und damit rechtfertigen.

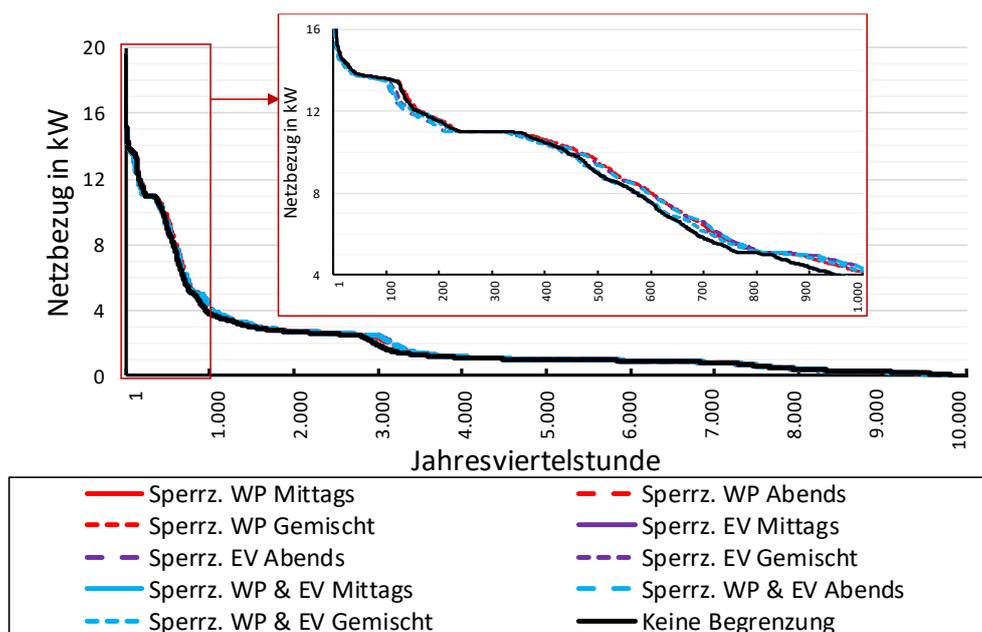
In der Folge wird als Ergebnis für die erste Fragestellung für sektorenintegrierte, dezentrale Energiesysteme mit Wärmepumpensystem und Elektrofahrzeug ein System mit 12,5 kW<sub>p</sub> PV-Leistung sowie 5 kWh Batteriekapazität bei den angenommenen Rahmenbedingungen empfohlen. Für andere Rahmenbedingungen kann eine analoge Berechnung auf Basis des vorgestellten Modells problemlos durchgeführt werden.

## 6 Analyse und Bewertung der Flexibilitätsmechanismen

Mit Blick auf Fragestellung 2 werden an dieser Stelle die beiden Maßnahmen *Sperrzeiten* sowie *Spitzenglättung* bewertet. Hierzu werden im ersten Schritt die Auswirkungen auf die Bezugsspitzen gegenüber dem Verteilnetz unter Anwendung beider Maßnahmen unter aktuell gültigen Rahmenbedingungen quantifiziert. Durch beide Maßnahmen resultieren Mehrkosten für den Endnutzer durch die zusätzliche Restriktion seiner Energieversorgung, welche gleichzeitig eine Abschätzung für eine Kompensation ergeben, welche ihm für seinen Flexibilitäts-einsatz zu zahlen wäre. Diese Mehrkosten werden im zweiten Schritt des Kapitels fokussiert.

### 6.1 Bewertung der Mechanismen aus Verteilnetzsicht

Um die Auswirkungen der beiden Maßnahmen zu bewerten, werden die einzelnen Netzbezugsdauerlinien des Energiesystems pro Maßnahme einzeln betrachtet. Mit Blick auf die Sperrzeiten sind für WP sowie EV die drei Sperrzeiten „Mittags“, „Gemischt“ und „Abends“ betrachtet worden. Diese Sperrzeiten sind einerseits jeweils technologiespezifisch (nur für WP oder EV), sowie andererseits für beide Technologien gemeinsam untersucht worden. Die resultierenden Dauerlinien des Netzbezugs sind in Abbildung 6 dargestellt:

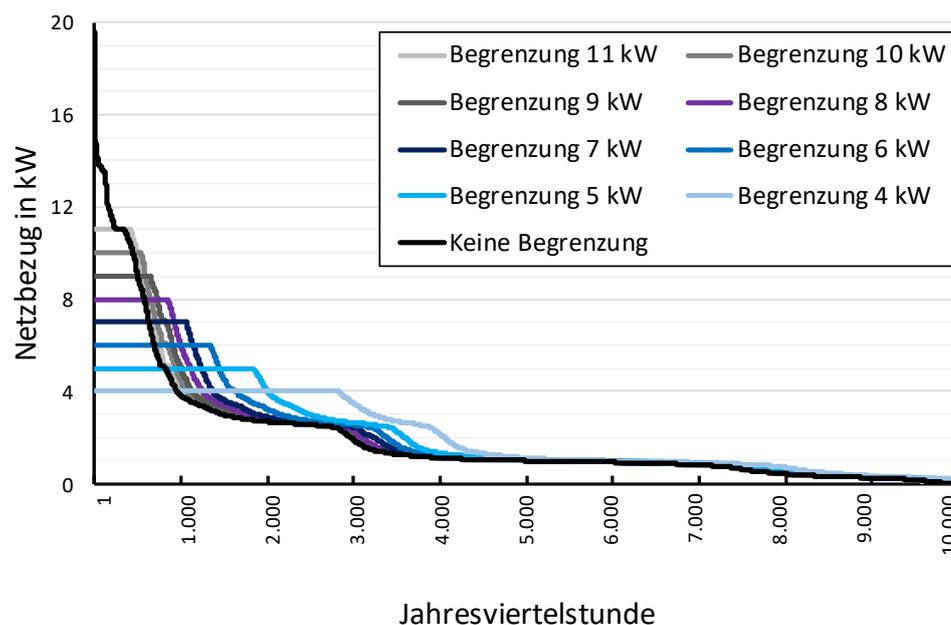


**Abbildung 6:** Dauerlinie des Netzbezugs in Abhängigkeit der Maßnahme *Sperrzeiten* in den ersten 10.000 Viertelstunden des Jahres mit Vergrößerung der ersten 1.000 Viertelstunden

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Maßnahme *Sperrzeiten*, trotz Variation der Technologie und angenommenen Zeitfenster, keine signifikante Veränderung des Netzbezugs des dezentralen Energiesystems bewirkt. Insbesondere in den höchsten 500 Viertelstunden (VS) wird keine deutliche Veränderung zum Referenzfall „Keine Begrenzung“ ersichtlich. Für ein besseres Verständnis werden im Anhang B drei beispielhafte Tage mit dem Verbrauchsprofil des Haushalts sowie den jeweiligen Fahrplänen der Komponenten sowie des resultierenden Netzbezugs und Netzeinspeisung verdeutlicht. Abbildung 10 zeigt den unlimitierten Einsatz der Komponenten, Abbildung 11 repräsentiert den Einsatz im Szenario Sperrzeit „Gemischt“ für WP und EV.

Insgesamt wird deutlich, dass die Bezugsspitzen nur zeitlich verlagert statt verhindert werden, weshalb auch angenommen werden kann, dass kritische Netzsituationen nur zeitlich verlagert statt verhindert werden. Werden die Viertelstunden 500 bis 1.000 betrachtet, kann eine leichte Verstetigung des Bezugsprofils des Energiesystems ausgemacht werden. Insgesamt muss jedoch festgehalten werden, dass die Maßnahme *Sperrzeiten* keinen großen Einfluss auf das Bezugsprofil des Energiesystems aufweist.

Mit Blick auf die Maßnahme der *Spitzenglättung* ist die Begrenzung des maximalen Netzbezugs des Energiesystems variiert worden. Absteigend von einer maximalen Bezugsleistung von 11 kW ist die maximale Bezugsleistung hierbei auf bis zu 4 kW abgesenkt worden. Ein Überblick des resultierenden Netzbezugs wird in der Abbildung 7 gegeben:



**Abbildung 7:** Dauerlinie des Netzbezugs in Abhängigkeit der Maßnahme *Spitzenglättung* in den ersten 10.000 Viertelstunden des Jahres

Gegenüber dem Referenzfall „Keine Begrenzung“ kann in der Abbildung ein deutlicher Einfluss der Maßnahme *Spitzenglättung* auf das Bezugsverhalten ausgemacht werden: Je niedriger die Begrenzung des maximalen Netzbezugs vorgegeben wird, umso geringer fällt in der Folge der Netzbezug des Energiesystems aus. Aus einer zusätzlichen Reduktion der Bezugsbegrenzung resultiert gleichzeitig eine leicht ersichtliche Verstetigung des Bezugsprofils über mehrere Viertelstunden, durch welche hohe Bezugsspitzen geglättet werden. Ein detaillierter Überblick über den Effekt der Spitzenglättung wird in Anhang B in Abbildung 12 gegeben, indem wie zuvor in Abbildung 10 und 11 ein Überblick über die komponentenspezifischen Fahrpläne über den Zeitraum von drei Tagen gegeben wird.

Mit Blick auf die Szenarien mit Netzbezugsbegrenzungen von 11 kW bis zu 7 kW erfolgt die Kappung auftretender Spitzen nur durch eine leichte Zunahme an Stunden mit maximaler Bezugsleistung. Wird die maximale Bezugsleistung um ein Kilowatt abgesenkt, resultiert hieraus nur eine Zunahme an Stunden mit maximalen Netzbezug im zweistelligen Bereich. Wird die maximale Bezugsleistung weiter hin zu einer Begrenzung von 4 kW limitiert, nimmt die Anzahl an Viertelstunden mit maximaler Bezugsleistung stattdessen immer häufiger bis zu knapp 3.000 VS pro Jahr zu. Entsprechende Bezugsspitzen, im betrachteten Referenzfall bis zu 20 kW Netzbezug, werden so erfolgreich durch die Maßnahme *Spitzenglättung* verhindert. Folglich kann an dieser Stelle angenommen werden, dass die Maßnahme *Spitzenglättung* einen deutlichen Mehrwert für die Verhinderung kritischer Verteilnetzsituationen aufweist.

In allen acht untersuchten Fällen mit einer Begrenzung des Netzbezugs ist es dabei in der Simulation unter perfect-foresight gelungen, die Komponenten so zu steuern, um die Limitierung des Netzbezugs einzuhalten. Insbesondere in der realen, prognosebasierten Anwendung ohne perfect-foresight über zukünftige Energiesystemzustände kann hierbei in Frage gestellt werden, ob eine Einhaltung dieser maximalen Bezugsbegrenzung eingehalten werden kann. Insbesondere Bezugsspitzen aus dem nicht-beeinflussbaren elektrischen Verbrauch des Endnutzers können so schnell derartige Verletzungen der Restriktion hervorrufen. Die Maßnahme musste in vorliegender Untersuchung jedoch für jeden Zeitpunkt eingehalten werden, die aktuell diskutierte Ausgestaltung verlangt stattdessen jedoch nur die Einhaltung in dynamischen Zeitfenstern. Sollte eine Begrenzung in der realen Anwendung also frühzeitig angekündigt werden, könnte die Bezugsbegrenzung gegebenenfalls auch über diese dynamischen Zeitfenster eingehalten werden.

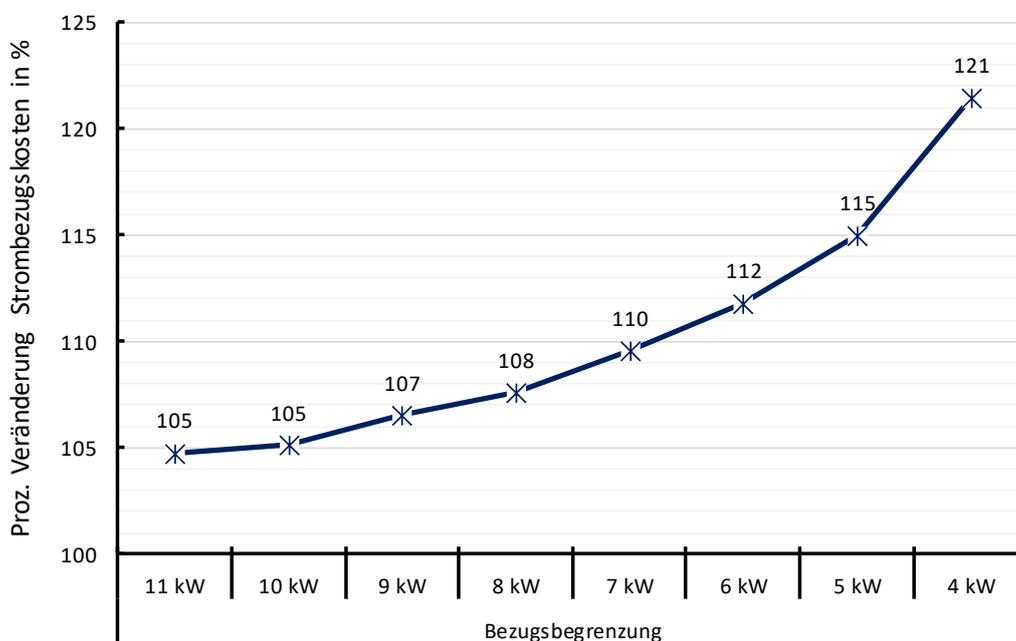
Zusammenfassend kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass die Maßnahme *Sperrzeit* nur einen geringen Einfluss auf die Bezugsspitzen von dezentralen Energiesystemen aufweist. Anstatt entsprechende Spitzen zu vermeiden, werden diese zeitlich nur verlagert. Im Gegensatz dazu verstetigt die Maßnahme *Spitzenglättung* die Bezugsspitzen sogar bis in einen sehr geringen Leistungsbereich. Hierdurch sollte sich eine deutliche Verringerung kritischer Netzsituationen ergeben, wodurch auch ein reduzierter Netzausbau resultieren könnte. Abschließend wird nun im letzten Kapitel untersucht, welche Mehrkosten für die Maßnahme an den dezentralen Endnutzer zu zahlen wäre, um den Flexibilitätseinsatz mindestens zu entschädigen. Nachfolgend wird hierbei nur noch auf die Maßnahme *Spitzenglättung* eingegangen, da nur für diese eine ausreichende Eignung zur Vermeidung kritischer Netzsituationen ausgemacht worden ist.

## 6.2 Mehrkosten der Maßnahme Spitzenglättung aus Endnutzersicht

Um die entsprechenden Mehrkosten der Maßnahme *Spitzenglättung* für den Endnutzer zu quantifizieren, ist der Untersuchung anstatt des zuvor betrachteten konstanten Strombezugspreis ein dynamischer Strompreis unterstellt worden. Im aktuellen Regime der Eigenverbrauchsoptimierung für dezentrale Energiesysteme optimiert ein intelligenter Steuerungsansatz zunächst den maximalen Eigenverbrauch, wozu jeglicher Stromverbrauch in Zeiten mit PV-Strom verlagert wird. Durch eine Begrenzung des maximalen Netzbezugs resultiert zwar ein (in der Höhe bzw. der zuvor betrachteten jährlichen Dauerlinie) verändertes Restprofil gegenüber dem gesamtheitlichen Energiesystem. Unter einem konstanten Strompreis führt dieses Restprofil, welches weiterhin, je nach Speichereinsatz und resultierenden Verlusten, eine

vergleichbare Menge an netzseitigen Strombezug aufweist, zu keinen nennenswert veränderten Strombezugskosten für den Endnutzer. Um die Mehrkosten für den Endnutzer dennoch zu quantifizieren, wird in der weiteren Untersuchung der in Kapitel 4.2 beschriebene dynamische Strombezugspreis angenommen. An dieser Stelle stellt sich die Frage, welche Rückwirkungen ein dynamisierter Strombezug durch Endkunden auf den Strompreis aufweist. Da diese Fragestellung jedoch den Rahmen des vorliegenden Beitrags übersteigt, werden entsprechende Wechselwirkungen an dieser Stelle nicht angenommen.

Wird nun der Strombezug für das dezentrale Energiesystem limitiert, resultiert ein Strombezug des Energiesystems zu Zeiten mit höherem Strombezugspreis. Die resultierenden Mehrkosten des Strombezugs des dezentralen Energiesystems unter Berücksichtigung der Maßnahme *Spitzenglättung* werden in Abbildung 8 als prozentuale Veränderung zum unlimitierten Fall präsentiert. Um den Fokus auf die resultierenden Mehrkosten zu legen, werden in der Abbildung nur die Kosten für den Netzbezug von Strom abzüglich der Einspeisevergütung dargestellt, die in Kapitel 5 betrachteten Annuitäten werden hier daher nicht berücksichtigt.



**Abbildung 8:** Strombezugskosten abzüglich der Netzeinspeisevergütung für das dezentrale Energiesystem unter Variation der maximalen Strombezugsbegrenzung

Die Abbildung verdeutlicht den Einfluss einer Bezugsbegrenzung für das dezentrale Energiesystem: Je niedriger die Bezugsbegrenzung ausfällt, umso deutlicher steigen die jährlichen Strombezugskosten für den Endnutzer. Wird die Maßnahme *Spitzenglättung* mit einer maximalen Begrenzung auf 11 kW Netzbezug eingesetzt, resultiert eine prozentuale Zunahme der jährlichen Mehrkosten um 5 % gegenüber dem Referenzfall ohne Bezugsbegrenzung. Wird die Begrenzung des Netzbezugs nun geringer gewählt, steigen die Kosten zunächst nur moderat an, bspw. um 8 % zu einer Begrenzung auf maximal 8 kW.

Ab dieser Ausgestaltung der Maßnahme steigen die jährlichen Mehrkosten jedoch deutlicher an. Wird die Grenze von 6 auf 5 kW gesenkt, kommt es bereits zu Mehrkosten von 15 % pro Jahr, im Fall einer Absenkung von 5 auf 4 kW sogar zu 21 % pro Jahr. Die Begrenzung des Netzbezugs führt hierbei zu einer deutlichen Verschiebung des Netzbezugs in Zeiten mit deutlich erhöhten Strompreisen.

Die Höhe der Mehrkosten mit Blick auf die reale Anwendung der Maßnahme muss an dieser Stelle jedoch kritisch eingeordnet werden: Wie zuvor bereits erwähnt, ist die Restriktion der Netzbezugsbegrenzung durch den vorliegenden Steuerungsansatz für jeden Zeitpunkt des Betrachtungsjahres umgesetzt worden. In der aktuellen Diskussion soll die Maßnahme dagegen nur dynamische, begrenzte Zeitfenster umfassen, in denen der Netzbezug limitiert wird. Weiterhin sollte eine deutliche Restriktion in den einstelligen Kilowattbereich in nur wirklich seltenen Zeitpunkten angefordert werden. Stattdessen könnte erwartet werden, dass zunächst eine Begrenzung auf 11 kW Bezugsleistung eingesetzt wird, auf welche bspw. auch die spezifischen Haushaltsanschlüsse in Deutschland ausgelegt werden [25]. In diesem Fall wäre eine Entschädigung von 5 % der jährlichen Strombezugskosten, unter diesen Annahmen knapp 25 Euro pro Jahr, für den Flexibilitätseinsatz fällig, welcher sich in dieser Höhe auch für eine Begrenzung auf 10 kW Bezugsleistung ergibt.

Die Kosten für die Maßnahme *Spitzenglättung* können so als verhältnismäßig eingestuft werden, insbesondere wenn hierdurch zusätzlicher lokaler Netzausbau, bspw. in kleinen und leistungsärmeren Netzen, verhindert wird. Grundlage hierfür stellt eine zusätzliche Ausstattung des dezentralen Energiesystems mit Mess- sowie Steuerungstechnik dar, welche in diesen Kosten noch nicht berücksichtigt werden. Hierdurch wird jedoch auch die Grundlage für weitere Vermarktungsformen für die Flexibilität des dezentralen Energiesystem gelegt.

## 7 Fazit und Ausblick

In Deutschland kommt es in den letzten Jahren zu einer deutlichen Zunahme dezentral installierter Technologien wie Photovoltaik-(PV-)Anlagen, Batteriespeichern (BS), Wärmepumpensystemen und Elektrofahrzeugen. Bisherige Endnutzer werden so zu dezentralen, sektorenintegrierten Energiesystemen, deren Komponenteneinsatz einerseits durch leistungsintensive Netzbezugsspitzen kritische Netzsituationen hervorrufen kann. Andererseits kann durch einen (extern angereizten) netzverträglichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen auch kritischen Netzsituationen vorgebeugt bzw. diese vermieden werden. Hier werden aktuell Maßnahmen diskutiert, um die Flexibilität der dezentralen Komponenten netzverträglich einzusetzen. Im vorliegenden Beitrag werden daher zwei Fragestellungen durch den Einsatz des Optimierungsmodell E2M2\_DES behandelt, welche diese zunehmende Bedeutung dezentraler Energiesysteme sowie ihre Rückwirkungen auf die angeschlossene Netzebene fokussieren.

In der ersten Fragestellung wird zunächst untersucht, welche Dimensionierung des PV-BS-Systems sich für entsprechende dezentrale Energiesysteme aus betriebswirtschaftlicher Endnutzersicht als wirtschaftlich optimal erweist. Die Auslegung des Wärmepumpen-Wärmespeicher- sowie Elektrofahrzeugsystems kann hierbei als eindeutig ausmachbar eingeschätzt werden, im Gegensatz zur Auslegung des PV-BS-Systems. Hierzu ist der Einsatz von 28 Kombinationen aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität in einem repräsentativen Einfamilienhaushalt unter der Annahme aktueller regulatorischer Rahmenbedingungen untersucht worden. In dieser Untersuchung erweist sich ein System mit einer PV-Anlage mit 12,5 kW<sub>p</sub> sowie mit einem Batteriespeicher mit 5 kWh als vielversprechendste Lösung für das betrachtete Energiesystem. Mit Blick auf den Batteriespeicher ist hierbei zwar die leicht kostenintensivere Lösung im Vergleich zum Batteriespeicher mit 2,5 kWh gewählt worden. Hierdurch bietet sich jedoch die

Möglichkeit, dass der Endnutzer sich besser gegen zukünftig veränderte regulatorische Bedingungen absichern bzw. zukünftige Geschäftsmodelle für entsprechende Systeme vielversprechender erschließen kann.

In nachfolgender Fragestellung 2 sind die beiden Flexibilitätsmechanismen *Sperrzeiten* sowie *Spitzenglättung* zur Verhinderung kritischer Netzsituationen, deren Umsetzung aktuell bspw. in der Refom des § 14a EnWG diskutiert werden, fokussiert sowie bewertet worden. Die vorliegende Untersuchung kommt hierbei zur Einschätzung, dass durch die Maßnahme *Sperrzeiten* kritische Netzsituationen nicht vermieden, sondern eher zeitlich verschoben werden. Im Gegensatz dazu kann die Maßnahme *Spitzenglättung* leicht in der Einsatzplanung der dezentralen Energiesysteme berücksichtigt werden, woraus eine Verstetigung des Netzbezugs der Energiesysteme resultiert. In der Folge werden dieser Maßnahme ein deutlich höheres Potenzial zur Vermeidung kritischer Netzsituationen zugesprochen.

Zur Bestimmung der Mehrkosten für den dezentralen Endnutzer, welche aus dem veränderten Komponenteneinsatz durch die Maßnahmen resultieren, ist hierbei ein dynamischer Strombezugspreis angenommen worden. Im aktuellen konstanten Stromtarifregime könnten entsprechende Kosten nicht abgeschätzt werden, da es nur zu einer Veränderung des Reststromprofils des Energiesystems, welches aus der Eigenverbrauchsoptimierung resultiert, zu konstanten Kosten kommen würde. Mit Blick auf die Kosten für die Umsetzung der Maßnahme aus Sicht des Endnutzers resultieren hierbei vertretbare Mehrkosten, welche sich im Bereich von etwa 5 % der jährlichen Strombezugskosten bei einer Limitierung des Netzbezugs auf 11 kW bewegen. Da die Maßnahme in der vorliegenden Untersuchung deutlich umfangreicher umgesetzt werden als im aktuellen Gesetzesentwurf vorgesehen, stellt diese Abschätzung eher eine obere Grenze dar. Diese Ergebnisse müssen jedoch im Kontext der angenommenen Rahmenbedingungen gesehen werden, welche nicht die aktuelle regulatorische Situation von dezentralen Energiesystemen, insbesondere durch die Annahme eines variablen Strombezugspreis, widerspiegeln. Für die Untersuchung alternativer Rahmenbedingungen kann eine analoge Berechnung auf Basis der vorgestellten Methodik durchgeführt werden.

Zusammenfassend kommt der vorliegende Beitrag daher zur Einschätzung, dass die Maßnahme *Spitzenglättung* sowohl aus Verteilnetz- als auch aus dezentraler Endnutzersicht die vielversprechendere Maßnahme als die Maßnahme *Sperrzeiten* darstellt. In der Folge wird daher die Umsetzung der Maßnahme *Sperrzeiten* empfohlen, um dezentrale Flexibilitäten zur Verteilnetzentlastung und damit der Verhinderung von zusätzlichem kostenintensivem Netzausbau einzusetzen.

Mit Blick auf nachfolgende Untersuchungen bietet insbesondere die Fokussierung auf erzeugungsseitig hervorgerufenen Einspeisespitze und deren Rückwirkung auf das Verteilnetz einen interessanten Anknüpfungspunkt. In Analogie zur hier vorgestellten Methodik könnten diese Spitzen ebenfalls durch eine Begrenzung der Netzeinspeiseleistung des dezentralen Energiesystems verhindert werden. Auch an dieser Stelle müsste untersucht werden, welche Änderungen sich hierdurch für die Einsatzplanung der lokalen Flexibilitätsoptionen, bspw. des Batteriespeichers oder der Wärmepumpe ergeben. Der Endnutzer wird hierbei eine finanzielle Verschlechterung seines Systemeinsatzes nur dann akzeptieren, sollten ihm entsprechende finanzielle Verschlechterungen monetär ausgeglichen werden. Weiterhin müsste hierfür eben-

falls ein Anreizmechanismus diskutiert sowie umgesetzt werden, da die aktuelle Ausgestaltung der konstanten Einspeisevergütung keinen Anreiz für ein entsprechend flexibles Einspeiseverhalten bietet.

Daneben stellt sich die Frage, welche Einflüsse zukünftige Erlösmöglichkeiten, beispielsweise eine Vermarktung der lokalen Flexibilität an bisher bestehenden Spot- oder Regelleistungsmärkten, auf die Dimensionierung sowie den Einsatz der Komponenten aufweisen. Auch weitere, zukünftige Anwendungsfelder zum Einsatz der dezentralen Flexibilitäten können weitere Erlösmöglichkeiten für die Endnutzer darstellen, bspw. im Einsatz für die Bereitstellung von Redispatch. An dieser Stelle müssten entsprechende Optimierungsmodelle zur Einsatzplanung dezentraler Energiesysteme, im vorliegenden Fall bspw. E2M2\_DES, so weiterentwickelt werden, um diese Vermarktungsmöglichkeiten für die dezentrale Flexibilität abzubilden.

### **Danksagung**

Die Autoren bedanken sich für die Unterstützung durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

## 8 Anhang

### Anhang A: Optimale Dimensionierung dezentraler Energiesysteme

In Abbildung 9 sind die jährlichen Energieversorgungskosten des Energiesystems dargestellt. Die Einfärbung einer Kombination aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität fällt hierbei umso dunkler aus, je höher sich die Energieversorgungskosten ergeben.

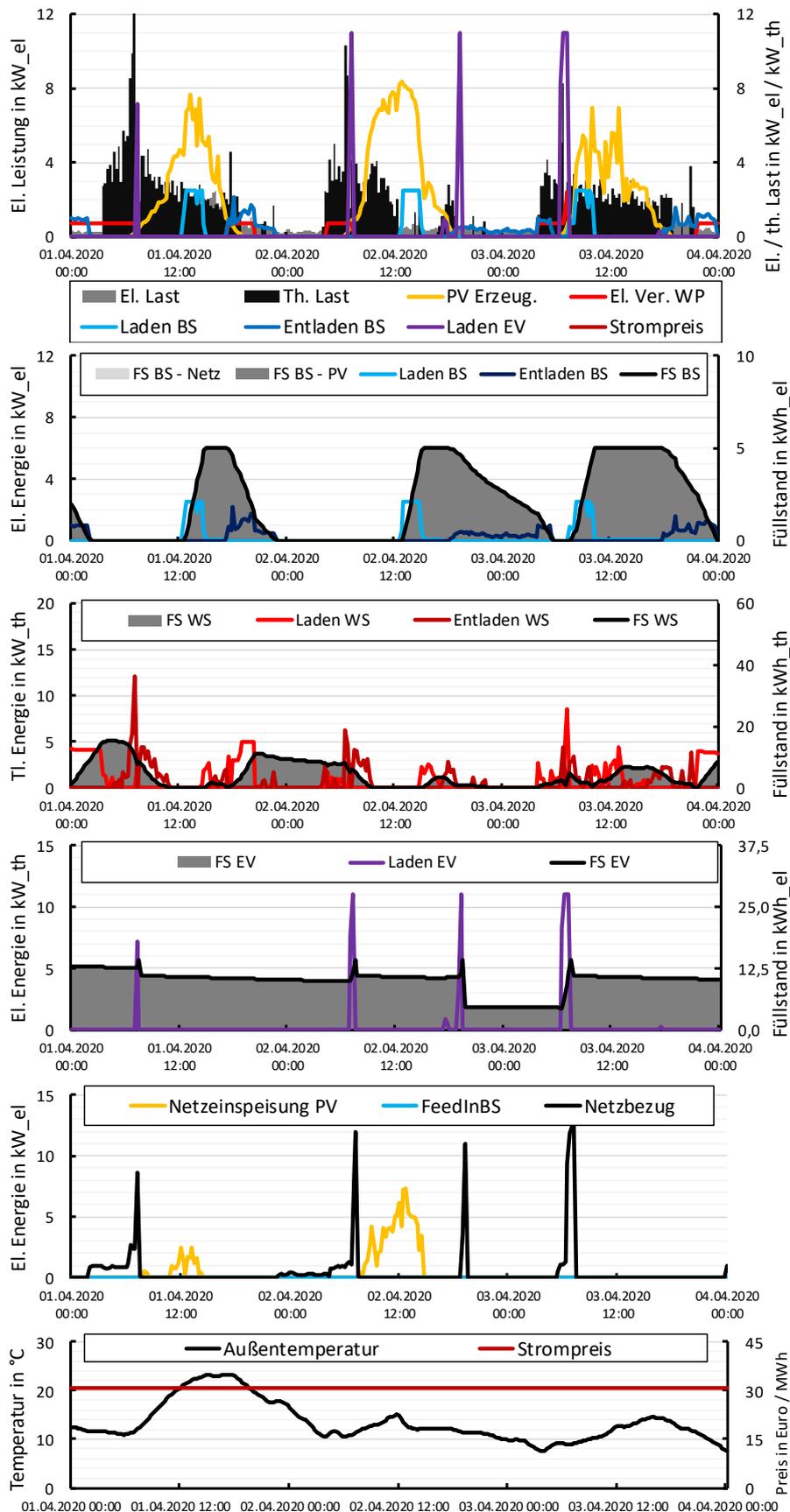


**Abbildung 9:** Übersicht über die jährlichen Energieversorgungskosten in Euro pro Kombination aus PV-Leistung sowie BS-Kapazität als Heatmapplot

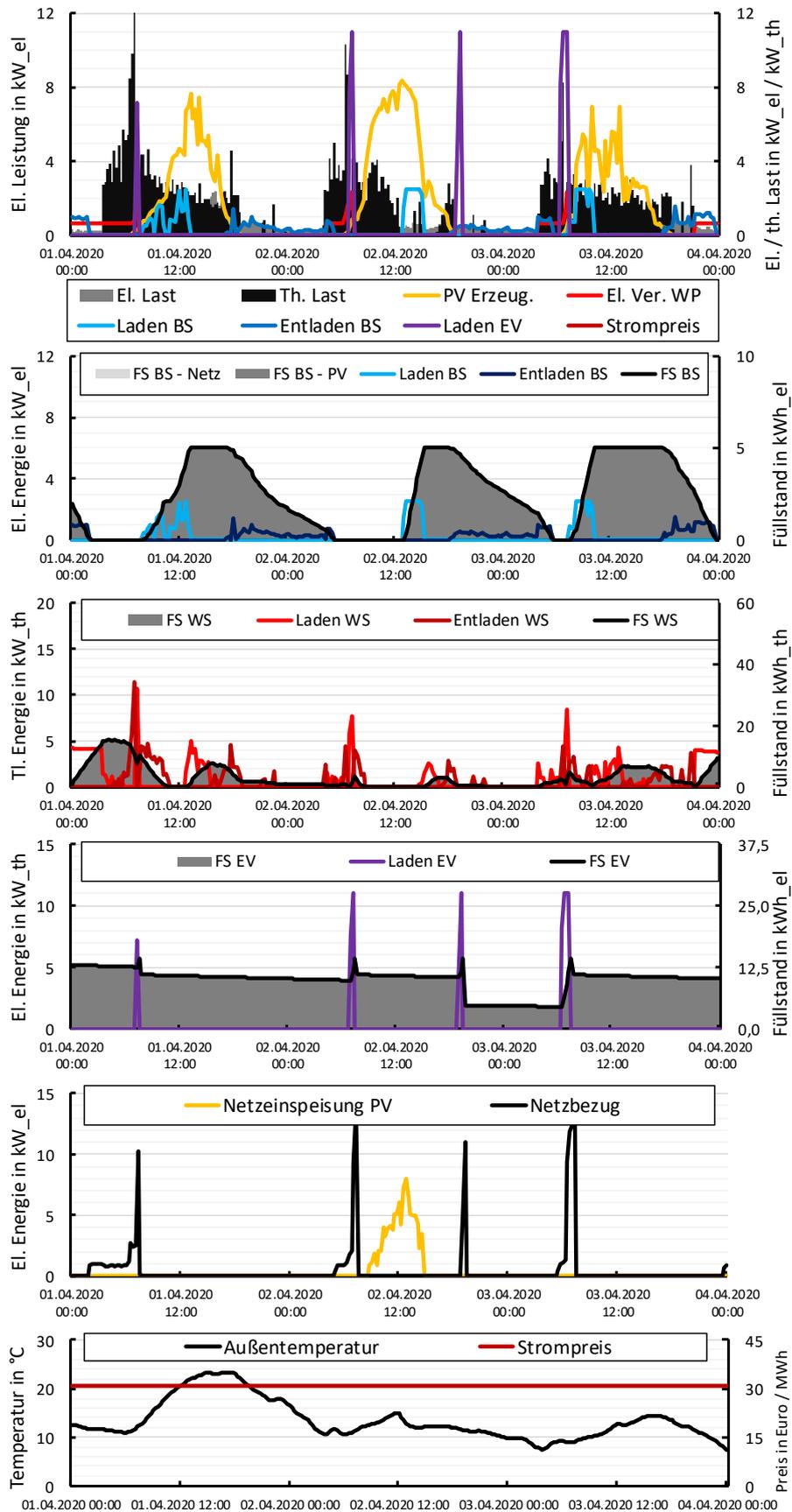
### Anhang B: Analyse und Bewertung von Flexibilitätsanreizen

In den nachfolgenden Abbildungen wird über den beispielhaften Zeitraum von drei Tagen, vom 01. bis zum 03. April, eine Übersicht über die einzelnen Fahrpläne der lokalen Komponenten gegeben. In den Abbildungen werden daneben die Anreize für die Einsatzplanung der Komponenten, die elektrische und thermische Last, der (in diesem Fall konstante) Strombezugspreis sowie die Außentemperatur, dargestellt. In den Abbildungen wird zunächst die Einsatzplanung ohne Flexibilitätsmechanismus dargestellt, anschließend zunächst unter Berücksichtigung der Maßnahme *Sperrzeiten* sowie danach unter Berücksichtigung der *Spitzenglättung*.

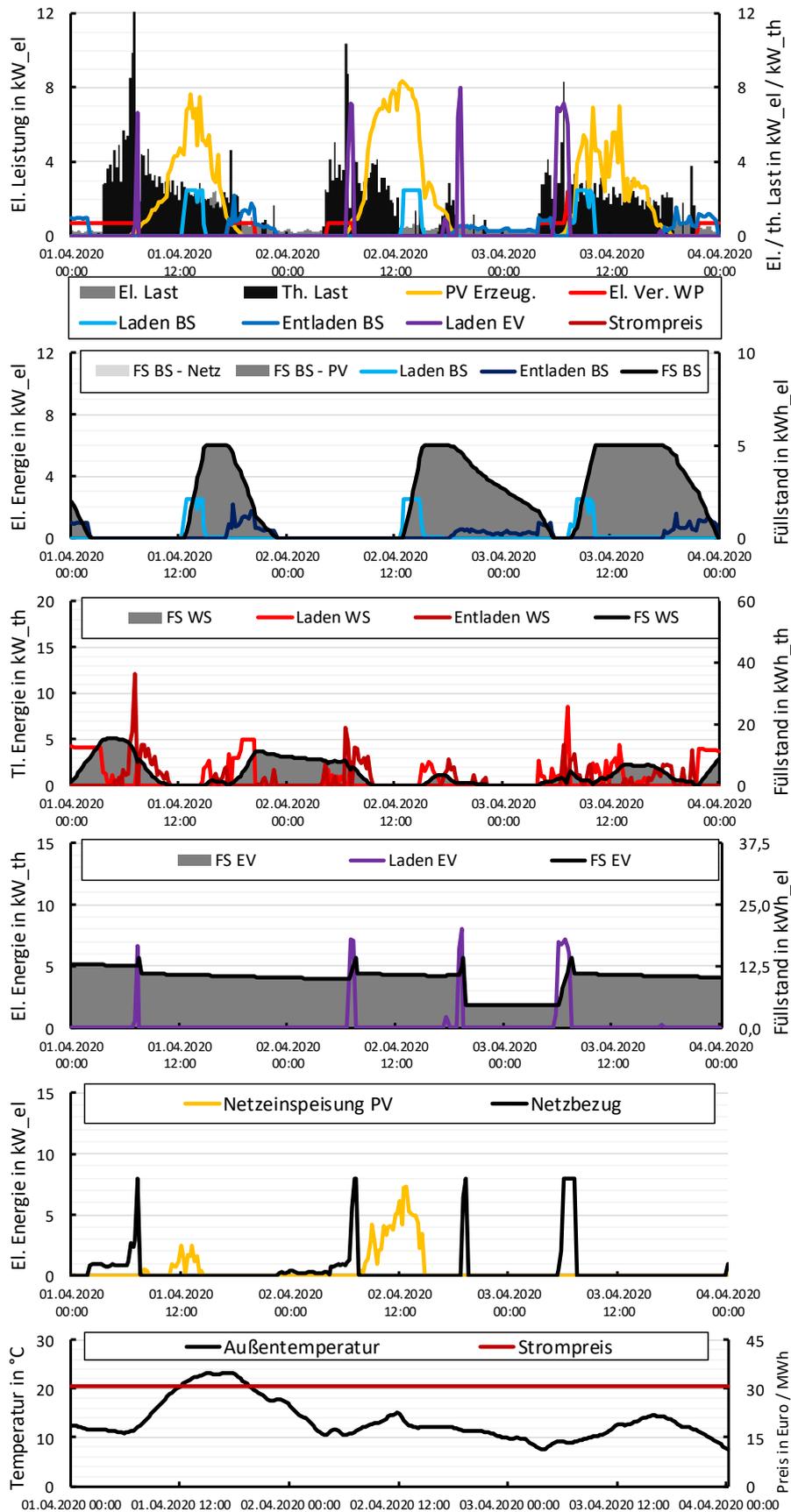
In Abbildung 10 wird so zunächst die Einsatzplanung ohne Einwirkung eines Flexibilitätsmechanismus dargestellt: Hierbei kommt es zu den beschriebenen hohen Netzbezugsspitzen, welche hier maximal knapp 13 kW betragen und insbesondere aus der Beladung des Elektrofahrzeugs resultieren. In Abbildung 11 ist anschließend der Fahrplan der Komponenten dargestellt, sofern technologiescharfe Sperrzeiten für WP und EV, in diesem Fall im Zeitfenster „Gemischt“, in der Einsatzplanung berücksichtigt werden. Die Maßnahme weist hierbei keinen Einfluss auf die Netzbezugsspitzen auf, da sie außerhalb der Sperrzeiten liegen. Abschließend werden in Abbildung 12 die Fahrpläne unter Einwirkung der Spitzenglättung betrachtet. Hier wird direkt ersichtlich, dass die Bezugsspitzen auf die maximal zulässige Bezugsmenge geglättet werden.



**Abbildung 10:** Übersicht über die Fahrpläne der Komponenten PV-Anlage (PV), Wärmepumpe (WP), Batteriespeicher (BS), Wärmespeicher (WS) sowie Elektrofahrzeug (EV) im Szenario ohne Berücksichtigung von Flexibilitätsmechanismen



**Abbildung 11:** Übersicht über die Fahrpläne der Komponenten PV-Anlage (PV), Wärmepumpe (WP), Batteriespeicher (BS), Wärmespeicher (WS) sowie Elektrofahrzeug (EV) im Szenario *Sperzeiten „Gemischt“*



**Abbildung 12:** Übersicht über die Fahrpläne der Komponenten PV-Anlage (PV), Wärmepumpe (WP), Batteriespeicher (BS), Wärmespeicher (WS) sowie Elektrofahrzeug (EV) im **Szenario Spitzenglättung** mit einer Begrenzung des Netzbezugs auf 8 kW

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] **Hartel, R., et al. (2019).** *Dekarbonisierung des Energiesystems durch verstärkten Einsatz erneuerbaren Stroms im Wärme-, Verkehrs- und Industriesektor bei gleichzeitigen Stilllegungen von Kraftwerken – Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Süddeutschland.*
- [2] **Conrad, J. (2020).** *Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Verminderung im Sektor private Haushalte.*
- [3] **Stratmann, P. (2021).** *Marktstammdatenregister*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn.
- [4] **Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (2019).** *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarspeicher.*
- [5] **Bundesverband Energiespeicher (2021).** *BVES-Branchezahlen 2021: 300.000 Hausspeicher in Deutschland.*
- [6] **Bundesverband Wärmepumpe (2021).** *Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland.*
- [7] **Kraftfahrt-Bundesamt (2021).** *Bestand nach Umwelt-Merkmalen.*
- [8] Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien – Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2021). [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/), abgerufen zuletzt am 30.08.2021
- [9] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020).** *Referentenentwurf Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG.*
- [10] **Weigand, A., Rogg, K., Köppl, S., und Springmann, E. (2021).** *Digitaler Netzanschluss: Schnittstelle zwischen Gebäude und Stromnetz neu gedacht.*
- [11] **Schulz, M., Kumm, J., Hufendiek, K., Korkmaz, P., Blesl, M., Kemmler, T., und Thomas, B. (2020).** *Intelligente dezentrale erneuerbare Wärme für Smart Grids in Baden-Württemberg - Lastflexibilisierung zur Verteilnetzentlastung mit Wärmepumpen.*
- [12] **Windt, A. und Arnhold, O. (2020).** *Ladeinfrastruktur nach 2025 / 2030: Szenarien für den Markthochlauf*, Reiner Lemoine Institut.
- [13] **Fischer, D. (2017).** *Integrating Heat Pumps into Smart Grids.*
- [14] **Becker, M., Hobert, A., Müller, T., Wintzek, P., Zdrallek, M., Knoll, C., und Boden, E (2020).** *Nutzen des Sperrzeitenmodells für Wärmepumpen zur Minimierung der Belastung zukünftiger Stromnetze am Beispiel eines realen Ortsnetzes.*
- [15] **Ried, S. (2021).** *Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien - Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor.*
- [16] **Seddig, K. (2021).** *Elektromobile Flotten im lokalen Energiesystem mit Photovoltaikeinspeisung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten.*
- [17] **Uhrig, M. (2017).** *Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze.*
- [18] **Uhrig, M., Suriyah, M., Leibfried, T., Wagner, S., Betz, B., und Krämer, J. (2016).** *Beitrag privater Haushalte als regionale Flexibilität zur Verteilnetz-Betriebsoptimierung.* Symposium Energieinnovation.

- [19] **Dallapiccola, M., Barchi, G., Adami, J., und Moser, D. (2021).** *The Role of Flexibility in Photovoltaic and Battery Optimal Sizing towards a Decarbonized Residential Sector.* *Energies*, 14(8), 2326.
- [20] **Schulz, M., Kemmler, T., Kumm, J., Hufendiek, K., und Thomas, B. (2020).** *A more realistic heat pump control approach by application of an integrated two-part control.* *Energies*, 13(11), 2752.
- [21] **Schulz, M. und Hufendiek, K. (2021).** *Discussing the actual impact of optimizing cost and GHG emission minimal charging of electric vehicles in distributed energy systems.* *Energies*, 14(3), 786.
- [22] **Deutscher Wetterdienst (2020).** *Klimadaten Deutschland.* <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html>, abgerufen zuletzt am 30.08.2021
- [23] **Müller, T. (2021).** *SMARD – Strommarktdaten*, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (BNetzA). <https://www.smard.de>, abgerufen zuletzt am 30.08.2021
- [24] **Wirth, H. (2017).** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Fraunhofer ISE.
- [25] DIN ISO 18015-1:2020-05: *Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen.* 2020