

# **Dezentrales Flexibilitätsmanagement für die Versorgungssicherheit des Verteilnetzes**

**Sonja Baumgartner**

Vollständiger Abdruck der von der TUM School of Engineering and Design der Technischen Universität München zur Erlangung einer

**Doktorin der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)**

genehmigten Dissertation.

Vorsitz: Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Prüfende der Dissertation: 1. Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann  
2. Prof. Dr.-Ing. Stephanie Uhrig

Die Dissertation wurde am 06.06.2024 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die TUM School of Engineering and Design am 07.10.2024 angenommen.



## Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand in der Zeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin bei der Hochschule München und als Elektroingenieurin bei LEW Verteilnetz.

*Es ist nicht genug zu wissen,  
man muss es auch anwenden;  
es ist nicht genug zu wollen,  
man muss es auch tun.*

Johann Wolfgang von Goethe

Mein besonderer Dank geht an Stephanie Uhrig, die mich durch ihre Betreuung und ihre Impulse stets unterstützt und gefördert hat, sodass diese Arbeit möglich wurde. Eine weitere hervorzuhebende Widmung richtet sich an meine Kollegin der Hochschule München Veronika Barta. Durch den Austausch und die Zusammenarbeit entstanden 10 gemeinsame Veröffentlichungen, die sowohl auf nationalen als auch internationalen Konferenzen präsentiert wurden. Komplettiert wird das FLAIR-Kernteam durch Armin Dulisch, mit dessen maßgeblichem Beitrag ein flächendeckend einsatzbereiter Algorithmus entwickelt wurde. Wissenschaftliche Begleiter und Ratgeber für meine Arbeit sind Rolf Witzmann der Technischen Universität München und Martin Uhrig als Mentor. Sie haben mit wertvollen Impulsen und Hinweisen zu dieser Arbeit beigetragen.

Einen weiteren Dank möchte ich an die Projektpartner des Forschungsprojektes FLAIR<sup>2</sup> LEW Verteilnetz, Stromnetz Berlin, Hochschule München und e\*Message Wireless Information Services Deutschland richten, durch deren Finanzierung und Unterstützung diese Forschungsarbeit umgesetzt werden konnte. Insbesondere sind meine Kolleginnen und Kollegen der LEW Verteilnetz zu nennen, mit deren Wissen und Mitarbeit die Umsetzung des FLAIR-Reallabors verwirklicht wurde. Die Arbeit wurde zudem von Abschlussarbeiten und Praktika unterstützt. Vielen Dank an Amon Hofmann, Michael Gleich, Lukas Löhr, Thaddäus Weindl, Marie Simon und Matthias Bremer für das Mitwirken und den Beitrag zu FLAIR<sup>2</sup>. Die ersten Schritte hin zur Forschung haben mich Georg Kerber, Christoph Steinhart und Michael Finkel begleitet. Durch den Forschungsmaster Master of Applied Science an der Technischen Hochschule Augsburg im Projekt LINDA habe ich die Begeisterung für die Forschung kennen gelernt.

Einen sehr wichtigen Beitrag hat meine Familie geleistet, die mich mit Verständnis und Unterstützung durch die Zeit der wissenschaftlichen Tätigkeit begleitet hat. Herzlichen Dank an meine Schwester Theresa Baumgartner, meine Eltern Anna und Josef Baumgartner sowie meinen Partner Rainer Stettberger.

Wir haben als Team nicht nur Wissen generiert. Wir haben ein Konzept entwickelt, das bereits heute Anwendung findet. Ich bin sehr stolz auf das, was wir als Team erreicht haben und hoffe, dass noch viele von unserer Arbeit profitieren werden.

Augsburg, 31.05.2024

Sonja Baumgartner



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>STAND DER TECHNIK.....</b>	<b>4</b>
2.1	REGULATORISCHE UND TECHNISCHE RAHMENBEDINGUNGEN.....	4
2.1.1	<i>Gesetze und Normen .....</i>	<i>4</i>
2.1.2	<i>Verträge .....</i>	<i>7</i>
2.2	KENNZAHLEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER NIEDERSpannung .....	8
2.3	FOLGEN EINER UNZUVERLÄSSIGEN VERSORGUNGSSICHERHEIT IM VERTEILNETZ .....	10
2.4	OPTIMIERUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT .....	12
2.4.1	<i>Bestehende Steuerungs- und Kommunikationstechnologien für Flexibilitätsmanagement.....</i>	<i>13</i>
2.4.2	<i>Konzepte für ein zentrales Flexibilitätsmanagement .....</i>	<i>14</i>
<b>3</b>	<b>AUSGESTALTUNG EINES DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSMANAGEMENT-KONZEPTS.....</b>	<b>17</b>
3.1	ANFORDERUNGEN DER VERTEILNETZBETREIBER AN DAS KONZEPT.....	17
3.2	KOMBINATION DEZENTRALES MIT ZENTRALEM KONZEPT .....	20
3.3	KONZEPT ZUM DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSMANAGEMENT .....	22
3.3.1	<i>Funktionsweise des dezentralen Konzepts .....</i>	<i>22</i>
3.3.2	<i>Nachweis der Funktionsfähigkeit .....</i>	<i>27</i>
3.3.3	<i>Physikalische Regelgröße Spannung .....</i>	<i>31</i>
3.4	GESTALTUNG DES REALLABORS.....	34
3.4.1	<i>Teilnehmerakquise im Reallabor .....</i>	<i>34</i>
3.4.2	<i>Komponenten im Reallabor.....</i>	<i>37</i>
3.4.3	<i>Kommunikation und Daten im Reallabor .....</i>	<i>40</i>
3.4.4	<i>Erhebung weiterer Daten und Analysemethoden .....</i>	<i>42</i>
<b>4</b>	<b>POTENTIAL DES DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSMANAGEMENTS FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT .....</b>	<b>45</b>
4.1	POTENTIAL DES FLEXIBILITÄTSMANAGEMENTS .....	45
4.1.1	<i>Leistungsfähigkeit des strombedingten Managements .....</i>	<i>46</i>
4.1.2	<i>Leistungsfähigkeit des spannungsbedingten Managements .....</i>	<i>50</i>
4.1.3	<i>Zuverlässigkeit der Kommunikationsanbindung .....</i>	<i>54</i>
4.2	AUSWERTUNG DER KENNZAHLEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT.....	61
4.2.1	<i>Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit.....</i>	<i>61</i>
4.2.2	<i>Versorgungssicherung.....</i>	<i>72</i>
4.3	SZENARIO VERSORGUNGSSICHERHEIT IM JAHR 2030.....	80
4.4	QUALITATIVE BEWERTUNG DES DEZENTRALEN POTENTIALS AUF DIE KENNZAHLEN .....	86
4.4.1	<i>Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit.....</i>	<i>87</i>
4.4.2	<i>Versorgungssicherung.....</i>	<i>92</i>
4.5	QUANTITATIVE BEWERTUNG DES DEZENTRALEN POTENTIALS.....	96
<b>5</b>	<b>PERSISTENZ DES DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSMANAGEMENTS.....</b>	<b>100</b>
5.1	ÜBERTRAGBARKEIT DES KONZEPTS EUROPA- UND WELTWEIT .....	100
5.2	ZUKÜNFTIGE WEITERENTWICKLUNG DES DEZENTRALEN KONZEPTS .....	106
<b>6</b>	<b>DISKUSSION UND SCHLUSSFOLGERUNG .....</b>	<b>112</b>
	LITERATURVERZEICHNIS.....	VI
	EIGENE VERÖFFENTLICHUNGEN .....	XIV
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	XV
	TABELLENVERZEICHNIS .....	XVII
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....	XVIII



# 1 Einleitung

Ein Kunde möchte eine Ladeeinrichtung mit 22 kW an seinem Privathaushalt mit Wärmepumpe und Photovoltaik-Anlage installieren lassen, da er eine Förderung der Bundesregierung wahrnehmen will. In der Nachbarschaft ist die Zahl der Elektromobile in den vergangenen Jahren kontinuierlich angestiegen und er möchte ebenfalls seinen Verbrenner durch ein Elektromobil ersetzen. Auf seine Installationsanfrage der Ladeeinrichtung weist ihn der zuständige Verteilnetzbetreiber mit der Begründung ab, dass die Kapazität des örtlichen Netzes ausgeschöpft sei und er auf den Ausbau des Niederspannungsnetzes warten muss. Wann die Netzverstärkung erfolgen wird, bleibt offen. Dieses Szenario ist noch selten, aber ein realistisches Szenario. Sowohl für den Kunden als auch den zuständigen Netzbetreiber ist dies eine unbefriedigende Situation. Der Wunsch des Kunden wird nicht erfüllt und der Netzbetreiber kann seine Hauptaufgabe nicht adäquat erfüllen. Um diese akute Herausforderung lösen zu können, bestehen verschiedene Konzeptideen, die in der Praxis bereits heute genutzt werden können.

**Motivation** – Der Stromnetzbetrieb als kritische Infrastruktur hat für die Allgemeinheit eine große Bedeutung. In der medizinischen Versorgung, der Industrie oder dem täglichen Leben hat eine langanhaltende Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gravierende Folgen [1]. Die Versorgungssicherheit als Hauptaufgabe der Netzbetreiber ist an weitere gesetzliche und gesellschaftliche Anforderungen geknüpft. Das Ziel der deutschen Bundesregierung, neben vieler weiterer Nationen, ist die Minimierung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente [2]. Dafür wird unter anderem der Einsatz von dezentralen und erneuerbaren Energieressourcen angestrebt. Einen weiteren Beitrag zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Ziele soll die Sektorkopplung beispielsweise mittels Elektrifizierung des Wärmesektors durch Wärmepumpen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) leisten. Eine hohe Effizienz und optimierte Auslastung bestehender Strukturen sind wesentliche Ziele des intelligenten Stromnetzes von morgen. Dazu können digitale, modulare und standardisierte Konzepte flächendeckend beitragen.

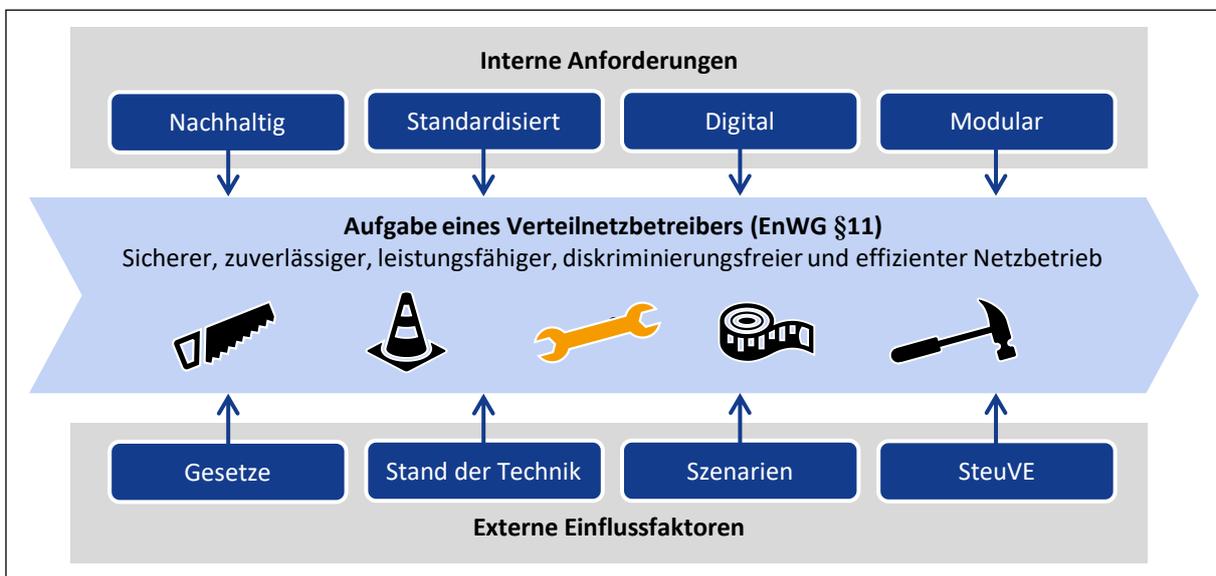


Abbildung 1. Motivation der Entwicklung eines dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts.

Abbildung 1 fasst die internen und externen Einflussfaktoren auf die Hauptaufgabe eines Verteilnetzbetreibers nach EnWG §11 zusammen. Der symbolische orange Schraubenschlüssel als ein Werkzeug unter vielen weiteren zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, das den Anforderungen entspricht, ist das Flexibilitätsmanagement als Kombination aus Last- und Erzeugungsmanagement. Hierbei wird der Bezug steuerbarer Verbraucher oder die Einspeisung von Erneuerbare-Energien-Gesetz-(EEG)-Anlagen wie Photovoltaik (PV)-Anlagen zeitlich verschoben oder gedimmt. Die Zeiten orientieren sich an der aktuellen Netzsituation und den Gegebenheiten des betroffenen Netzbereichs. Die zeitliche Verschiebung des Bezugs ermöglicht die Reaktion auf Netzengpässe wie strombedingte Überlastung und Spannungsbandverletzungen. Die Überlastungen können lokal durch eine gleichzeitige dezentrale Einspeisung wie der PV-Einspeisung zur Mittagszeit oder gleichzeitigem Bezug von steuerbaren Verbrauchern verursacht werden. Ein leistungsstarkes und netzorientiertes Flexibilitätsmanagement muss sich somit auf die lokalen Bedingungen anpassen. Bereits innerhalb eines Niederspannungsstrangs kann die Spannung als lokaler Indikator für den Netzzustand um mehrere Volt voneinander abweichen. Um ein passgenaues Management durchführen zu können, sind somit individuelle Informationen notwendig. Zum Stand Mai 2024 wird dieses Wissen über die lokale Netzsituation überwiegend zentral gebündelt beim Verteilnetzbetreiber konsolidiert und bewertet. Nach der Bewertung folgt ein Verteilen der Maßnahmen in die Fläche. Das Senden von Informationen ist an eine zuverlässige Kommunikationsanbindung geknüpft, die nicht immer vorausgesetzt werden kann. Das zentrale Steuern nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §14a, das bereits seit dem 01.01.2024 gültig ist, beinhaltet neben der Kommunikationsanbindung weitere Herausforderungen, wie die Funktionsfähigkeit des Smart Meter Gateways (SMGW) und einem zentralen Steueralgorithmus. Für ein zuverlässig arbeitendes zentrales Flexibilitätsmanagement fehlt noch die notwendige Infrastruktur. Diese ist kurz- bis mittelfristig nicht flächendeckend realisierbar. Um die zuverlässige Steuerbarkeit wie im Gesetz gefordert auch kurzfristig zu realisieren, ist daher eine zusätzliche Ebene notwendig, weshalb die zentrale Steuerung um ein bisher noch nicht vorhandenes dezentrales Konzept ergänzt werden soll. Die dezentrale Steuerung ist unabhängig vom Aufbau der zentralen Infrastruktur und wäre bereits zeitnah einsatzbereit. Zudem kann sie, nachdem die zentrale Steuerung implementiert ist, als Rückfallebene dienen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts FLAIR mit den Partnern Hochschule München, LEW Verteilnetz (LVN), Stromnetz Berlin (SNB) und e\*Message wurde ein kommunikationsunabhängiges und damit dezentrales Flexibilitätsmanagement-Konzept entwickelt, mit dem Fokus die externen und internen Anforderungen umzusetzen. Die Unabhängigkeit von der gegebenen Kommunikationszuverlässigkeit schafft ein resilientes Konzept, das einen effizienten, digitalen und diskriminierungsfreien Einsatz ermöglicht, indem es auf die vor Ort gemessene Spannung reagiert. Aufgrund der notwendigen Praxis-tauglichkeit des Ansatzes für die Netzbetreiber liegt ein starker Fokus auf der Umsetzung im Reallabor und in den dafür entwickelten Steuerbox-Prototypen als eingesetzte Hardwarekomponenten. Das Reallabor liefert über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren Messdaten von Privathaushalten aus städtischen und ländlich geprägten Niederspannungsnetzen. Zudem bestehen anhand des realen Einsatzes des Konzepts Erfahrungswerte, die über eine theoretische Konzeptionierung und Simulation hinausgehen.

Forschungsfragen – Im Rahmen dieses dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts treten einige wissenschaftliche Fragen auf, die in den nachfolgenden Analysen und Bewertungen strukturiert und nachvollziehbar aufbereitet sowie beantwortet werden. Ziel der Dissertation ist die Beschreibung und Bewertung des dezentralen Konzepts als Rückfallebene zu einem zentralen Flexibilitätsmanagement für einen flächendeckenden und langfristigen Einsatz im Verteilnetz zur Optimierung der Versorgungssicherheit. Hierbei sollen die technischen und regulatorischen Anforderungen berücksichtigt werden. Diese finden sich jeweils am Ende eines übergeordneten Kapitels tabellarisch zusammengefasst wieder.

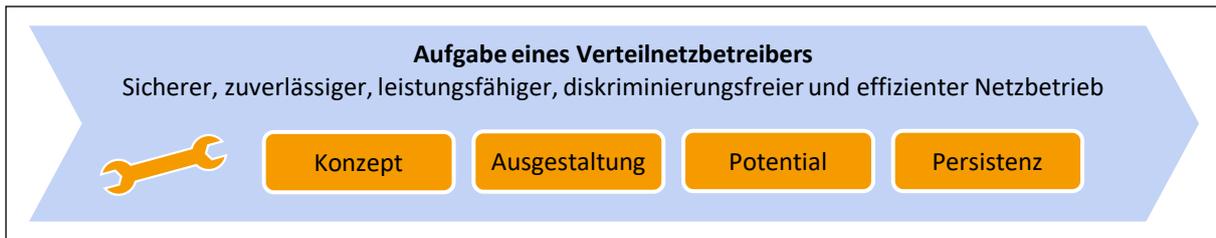


Abbildung 2. Fokus der Arbeit im Rahmen des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts.

Im ersten Schritt wird der Stand der Technik und damit die vorhandenen technischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen bewertet, um anschließend das Konzept darauf aufzubauen. Im zweiten Schritt folgt die Ausgestaltung des Konzepts in Form der Umsetzung im Reallabor mit mehr als 70 Privathaushalten im Netzgebiet von LVN und SNB. Die Bewertung des Konzeptpotentials erfolgt im dritten Schritt. Hier sind Kennzahlen zur Bewertung der Versorgungssicherheit als Hauptaufgabe der Verteilnetzbetreiber aufgelistet und werden anschließend auf das dezentrale Flexibilitätsmanagement hin bewertet. Letztendlich folgt die Beschreibung der Persistenz des Ansatzes, um diesen den Netzbetreibern langfristig und flächendeckend zur Verfügung stellen zu können. Abbildung 2 zeichnet den Fokus der nachfolgenden Arbeit im Kontext der Anforderungen des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs an den metaphorischen Schraubenschlüssel als dezentrales Flexibilitätsmanagement.

Tabelle 1 zeigt die Forschungsfragen anhand der genannten Kategorien auf. Diese spiegeln sich in der Gliederung der Kapitel wider. Zudem werden die Fragen in der Schlussfolgerung nochmal aufgegriffen und zusammenfassend beantwortet.

Tabelle 1. Forschungsfragen im Rahmen der Arbeit.

Kategorie	Fragestellung
Konzept	1. Welche technischen und regulatorischen Eigenschaften muss ein dezentrales Flexibilitätsmanagement haben, um den <u>Anforderungen</u> der Verteilnetzbetreiber zu entsprechen?
Ausgestaltung	2. Wie kann das dezentrale Konzept unter Beachtung der geltenden technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zielführend umgesetzt und in einem <u>Reallabor</u> getestet werden?
Potential	3. Auf Basis welcher <u>Kennzahlen</u> kann das Potential für die Versorgungssicherheit analysiert und bewertet werden?
Persistenz	4. Wie kann eine möglichst hohe <u>Langlebigkeit</u> des Konzepts in Bezug auf Übertragbarkeit, Modularität, Standardisierung und Kundenakzeptanz gewährleistet werden?

## 2 Stand der Technik

### 2.1 Regulatorische und technische Rahmenbedingungen

Für die Steuerung von Flexibilitäten existieren neben gesetzlichen auch technisch-normative Richtlinien. Vor allem die relevanten Gesetze wurden in den letzten Jahren zum Teil regelmäßig angepasst. Allein die Bündelung dieser Änderungen in einem Gesetzeskollektiv mit dem Namen „Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) sowie die neue Aufgabenverteilung hin zur Bundesnetzagentur als gestaltender Stakeholder des EnWG §14a zeigt die Relevanz von Flexibilitäten für die Bundesregierung. Die Historie sowie die aktuell geltenden Inhalte werden in den kommenden Unterpunkten erläutert. Die Rahmenbedingungen, die bis zum Mai 2024 veröffentlicht wurden, sind im Folgenden insbesondere für Deutschland und die Niederspannungsebene beschrieben.

#### 2.1.1 Gesetze und Normen

Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom 22.05.2023 umfasst Novellierungen von mehreren bestehenden Gesetzen. Die Auflistung beinhaltet die für das Flexibilitätsmanagement wesentlichen Gesetze [3]. Die Ladesäulenverordnung hat keinen direkten Einfluss auf das Konzept, sodass diese nicht näher beleuchtet wird.

1. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
2. Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
3. Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)
4. Ladesäulenverordnung

Abbildung 3 zeigt zusammenfassend die relevanten Hauptinhalte der genannten Gesetze des GNDEW. Die nachfolgenden Ausführungen fokussieren sich auf die für das Flexibilitätsmanagement ausschlaggebenden Paragraphen des novellierten GNDEW. Das GNDEW trat am 13.07.2005 in Kraft [4]. Neben der aktuellen Fassung vom 22.05.2023 fand zwei Monate vorher am 22.03.2023 eine Änderung statt [3]. Diese Schnelligkeit zeigt die Brisanz, der enthaltenen Themenbereiche.

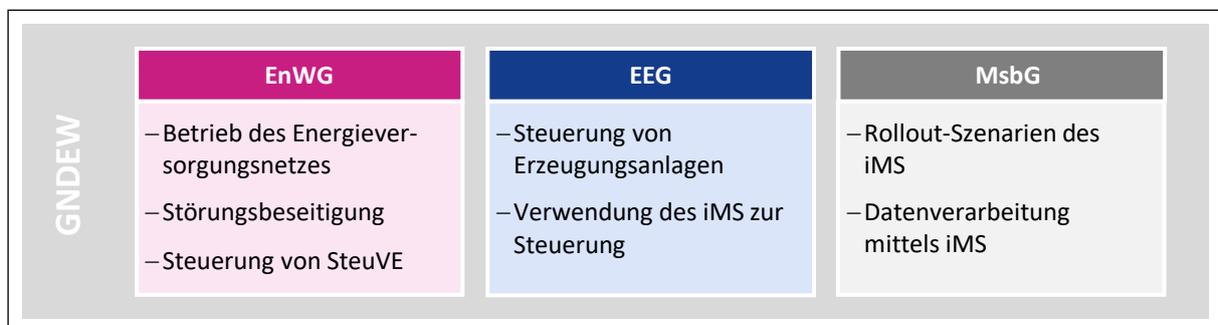


Abbildung 3. Wesentliche Gesetze zum Flexibilitätsmanagement.

EnWG §11 - Netzbetreiber sind verpflichtet, diskriminierungsfrei ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu erhalten und zu optimieren, zu stärken und auszubauen, sofern dies wirtschaftlich vertretbar ist. Dieser Paragraph definiert die Hauptaufgabe eines Netzbetreibers und wird im Kapitel 3.1 für die Beschreibung der Anforderungen an ein dezentrales Flexibilitätsmanagement-Konzept herangezogen. [4]

EnWG §14 - VNB sind berechtigt und verpflichtet, die Gefahr oder Störung zu beseitigen, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist. Die Pflicht der VNB besteht darin, die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten und gegebenenfalls wiederherzustellen. [4]

**EnWG §14a** – Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des EnWG §14a den Auftrag erhalten ein Regelwerk zu definieren, das Verteilnetzbetreiber, Lieferanten und Letztverbraucher verpflichtet eine Vereinbarung im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen abzuschließen. Diese Vereinbarung beinhaltet eine netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Netzanschlüssen. Abbildung 4 zeigt die Rollen und deren Aufgaben zur netzorientierten Steuerung auf. Der im oberen Bereich der Abbildung gezeigte Pfeil skizziert die Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft. Dabei ist die Energieverteilung (in Pink markiert) der einzige Schritt, der reguliert wird. Regulierende Behörde ist hierbei die Bundesnetzagentur. Der VNB ist der für die Verteilung zuständige Stakeholder und steht mit dem Lieferanten durch den Netznutzungsvertrag in einer direkten Vertragsbeziehung. Der Lieferant wiederum steht über den Energie-Liefervertrag in direktem Kontakt mit dem Letztverbraucher. Der VNB führt direkt eine netzorientierte Steuerung des Letztverbrauchers durch, die Netzentgelte werden jedoch indirekt über den Lieferanten abgerechnet, da hier bereits ein Vertragsverhältnis besteht. [4]

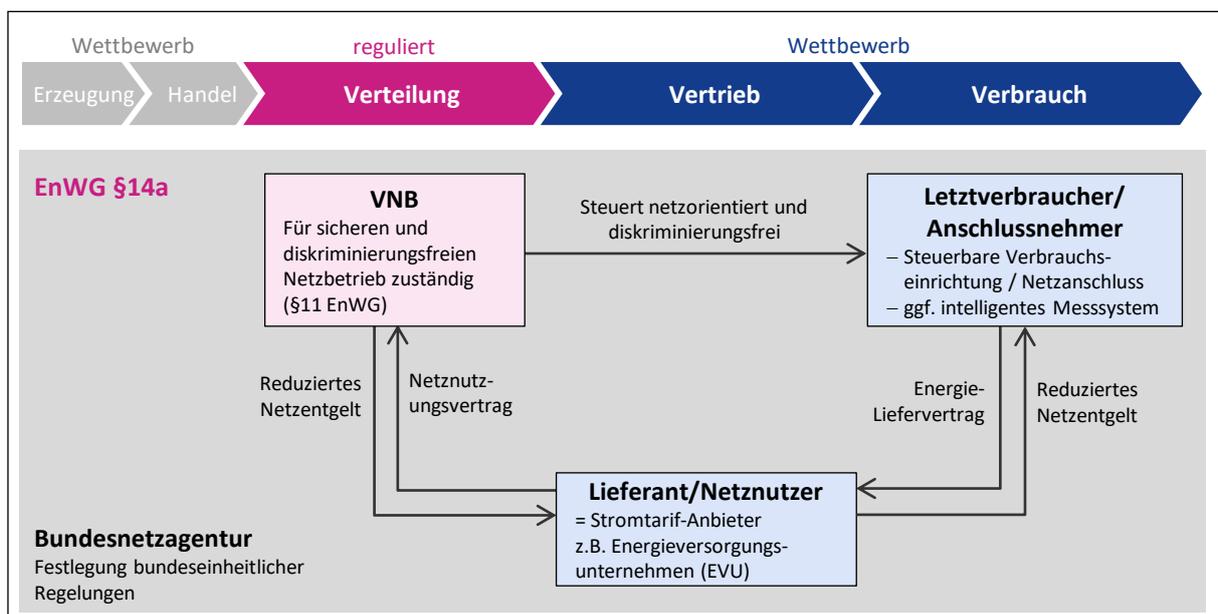


Abbildung 4. Stakeholder im EnWG §14a und deren Beziehungen zueinander nach [4] und [5].

Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt den Wandel des EnWG §14a. Bis zum 31.12.2023 gelten die Bestimmungen einer optionalen Teilnahme der Letztverbraucher. Dabei ist ein separater Zählpunkt obligatorisch, die Sperrzeiten können vom VNB frei gewählt werden und müssen nicht auf Basis eines aktuell konkret festgestellten Steuerungsgrundes erfolgen. Bereits im Eckpunktepapier vom 24.11.2022 wird die Teilnahme für Letztverbraucher und VNB verpflichtend. Dabei ist je nach Netzentgeltmodul kein separater Zähler notwendig. Die Sperrzeiten dürfen nicht mehr täglich pauschal, sondern nach dem Festlegungsentwurf vom 16.06.2023 nur noch aufgrund einer Netzzustandsermittlung erfolgen. Dabei muss eine Reaktionszeit von drei Minuten eingehalten werden. Die finale Festlegung vom 27.11.2023 [6] beinhaltet wenige Änderungen zum Entwurf vom 16.06.2023.

Tabelle 2. Wandel des EnWG §14a nach [4], [6], [7] und [8].

EnWG §14a	Gesetz bis 31.12.2023	Eckpunkte vom 24.11.2022	Festlegungsentwurf vom 16.06.2023	Finale Festlegung vom 27.11.2023
Teilnahme	Optional	Verpflichtend	Verpflichtend	Verpflichtend
Separater Zählpunkt	Verpflichtend	Optional	Optional	Optional
Sperrzeiten	Ermessen des VNB	Nach Bedarf	Nach Bedarf	Nach Bedarf
Steuerungsgrund	Ermessen des VNB	Messtechnisch erfasst	Netzzustands-ermittlung	Netzzustands-ermittlung
Reaktionszeit	Nicht definiert	3 min	3 min	5 min
Entschädigung	Reduziertes Netzentgelt	Pauschale Reduktion	Drei Preismodule	Drei Preismodule

EEG §9 - Das Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023 regelt die Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen. Neben der stufenweisen oder ggf. sogar stufenlosen Steuerung der Einspeiseleistung definiert der EEG §9 die Verpflichtung zur Abrufung der Ist-Einspeisung der EEG-Anlagen. Dabei soll die Infrastruktur des intelligenten Messsystem (iMS) bestehend aus moderner Messeinrichtung und Smart Meter Gateway (SMGW) als Kommunikationseinheit eingesetzt werden. [9] Durch diesen Paragraphen kann das Lastmanagement- zu einem Erzeugungsmanagement-Konzept erweitert werden.

MsbG §19 - Das „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG)“ definiert unter anderem die Rollout-Szenarien des iMS für Deutschland [10]. MsbG §19 stellt klar, dass für die Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge der Einsatz von SMGW zwingend erforderlich ist [11]. Zu energiewirtschaftlich relevanten Daten zählen abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standard- und Zusatzleistungen. Zu Standardleistungen nach MsbG §34 zählen die Handhabung der Ableitung des Energieverbrauchs sowie die Erhebung von viertelstundengenauen Netzzustandsdaten. Neben der Gesetzgebung, die energiewirtschaftliche und -technische Rahmenbedingungen schafft, sind Gesetze zur Digitalisierung und dem Datenschutz zu berücksichtigen. Da zur Steuerung von Flexibilitätspersonenbeziehbare Daten digital verarbeitet werden, folgen die relevanten Punkte zum Datenschutz.

DSGVO Art. 13 - Die Datenschutzgrundverordnung (DSGVO), insbesondere Art. 13, beinhaltet zu definierende Punkte beispielsweise Kontaktdaten des Verantwortlichen und Datenschutz-Beauftragten, Art der personenbezieharen Daten, Zweck für die Verarbeitung, Empfänger, Dauer der Speicherung und Rechte der Betroffenen. Weitere Rahmenbedingungen sind in technischen Normen beschrieben. Zahlreiche Verbände und Institutionen wie DIN, VDE FNN, BDEW, BSI veröffentlichen bindende Richtlinien sowie Empfehlungen. Für den Einsatz eines dezentralen Flexibilitätsmanagements beim VNB sind folgende Auflistungen besonders hervorzuheben:

FNN Lastenheft Steuerbox - Das Lastenheft Steuerbox des VDE FNN (Version 1.3) beschreibt funktionale und konstruktive Merkmale der Steuerbox sowie die umliegenden Strukturen wie das iMS [12]. Das Lastenheft stellt eine Mindestanforderung dar und lässt eine Erweiterung der Funktionen zu. Eine Version 1.4 des Lastenhefts wird laut bearbeitender FNN-Projektgruppe ab Ende Juni 2024 erwartet.

DIN EN 50160 - Die DIN EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ beinhaltet Merkmale der Niederspannung [13]. Hier wird die Messgrundlage definiert und Grenzwerte festgesetzt. Netzbetreiberspezifische Richtlinien wie die Netzrichtlinie zur Planung von Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen verweisen auf die Norm [14]. Technische Anschlussbedingungen (TAB) beziehen sich ebenfalls auf die Merkmale zur Netzqualität [15]. Neben gesetzlichen und normativen Bedingungen, geben zudem Verträge den Rahmen für das Flexibilitätsmanagement vor.

## 2.1.2 Verträge

Für das Flexibilitätsmanagement ist von Bedeutung, welcher vertragliche Rahmen für die zu steuernden Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Elektromobile bzw. Erzeugungsanlagen nach EEG beim Letztverbraucher gilt. In den Verträgen bis zum 31.12.2023 sind die maximale Dauer der Sperrzeiten je Art der SteuVE und ggf. die Zeitfenster, in denen die Maßnahme durchgeführt werden, verankert. Wie in Abbildung 4 dargestellt hat ein Letztverbraucher nicht zwangsweise einen direkten Vertrag mit seinem Netzbetreiber. Welchem Netzbetreiber ein Letztverbraucher zugeordnet ist, bestimmt die Lokation und die Grenzen des Netzgebietes. Eine vertragliche Bindung besteht im Rahmen des Energielieferungsvertrags zwischen Letztverbraucher und Lieferant. Dieser Vertrag enthält im Regelfall einen Zusatz, der darauf verweist, dass der örtliche Netzbetreiber „für [die] geltenden Schwachlast-/Niedertarifzeiten, Sperr-/Freigabezeiten sowie die notwendigen technischen Voraussetzungen“ [16] zuständig ist. Nicht alle Vertragsbedingungen sind öffentlich zugänglich. Die nachfolgenden Betrachtungen beinhalten die öffentlich verfügbaren Informationen zu den Bedingungen anhand einzelner Beispiele. Von einer flächendeckenden Analyse aller VNB-Verträge wird aufgrund der Anzahl Netzbetreiber von knapp 900 in Deutschland abgesehen [17]. Die Heterogenität der Bedingungen für die einzelnen Letztverbraucher ist aktuell sehr hoch (siehe Abbildung 5).

Lastmanagement basierend auf EnWG §14a – In einer vorangegangenen Veröffentlichung [18] werden drei Arten der Vertragsgestaltung verschiedener VNB bis zum 31.12.2023 dargestellt. Die Unterschiede bestehen in Sperrzeitdauer, -häufigkeit, der Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtung und der Veröffentlichung der Informationen. Abbildung 5 zeigt die Sperrzeiten dreier exemplarischer VNB (VNB 1 - 3) in die Kategorien „Elektromobil“, „Wärmepumpe“ und „Elektrische Speicherheizung“ gegliedert. Vor allem bei den Elektromobilen ist die Herangehensweise der Sperrzeitdefinition unterschiedlich. Nach dem neuen EnWG §14a (Pink) sind keine vertraglichen Zeitrahmen definiert und Speicherheizungen sind von diesem ausgenommen:

- VNB 1: Max. 6 h täglich in dreimal 2 h-Blöcken
- VNB 2: Variable Sperrzeiten in definiertem Bereich von 16:30 – 20:30 Uhr (schraffiert)
- VNB 3: Täglich feste Sperrzeiten von 10:45 – 12:15 und 17:15 – 18:45 Uhr (gefüllt)
- Neu (alle VNB): Keine zeitlichen Vorgaben für Elektromobile und Wärmepumpen

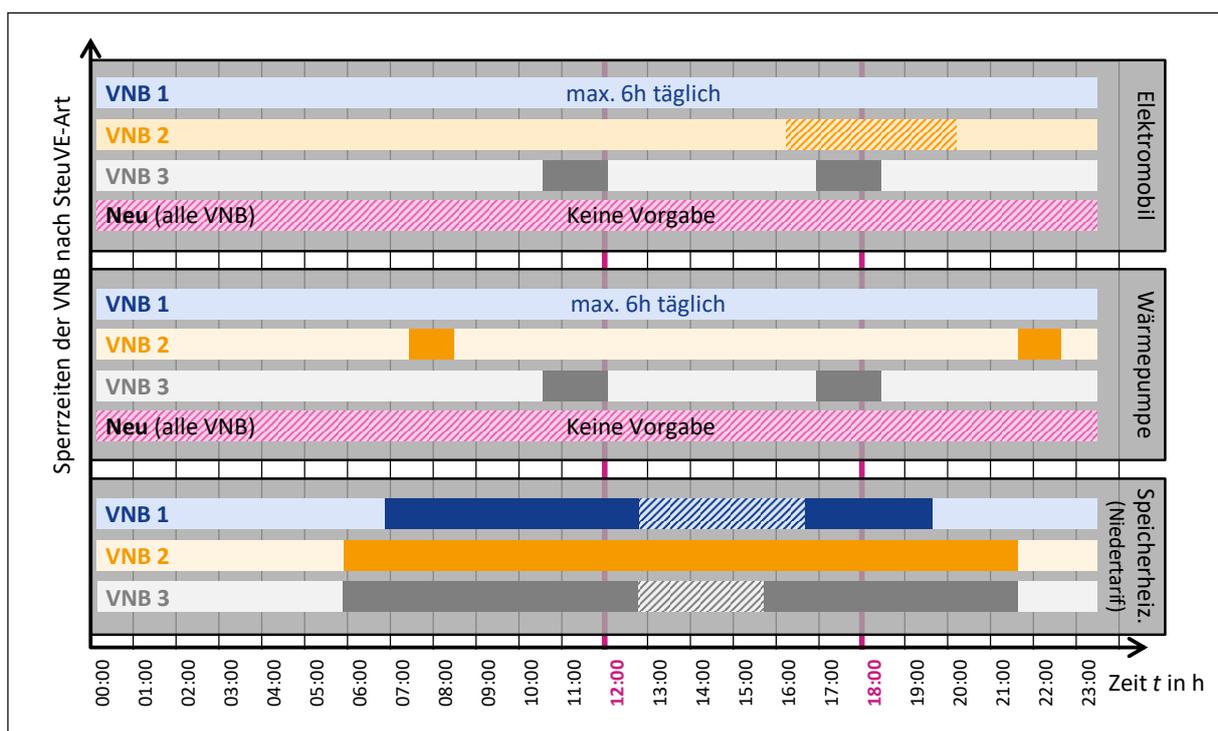


Abbildung 5. Tägliche Sperrzeiten verschiedener VNB nach Art SteuVE [16], [18], [19], [20], [21] und [22].

Erzeugungsmanagement basierend auf EEG §9 - Bei EEG-Anlagen gibt es im Gegensatz zu den SteuVE keine vertraglich geregelten, festen Sperrzeiten. Jedoch gibt es eine sogenannte 70 %-Regelung. Bestandsanlagen mit einer installierten Wirkleistung  $P_{inst} \leq 7 \text{ kW}_p$  sind seit dem EEG 2023 von der 70 %-Regelung ausgenommen. Das bedeutet, dass 100 % der installierten Leistung in das Verteilnetz eingespeist werden dürfen. Bestandsanlagen  $P_{inst} > 7 \text{ kW}_p$  und  $P_{inst} \leq 25 \text{ kW}_p$  müssen zur Netzsicherheit beitragen, indem sie entweder auf maximal 70 % der erzeugten Leistung begrenzt oder Funkrundsteuerempfänger verpflichtend eingesetzt werden. Neuanlagen  $P_{inst} \leq 25 \text{ kW}_p$  sind von einer verpflichtenden Teilnahme an Netzsicherheitsmaßnahmen ausgenommen. [23] Weitere technische und vertragliche Anschlussbedingungen von EEG-Anlagen wie die  $P(f)$ -Kennlinie oder Blindleistungsmanagement werden hier nicht vertieft.

Die gesetzlichen, normativen und vertraglichen Rahmenbedingungen beeinflussen das reale Verhalten der SteuVE und EEG-Anlagen und damit die Versorgungssicherheit in der Niederspannung. Im Kapitel 2.2 wird zunächst der Begriff Versorgungssicherheit definiert und anschließend zum einen das Monitoring und zum anderen Kennzahlen zur Bewertung der Versorgungssicherheit beschrieben.

## 2.2 Kennzahlen für die Versorgungssicherheit in der Niederspannung

Die folgende Definition beschränkt sich auf die Versorgungssicherheit in deutschen Niederspannungsnetzen, höhere Spannungsebenen werden hier nicht berücksichtigt. Versorgungssicherheit ist ein sehr weitreichender Begriff: „Versorgungssicherheit beschreibt [...] die langfristige Sicherung des Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt.“ [24] E-Control unterscheidet bei der Versorgungssicherheit zwischen Versorgungsqualität und Versorgungssicherung [25]. Die Versorgungsqualität unterteilt die Bundesnetzagentur in Spannungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit und Servicequalität [26]. Abbildung 6 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen den Begriffen und nennt Beispiele. Die Versorgungssicherheit stellt somit eine übergreifende Klammer über die Spannungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit, Servicequalität und Versorgungssicherung dar.

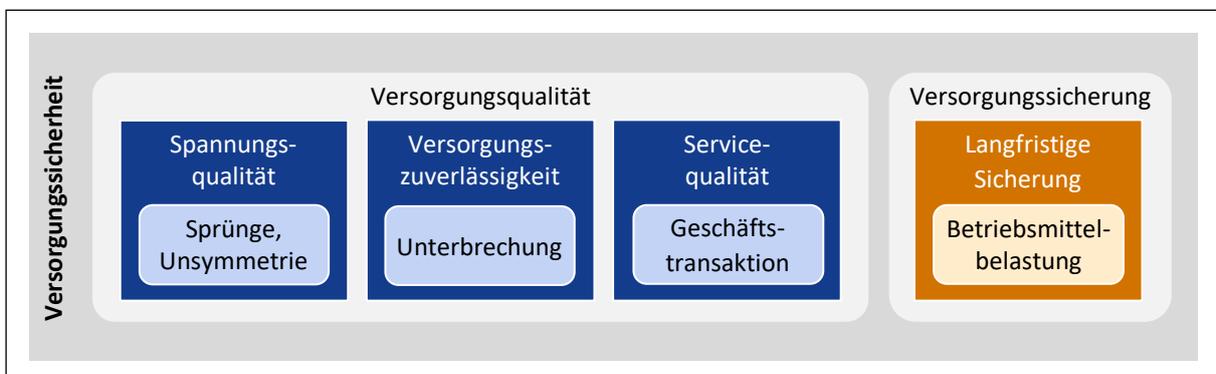


Abbildung 6. Definition von Versorgungssicherheit für NS-Netze nach [25] und [26].

Monitoring - Nur 5 % der deutschen VNB sammeln Niederspannungsdaten in einer Netzleitstelle. 20 % der VNB nutzen Messdaten intelligenter Messsysteme oder stellen diese zumindest zur Verfügung. 8 % der Netzpläne in der Niederspannung sind noch nicht digitalisiert. „Häufig erwähnten die Verteilernetzbetreiber, dass Daten, wie Echtzeitwerte, Schaltzustände oder Lastflüsse, aus der Niederspannungsebene benötigt würden.“ [27] Deutsche VNB sind gesetzlich dazu verpflichtet, verschiedene Kennzahlen für die Niederspannung zu veröffentlichen, beispielsweise die Spannungsunterbrechung nach EnWG §52 oder Netzverluste nach StromNEV §10 (Stromnetzentgeltverordnung). Sonstige Informationen wie kurzfristige Störungen müssen nicht veröffentlicht werden. Messdaten sind eine Grundlage für die Auswertung von Kennzahlen. Liegen keine Messdaten vor, müssen stattdessen Annahmen verwendet werden. Im Falle einer Niederspannungsunterbrechung wird die Versorgungsunterbrechung vom VNB häufig erst aufgrund von Telefonanrufen betroffener Kunden erkannt. Der dokumen-

tierte Beginn der Versorgungsunterbrechung beginnt mit Kenntniserlangung durch den VNB. Diese Dokumentation ist die Grundlage für die Berechnung von Kennzahlen. Die tatsächliche Unterbrechungsdauer kann auf diese Weise nicht gemessen werden. [28]

**Kennzahlen** - Gemäß EnWG §51 Abs. 4a ist eine Überwachung der Versorgungssicherheit verpflichtend [29]. In diesem Paragraphen werden Indikatoren gefordert, die zur Messung der Versorgungssicherheit auf den europäischen Strommärkten geeignet sind. Weiter sind Schwellwerte, deren Über- oder Unterschreitung überprüft und ggf. entsprechende Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ergriffen werden, obligatorisch. Allerdings werden im Absatz keine definierten Kennzahlen genannt. Lediglich EnWG §52 regelt Einzelheiten zu Versorgungsunterbrechungen. Für weitere Schritte ist es daher notwendig, mögliche Indikatoren und Schwellwerte zu entwickeln, die in Kennzahlen zusammengefasst sind. Die Kennzahlen in Tabelle 3 sind analog zur Abbildung 6 nach Versorgungsqualität (blau) und langfristiger Sicherung (orange) geclustert. Gemäß dem Schwerpunkt dieser Untersuchung in der Niederspannung werden Netzfrequenz, Mindesterzeugung [30], IT-Sicherheit, Netzreserve oder Kapazität nicht berücksichtigt. Flicker und Oberwellen sind ebenfalls nicht Gegenstand dieser Untersuchung. Auch kundenbezogene Aspekte wie Servicequalität, z.B. Qualität der Geschäftstransaktion, werden nicht betrachtet.

Tabelle 3. Kennzahlen für die Versorgungssicherheit in der Niederspannung nach [13], [14], [31] und [32].

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Spannungsqualität	1	Spannungsband	> 10 min	Freiwillig	$\Delta V \pm 10 \% V_n$
	2	Spannungssprünge	$\leq 1$ min	Freiwillig	$\Delta V \pm 10 - 60 \% V_n$
	3	Kurzzeitunterbrechung	< 3 min	Freiwillig	$V < 5 \% V_n$
	4	Unsymmetrie	> 10 min	Freiwillig	95 % der Daten 0 - 2 %
Versorgungszuverlässigkeit	5	Langzeitunterbrechung	$\geq 3$ min	EnWG §52	$V < 5 \% V_n$
Versorgungssicherung	6	Betriebsmittelbelastung	Lebensdauer	Freiwillig	Max. Auslastung 100 %
	7	Netzverluste	Jährlich	StromNEV §10	% pro Jahr
	8	Einspeisemanagement	Jährlich	EnWG §13	Max. GWh jährlich

### 2.3 Folgen einer unzuverlässigen Versorgungssicherheit im Verteilnetz

Kurzzeitiges Überschreiten von beispielsweise Spannungsqualitätskennzahlen oder Betriebsmittelüberlastung haben in der Regel weniger Schäden zur Folge als Langzeitunterbrechungen. Des Weiteren ist der nachfolgende Schaden in der Regel höher je großflächiger ein Gebiet von mangelnder Versorgungssicherheit betroffen ist. Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag hat sich mit den Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls beschäftigt [1]. Der Bericht bezieht sich in der Folgeabschätzung auf alle Spannungsebenen. Als mögliche Ursachen sind technisches oder menschliches Versagen, organisierte Kriminalität, ein schweres Naturereignis oder eine Pandemie genannt. Die Anzahl und Intensität von Extremwetterereignissen könnte aufgrund des Klimawandels steigen. Die Ausfallwahrscheinlichkeit wird dadurch tendenziell zunehmen. [1] Es ist nicht nur ein Stromausfall von Top-Down, sondern durch die wachsende installierte Leistung der SteuVE und dezentralen Erzeugungsanlagen auch von Bottom-Up, das heißt aus der Niederspannung, denkbar.

Abbildung 7 zeigt die komplexen Wechselbeziehungen unter den Sektoren und die Abhängigkeit verschiedener kritischer Infrastrukturen wie Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), Lebensmittel oder das Gesundheitswesen vom Energiesektor. Neben der Energie (Schwarz) ist die IKT (Dunkelgrau) essenziell für die Ausgestaltung zentraler Konzepte und die intelligenten Stromnetze der Zukunft. Um die Abhängigkeiten und Wechselbeziehungen zwischen den kritischen Infrastrukturen zu veranschaulichen, wurden im ersten Schritt die Ausführungen von [1] quantifiziert, indem sehr starke Abhängigkeiten mit maximal 3 und schwache mit 1 bewertet wurden. Ist keine direkte Abhängigkeit im Bericht erläutert, so ist diese mit Null bewertet. Der mittelstarke Pfeil (2) von Transport zu Lebensmittel (Transport → Lebensmittel) sagt aus, dass der Transport die Lebensmittelversorgung mittelstark beeinflusst. Der Lebensmittelsektor ist von der Energie stark abhängig. Da der Wortlaut nicht immer eindeutig ist oder sich in Textabschnitten unterscheidet, ist ein Interpretationsspielraum nicht ausgeschlossen. Neben dem Energiesektor sind viele kritische Infrastrukturen zudem von der IKT abhängig. Fällt der IKT- oder Energiesektor für einen Zeitraum aus, hat dies unmittelbare Folgeursachen für die anderen Bereiche. Die Folgeursachen bei einem Ausfall des Energiesektors können durch die Stärkung der Resilienz dieses Bereichs minimiert werden. [33]

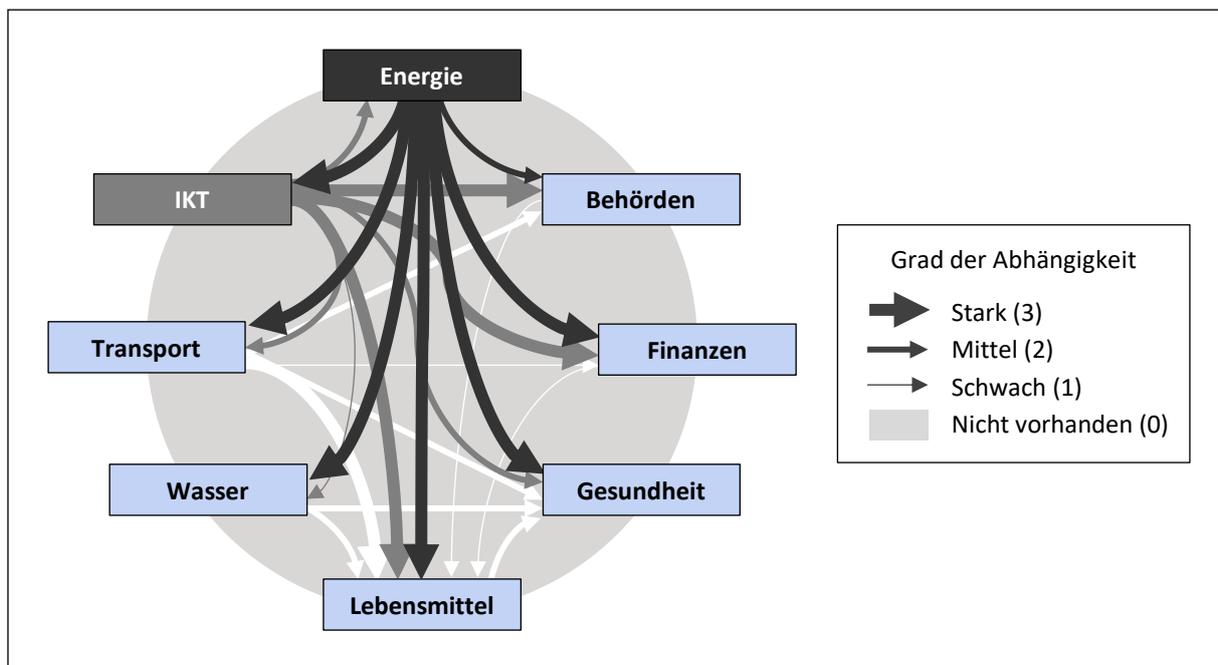


Abbildung 7. Wechselbeziehungen kritischer Infrastrukturen nach [1], [33] und [34].

Je länger die Auswirkungen der Folgen dauern, desto gravierender sind die Schäden für die Bevölkerung. Langfristigkeit bedeutet hier mehrere Wochen oder auch Monate. Tabelle 4 zeigt eine Auswahl kurz- bis langfristiger Folgen eines langanhaltenden Stromausfalls auf verschiedene kritische Infrastrukturen. Die kurz- bis langfristigen Folgen verursachen neben dem monetären auch ideellen oder psychologischen Schaden. [33]

*Tabelle 4. Beispiele kurz-, mittel- und langfristiger Folgen eines Blackouts nach [33] und [35].*

Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Unfälle und Staus im Verkehr und Transport</li> <li>- Keine zivile Kommunikation</li> <li>- Mangel an Treibstoffreserven</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mangel an Notstromkapazität</li> <li>- Erliegen der Produktion essenzieller Güter</li> <li>- Massensterben von Tieren in der Landwirtschaft</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seuchengefahr für Tiere und Menschen</li> <li>- Gefährdung der öffentlichen Ordnung</li> <li>- Nationale Krise</li> </ul>

Neben den allgemeinen Schätzungen von Schadensereignissen gibt es eine Historie zur Bewertung der Schadenshöhe vergangener Stromausfälle. Die Bewertungsmethode ist nicht immer transparent dargestellt, sodass die Schadenssummen je nach Quelle um einige Millionen Euro voneinander abweichen können. Die Datengrundlage ist für eine statistische Auswertung und eine allgemeingültige Aussage nicht ausreichend. Tabelle 5 zeigt eine Auswahl der weltweit bekanntesten Stromausfälle, deren Dauer, Anzahl der betroffenen Menschen und den geschätzten Schaden. Die ökonomische Bewertung des Schadens nach einem Stromausfall divergiert teils stark. Wenn der Stromausfall durch eine Naturkatastrophe hervorgerufen wurde, kann keine klare Trennung zwischen Blackout und Klima verursachter Schäden erfolgen. Eine Auswahl an möglichen Faktoren für die Beurteilung der Kostenhöhe nach [33] und [35] sind:

- Anzahl und Art der betroffenen Verbraucher
- Vorhersehbarkeit und Dauer des langanhaltenden Stromausfalls
- Größe und Region des betroffenen Gebietes
- Tages- und Jahreszeit des Blackouts

Ein resilientes Verteilnetz, das möglichst zeitnah nach einer Störung in einen stabilen Betrieb übergeht und somit eine hohe Robustheit aufzeigt, ist mit Hinblick auf die enormen Schäden sowie Kosten aus volkswirtschaftlicher Sicht essenziell.

*Tabelle 5. Auswahl der bekanntesten Stromausfälle weltweit nach [33].*

Jahr	Land/ Region	Max. Dauer	Betroffene	Geschätzter Schaden	Quelle
2015	Türkei	9 h	76,0 Mio.	600 Mio. €	[36]
2012	Indien	5 h	600,0 Mio.	75 Mio. €	[37]
2008	Florida	3 h	1,0 Mio.	20 Mio. €	[38]
2005	Münsterland	168 h	0,3 Mio.	100 Mio. €	[39]
2003	USA, Kanada	96 h	50,0 Mio.	10.000 Mio. €	[40]
2003	Dänemark, Schweden	6 h	4,0 Mio.	160 Mio. €	[1]

## 2.4 Optimierung der Versorgungssicherheit

Um die Versorgungssicherheit im Energiesektor aufrecht zu erhalten, ergreift der im EnWG §11 verpflichtete VNB verschiedene Maßnahmen. Diese Maßnahmen werden hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Technik und Zuverlässigkeit optimiert. Die strukturierte Priorisierung erfolgt nach dem NOXVA-Prinzip (**N**etz-**O**ptimierung vor Einsatz von **F**lexibilitäten vor Netz-**V**erstärkung vor Netz-**A**usbau). Dieses Prinzip ist in allen Spannungsebenen einsetzbar. Hier werden die Maßnahmen für die Niederspannung und insbesondere für den Einsatz von Flexibilitäten fokussiert. [14]

1. Optimierung (z.B. Schaltzustandsoptimierung und fernübertragbare NS-Abgangsmessung)
2. **Einsatz von Flexibilitäten** (z.B. Speicher, Last-Management und Power-to-Heat)
3. Verstärkung (z.B. regelbarer Ortsnetztransformator)
4. Ausbau (Ersatzneubau, Erweiterung und Neubau)

Im zweiten Schritt des NOXVA-Prinzips können VNB von Dritten angebotene bzw. verpflichtete Flexibilitätsoptionen einsetzen, um den dritten Schritt Verstärkung und vierten Schritt Netzausbau zu verzögern [14]. Im Nachfolgenden werden verschiedene Arten von Flexibilitäten gelistet und anschließend bereits existierende Flexibilitätsmanagementoptionen dargestellt.

Table 6. Arten von Flexibilitäten in der Niederspannung nach [4] und [41].

Kategorie	Art	Erläuterung
<b>Steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE)</b>	Wärmepumpe mit Zusatzheizvorrichtungen	Definition nach [41], obligatorischer Einsatz zur netzdienlichen Steuerung geplant
	Ladepunkt für Elektromobile	Definition nach [41], obligatorischer Einsatz zur netzdienlichen Steuerung geplant
	Anlagen zur Raumkühlung	Definition nach [41], obligatorischer Einsatz zur netzdienlichen Steuerung geplant
	Elektrische Speicherheizungen	Definition nach [41], von den novellierten Festlegungen zur netzorientierten Steuerung ausgenommen
	Landwirtschaftliche Wasserpumpen	Lastmanagement-Pilotprojekt [42]
<b>Steuerbarer Netzanschluss (SteuNA)</b>	Mehrere SteuVE hinter einem Netzanschluss	Definition nach [41], zentrale Koordinierung durch Energie-Management-System (EMS)
<b>Bidirektionale Anlagen</b>	Bidirektionale Fahrzeuge	Pilotprojekt [43]
	Stromspeicher	Definition nach [41], obligatorischer Einsatz des Strombezugs zur netzdienlichen Steuerung geplant
<b>EEG-Anlagen (EEG §3)</b> Anlagen zur Erzeugung aus...	Solare Strahlungsenergie	Definition nach [9] z.B. Photovoltaik
	Wasserkraft	Definition nach [9] z.B. Wellen-, Gezeitenenergie
	Windenergie	Definition nach [9]
	Geothermie	Definition nach [9]
	Energie aus Biomasse	Definition nach [9] z.B. Biogas, Biomethan, Deponiegas
<b>KWK-Anlagen (EEG §9)</b>	u.a. Gasturbinen-Anlagen mit Abhitzeessel	Definition nach [9], Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme [44]

Im ersten Schritt teilt Tabelle 6 die Flexibilitätsarten in vier Kategorien ein. Zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) zählen unter anderem Wärmepumpen oder Ladepunkte für Elektro-mobile. Nach der Festlegung zum EnWG §14a vom 16.06.2023 [41] sind Direkt- oder Infrarotheizungen nicht als SteuVE zu klassifizieren, da diese keinen ausreichenden Pufferspeicher vorhalten und dies zu einem spürbaren Komfortverlust führen kann. Weiter werden aus dem Begriff „Anlagen zur Erzeugung von Kälte“ Anlagen zur Kühlung von Lebensmitteln und medizinischen Produkten ausgenommen, weil hier eine ununterbrochene Kühlung für die Aufrechterhaltung der Produktqualität entscheidend sein kann. Nach EEG §3 und §9 [9] sind Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Anlagen) und Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen) unter gewissen Voraussetzungen steuerbar. Dabei ist der VNB berechtigt die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln. In den nachfolgenden Erläuterungen sind diese Anlagen somit beim Begriff „Flexibilitäten“ integriert. Diese Arten von Flexibilitäten können teilweise bereits heute mittels variierender Steuerungstechnologie zur Optimierung der Versorgungssicherheit genutzt werden.

### 2.4.1 Bestehende Steuerungs- und Kommunikationstechnologien für Flexibilitätsmanagement

Je nach Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtung und Region sind heute verschiedene Steuerungstechnologien im Einsatz. Prozentual dominiert, wie in Abbildung 8 gezeigt, die Tonfrequenzrundsteuerung. Nicht nur bei den historisch eingesetzten (Nacht-)Speicherheizungen, auch bei den moderneren Wärmepumpen werden bis dato überwiegend die traditionellen Steuerungstechnologien Tonfrequenzrundsteuerung mit 56 % und Schaltuhr mit 35 % verwendet [45].

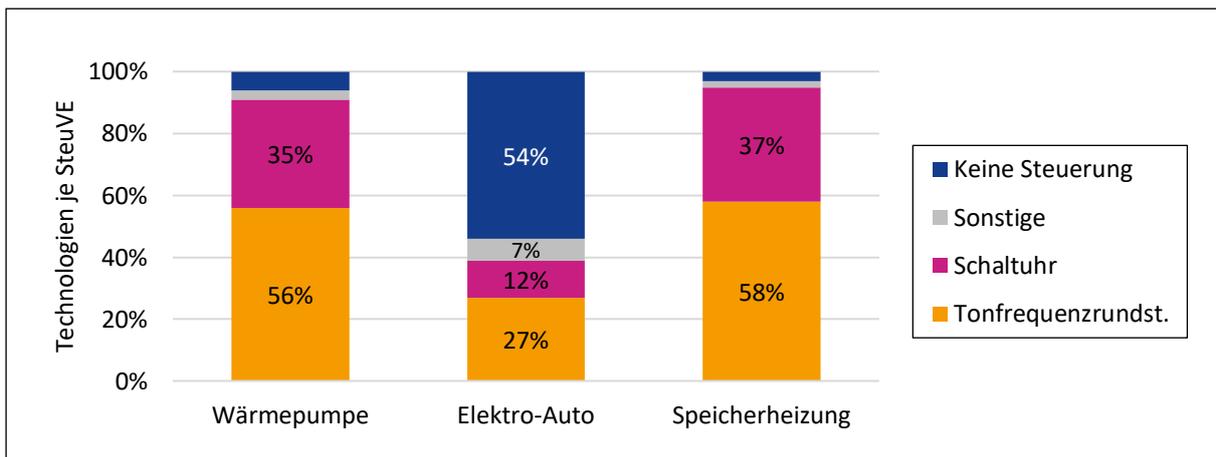


Abbildung 8. Bestehende Steuerungstechnologien für flexible Verbraucher in Deutschland im Jahr 2022 nach [45] und [46].

Tabelle 7. Bestehende Endgeräte der Steuerungstechnologien flexibler Verbraucher.

Endgerät	TRE	Schaltuhr	FRE	Pager	Steuerbox mit iMS
Anzahl Programme	1	1	1	Mehrere	Mehrere
Sender	VNB	Keiner	VNB	VNB	VNB
Typ Kommunikationstechnologie	Kabelgebunden	Keine	Kabellos	Kabellos	Kabelgebunden/ kabellos
Richtung	Unidirektional	Keine	Unidirektional	Unidirektional	Bidirektional

Nur in sehr selten Fällen kommen alternative Technologien wie eine Funkrundsteuerung oder eine Steuerbox zum Einsatz. Die Steuerungstechnologien unterscheiden sich in mehreren Merkmalen. Zum einen differiert die Anzahl möglicher Schaltprogramme. Zum anderen ist der Typ der Kommunikationsanbindung verschieden. Tonfrequenzrundsteuerempfänger (TRE), Schaltuhren und Funkrundsteuerempfänger (FRE) besitzen nur ein Schaltprogramm, das der VNB entweder kommunizieren kann oder bereits auf dem Endgerät aufgespielt ist. Bei Pagern und Steuerboxen mit intelligentem Messsystem

(iMS) kombiniert, können mehrere Schaltprogramme hinterlegt und mittels Priorisierung aktiv geschaltet werden (siehe Tabelle 7). Steuerboxen in Kombination mit iMS sind aus Tabelle 7 (rechte Spalte) besonders hervorzuheben. Diese sind die flexibelsten Endgeräte, da sie sowohl mehrere Schaltprogramme hinterlegt haben, unabhängig von der Kommunikationstechnologie angesprochen und als einziges eine Antwort (bilateral) liefern können. Nach [12] sind Steuerboxen derzeit die zukunftssträchtesten Endgeräte zur Steuerung flexibler Verbraucher und EEG-Anlagen. Die Steuerungstechnologien sind teilweise an Kommunikationstechnologien gebunden, diese können aber auch kombiniert werden. Die Wirksamkeit zentraler Steuerbefehle ist maßgeblich von der Zuverlässigkeit der Kommunikation abhängig.

Ein Tonfrequenzrundsteuerempfänger ist zwangsweise an die Tonfrequenzrundsteuerung als Kommunikationstechnologie gebunden, da er andere Frequenzbereiche nicht verwerten kann. Steuerboxen mit iMS können beispielsweise über Powerline Communication (PLC), e\*Nergy oder Mobilfunk angesprochen werden. Die nachfolgende Tabelle 8 listet eine Auswahl an verschiedenen Kommunikationstechnologien, deren Frequenzband und die Datenübertragung auf [46]. Die höchste Datenübertragung liegt mit 10 Gb/s beim Mobilfunk 5G [47] [48]. Mobilfunk ist eine mögliche Kommunikationstechnologie, über die eine Steuerbox angebinden werden kann. Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb beim VDE (FNN) beschäftigt sich federführend mit der Steuerung von Flexibilitäten und den dafür notwendigen Rollen sowie Prozessen [49].

Tabelle 8. Auswahl an Kommunikationstypen und -technologien zur Steuerung nach [46].

Typ	Kommunikationstechnologie	Frequenz	Datenübertragung	Quelle
Kabel gebunden	Tonfrequenz-Rundsteuerung	150-1350 Hz	1 b/s	[50]
	Powerline Communication (PLC)	3-95 kHz	1.200 b/s	[50]
Kabellos	Europäische Funkrundsteuerung (EFR)	129, 139 kHz	200 b/s	[51] [52]
	Tetra	380-400 MHz	36 Mb/s	[53]
	e*Nergy	448-466 MHz	1.200 b/s	[54]
	450 Connect	451- 456, 461-466 MHz	5 MB/s	[55] [56]
	LoRaWAN	868 MHz	50 Mb/s	[57] [58]
	Mobilfunk 5G	3.400-3.800 MHz	10 Gb/s	[47] [48]

#### 2.4.2 Konzepte für ein zentrales Flexibilitätsmanagement

Die Projektgruppen des FNN setzen sich aus Vertreterinnen und Vertreter der deutschen VNB, Hersteller, Messstellenbetreiber und weiteren Fachexpertinnen und Fachexperten zusammen. In einem Impulspapier zum „Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen“ [49] haben diese ein zentrales Konzept zur Steuerung von Flexibilitäten entwickelt, dessen Struktur und beteiligten Rollen in Abbildung 9 dargestellt sind. Die wichtigsten Kernaussagen des Konzepts lauten:

- Das Zielbild ist die Steuerung am digitalen Netzanschlusspunkt, um dem Letztverbraucher ein eigenverantwortliches Management des Verbrauchsverhaltens zu ermöglichen
- Langfristige Steuerungsvorgaben erfolgen über die Marktkommunikation (MaKo)
- Eine Koordinierungsfunktion (KOF), die im Aufgabenbereich des VNB liegt, regelt die Interaktion unterschiedlicher Steuerungsvorgaben
- Der Betrieb der Steuerbox ist dem Messstellenbetreiber (MSB) zugeordnet

Das Konzept des FNN ist eine Möglichkeit, um Flexibilitätsmanagement durchzuführen. VDE FNN gilt für die Stromnetze in Deutschland als technischer Regelsetzer in Form von VDE-Anwendungsregeln,

FNN-Hinweisen und Studien. Weiter gilt das Forum als Unterstützung bei der technischen Ausgestaltung des politischen Ordnungsrahmens. [59] Durch diese zentrale Rolle des FNN liegt der Schwerpunkt der nachfolgenden Betrachtung auf dessen Konzept. Neben diesem gibt es noch weitere Ansätze, die teilweise in Form von nationalen oder internationalen Reallaboren umgesetzt werden. Das Konzept des FNN und die in diesem Kapitel beschriebenen Konzepte verbindet die Eigenschaft, dass es sich bei allen um einen überwiegend zentralen Ansatz handelt.

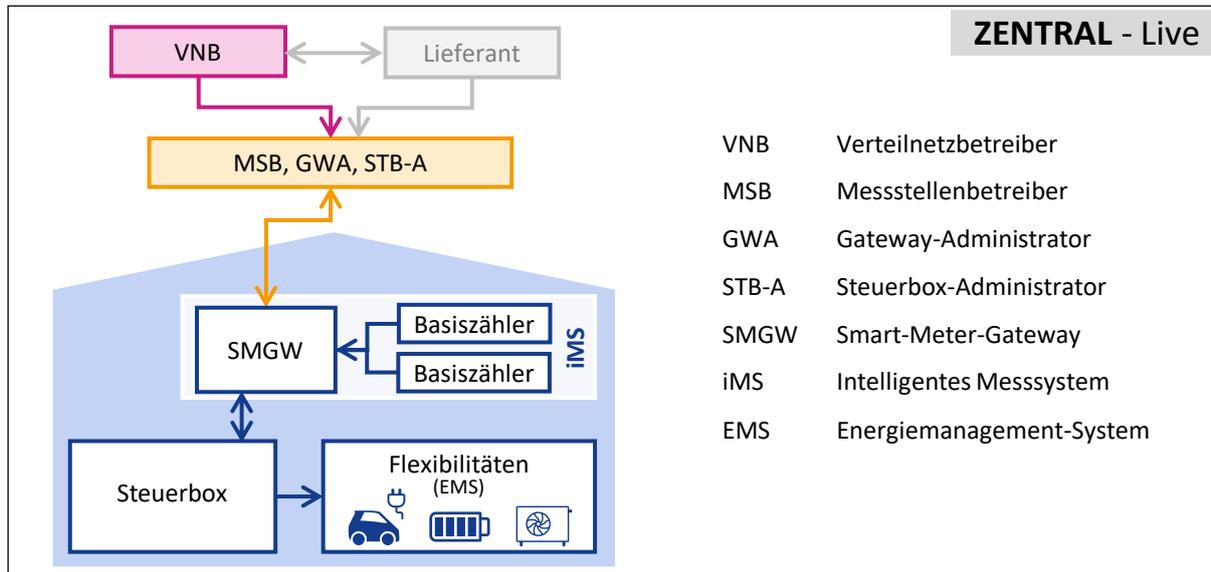


Abbildung 9. FNN-Konzept zum zentralen Flexibilitätsmanagement nach [49].

Sowohl deutschlandweit als auch international gibt es zahlreiche Konzepte zur Steuerung von Flexibilitäten. Die unten aufgeführte Tabelle 9 listet eine Auswahl auf. In dieser Aufzählung dominiert vor allem das Lastmanagement in der Niederspannung. Diese Konzepte sind markt- und/oder netzorientiert und werden zentral koordiniert. Somit benötigen diese eine Kommunikationsinfrastruktur.

Tabelle 9. Auswahl bestehender Flexibilitätsmanagement-Konzepte deutschlandweit und international.

Name	Haupt-Stakeholder	Steuerungstechnologie	Land	Flexibilität			Spannungsebene			Treiber		
				Last	DER		NS	MS	HS	Netz	Markt	
InGA	VNB, Aggregator	Nicht definiert	D	x			x			x		[60]
Altdorfer Flexmarkt (ALF)	VNB, Flexibilität	Steuerbox mit iMS	D	x	x		x	x	(x)		x	[61]
InterFlex	VNB, Flexibilität	Steuerbox	EU	x	x		x	x	(x)		x	[62]
Bidirektionales Laden (BDL)	VNB, E-Auto	iMS	D	x	x		x	(x)		x	x	[63]
unit-e <sup>2</sup>	VNB, Flexibilität	Steuerbox	D	x			x	(x)		x	x	[64]
Platone	VNB, Flexibilität	SMGW	EU, CA	x	x		x	(x)			x	[65]
BeFlexible	VNB, ÜNB, Aggregator	EMS	EU	X	(x)		x	x	x	(x)	x	[66]
intelligent verNETZt	VNB, Flexibilität	EMS	D	x			x			x		[67]
CoordiNet	VNB, ÜNB, Flexi.	EMS	EU	x	x		x	x	x	x	x	[68]

Durch die Abhängigkeit von der Kommunikationsinfrastruktur sind diese Konzepte auf deren Zuverlässigkeit angewiesen. Die Kommunikationszuverlässigkeit ist jedoch nicht flächendeckend gegeben (siehe Kapitel 4.1.3). Dies lässt die Interpretation zu, dass die Konzepte bei gestörter Kommunikation keinen zuverlässigen Betrieb gewährleisten können, den der VNB fordert. Des Weiteren entsprechen nur wenige Projekte wie der Altdorfer Flexmarkt oder unit-e<sup>2</sup> den im Jahr 2023 gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen des EnWG §14a.

## Zusammenfassung - Kapitel 2

Das Kapitel 2 beschreibt den Stand der Technik bezüglich der regulatorischen sowie technischen Rahmen in Form von Gesetzen, Normen und Verträgen, um Flexibilitätsmanagement in einem Verteilnetz insbesondere in Deutschland durchführen zu können. Der EnWG §14a ist die gesetzliche Grundlage, um als VNB einen Privathaushalt in Netzengpasssituationen steuern zu dürfen. Ferner zeigt Kapitel 2 die mangelhafte Datenlage in der Niederspannung, auf Basis derer aktuell die Versorgungssicherheit in Deutschland abgeschätzt wird bzw. nicht bewertet werden kann. Ziel des Flexibilitätsmanagements ist die Optimierung der Versorgungssicherheit. Der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten wird derzeit lediglich in rudimentären Ansätzen durchgeführt. Dafür nutzt der VNB verschiedene, meist unflexible, unilaterale und zentrale Steuerungstechnologien wie Schaltuhren oder Tonfrequenzrundsteuerung mit aufwendig anpassbaren Schaltprogrammen. In Pilotprojekten wird die zentrale Flexibilisierung der Schaltprogramme auf den aktuellen Netzstatus bzw. den Markt untersucht und weiterentwickelt. Steuerboxen als modernste Steuerungstechnologie werden zum Stand Mai 2024 in Deutschland lediglich in Labor- oder Testumgebungen eingesetzt. Eine bis dato Neuheit ist ein dezentrales Konzept als von der Kommunikation unabhängige und schnell einsetzbare Rückfallebene zum zentralen netzdienlichen Steuern.

### 3 Ausgestaltung eines dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts

Die bestehenden Flexibilitätsmanagement-Konzepte als Stand der Technik zeichnen sich durch die Bündelung von Informationen an einer zentralen Stelle aus. Diese Informationen müssen mittels Kommunikation übertragen werden. Das Kapitel 3 beschreibt ein durch die Dezentralität neuartiges Konzept zur Steuerung von Flexibilitäten, welches auch ohne Kommunikation eine netzorientierte Steuerung sicherstellen kann. Dabei ist das dezentrale Konzept eine Rückfalllösung für den zentralen Ansatz. Beide müssen den Anforderungen der VNB entsprechen und aufeinander abgestimmt sein.

#### 3.1 Anforderungen der Verteilnetzbetreiber an das Konzept

Die maßgeblichen Stakeholder des Flexibilitätsmanagement-Konzepts sind die Verteilnetzbetreiber in Deutschland. Auf Basis deren Anforderungen ist das Konzept ausgearbeitet. Aus diesem Grund werden zunächst die Anforderungen beschrieben, um später die Ausprägung des Konzepts nachvollziehen zu können. Die Anforderungen der Kundinnen und Kunden als weitere Stakeholder wird im Abschnitt zur Kundenakzeptanz des Kapitels 5.2 aufgegriffen. Der Netzbetrieb wird unter anderem vom EnWG §11 reguliert. Hier sind die Anforderungen an den Netzbetrieb genannt: sicher, zuverlässig und leistungsfähig, diskriminierungsfrei und wirtschaftlich zumutbar. Des Weiteren nennt der EnWG §1 eine möglichst umweltverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, als Ziel. Dieses Ziel ist in erster Linie an Energieversorgungsunternehmen adressiert, ist jedoch auch für die Netzbetreiber relevant, da diese in der Wertschöpfungskette von der Erzeugung direkt beeinflusst werden. Tabelle 10 fasst diese Begriffe auf, beschreibt diese und listet in der rechten Spalte die nachfolgenden Kapitel 3.3 bis 5.2 auf, in denen die Ausprägungen dargelegt sind. Die Übersetzung der Anforderungen in ein dezentrales Konzept wird hier vorab zusammengefasst. Die ausführlichen Erläuterungen befinden sich in den dahinter genannten Kapiteln sowie in den grauen Zusammenfassungsboxen am Ende jedes Kapitels.

Tabelle 10. Anforderungen der Netzbetreiber an das dezentrale Konzept basierend auf EnWG.

	Anforderung	Beschreibung	Dezentrales Konzept	Kapitel
EnWG § 11	Sicher	Robust gegenüber (IT-)Angriffen	Verfügbar, integer, vertraulich	3.4.3
	Zuverlässig	Resilient gegenüber technischen Fehlerfällen	Reallabor umgesetzt, unabhängig von Kommunikation	3.3.2 4.1
	Leistungsfähig	Effektiv, erzielt messbaren Effekt	Potentialanalyse mit Beispielen	4.4 4.5
	Diskriminierungsfrei	Gleichbehandelnd, transparent, verbraucherfreundlich	Einhaltung bestehender Verträge	3.3.2
	Effizient	Wirtschaftlich zumutbar, preisgünstig	Einbettung in vorhandene Steuerbox	3.3.2
Weitere Ziele	Nachhaltig	Umweltverträglich	Wenig zusätzliche Bauteile	3.4.2
	Digital	Smart, automatisiert	Vollautomatisierter Algorithmus	3.3.2
	Standardisiert	Standardprägend	Gestaltung des FNN-Lastenhefts	5.2
	Modular	Adaptierbar, skalierbar	Übertragbarkeit auf internationale VNB und weitere Anwendungen	5.1 5.2

Sicher – Die Bundesnetzagentur beschreibt im IT-Sicherheitskatalog [69] den Begriff „sicher“ im Rahmen des EnWG. Zum einen ist die technische Anlagensicherheit und zum anderen die IT-Sicherheit inbegriffen. Die IT-Sicherheit ist aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologie für den Netzbetrieb im Fokus. Ziel von IT-Sicherheitsmaßnahmen ist der Schutz vor Bedrohungen für elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb essenziell sind (siehe Kapitel 2.3). Zum Ziel zählen die Verfügbarkeit sowie die Integrität und damit Richtigkeit sowie Vollständigkeit der Systeme. Zudem ist die Vertraulichkeit und damit der Schutz vor unberechtigtem Zugriff der Systeme zu nennen. [69] Ein sicherer Netzbetrieb bzw. Energieversorgung ist somit robust gegenüber Angriffen und Krisen wie Kriege und Cyberbedrohungen. Das nachfolgend beschriebene dezentrale Konzept wird auf die Anforderungen nach Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit geprüft. Die Spannung als physikalische Regelgröße trägt zur Richtigkeit des Ergebnisses bei (siehe Kapitel 3.3.3). Dadurch dass keine personenbeziehbaren Daten (pBD) nach Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) [70] gespeichert und verarbeitet werden, ist die Vertraulichkeit gegeben (siehe Kapitel 3.4.3).

Zuverlässig – Die Versorgungszuverlässigkeit wurde bereits in Kapitel 2.2 genannt. Hier ist das Beispiel der Langzeitunterbrechungen in Form einer Spannungsunterbrechung von mehr als drei Minuten aufgeführt. Je weniger Langzeitunterbrechungen im Netzbetrieb auftreten, desto zuverlässiger ist dieser. Gleiches gilt für das dezentrale Konzept. Je weniger Unterbrechungen oder Fehlerfälle, desto zuverlässiger ist das Konzept. Ein Fehlerfall kann beispielsweise der Ausfall des Konzepts sein. Die im Konzept implementierten Bedingungen wie die Mindestfreigabezeit (siehe Kapitel 3.3.2) und die Unabhängigkeit von Kommunikationstechnologie und einem zentralen Steuerungssystem (siehe Kapitel 3.4.3) erhöhen die Zuverlässigkeit.

Leistungsfähig – Die Effektivität bzw. Leistungsfähigkeit des Konzepts ist eine zentrale Anforderung der Netzbetreiber. Der Effekt wird in Form von messbaren Kennzahlen zur Versorgungssicherheit bewertet. Nur wenn ein Effekt sichtbar ist, das heißt die Versorgungssicherheit optimiert werden kann, kann der dafür notwendige Aufwand wie Kosten oder Personalressourcen gegenüber den Stakeholdern rechtfertigt werden. Das Kapitel 4.1 befasst sich ausführlich mit der Potentialbewertung des Flexibilitätsmanagement-Konzepts auf die Versorgungssicherheit. Zudem werden zukünftige Anforderungen durch eine Szenario-Betrachtung in Kapitel 4.3 berücksichtigt.

Diskriminierungsfrei – Das Allgemeine Gleichbehandlungsgesetz (AGG) definiert und veranschaulicht den Begriff der Diskriminierung bzw. die benachteiligte Behandlung aufgrund verschiedener Eigenschaften. Diskriminierungsfrei bedeutet, dass beispielsweise eine Letztverbraucherin oder Letztverbraucher am Strangende im Vergleich zum Stranganfang nicht unterschiedlich behandelt werden darf. Die Diskriminierung kann nach AGG aufgrund eines sachlichen Grundes aufgehoben sein. Ein Rechtfertigungsgrund liegt beispielsweise vor, wenn der Betroffene geschützt werden soll oder die Grundrechte gelten. [71] Die Diskriminierung von Letztverbrauchern am Strangende ist gerechtfertigt, wenn Gefahren z.B. durch technische Defekte aufgrund von Überspannungen für die Personen drohen. Das dezentrale Konzept ist grundlegend diskriminierungsfrei entwickelt und in einem Reallabor umgesetzt, da es mittels Dauerkurve eine möglichst gleichlange Sperrzeit je Haushalt in einem Netzgebiet anstrebt (siehe Kapitel 3.3.2). Des Weiteren sind die Sperrzeiten durch die Dokumentation für die Verbraucherin oder Verbraucher transparent.

Effizient – Unter Effizienz versteht die Bundeszentrale für politische Bildung das Verhältnis von eingesetzten Mitteln wie Kosten oder Aufwand im Vergleich zum erreichten Nutzen [72]. Der EnWG §1 fordert eine preisgünstige Energieversorgung und der EnWG §11 einen wirtschaftlich zumutbaren Betrieb des Energieversorgungsnetzes. Beide Paragraphen streben eine effiziente Vorgehensweise an. Das Konzept setzt die Effizienz um, indem es auf der bestehenden Hardwarekomponente Steuerbox aufsetzt und für den Livebetrieb auf keine zusätzlichen externen Bauteile angewiesen ist (siehe Kapitel 3.3.2).

Nachhaltig – Der EnWG §1 fordert eine umweltverträgliche Elektrizitätsversorgung, die auf erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik- oder Windanlagen aufbaut. Umweltverträglichkeit beinhaltet das Vermeiden schädlicher Effekte für die Umwelt z.B. durch schwer abbaubare oder toxische Substanzen. Je weniger Hardwarekomponenten z.B. mit Plastik-Gehäuse notwendig sind (siehe Kapitel 3.4.2), desto umweltverträglicher ist das Konzept.

Digital – Netzbetreiber erhoffen sich durch die Digitalisierung die Optimierung von Prozessen sowie einen automatisierten und damit Ressourcen schonenden Einsatz von smarten Technologien [73]. Der Algorithmus ist durch seine automatisierte Schwellwertberechnung grundsätzlich unabhängig von manuellen Prozessschritten (siehe Kapitel 3.3.2).

Standardisiert – Normen und Standards prägen maßgeblich Hard- und Softwarekomponenten. Das Deutsche Institut für Normung gibt an, dass die Normanwendung grundsätzlich freiwillig erfolgen kann. Im Gegensatz zu Gesetzen sind diese nicht rechtsverbindlich. In Streitfällen oder bei Gerichtsprozessen werden jedoch Normen als Entscheidungshilfe herangezogen. Zudem dienen Normen zur Bewertung der allgemein anerkannten Regeln der Technik sowie der zu erwartenden Sorgfalt. [74] Das dezentrale Konzept lehnt sich insbesondere an das Lastenheft Steuerbox des VDE FNN [12] als Standard vorgebendes Dokument an. In diesem sind zahlreiche Normen wie VDE-Anwendungsrichtlinien, ISO als auch IEC-Normen integriert. Das Konzept ist somit nicht nur standardkonform, es soll zudem standardprägend sein. Kapitel 5.2 beschreibt die Pläne, wie das Flexibilitätsmanagement-Konzept in das FNN-Lastenheft Steuerbox als Standard integriert werden soll. Neben der Standardisierung ist auch die Modularisierung eine intrinsische Motivation der VNB.

Modular – Modularität zeichnet sich dadurch aus, dass die erforderliche Leistung durch viele kleinere parallel arbeitende Einheiten zur Verfügung gestellt wird. Der Vorteil aus mehreren kleinen Modulen liegt in der Restkapazität. Fällt ein Modul des Gesamtsystems aus, können die anderen Module weiterarbeiten. Durch einen modularen Aufbau wird die Skalierbarkeit des Konzepts erhöht. Je einfacher ein System durch Hinzufügen zusätzlicher Module erweiterbar ist, desto besser ist es skalierbar. [75] Die Modularität des dezentralen Konzepts ermöglicht eine Übertragbarkeit in andere Länder und auf deren rechtlichen sowie technischen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 5.1).

Wie bereits in der Einleitung des Kapitels 3 erwähnt, gelten die Anforderungen an ein zentrales sowie dezentrales Flexibilitätsmanagement. Aufgrund der Vorgaben des EnWG §14a an eine zentralisierte Bündelung von Messdaten bei den Verteilnetzbetreibern und dem Steuern über das SMGW ist der zentrale Ansatz zu bevorzugen. Das dezentrale Konzept bringt jedoch Vorteile mit sich, die das zentrale ergänzen können. Ein Vergleich sowie die mögliche Kombination werden im Nachfolgenden erläutert.

### **3.2 Kombination dezentrales mit zentralem Konzept**

Der neue Beschluss des EnWG §14a vom 27.11.2023 beschreibt politische Anforderungen für Deutschland, die ein rein dezentrales Konzept nicht erfüllen kann. Ein Aspekt ist die Steuerung auf Basis einer Netzzustandsermittlung bestehend aus aktuellen Messungen eines Netzbereichs. Darunter sind Netzzustandsdaten von mindestens 15 % aller Netzanschlüsse des Netzbereichs zu verstehen [8]. Diesen Punkt kann ein rein dezentrales Konzept durch seine Autarkie nicht erfüllen. Abbildung 10 zeigt die Unterschiede des im Kapitel 2.4.2 beschriebenen für Deutschland maßgeblichen, zentralen FNN-Konzepts im Vergleich zum dezentralen. Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Eine zentrale Steuerung erfordert eine Applikation beim VNB (1) zur Erstellung des zentralen Steuerbefehls. Diese ist Stand Mai 2024 noch nicht vollumfänglich auf dem Markt verfügbar. Im dezentralen Ansatz ist diese Applikation nicht notwendig, was jedoch zu fehlenden Funktionen wie einer zentralen Netzzustandsermittlung führt.

Die Kommunikationsanbindung (2) zwischen VNB und MSB bzw. GWA ist durch die Marktkommunikation (MaKo) bereits heute standardisiert möglich und je nach Qualität der übermittelten Daten gegen Aufpreis für den VNB verfügbar [76]. Beim dezentralen Konzept ist diese genauso wie die MSB-Systeme nicht notwendig.

Die zentralen MSB-Systeme (3) sind bis dato noch nicht vollumfänglich für einen zentralen Steuerbefehl ertüchtigt. Diese ermöglichen perspektivisch eine individuelle Abrechnung der Letztverbraucher. Die Kommunikation zwischen MSB und SMGW (4) stellt laut den Analysen zur Unzuverlässigkeit aus Kapitel 4.1.3 die größte und langfristige Herausforderung für den zentralen Steuerbefehl dar. Im dezentralen ist diese obsolet, ebenso wie die Verfügbarkeit der Hardware SMGW (5) und Basiszähler (6). Bei beiden Komponenten ist der stockende agile Rollout nachteilig [77]. Der Zähler kann neben der Spannung jedoch weitere Funktionen wie Strom- und Frequenzmessungen liefern [78], die im dezentralen nicht zur Verfügung stehen.

Die Anbindung des SMGW an die Steuerbox (7) ist zum Stand Mai 2024 noch nicht vollumfänglich standardisiert und einsatzfähig. Ab dem achten Element der Steuerbox-Verfügbarkeit (8) gelten diese für den zentralen als auch dezentralen Ansatz. Eine zentral ansteuerbare Steuerbox ist bereits im FNN-Lastenheft beschrieben. Die dezentrale Logik ist erst im Standardisierungsprozess und zum Stand Mai 2024 noch nicht final verankert.

Das umgangssprachlich benannte EVU-Signal ist eine Kommunikationsverbindung von der Steuerbox zur SteuVE (9). Die Flexibilität bzw. das Energiemanagementsystem (EMS) setzen den Steuerbefehl um. Das Reallabor zeigt jedoch, dass nicht alle SteuVE das analoge Signal korrekt umsetzen (siehe Störungsmanagement im Kapitel 3.4.2). Bei beiden Ansätzen kann in Zukunft die analoge Schnittstelle durch eine digitale ersetzt werden.

Der heutige Einsatz rein zentraler Lastmanagementkonzepte, die auf einer stabilen Kommunikation über das SMGW aufbauen, wird auf Grund der Analyseergebnisse mit der derzeitigen Infrastruktur als unzuverlässig eingeschätzt (siehe Kapitel 4.1.3). Um zentrale Konzepte etablieren zu können, ist ein enormer Investitionsaufwand in die Kommunikationsinfrastruktur sowie Datenauswertung notwendig. Die deutschlandweiten Stromnetze können nur dann effizient geplant und genutzt werden, wenn die Ansteuerung der stetig wachsenden Zahl flexibler Verbraucher zukünftig zuverlässig funktioniert. Ist das nicht der Fall, könnte das Stromnetz für mögliche auftretende Gleichzeitigkeiten nicht adäquat ausgelegt sein. Ein dezentraler und weitgehend kommunikationsunabhängiger Ansatz, wie er in dem entwickelten Konzept enthalten ist, wäre zum jetzigen Zeitpunkt schneller und effektiver flächendeckend einsatzbereit. Jedoch zeigen beide Ansätze deutliche Nachteile auf, sodass eine Kombination empfohlen wird. Der zentrale Ansatz erfüllt die Anforderungen des EnWG §14a und die dezentrale Logik greift ein, solange der zentrale noch nicht verfügbar und die Kommunikationsanbindung unzuverlässig ist. [46]

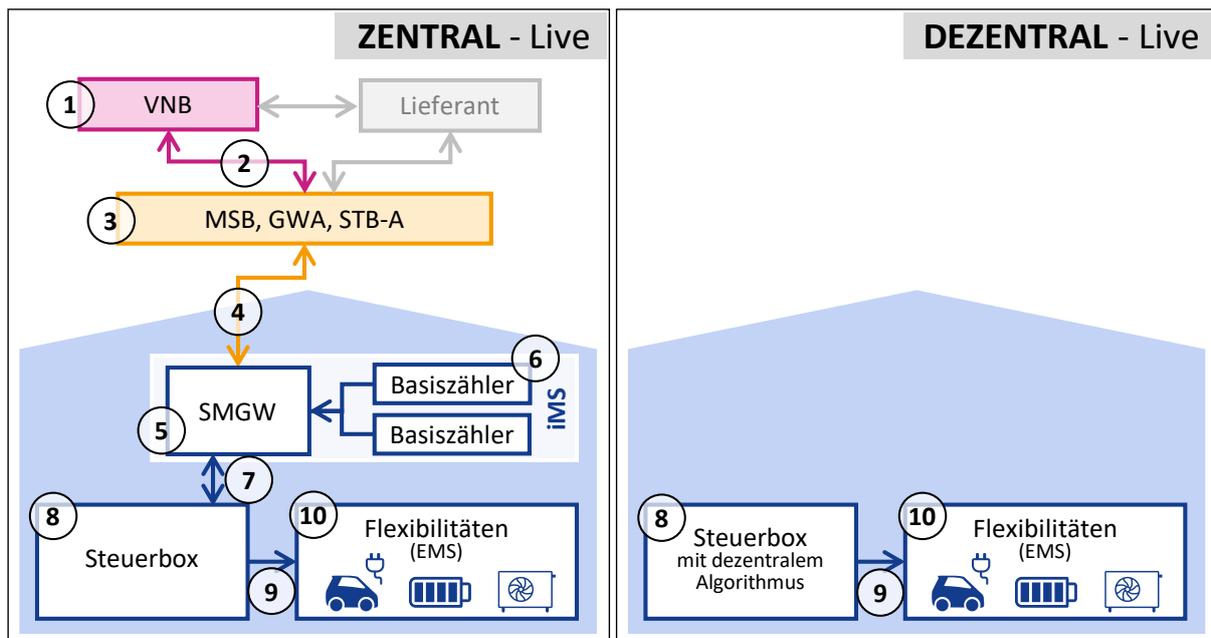


Abbildung 10. Vergleich zentrales zu dezentralem Flexibilitätsmanagement für den Live-Betrieb.

Tabelle 11. Elemente von zentralem und dezentralem Konzept im Vergleich.

Nr.	Element	Zentral (FNN)	Dezentral
1	Applikationen bei VNB	+ - Noch nicht flächendeckend verfügbar	+ Nicht notwendig - Fehlende Netzfunktionen
2	Kommunikation Steuerbefehl	+ Standardisiert (MaKo) - z.T. Kosten für VNB	+ Nicht notwendig -
3	Systeme bei MSB	+ - Noch nicht vollumfänglich verfügbar	+ Nicht notwendig - Keine spezifische Abrechnung
4	Kommunikation Steuerbefehl	+ - Unzuverlässige Kommunikation	+ Nicht notwendig -
5	Verfügbarkeit SMGW	+ Erweiterte Funktionen - Stockender agiler Rollout	+ Nicht notwendig - Keine zentralen Updates
6	Verfügbarkeit Zähler	+ Erweiterte Funktionen - Stockender agiler Rollout	+ Nicht notwendig -
7	Kommunikation SMGW-STB	+ - Noch nicht umfänglich standardisiert	+ Nicht notwendig -
8	Verfügbarkeit Steuerbox	+ Standardisiert -	+ - In Standardisierungsprozess
9	Kommunikation STB-EMS/SteuVE/EEG		+ Perspektivisch auch digitale Schnittstellen - Reallabor zeigt mangelnde Umsetzung des EVU-Signals
10	Umsetzung Steuerbefehl		+ Beitrag zur netzorientierten Steuerung - Eingriff in automatisierte Steuerung

### **3.3 Konzept zum dezentralen Flexibilitätsmanagement**

Im ersten Schritt beschreibt das nachfolgende Kapitel 3.3 den Aufbau und die Funktionsweise des dezentralen Konzepts basierend auf der lokal gemessenen Spannung als dominierende Regelgröße. Im zweiten Schritt im Kapitel 3.4 folgt die Gestaltung des Reallabors mit dessen Komponenten und Kommunikationswegen.

#### **3.3.1 Funktionsweise des dezentralen Konzepts**

Das Konzept ist für den Praxiseinsatz von zahlreichen externen Einflussfaktoren wie dem gesetzlichen Rahmen oder der netzbetreiberspezifischen Vertragsstruktur abhängig. Für die Betrachtungen gelten im ersten Schritt folgende Rahmenbedingungen und Definitionen.

- Voraussetzungen der FNN-konformen Steuerbox nach Version 1.3
- SteuVE nach EnWG §14a vor dem 01.01.24 gültig (freiwilliges Vertragsverhältnis)
- Vertragsstrukturen vor dem 01.01.2024 gültig

Am Ende dieses Kapitels sind möglichen Adaptionen aufgelistet, die aufgrund der Gesetzesnovellierung des EnWG ab dem 01.01.2024 notwendig sind.

Betriebsmodus – Die Steuerbox ist nach FNN-Lastenheft verpflichtet Schaltausgänge für Verbraucher und Erzeuger zu unterstützen [12]. Die Aufteilung in zwei Betriebsmodi ermöglicht die Unterscheidung zwischen Anschluss einer SteuVE oder EEG-Anlage sowie eine Modi-spezifische Parametrierung der Schaltausgänge. Betriebsmodus 1 insbesondere für SteuVE ermöglicht den Anschluss von vier SteuVE an die Steuerbox und das Ein- bzw. Ausschalten (Freigabesignal 100 % oder keine Freigabe 0 %). Betriebsmodus 2 unterscheidet sich dahingegen, dass hier nur eine Anlage, meist eine PV-Anlage, an alle vier Relais gleichzeitig angeschlossen werden kann. Diese kann in Stufen 0 %, 30 %, 60 % und 100 % angesteuert werden, die eine schrittweisen Leistungsreduktion der Anlage zur Folge hat. [79] Sobald die SteuVE oder EEG-Anlage über eine digitale Schnittstelle z.B. EEBUS angebunden ist, ist eine stufenlose Steuerung möglich, sofern die Anlage dazu in der Lage ist. Im ersten Schritt ist die Steuerung einer SteuVE über ein Relais (Betriebsmodus 1) für die nachfolgenden Beschreibungen im Fokus.

Flex-Cluster – Der hier neu eingeführte Begriff „Flex-Cluster“ beinhaltet die in verschiedene Cluster zusammengefassten SteuVE. In den vorherigen Ausführungen sind zahlreiche Rahmenbedingungen zur Steuerung beschrieben. Kapitel 2.1.2 beinhaltet die geltenden Vertragsregelungen mit den Letztverbrauchern, Kapitel 2.4.1 differenziert die Arten der SteuVE und der Betriebsmodus greift die Stufenschaltbarkeit auf. Abhängig von diesem Rahmen, zeigt Abbildung 11 in Kombination mit Abbildung 12 die Grundlage der Einteilung in Flex-Cluster 1 bis 5.

Flex-Cluster 1 in Grau beinhaltet alle Arten von SteuVE, die aus vertraglichen Gründen maximal zwei Stunden täglich gesperrt werden dürfen. Die maximale Sperrzeit legt jeder VNB individuell für sein Netzgebiet fest. Flex-Cluster 2 in Pink ist durch die lange Sperrzeit von 14 h für die elektrischen Speicherheizungen ausgelegt. Flex-Cluster 3 in Dunkelblau kann unter anderem im Netzgebiet von LVN für Wärmepumpen und Elektromobile ohne Stufenschaltbarkeit eingesetzt werden, da ein frei wählbarer Zeitraum von maximal sechs Stunden täglich zur Sperrung vertraglich festgelegt ist. Der Unterschied zu Flex-Cluster 4 liegt darin, dass hier die SteuVE in Stufen geschaltet werden können. Eine weitere Flexibilisierung ist in Flex-Cluster 5 in Türkis möglich, da hier die maximale Sperrzeit nicht definiert ist. Flex-Cluster 4 und 5 fanden im Reallabor keine Anwendung, weil keine SteuVE mit einer Stufenschaltbarkeit zur Verfügung stand. Im unteren Bereich der Abbildung 12 definiert die vertraglich maximale Sperrdauer der Flex-Cluster die vier Zonen Rot, Orange, Gelb und Grün eines Tages. Beispielsweise ist die rote Zone maximal zwei Stunden täglich aktiv, da Flex-Cluster 1 diesen Rahmen vorgibt. [5]

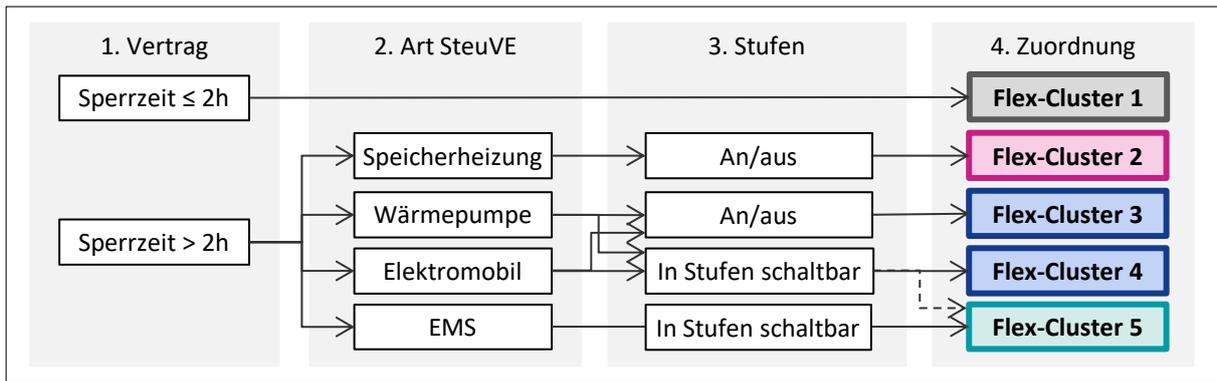


Abbildung 11. Clusterung von SteuVE abhängig vom Vertrag, Art und Stufenschaltbarkeit nach [5] und [80].

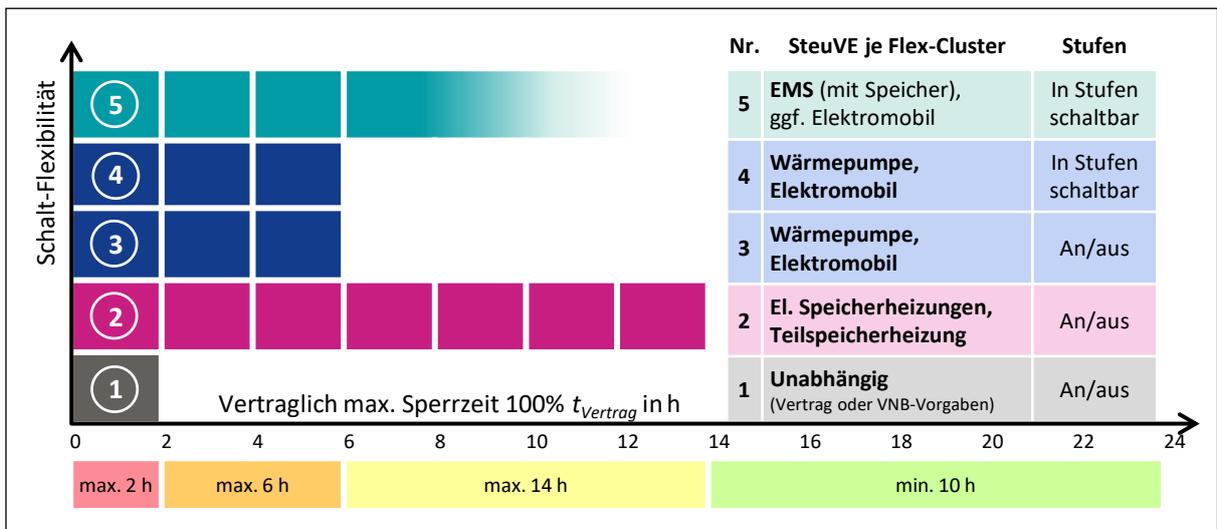


Abbildung 12. Vertraglich maximale Sperrzeiten je Flex-Cluster nach [5] und [79].

**Schwellwert-Berechnung für die Flex-Cluster** – Die vier Zonen Rot, Orange, Gelb und Grün spiegeln den lokalen Netzzustand wider. Sie werden deshalb für jeden Haushalt individuell und nicht für das gesamte Netzgebiet ermittelt. Tabelle 12 in Kombination mit Abbildung 13 veranschaulicht schematisch die Funktionsweise des dezentralen Konzepts anhand eines Schwellwerts, der die Abgrenzung zwischen der roten und grünen Zone darstellt. Auf Basis der am Hausanschlusspunkt historischen minütlichen dreiphasig gemessenen Netzspannung (1) wird je Haushalt der Spannungsschwellwert so festgelegt, dass die rote Zone zwei Stunden am Tag nicht überschreitet. Dabei wird in Schritt (2) eine tagespezifische Dauerkurve durch die aufsteigende Sortierung der historischen Messdaten beispielsweise des vergangenen Tages ermittelt. Der individuelle Spannungsschwellwert (3) ist der Schnittpunkt der Dauerkurve mit der maximal erlaubten Sperrzeit pro Tag. In diesem Beispiel beträgt die maximale Dauer der roten Zone  $t_r = 2$  h. Nach der gleitenden Mittelwertbildung des aktuellen Messpunktes  $V_{float}$  (4), wird die aktuelle Spannung mit dem tagesaktuellen Schwellwert  $V_{th,g}$  (hier  $V_{th,g} = 229,51$  V) verglichen (5). Bei Unterschreitung des Schwellwerts (rote Zone) wird unter Berücksichtigung von ggf. vorgegebenen Limitationen (6) das Sperrsignal an die SteuVE ausgegeben (7). Das gleiche Vorgehen wird für die orange und gelbe Zone angewendet. [79] [81]

Tabelle 12. Funktionsablauf des dezentralen Konzepts.

Funktionsschritt		Beschreibung
1	Historische Messdaten	Historische minütliche dreiphasige Spannungsmessung am Hausanschlusspunkt (Kabeleinführung am Zählerschrank) durch die Steuerbox
2	Historische Dauerkurve	Ermittlung der tagespezifischen Dauerkurve auf Basis gespeicherter Messdaten durch aufsteigende Sortierung der Messdaten
3	Schwellwert $V_{th,g}$	Berechnung des individuellen und tagesaktuellen Spannungsschwellwerts $V_{th,g}$ als Schnittpunkt der Dauerkurve mit der maximalen Sperrzeit pro Tag (hier maximale Dauer der roten Zone $t_r = 2$ h und damit tagesaktueller Schwellwert $V_{th,g} = 229,51$ V)
4	Aktueller Mittelwert $V_{float}$	Berechnung des gleitenden Spannungsmittelwerts des aktuellen Spannungsmesspunkts $V_{float}$
5	Vergleich	Vergleich Spannungsschwellwert $V_{th,g}$ mit aktuell gleitendem Spannungsmittelwert $V_{float}$
6	ggf. Limitationen	Einbindung von Limitationen wie maximale Anzahl Sperrzeit pro Tag (hier maximale Dauer der roten Zone $t_r = 2$ h)
7	Entscheidung	Weitergabe der Entscheidung rote Zone (Sperrern) oder grüne Zone (Freigabe) an die SteuVE über die Steuerbox

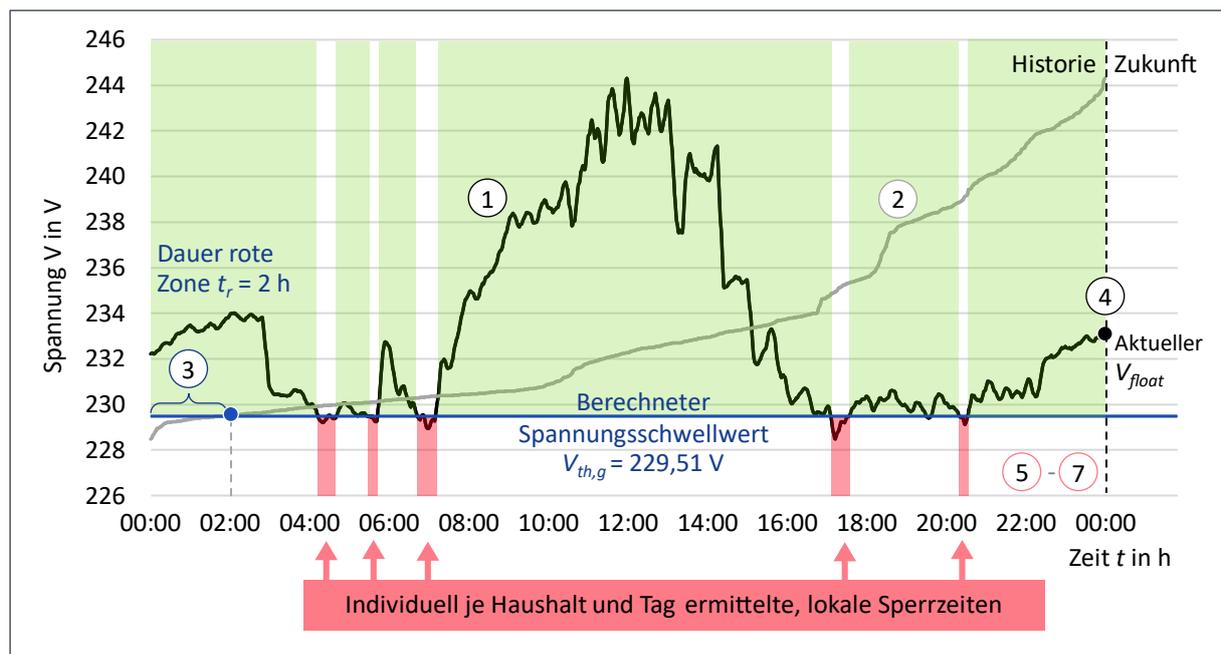


Abbildung 13. Schematische Funktionsweise des dezentralen Algorithmus auf Basis der gemessenen Spannung nach [81].

**Parametrierung** – Neben der Schwellwert-Berechnung lässt der Algorithmus das Setzen zahlreicher Parameter zu. Für den zügigen Einsatz im Reallabor wurden die Parameter zunächst auf die beiden betroffenen VNB LEW Verteilnetz und Stromnetz Berlin optimiert. Die Grundeinstellungen sind in Tabelle 13 aufgelistet. Der gleitende Mittelwert der Spannung  $V_{float}$  basiert auf den vergangenen 15 Minutenwerten und wird jede Minute neu berechnet. Der grüne, gelbe und orange Schwellwert werden einmal täglich berechnet und unterliegen den aufgelisteten Bedingungen wie dem Mindestabstand des grünen zu gelben Schwellwerts. Die Dauer der jeweiligen Zonen lehnt sich an die vertraglichen Rahmenbedingungen deutscher VNB an. Dabei beträgt die Sperrdauer jedoch mindestens 15 Minuten am Stück, sodass durch die Hysterese ein Schalten der SteuVE von mehr als vier Mal pro Stunde vermieden wird.

Tabelle 13. Berechnungsgrundlage für den dezentralen Algorithmus vor dem 24.11.2022.

Symbol		Ausprägung	Beschreibung
Gleitender Mittelwert der Spannung $V$	$V_{float}$	berechnet	Gleitender Mittelwert auf Basis der letzten 15 Minutenwerte und jede Minute neu berechnet
Grüner Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,g}$	berechnet	Abstand grüner zu gelbem Schwellwert z.B. $\Delta V \geq 1,5 \text{ V}$ , einmal am Tag berechnet
Gelber Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,y}$	$V_{th,y} \leq 250 \text{ V}$	Einmal am Tag berechnet
Oranger Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,o}$	$V_{th,o} \leq 207 \text{ V}$	Einmal am Tag berechnet
Dauer grüne Zone	$t_g$	$t_g \geq 10 \text{ h}$	Vertragliche Mindestfreigabezeit für Speicherheizungen (siehe Abbildung 5)
Dauer gelbe Zone	$t_y$	$t_y \leq 14 \text{ h}$	Resultiert aus Dauer der grünen Zone $t_g$
Dauer orange Zone	$t_o$	$t_o \leq 6 \text{ h}$	Vertraglich maximale Sperrzeit für Wärmepumpen und Elektromobile bei VNB 1 (siehe Abbildung 5)
Dauer rote Zone	$t_r$	$t_r \leq 2 \text{ h}$	Vertraglich maximale Sperrzeit für Wärmepumpen und Elektromobile bei VNB 2 (siehe Abbildung 5)
Hysterese Sperrdauer	$t_{hys}$	15 min	In Anlehnung an $V_{float}$
Auflösung Messwert	$t_{mess}$	1 min	In Anlehnung an minütliche Auflösung in [7]

Das Reallabor startete im November 2021, sodass der Algorithmus und die Parameter (siehe Tabelle 13) für die damals geltenden gesetzlichen und vertraglichen Rahmenbedingungen angepasst wurden. Die Novellierung des EnWG §14a vom 27.11.2023 erfordert die Adaption der Berechnungsgrundlage, da Steuereingriffe auf Grundlage einer Netzzustandsermittlung und nur noch sehr selten erfolgen sollen (siehe Tabelle 14). Mögliche Anpassungen basierend auf dem Eckpunktepapier zum EnWG §14a vom 24.11.2022 werden aufgrund der verlorenen Gültigkeit nicht betrachtet. Die Adaption betrifft somit den Stand vor dem 24.11.2022 im Vergleich zur Novellierung vom 27.11.2023. Der gleitende Mittelwert, die Sperrdauer-Hysterese und die Messwert-Auflösung bleiben gleich. Der grüne und gelbe Schwellwert als auch die Dauer der gelben sowie orangen Zone wird hinfällig, da im neuen Entwurf die Arten der SteuVE nicht mehr für die Sperrzeitdauer unterschieden werden. Zudem fallen die Speicherheizungen im Gesamten als SteuVE weg. Wie lange die Steuerungsdauer, die nach Bedarf des VNB berechnet wird, sein wird, ist zum Zeitpunkt Mai 2024 noch nicht final geklärt.

Tabelle 14. Adaptierte Berechnungsgrundlage vor dem 24.11.2022 im Vergleich ab dem 27.11.2023.

Symbol		Ausprägung	Adaption	Beschreibung für Adaption
Gleitender Mittelwert der Spannung $V$	$V_{float}$	berechnet	berechnet	Keine Adaption notwendig
Grüner Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,g}$	berechnet	---	Hinfällig, da Speicherheizungen explizit ausgenommen wurden
Gelber Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,y}$	$V_{th,y} \leq 250 \text{ V}$	---	Hinfällig, da die SteuVE-Arten nicht in der Sperrdauer unterschieden werden
Oranger Schwellwert der Spannung $V$	$V_{th,o}$	$V_{th,o} \leq 207 \text{ V}$	berechnet	Steuerungsdauer erfolgt nach Bedarf
Dauer grüne Zone	$t_g$	$t_g \geq 10 \text{ h}$	berechnet	Steuerungsdauer erfolgt nach Bedarf
Dauer gelbe Zone	$t_y$	$t_y \leq 14 \text{ h}$	---	Hinfällig, da die SteuVE-Arten nicht in der Sperrdauer unterschieden werden
Dauer orange Zone	$t_o$	$t_o \leq 6 \text{ h}$	---	Hinfällig, da die SteuVE-Arten nicht in der Sperrdauer unterschieden werden
Dauer rote Zone	$t_r$	$t_r \leq 2 \text{ h}$	berechnet	Steuerungsdauer erfolgt nach Bedarf
Hysterese Sperrdauer	$t_{hys}$	15 min	15 min	Keine Adaption notwendig
Auflösung Messwert	$t_{mess}$	1 min	1 min	Keine Adaption notwendig

### 3.3.2 Nachweis der Funktionsfähigkeit

Nachweis der Einteilung in Zonen (zuverlässig) - Abbildung 14 zeigt den Spannungsverlauf von zwei realen Beispieltagen im Februar 2022 im LVN-Netzgebiet. Hier ist die gewünschte Einteilung des Tages in die farblich markierten Zonen Grün, Gelb und Orange ersichtlich. Des Weiteren sind die Spannungsschwellwerte der grünen und gelben Zone abgebildet. Die rote Zone tritt planmäßig aufgrund der gewählten Berechnungsgrundlage ( $V_{th,o} \leq 207$  V) an diesen beiden Tagen nicht auf. Die Berechnung der Schwellwerte und die Einteilung in die Zonen funktioniert damit, wie an diesem Beispiel gezeigt, zuverlässig. Der Nachweis der gewünschten Zoneneinteilung konnte für alle bewerteten Tage gezeigt werden. [80]

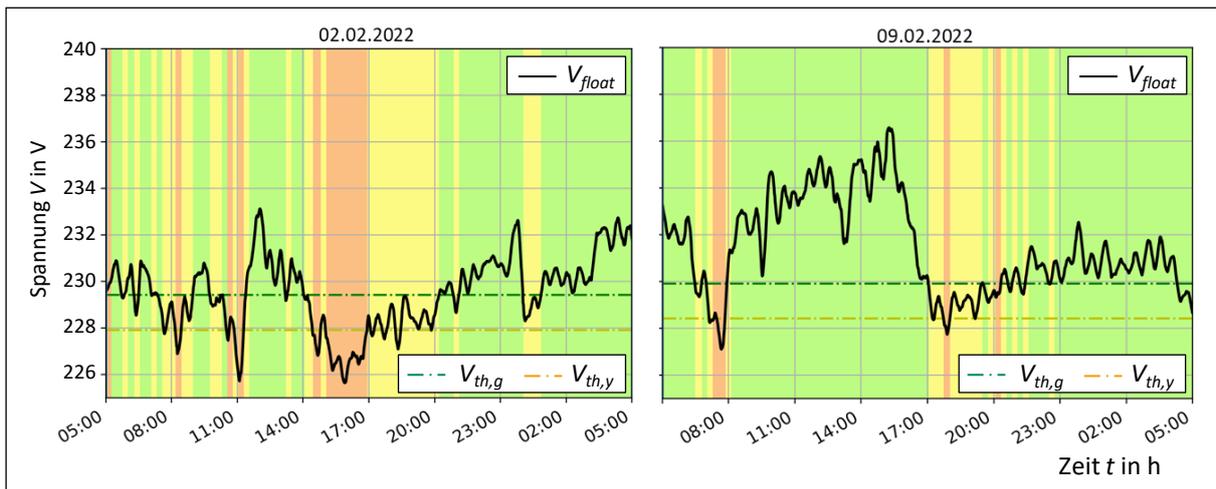


Abbildung 14. Zwei Beispieltage mit je Flex-Cluster abgebildeter Zone mit den Basis-Parametern nach [80].

Nachweis der tagesaktuellen Anpassung (zuverlässig) – Der Algorithmus teilt nicht nur den Tag zuverlässig in die für den Haushalt individuellen Zonen ein, sondern adaptiert sich geplant anhand des tagesaktuellen Spannungsniveaus. Die tagesaktuelle Anpassung erfolgt durch die Schwellwertberechnung anhand der Spannungsmesswerte des vergangenen Tages. Abbildung 15 zeigt, dass der grüne Spannungsschwellwert  $V_{th,g}$  jeden Tag neu berechnet wird. Damit folgt das Konzept saisonalen Einflüssen, wie gewünscht.

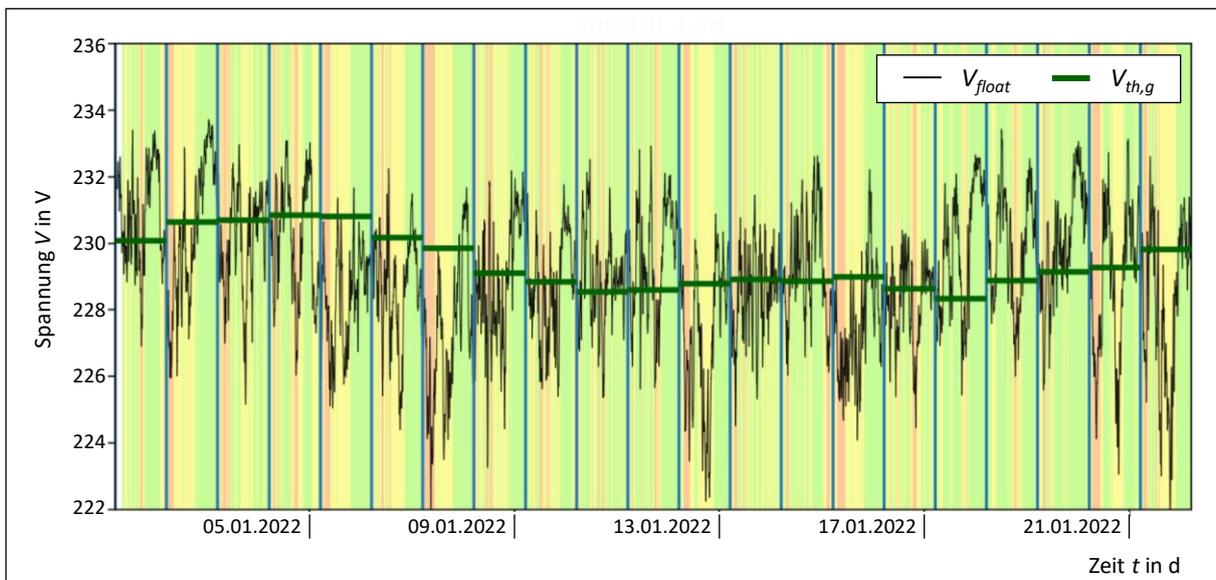


Abbildung 15. Tagesaktuelle Anpassung des Schwellwerts innerhalb von drei Wochen im Januar 2022 [82].

Nachweis der Einhaltung von Limitationen (zuverlässig) - Abbildung 16 zeigt beispielsweise die statistische Verteilung der vier Zonen im Juli 2022, in die der Netzzustand eingeteilt wird. Die Legende gibt hierbei die vertraglich zu erfüllenden Sperr- und Freigabezeiten an. In der grünen Zone sind alle SteuVE freigegeben. In der gelben Zone wird das erste Cluster (z.B. Speicherheizungen), in der orangen Zone zusätzlich das nächste Cluster (z.B. Wärmepumpen) gesperrt. In der roten Zone sind alle SteuVE für bis zu maximal zwei Stunden am Tag gesperrt. Dies entspricht zu 100 % dem geforderten normativem und rechtlichem Verhalten, das für den Einsatz im Reallabor vorausgesetzt wird.

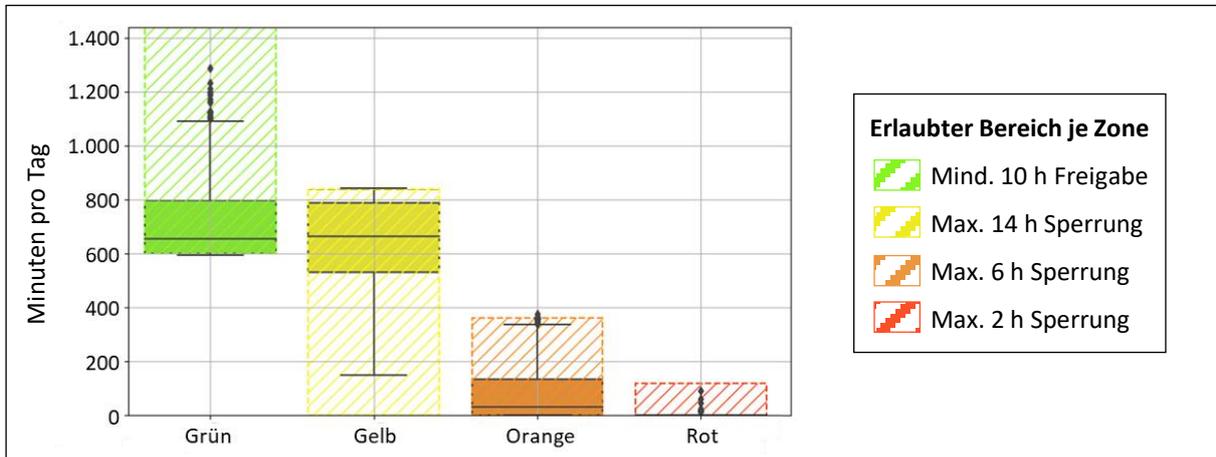


Abbildung 16. Freigabe- (Grün) und Sperrzeiten (stufenweise: Gelb, Orange, Rot = alle SteuVE gesperrt) aller Steuerboxen im Reallabor im Juli 2022 mit vertraglichen Vorgaben [46].

Nachweis des individuellen Schwellwerts (diskriminierungsfrei) – Um die Anforderung der Diskriminierungsfreiheit der Haushalte im Konzept abzubilden, ist die Schwellwertberechnung grundsätzlich unabhängig vom realen Spannungsniveau. Sie zielt primär auf die Sperrdauer ab. Der Schwellwert wird auf Grundlage der historischen Messdaten sowie einer täglichen maximalen Sperrdauer von z.B. 6 h ermittelt und behandelt damit jeden Haushalt am Niederspannungsstrang gleich. Ein Haushalt in Ortsnetzstationsnähe wird genau wie ein Haushalt am Strangende bis zu 6 h täglich gesperrt. Abbildung 17 veranschaulicht denselben Zeitraum von 25.12.2021 bis 08.01.2022 von zwei Haushalten, die sich in einer Gemeinde im LVN-Netzgebiet befinden. Ein Vergleich realer Schwellwertberechnungen direkter Nachbarn ist aufgrund der begrenzten Anzahl teilnehmender Haushalte nicht möglich. Die jeweiligen Ortsnetzstationen zu den Haushalten sind 260 m Luftlinie voneinander entfernt. Die Kabelstrecke vom Haushalt zu seiner jeweiligen Ortsnetzstation beträgt in beiden Fällen 340 m. Der Schwellwert gleicht sich dem Spannungsniveau am Hausanschlusspunkt an und behandelt damit die beiden Haushalte mit einer max. Sperrdauer von 6 h gleich.

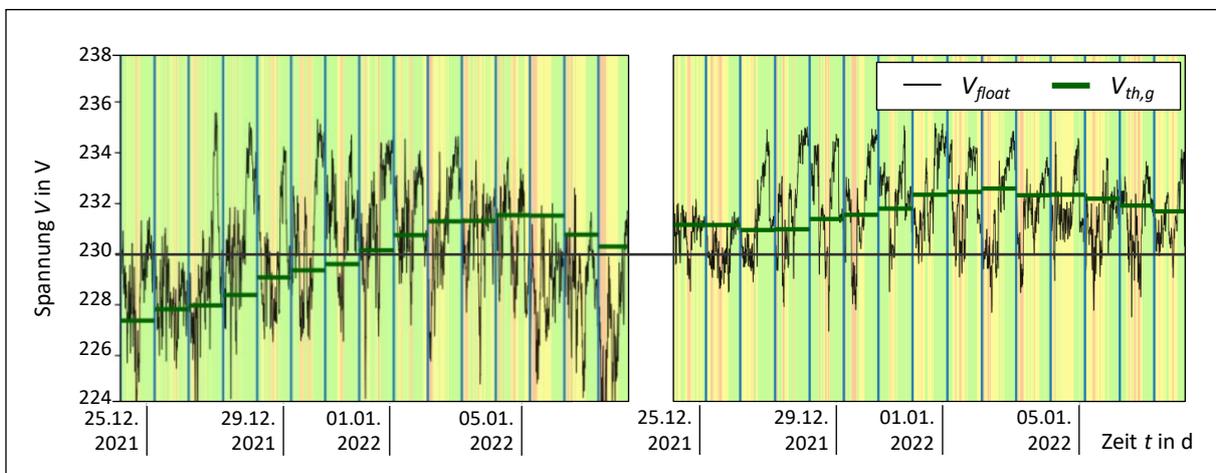


Abbildung 17. Diskriminierungsfreie Anpassung des Schwellwerts innerhalb einer Gemeinde [82].

Nachweis der automatischen SteuVE-Reaktion durch das Steuerboxsignal (effizient und digital) - Abbildung 18 greift ein gemessenes Beispiel des dezentral spannungsbedingten Konzepts auf. Dieses beinhaltet reale minütliche Messdaten (dreiphasig Residuallast  $P$  und Spannung  $V$  am Hausanschlusspunkt mit der Annahme  $P_3 = P_2$  aufgrund eines Wandler-Defekts) eines Privathaushalts mit steuerbaren Verbrauchern an einem Dezembertag im Jahr 2022. Hier wurde in den orangenen Zonen eine Sperrung der SteuVE Wärmepumpe und Elektromobil durchgeführt. Die SteuVE reagieren wie geplant auf den dezentralen Steuerbefehl und sind damit während der orangenen Zonen gesperrt. Da der dreiphasige Leistungsbezug gegen 12:30 Uhr sehr kurz und in der Mittagszeit stattfindet, wird davon ausgegangen, dass es sich hierbei um einen Herd handelt. Da dieser keine SteuVE ist, wirkt die orange Zone geplant nicht auf dessen Verbrauch. Des Weiteren zeigt sich gegen 13:30 Uhr ein weiterer jedoch einphasiger Leistungsbezug. Durch den einphasigen im Vergleich zum sonst gezeigten mehrphasigen Bezug der SteuVE, wird die Annahme getroffen, dass zwischen ca. 13:30 und 14:30 Uhr ein Haushaltsverbraucher aktiv ist. Nicht steuerbare Haushaltsverbraucher sind beispielsweise eine Spül- oder Waschmaschine sowie ein Trockner und dürfen nicht vom VNB gesperrt werden.

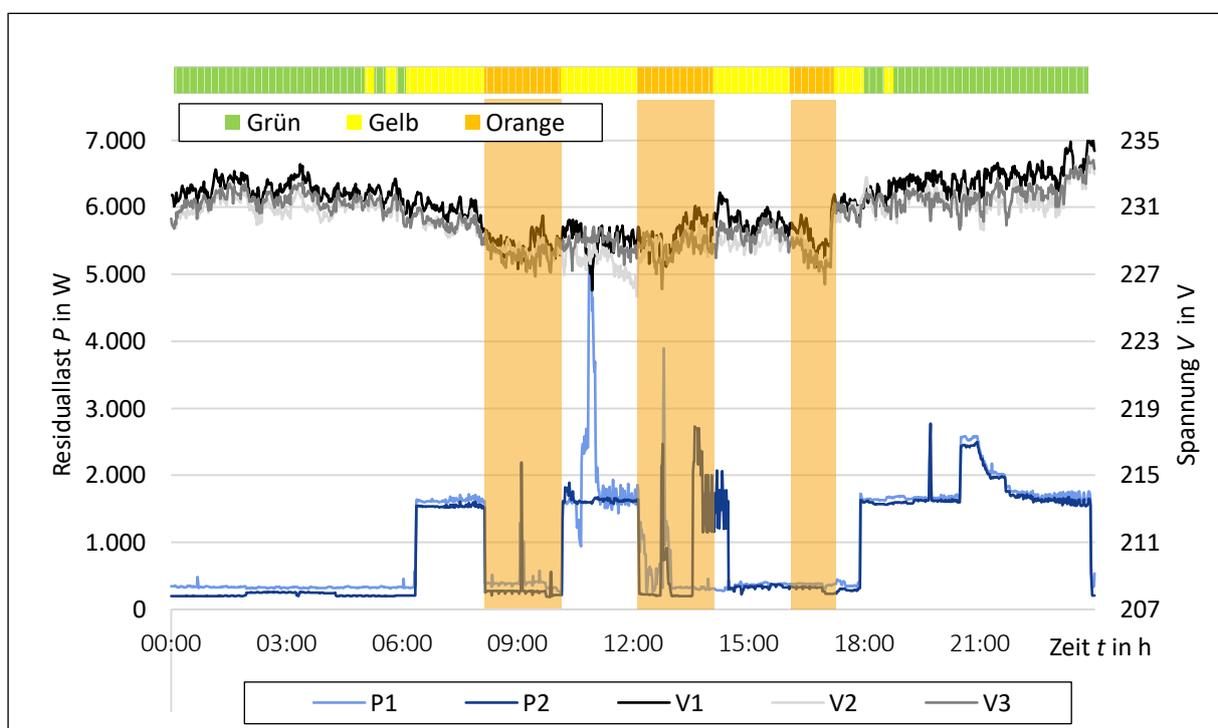


Abbildung 18. Freigabe- und Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 04.12.2022.

Abbildung 19 zeigt ein weiteres Beispiel desselben Haushalts. Der Balken im oberen Bildbereich zeigt, dass die Sperrzeiten für die SteuVE (Orange) in diesem Beispiel morgens in Teilen zwischen 05:16 und 08:17 sowie abends von 18:38 bis 18:53 aufgrund der gemessenen niedrigeren Spannungswerte auftreten. Die SteuVE werden an diesem Tag 99 Minuten von vertraglich max. erlaubten 360 Minuten gesperrt. Da das Fahrzeug zu diesen Zeitpunkten keinen Ladebedarf aufweist bzw. nicht vor Ort ist, bleiben die Sperrzeiten vom Kunden unbemerkt. Die gemessenen Wirkleistungsspitzen treten in der Mittagszeit auf. Die Maximal-Werte von bis zu 4,3 kW sind lediglich einphasig im Gegensatz zu den dreiphasigen Abendspitzen, sodass ein Laden des Elektromobils mittags ausgeschlossen werden kann. Der unflexible Haushaltsverbrauch bleibt somit auch hier von der Steuerung unberührt. [46]

Die Funktionsfähigkeit des dezentralen und spannungsabhängigen Steuerkonzepts ist mittels Einzelbeispielen dargelegt. Der Nachweis zur Leistungsfähigkeit des Konzepts und damit dem Effekt auf die Kennzahlen der Versorgungssicherheit im Niederspannungsnetz erfolgt als Potentialbewertung in Kapitel 4.4. Nachfolgend in Kapitel 3.3.3 erfolgt die Erläuterung zur Spannung als Konzept-Regelgröße.

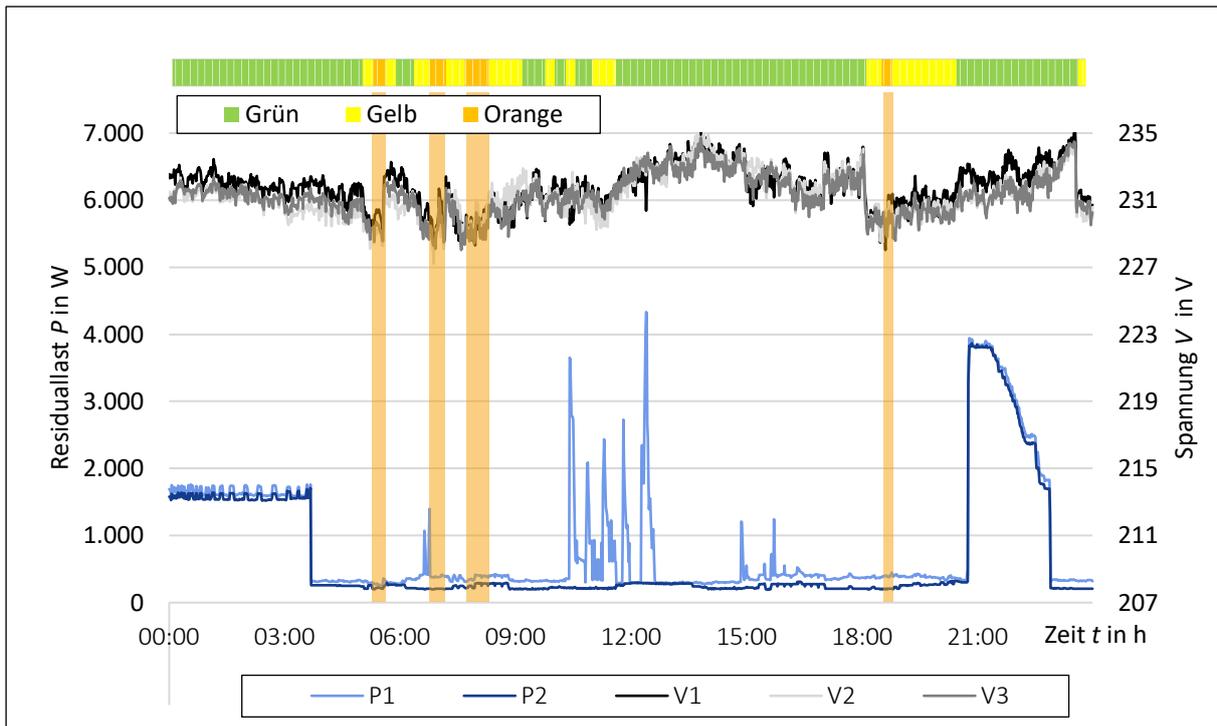


Abbildung 19. Freigabe- und Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 29.11.2022 nach [46].

### 3.3.3 Physikalische Regelgröße Spannung

Die Spannung kann auf Grund der überwiegend auftretenden Strahlennetze als Indikator für den lokalen Netzstatus insbesondere in der Niederspannung genutzt werden. Vergleicht man die Spannung am Hausanschluss mit der von der NS-Sammelschiene, so steigt sie an, wenn die Einspeiseleistung die Last übersteigt. Im umgekehrten Fall nimmt die Spannung ab. Grund hierfür ist die sich aus Einspeiseleistung und Last ergebende Leistungsflussrichtung. Abbildung 20 zeigt die Abhängigkeiten der Spannung zu weiteren Netzparametern wie der Wirkleistung  $P$ , der Impedanz  $\underline{Z}$  oder dem Stromfluss  $I$  im Verbraucherzählpeilsystem. Am Hausanschlusspunkt wird zwischen einer nicht-flexiblen Verbrauchseinrichtung (VE) wie einer Spülmaschine, einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung (SteuVE) beispielsweise einem Elektromobil und einer Photovoltaik-Anlage (PV) als am häufigsten auftretende EEG-Anlage bei einem Privathaushalt unterschieden. Im Rahmen eines Lastmanagements kann der Bezug der SteuVE gesteuert werden. Die anderen beiden Typen bleiben unberührt. Blindleistungsmanagement wird in den nachfolgenden Analysen aufgrund einer Vereinfachung der Darstellung außeracht gelassen. Des Weiteren wird der Phasenwinkel  $\varphi$  zwischen Strom und Spannung vernachlässigt und nur der Spannungsbetrag bewertet. Aufgrund der in der Niederspannung üblicherweise elektrisch kurzen Leitungen mit weniger als 50 km Kabel- bzw. 100 km Freileitungslänge ist die Vernachlässigung hinnehmbar [83]. Die Formel im unteren Bereich der Abbildung zeigt den Zusammenhang der Spannung am Hausanschlusspunkt  $\underline{V}_{HA}$  mit der Scheinleistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung  $\underline{S}_{SteuVE} = P_{SteuVE} + jQ_{SteuVE}$  an [84].

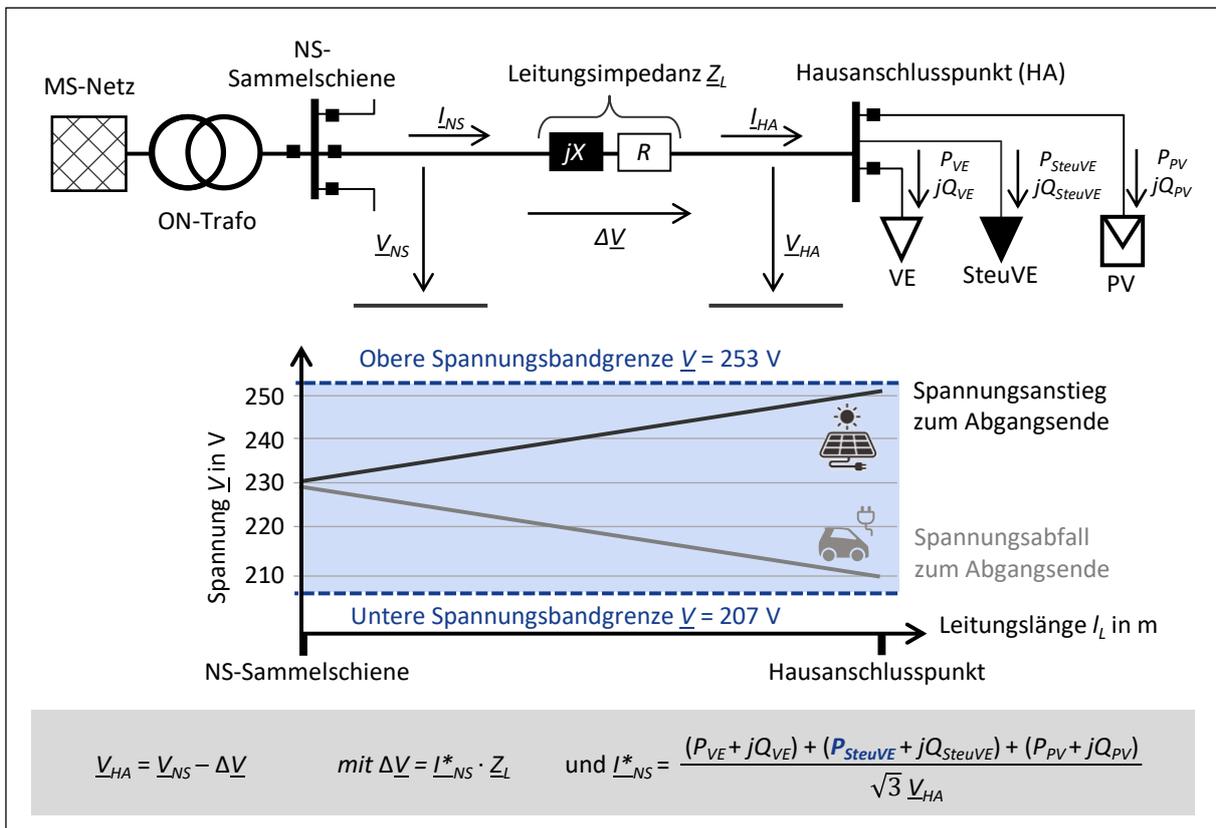


Abbildung 20. Berechnungsgrundlage für das Potential des dezentralen Konzepts nach [84].

Folgende Zusammenhänge sind besonders hervorzuheben [84]:

- $\underline{S}_{SteuVE}$  ist lediglich ein Einflussfaktor von vielen weiteren wie  $\underline{V}_{NS}$  und  $P_{VE}$  auf  $\underline{V}_{HA}$
- $\underline{Z}_L$  wird allein durch die Parameter der Kabel oder Freileitungen und Transformatoren bestimmt
- $\underline{V}_{NS}$  ist abhängig von der Spannung auf der Oberspannungsseite des Transformators, dessen Gesamtbelastung und dessen Übersetzungsverhältnis

Die Nennspannung in deutschen Niederspannungsnetzen beträgt  $V_n = 230$  V. Die Einhaltung der Nennspannung bzw. Spannungsqualität als Teilbereich der Versorgungssicherheit liegt im Aufgabenbereich des VNB. Je nach aktueller Situation, angeschlossenen Verbrauchern und Erzeugungsanlagen sowie der Netztopologie kann die Spannung im Zeitverlauf stark variieren. Abbildung 21 bis Abbildung 23 veranschaulichen am Beispiel eines strahlenförmigen Niederspannungsnetzes im süddeutschen Raum den Spannungsverlauf am 02.05.2023.

Abbildung 21 zeigt die schematische Netzstruktur des real gemessenen Netzes. Die Punkte 119, 123 und 167 stellen Messpunkte am Hausanschlusspunkt dar. Die Kabelstrecke von der Ortsnetzstation zum Punkt 119 beträgt 83 m und 323 m von der Ortsnetzstation bis Punkt 123. Dabei befinden sich 123 und 167 auf dem gleichen NS-Abgang. In Pink ist der gemessene Niederspannungsabgang markiert. Auf die Qualität der Messdaten wird detailliert in Kapitel 3.4.4 eingegangen.

Abbildung 22 zeigt den Spannungsverlauf des Maitages von 05:00 bis 24:00 Uhr. Die Darstellung vergleicht aufgrund der Übersichtlichkeit jeweils die Phase 1 der jeweiligen dreiphasig gemessenen Punkte. Der Verlauf von Messpunkt 119  $V_{119}$  in Hellgrün ist dem des Niederspannungsabgangs in Pink  $V_{Abg}$  sehr ähnlich. Weiter verhalten sich  $V_{123}$  in Orange und  $V_{167}$  in Blau nahezu gleich.

Abbildung 23 verdeutlicht die 15-minütig gleitend-gemittelte Spannungsdifferenz  $\Delta V$  bezogen auf die Abgangsmessung  $V_{Abg}$ . Punkt 119 (Hellgrün) ist dem Abgangsverhalten (Pink) am ähnlichsten. Dieser befindet sich mit 83 m am nächsten zur Ortsnetzstation im Vergleich zu den anderen gemessenen Punkten. Daher ist der Spannungsabfall zum Niederspannungsabgang am geringsten. Punkt 123 (Orange) und 167 (Blau) weichen deutlicher ab. Die Spannungen liegen tagsüber von ca. 07:00 bis 15:30 Uhr oberhalb der Abgangsspannung und abends sowie nachts tendenziell unterhalb. Diese Spannungsanhebung zum Abgangsende hin ist durch eine mögliche Einspeisung der angeschlossenen PV-Anlagen in den Abgang zu erklären. Des Weiteren ist in Hellgrau die gemessene Residualeinspeisung des Abgangs  $P_{Abg}$  eingezeichnet. Positive Werte bedeuten eine Einspeisung in das Mittelspannungsnetz, negativ meint Bezug. Das absolute Spannungsniveau je Hausanschluss kann stark variieren. Saisonale Einflüsse und Netzschaltungen können zu Änderungen des Spannungsniveaus führen. Die Spannung ist somit als Richtgröße für eine dezentrale Steuerung geeignet unter der Bedingung, dass sie auf ihr eigenes Spannungsniveau bezogen wird.

Über den Leistungswert am Niederspannungsabgang lassen sich Aussagen bezüglich der thermischen Belastung des Abgangskabels oder die Transformatorbelastung treffen, jedoch nicht über die Spannungsqualität. Die Netzfrequenz ist durch das europäische Verbundnetz im Normalfall nahe 50,00 Hz und Abweichungen können nur mit sehr hohem Aufwand gemessen werden. Des Weiteren ist der Effekt eines frequenzbedingten Lastmanagements von SteuVE stark von der verfügbaren steuerbaren Leistung sowie der Steuerboxdichte abhängig und noch nicht final bewertbar. Eine Kombination der Messgrößen beinhaltet den höchsten Informationsgehalt, würde die Komplexität jedoch stark erhöhen. Bei der Auswahl einer einzigen, einfach einsetzbaren Kenngröße ist daher für den beschriebenen Anwendungsfall die Spannung am betroffenen Punkt zu bevorzugen. Der dezentrale Algorithmus verwendet somit die Spannung. Das Kapitel 3.4 zeigt die reale Gestaltung des Konzepts mittels Reallabor im LVN- und SNB-Netzgebiet.

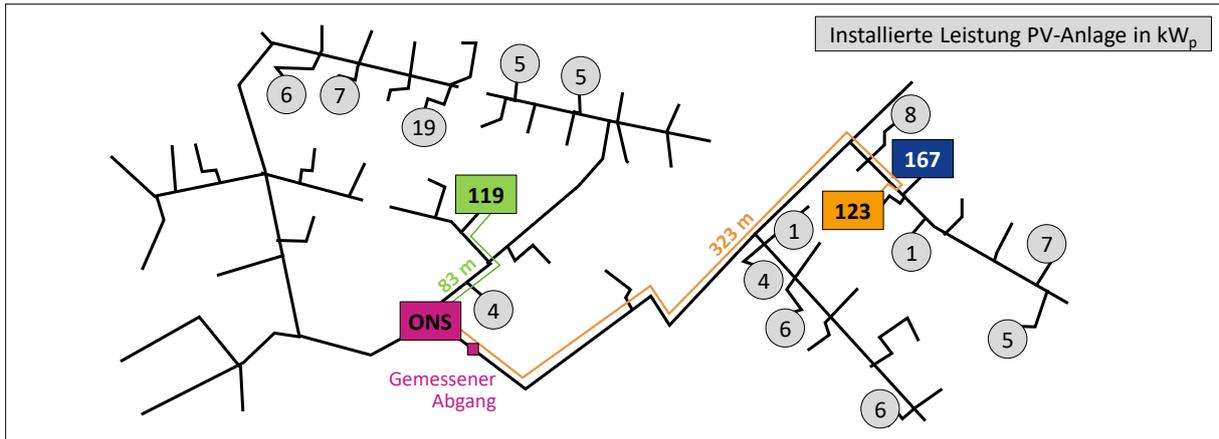


Abbildung 21. Schematische Netzstruktur eines ausgewählten realen Niederspannungsnetzes.

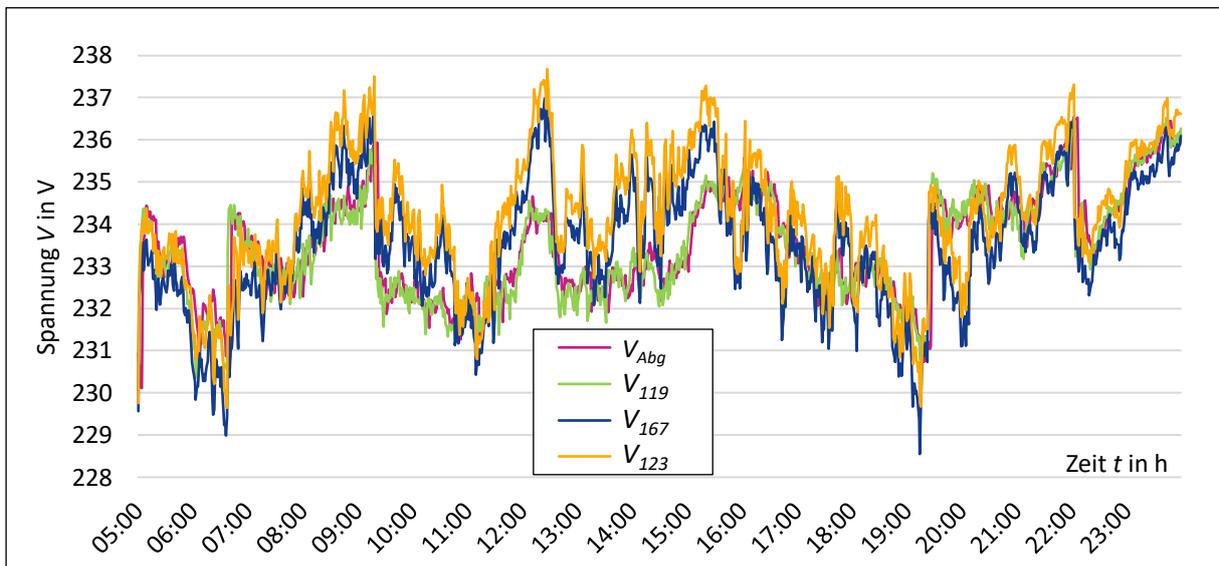


Abbildung 22. Verhalten der Spannung innerhalb des Niederspannungsnetzes am 02.05.2023.

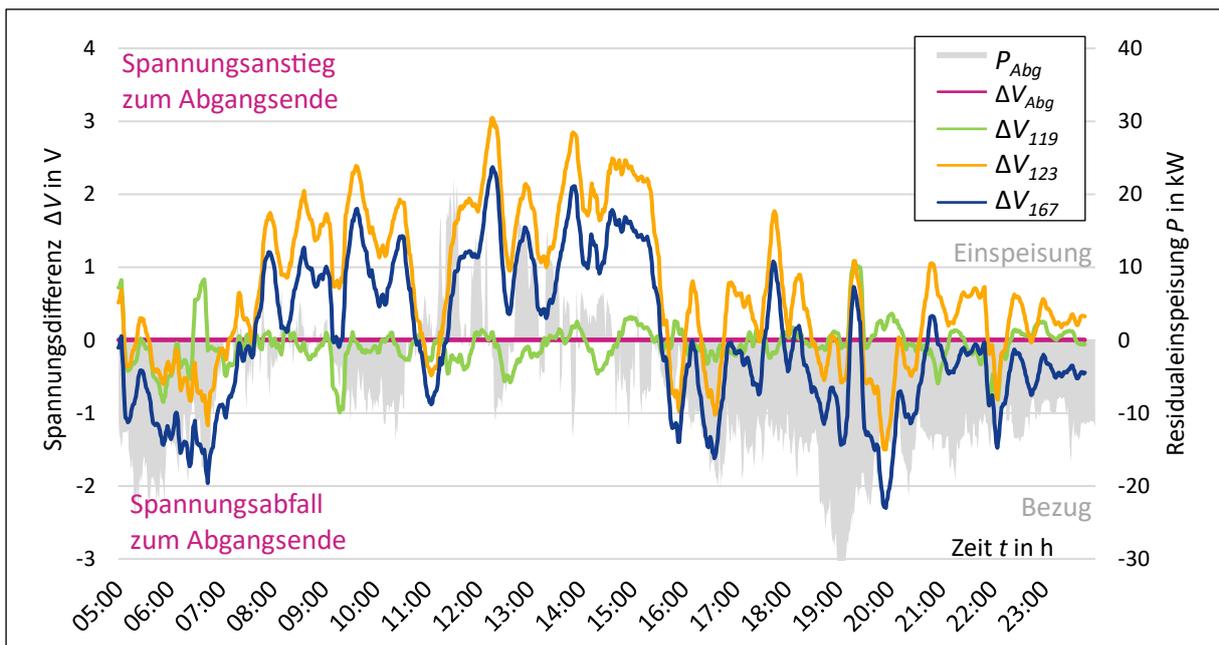


Abbildung 23. Spannungsanstieg bzw. -abfall vom Abgangsbeginn zum -ende am 02.05.2023.

### 3.4 Gestaltung des Reallabors

Für die Umsetzung des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts wurde ein Reallabor in einem ländlich und einem städtisch geprägten Verteilnetz aufgebaut. Hier wurden in ausgewählten Privathaushalten in der Niederspannung eine Steuerbox mit dezentralem Algorithmus montiert. Die Teilnehmerakquise erfolgte durch eine gezielte Vorauswahl und durch die Prüfung von definierten Voraussetzungen der Steuerbox-Installation im Zählerschrank.

#### 3.4.1 Teilnehmerakquise im Reallabor

Für das Reallabor waren 120 Privathaushalte mit steuerbaren Verbrauchern vorgesehen, bei denen die Steuerbox inklusive des Zusatzmoduls installiert werden. Für die Betrachtung von möglichen netzseitigen Wechselwirkungen und eine hohe Aussagekraft wurde eine Bündelung von Modulen an einer Ortsnetzstation bzw. an einem Niederspannungsstrang angestrebt. Nachfolgend in Abbildung 24 wird das für das Reallabor verwendete Konzept zur zielorientierten Auswahl von Netzabschnitten und angeschlossener Haushalte vorgestellt. Als Netzabschnitt ist im Projekt eine Ortsnetzstation mit deren Niederspannungs-Abgängen definiert. Im Reallabor sind zunächst die Ziele der VNB sowie der Hochschule zur dezentralen Steuerungslösung im Fokus. Zielsetzungen weiterer Stakeholder werden hier nicht im Detail beschrieben (Schritt 1). Die Ziele der beteiligten Netzbetreiber sind vor allem die Versorgungssicherheit und dafür die Entwicklung einer leistungsfähigen und zuverlässigen Steuerungslösung als Nachfolge für unter anderem Schaltuhren (siehe Anforderungen in Kapitel 3.1). Die Hochschule München fokussiert die Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Netzgebiete sowie eine möglichst hohe Aussagekraft des Konzept-Nutzens in unterschiedlichen Netzen und Netzzuständen.

Nach der Definition der notwendigen Datengrundlage (Schritt 2) und dem Prüfen deren Verfügbarkeit (Schritt 3), werden für das Konzept ausschlaggebende Rahmenbedingungen getroffen (Schritt 4). Der Netzabschnitt ist nur dann relevant, wenn er sich im Netzgebiet des VNB befindet. Wenn keine SteuVE im Netzabschnitt angeschlossen ist, kann das Lastmanagement-Konzept nicht angewandt werden. Neben einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist ein separater Zählpunkt für die Abrechnung der reduzierten Netzentgelte nach altem EnWG §14a Teilnahme-Voraussetzung. [5]



Abbildung 24. Ablaufdiagramm zur Auswahl der Reallabor-Teilnehmer [5].

Die Voraussetzungen für die Teilnahme der Letztverbraucher sind in Tabelle 15 beschrieben. Zum Einen muss im Allgemeinen ein Vertragsverhältnis nach EnWG §14a bestehen und der Haushalt im Netzgebiet des zuständigen VNB liegen. Weiter ist für die Umsetzung im Reallabor eine SteuVE mit analoger Schnittstelle und separatem Zähler sowie Montageplatz in einem normgerechten Zählerschrank obligatorisch. LTE- sowie Funkrufnetzempfang sind optional, da diese lediglich die wissenschaftliche Datenübertragung jedoch nicht die Funktion im Generellen beeinflussen. Bei den ausgewählten Letztverbrauchern mit den oben genannten allgemeinen und technischen Voraussetzungen wurden zusätzliche Hardware-Komponenten für einen definierten Zeitraum montiert.

Tabelle 15. Allgemeine und technische Voraussetzungen im Reallabor.

Kategorie		Voraussetzung vor Ort beim Letztverbraucher
Allgemein	MUSS	(Bis zum 31.12.2023) Vertrag nach EnWG §14a
	MUSS	Privathaushalt im Netzgebiet des VNB
Hardware	MUSS	SteuVE nach EnWG §14a oder EEG-Anlage nach EEG §9 vorhanden
	MUSS	Zählerplatz nach gültigen Normen und Richtlinien
	MUSS	Montageplatz im Zählerschrank (mit/oder Adapterplatte)
	MUSS	Separater Zähler für SteuVE
	MUSS	Analoge Schnittstelle (perspektivisch digital)
Kommunikation	SOLL	LTE-Empfang im Bereich des Zählerschranks
	SOLL	Funkrufnetz-Empfang im Bereich des Zählerschranks

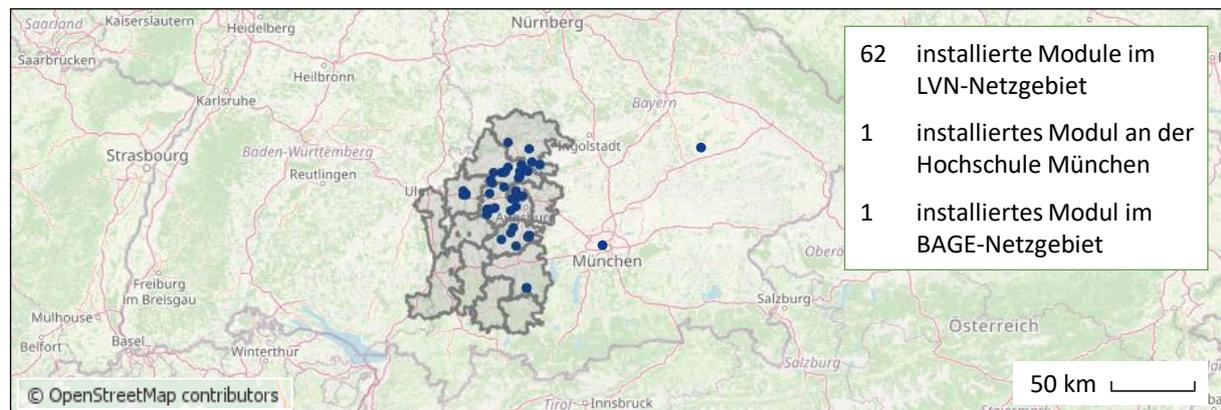


Abbildung 25. Installierte Module im LVN-Netzgebiet und Bayern nach [85].

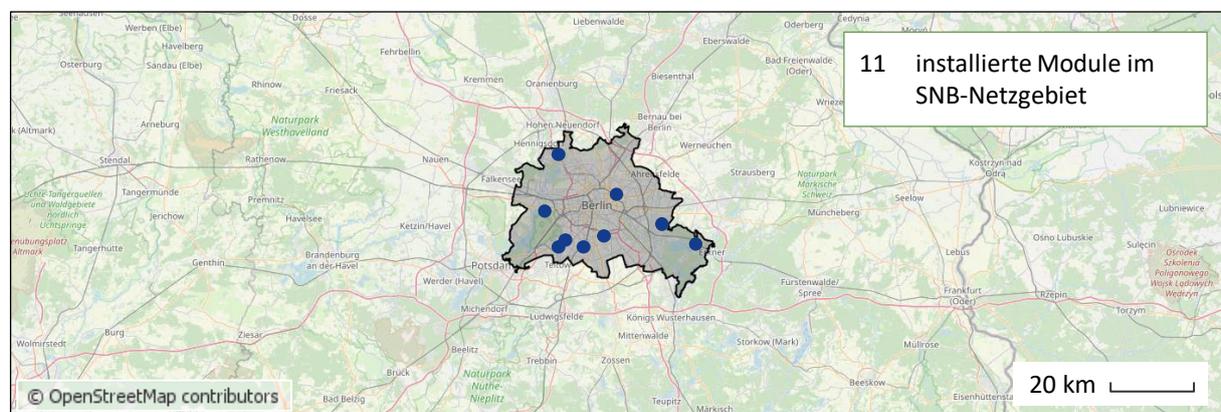


Abbildung 26. Installierte Module im SNB-Netzgebiet nach [85].

Abbildung 25 veranschaulicht die im LVN-Netzgebiet sowie in Bayern teilnehmenden Haushalte. In Abbildung 26 sind die Teilnehmerinnen und Teilnehmer im SNB-Netzgebiet eingezeichnet. Im LVN-Gebiet befinden sich 62 Haushalte, ein Modul ist an der Hochschule München und eines im Netzgebiet der LVN-Schwestergesellschaft Bayernwerk (BAGE) installiert. Zudem ist ein Modul bei der LVN-Schwestergesellschaft in Hamburg montiert. Elf Module sind im städtischen Netzgebiet von Stromnetz Berlin montiert. Die Zuordnung der Module zu einem ländlichen bzw. städtischen Netzklassen erfolgt über folgende Kriterien nach [84]. Daraus resultieren sechs Netzklassen, die in Tabelle 16 beschrieben und nach den folgenden Kriterien unterschieden werden:

- Bebauungsdichte entspricht der Anzahl Verbraucher je Ortsnetzstation
- Netzform z.B. Strahlennetz, offenes Ringnetz, Maschennetz
- Verbrauchertyp z.B. Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Gewerbe, Landwirtschaft

Das Landnetz weist eine geringe Bebauungsdichte auf und wird vor allem als Strahlennetz betrieben. Die gleiche Netzform findet sich im Dorfnetz wieder. Hier ist die Bebauungsdichte höher als im Landnetz und der dominierende Verbrauchertyp sind Einfamilienhäuser. Beide Klassen werden für die Einordnung der Reallabor-Teilnehmer zusammengefasst, da die zugrundeliegenden Informationen nicht bzw. nicht automatisiert auswertbar vorliegen. Die Klassifizierung erfolgt darüber, ob sich die Teilnehmerin oder der Teilnehmer innerhalb einer Mittel- oder Großstadt größer 20.000 Einwohnerinnen und Einwohner befindet [86]. In die Netzklasse Stadt fallen aufgrund der Einwohnerzahl größer 20.000 die Städte Berlin mit 3.870.000 [87], München mit 1.580.000 [88], Gersthofen mit 20.500 [89], Donauwörth mit 20.300 [90] und Neusäß mit 23.000 [91]. Daraus ergeben sich in Summe 60 Teilnehmerinnen und Teilnehmer in ländlich geprägter und 16 in städtischer Netzklasse.

Tabelle 16. Netzklassen nach [84] und Zuordnung der Reallabor-Teilnehmerinnen und -Teilnehmer.

Netzklasse	Bebauungsdichte	Netzform	Dominierender Verbrauchertyp	Reallabor-Teilnehmerinnen und Teilnehmer	
<b>Land</b>	Gering	Strahlennetz mit Freileitung	Landwirtschaft und Gewerbe	59 LVN 1 Bayernwerk	60 Land
<b>Dorf</b>	Höher als Land	Strahlennetz oder offenes Ringnetz	Einfamilienhäuser		
<b>Gewerbe</b>	Sehr gering	Maschennetz	Gewerbe	Keine	
<b>Vorstadt</b>	Höher als Dorf	Offenes Ringnetz oder Maschennetz	Ein- und Zweifamilienhäuser	11 Berlin (SNB) 1 München 1 Hamburg 1 Gersthofen (LVN) 1 Donauwörth (LVN) 1 Neusäß (LVN)	16 Stadt
<b>Block</b>	Geringer als Innenstadt	Offene oder geschlossene Ringnetz	Mehrfamilienhäuser		
<b>Innenstadt</b>	Höchsten	Maschennetz	Wohnungen, Geschäfte		

### 3.4.2 Komponenten im Reallabor

Die im Reallabor montierten und installierten Komponenten im Zählerfeld zeigt Abbildung 27 anhand eines realen Zählerschranks. Die bereits bestehenden Komponenten sind in Grau (4 und 6), die Hauptkomponenten in Orange (2 und 3) sowie Zusatz-Komponenten in Weiß (1, 5, 7 und 8) markiert. Der LTE-Stick (1) ermöglicht es, die generierten Messdaten zeitnah der Hochschule München zur Auswertung bereitzustellen. Der Steuerbox-Prototyp (2-3) bestehend aus den orange-markierten Einheiten stellt die Hauptkomponente dar. Um für die zusätzlichen Komponenten Platz zu gewinnen, wurde hier eine Adapterplatte mit Dreipunktbefestigung (5) inklusive integrierter Hutschiene eingesetzt, auf diese ein Steckzähler (6) gesetzt werden kann. [5]

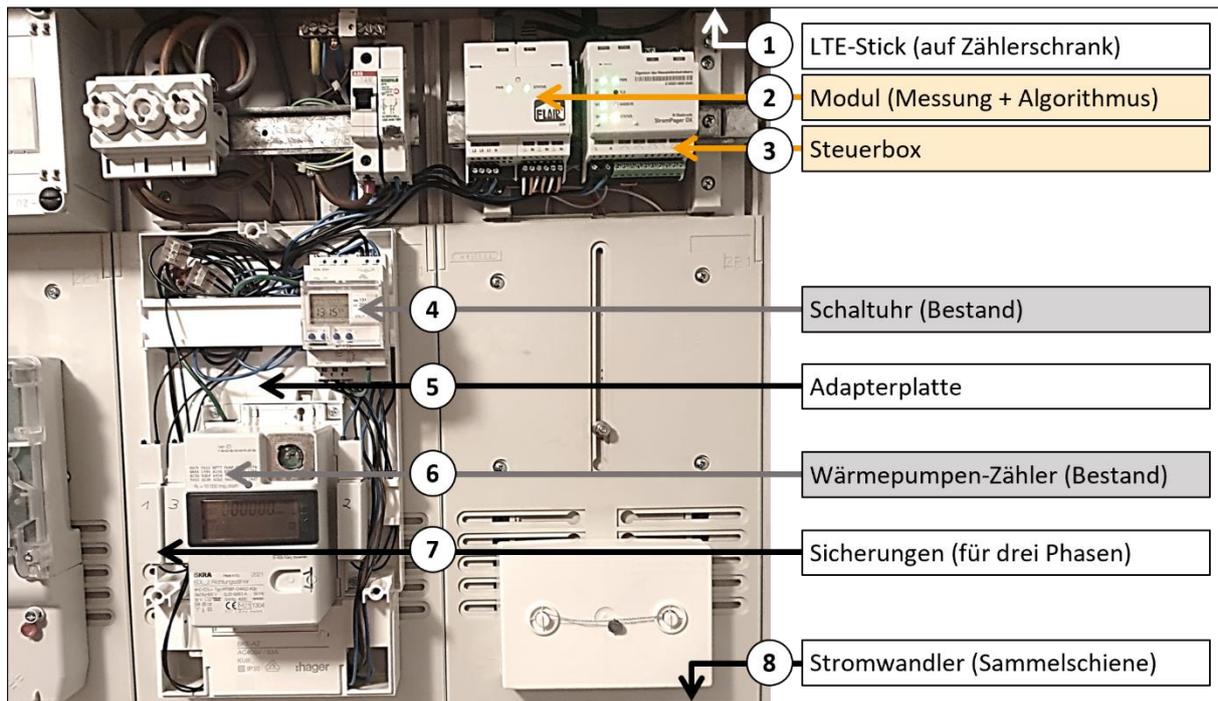


Abbildung 27. Zählerfeld im Reallabor mit montierten Hardware-Komponenten [5].

Die Grundlage für den Steuerbox-Prototypen ist die Version 1.3 des FNN-Lastenheft „Steuerbox zur Spezifikation der funktionalen und konstruktiven Merkmale“ [12]. Diese definiert neben der Hardware zudem Schnittstellen und Protokolle für die Steuerbox mit dem Ziel, einen Standard für Steuerbox-Hersteller und -Anwender vorzugeben. Abbildung 28 zeigt die FNN-konforme Steuerbox des Herstellers IK Elektronik und das explizit für das Reallabor entwickelte dezentrale Modul. Dieses Modul verarbeitet die Spannungs- und Strommesswerte mittels des dezentralen Algorithmus und gibt ein Sperrsignal an die über einen Ethernet-Port angebundene Steuerbox weiter. Die Steuerbox ist hierbei über die analogen Schaltkontakte die ausführende Einheit. Der USB-Port ermöglicht die Anbindung eines LTE-Sticks zur Datenübertragung. Die Kommunikations- und Datenwege im Reallabor werden in Kapitel 3.4.3 im Detail beschrieben. Der Einsatz der Prototypen im Reallabor führte zu Erkenntnissen, die in die Weiterentwicklung der dezentralen Steuerbox für eine massentaugliche Verwendung im Live-Betrieb einfließen (siehe Abbildung 29). Für die anschließende Serienentwicklung ist wiederum das FNN-Lastenheft zur Steuerbox die maßgebliche Spezifikation. Im Vorserienprodukt sind außer der Spannungsmessung keine zusätzlichen Hardwarekomponenten zur FNN-Steuerbox notwendig, sodass dieses, im Vergleich zu den Prototypen mit den separaten Bauteilen, nachhaltiger ist. Tabelle 17 listet die prägnantesten Unterschiede zwischen den Prototypen und der vorserienreifen Steuerbox auf.

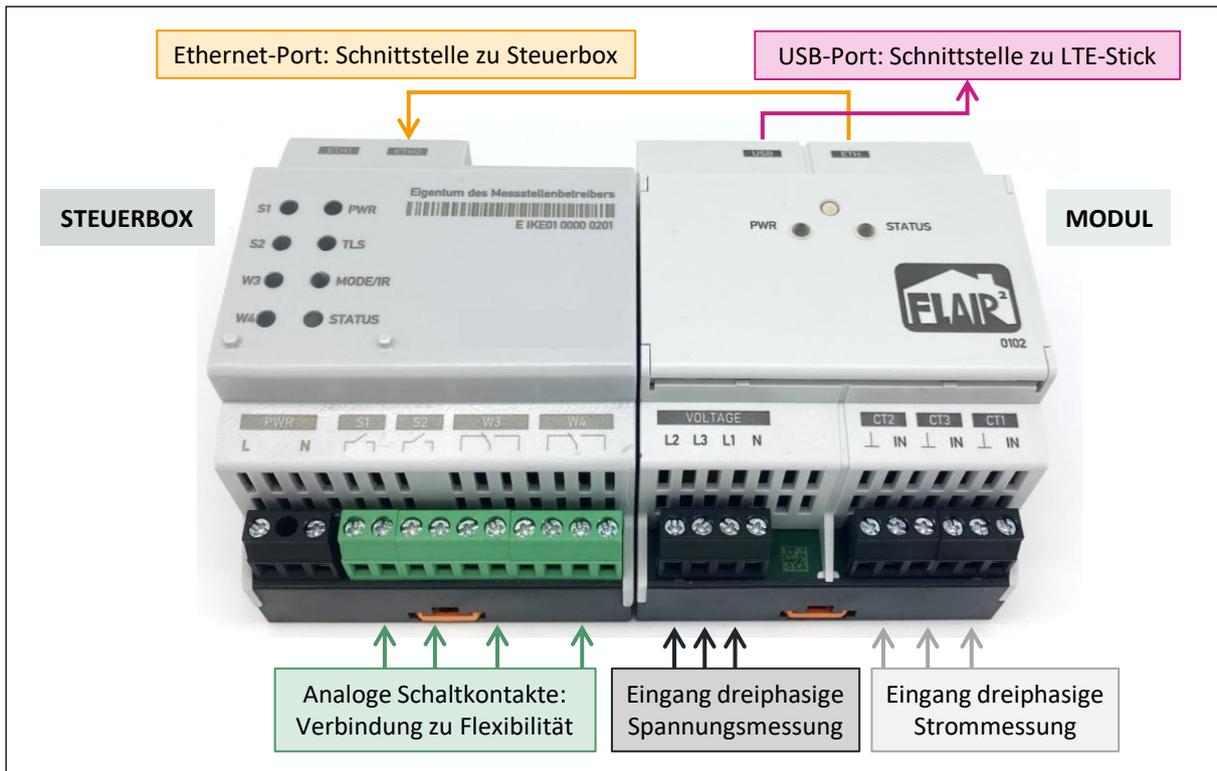


Abbildung 28. Steuerbox-Prototyp bestehend aus Steuerbox und Modul im Reallabor nach [79].



Abbildung 29. Vorseienreife Steuerbox (Foto: Christian Becker, IK Elektronik).

Tabelle 17. Unterschiede zwischen Steuerbox-Prototyp und serienreifem Produkt.

Kategorie	Prototyp (Abbildung 28)	Vorseienprodukt (Abbildung 29)
Anbindung Flexibilität	Vier Relais-Ausgänge	Vier Relais-Ausgänge und/oder EEBUS
Anbindung SMGW	Nicht realisiert	Aufwärtskompatibel mit SMGW
Anbindung VNB	Direkt über e*Nergy-Protokoll	Indirekt über IEC 61850 des SMGW
Messung	Dreiphasig Strom und Spannung	Dreiphasig Spannung
Lokation Algorithmus	Separates Modul mit Raspberry Pi	Platine in Steuerbox

Trotz einer vorausschauenden Planung des Reallabors sind Störungen im Vorfeld nicht auszuschließen. Für den Fall möglicher Störungen wurde ein Leitfaden zur Ursachenermittlung sowie ggf. Störungsbehebung entwickelt, der aufgezeichnet ist. Dieser Störungsleitfaden beschreibt den Prozess mit dem Startereignis, dass der Haushalt eine Störung der SteuVE erkennt. [5] Der Haushalt erreicht mittels Hotline ein Mitglied des Reallabor-Teams und beschreibt die Art und Dauer der Störung. Auf Grundlage der Beschreibung gibt es in Abbildung 30 vier Orange markierte Optionen:

- Reallabor ist nicht die Störungsursache
- Neustart der Steuerbox
- Störungsursache mittels LED-Muster und Leitfaden identifiziert
- Keine Identifikation der Ursache möglich

Wenn ein Neustart zu keiner Auflösung der Störung geführt hat, kann die Störungsbehebung durch den Netzbetreiber, einer Montage-Firma, der wissenschaftlichen Einrichtung oder einem Elektro-Installateur durchgeführt werden. Nach einer im besten Fall behobenen Störung erfolgt im letzten Schritt die Dokumentation der Ursache und das Vorgehen zur Auflösung dieser. Eine bei der Montage aufgetretene Störung war die fehlende Funktion der EVU-Sperre. Das bedeutet, dass die SteuVE nicht auf das Sperrsignal des VNB reagiert hat, obwohl sie nach EnWG §14a dazu verpflichtet ist. Diese Störung kann durch einen Elektro-Installateur z.B. in der Steuerzentrale der Wärmepumpe behoben werden. Des Weiteren gab es Fehlerfälle beispielsweise bei der Datenübertragung, die teilweise mittels Modulneustart behoben werden konnten. Bei sechs Privathaushalten im LVN-Netzgebiet wurde ein Modultausch aufgrund von (vermeintlichen) Fehlerfällen durchgeführt.

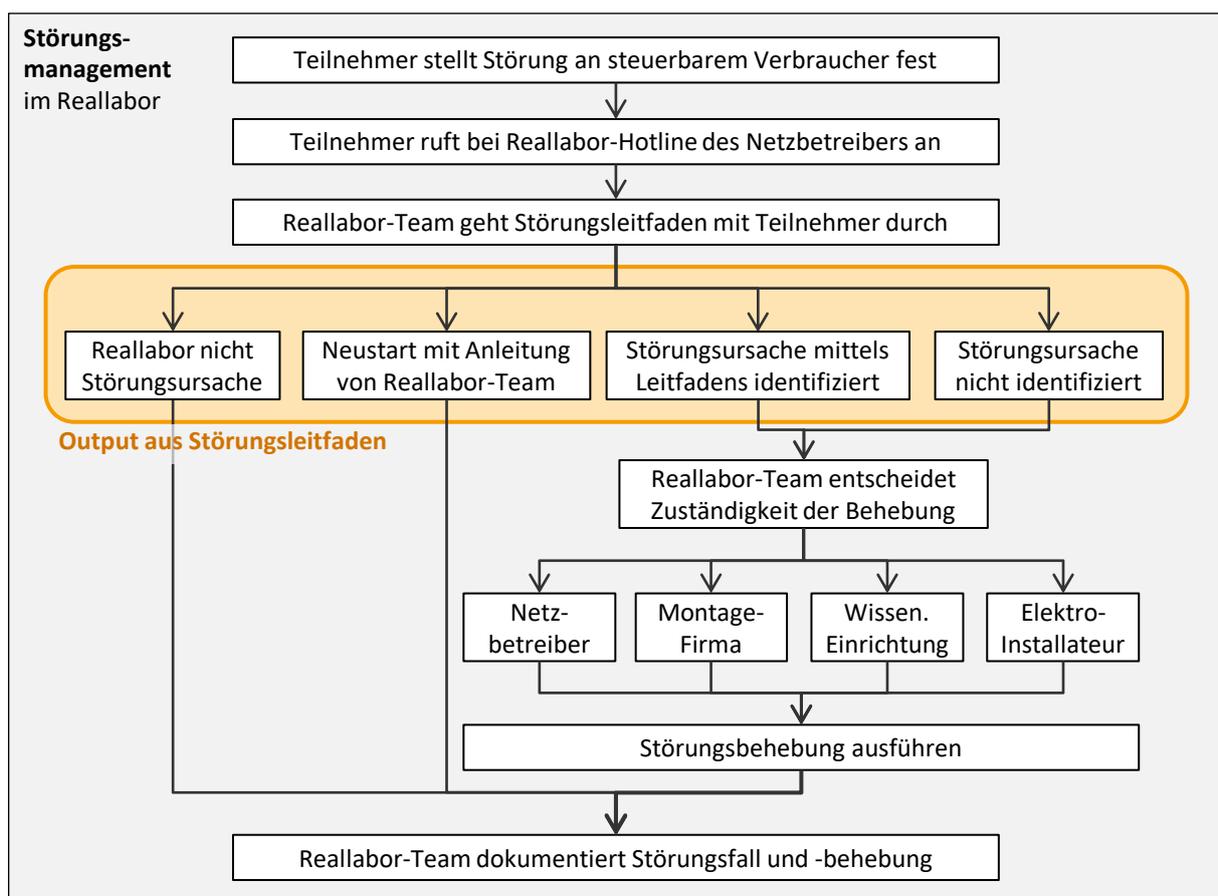


Abbildung 30. Störungsmanagement-Prozess im Reallabor [5].

### 3.4.3 Kommunikation und Daten im Reallabor

Die Beschreibung der Kommunikationswege im Reallabor im Gegensatz zum geplanten Live-Betrieb wird in Anlehnung an [46] nachfolgend beschrieben. Das dezentrale Rückfallkonzept funktioniert primär autark vor Ort, da es eine Unabhängigkeit von zentraler Kommunikation fokussiert. Im Reallabor wurde eine Datenübertragung zu Informations- und Kontrollzwecken realisiert. Abbildung 31 zeigt drei Kommunikationsstrecken im Reallabor. Als Umsetzung des sogenannten Notbefehls des VNB an die Steuerbox wurde eine unidirektionale Funkruf-Technologie (1) eingesetzt, die bereits heute einsatzfähig ist. Die Übertragung der Messdaten für die anschließende Analyse durch die wissenschaftliche Einrichtung ist mit Hilfe von Mobilfunk (2) realisiert. Durch eine Multi-SIM-Karte ist keine Abhängigkeit von der Kommunikationszuverlässigkeit eines einzelnen Anbieters gegeben. Für eine Umsetzung des dezentralen Steuerbefehls sowohl im Reallabor als auch im Live-Betrieb ist der Kommunikationsweg (3) zwischen Steuerbox und SteuVE z.B. der Wärmepumpe nicht zu vernachlässigen. Dieser ist nach Stand der Technik über analoge Schaltkontakte umgesetzt und soll perspektivisch von einer digitalen Anbindung beispielsweise EEBUS ersetzt werden.

Die Kommunikationswege erlauben den Datentransfer zwischen den beteiligten Stakeholdern. Die wichtigsten Stakeholder im Reallabor sind der Letztverbraucher in Blau, der VNB in Pink und die Hochschule als wissenschaftliche Einrichtung in Grün. Abbildung 32 zeigt die Verbindungen zwischen den Stakeholdern sowie die Art der Daten, die zwischen den Parteien übertragen werden. Aufgrund der DSGVO und dem zwischen VNB und Letztverbraucher geschlossenem Vertrag zum Reallabor darf der VNB personenbeziehbare Daten (A) erhalten, verarbeiten und speichern. Die Hochschule München ist ohne Vertrag nicht berechtigt die Daten mit Personenbezug einzusehen. Durch die Pseudonymisierung der Messdaten (B), indem weder Name noch Adresse, sondern lediglich eine laufende Nummer des Letztverbrauchers bekannt ist, kann die wissenschaftliche Einrichtung die Messdaten analysieren, speichern und für den VNB spezifisch aufbereiten. Der VNB stellt der Einrichtung unter Berücksichtigung einer Geheimhaltungsvereinbarung im Gegenzug Netzdaten (C) zur Verfügung, um die Auswertung der pseudonymisierten Messdaten zu optimieren. Der VNB kann durch die Verknüpfung der personenbeziehbaren Daten (A) und der Messdaten (B) mit laufender Nummer dem Letztverbraucher seine persönlichen Messdaten (D) zukommen lassen. Der VNB kann zudem im Reallabor mittels Funkrufnetz einen direkten Steuerbefehl (E) an den Letztverbraucher senden. Wissenschaftliche Ergebnisse (F) werden anonymisiert veröffentlicht.

Tabelle 18 fasst zusammen auf welchem Kommunikationsweg die verschiedenen Datenarten im Reallabor übertragen werden. Des Weiteren beschreibt diese Beispiele der transferierten Daten. Die personenbeziehbaren Daten (A) werden im Rahmen des abgeschlossenen Vertrags zwischen VNB und Letztverbraucher ausgetauscht, der entweder per Post oder E-Mail versendet wurde. Dieser enthält unter anderem die Angabe des Namens, der Adresse und der Art der SteuVE. Die Hochschule München kann mithilfe des Mobilfunks pseudonymisierte minutliche Spannungs- und Strommesswerte (B) einmal täglich abrufen. Die Umsetzung des Reallabors für ein dezentrales Flexibilitätsmanagement ist somit zum einen von der Funktionalität der Hardware-Komponenten wie der Steuerbox und dem Modul und zum anderen von der Datenübertragung zwischen den Stakeholdern VNB, Letztverbraucher und wissenschaftlicher Einrichtung mithilfe von verschiedenen Kommunikationswegen abhängig. Wie die Daten technisch erhoben werden und wie deren Qualität zu bewerten ist, zeigt das Kapitel 3.4.4.

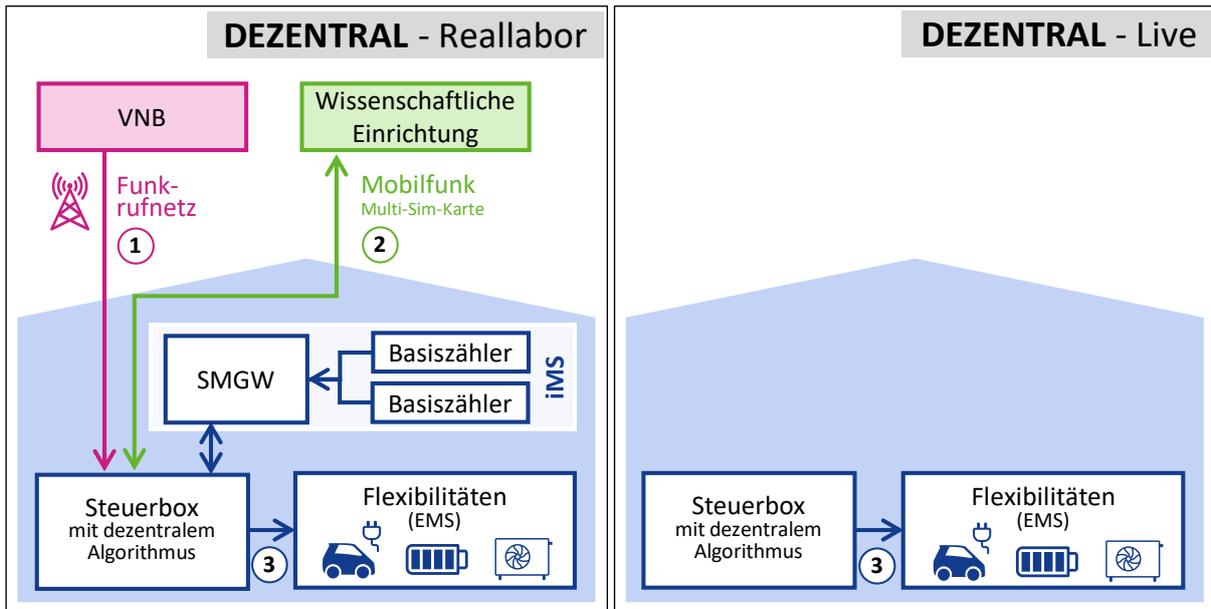


Abbildung 31. Haupt-Kommunikationswege im Reallabor und Live-Betrieb nach [46].

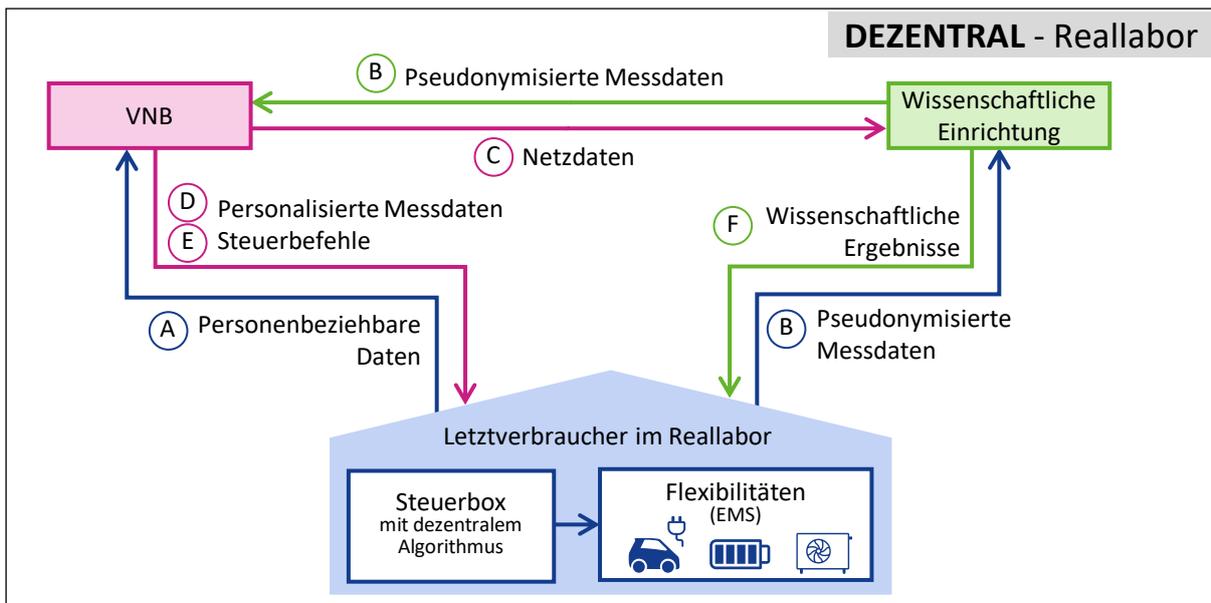


Abbildung 32. Datentransfer im Reallabor nach [18].

Tabelle 18. Kommunikationswege und Beispiele des Datentransfers im Reallabor nach [18].

Nr.	Art der Daten	Kommunikationsweg	Übertragene Beispieldaten
A	Personenbeziehbare Daten	E-Mail oder Post	Name, Adresse, Art der SteuVE
B	Pseudonymisierte Messdaten	Mobilfunk	Laufende Nummer, pseudonymisierte minütliche Spannungs- und Strommesswerte
C	Netzdaten	Gemeinsame Daten-Plattform	Netzstrukturdaten, Anzahl SteuVE und EEG-Anlagen je NS-Strang, Nennleistung des Transformators
D	Personalisierte Messdaten	E-Mail oder Post	Personalisierte minütliche Spannungs- und Strommesswerte, ggf. Interpretation des Verbrauchs
E	Steuerbefehle	Funkrufnetz	EVU-Sperre für SteuVE für bestimmten Zeitraum
F	Wissenschaftliche Erkenntnisse	Einschlägige Literatur-Plattformen	Wissenschaftliche Veröffentlichungen

### 3.4.4 Erhebung weiterer Daten und Analysemethoden

Um Aussagen über das reale Verhalten der Komponenten im Niederspannungsnetz zu erhalten, sind neben den im Reallabor neu generierten Messdaten weitere gemessene als auch bewertete Daten der VNB verfügbar. Die Messpunkte verteilen sich wie in Abbildung 33 dargestellt über die Spannungsebenen MS und NS. Wie in Kapitel 2.2 erläutert, sind abgangs- und haushaltsscharfe Langzeit-Messdaten in minütlicher Auflösung selten verfügbar. Tabelle 19 listet die gemessenen und bewerteten Daten auf, die für die nachfolgende Potentialanalyse zur Verfügung stehen.

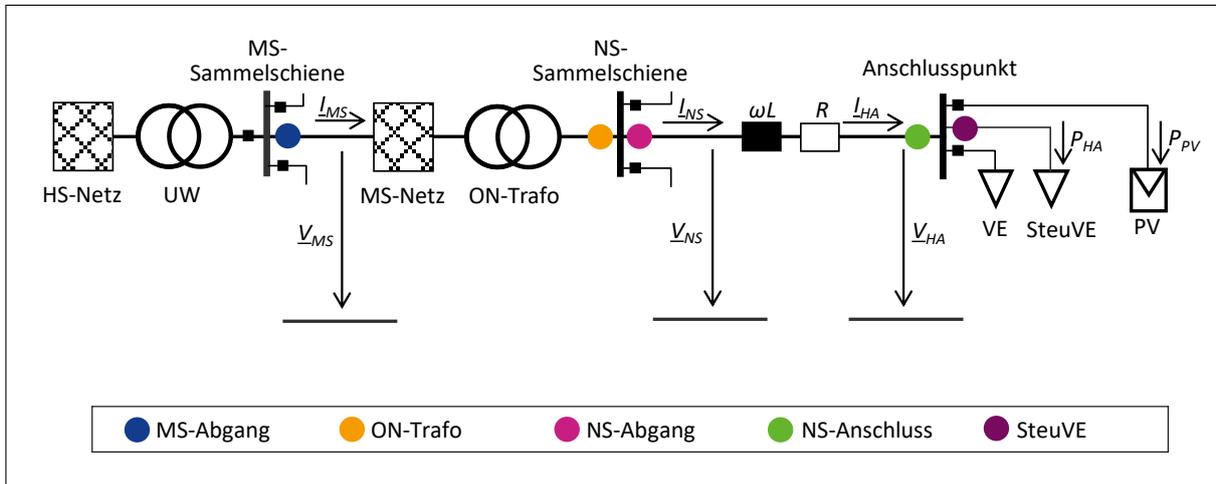


Abbildung 33. Messpunkte im Reallabor.

Tabelle 19. Verfügbare Mess- und Netzdaten für die Potentialanalyse.

Datenpunkt	Typ	Messgerät	Wert	Anzahl Datenpunkte	Zeitraum	
MS-Abgang	●	Gemessen	Stationär	1 min	2.000.000	Mai 22 – Jul 23
ON-Transformator	●	Gemessen	Stationär	1 min	3.300.000	Mai 22 – Jul 23
NS-Abgang	●	Gemessen	Mobile PQ-Box	1 min	1.200.000	Jun 22 – Jul 23
NS-Abgang PV	○	Gemessen	Stationär	1 min	3.300.000	Mai 22 – Jul 23
NS-Anschluss	●	Gemessen	Steuerbox-Prototyp	1 min	35.900.000	Nov 21 – Jul 23
NS-Anschluss Gewerbe	○	Gemessen	Mobile PQ-Box	<1min	60.000	Einzelne Tage
SteuVE	●	Gemessen	Steuerbox-Prototyp		5.300.000	Nov 21 – Jul 23
Netzstrukturdaten		Bewertet	---	---	---	Jährlich
Historische Daten		Bewertet	---	15 min	35.000	Jährlich

Die Datenpunktzahl, der durch die Steuerbox-Prototypen im Reallabor neu generierten Messdaten in Hellgrün und Lila, ist am größten und wird nachfolgend am stärksten in die Analysen einfließen. Dabei werden Bereinigungsverfahren wie die Selektion der Messwerte defekter Messtechnik durchgeführt. Durch die Prototypen stehen sowohl Spannungs- als auch Strommesswerte dreiphasig zur Verfügung. Bevor im Kapitel 4 die generierten Daten analysiert werden, folgt die Darstellung der Analysemethodik für die Erkenntnisse in Tabelle 20. Ziel der Analyse ist die wissenschaftliche Auswertung der generierten Messdaten hinsichtlich des Konzeptpotentials auf die Versorgungssicherheit.

Tabelle 20. Verwendete Analysemethoden nach [92].

Kategorie	Analysemethode	Beschreibung	Kapitel
<b>Qualitativ</b>	Literaturanalyse	Systematische Recherche öffentlich-vorhandener und interner literarischer Quellen	2
	Expertenbefragung	Strukturierte Befragung von lokalen und internationalen Fachexpertinnen und Fachexperten zu einzelnen Themenbereichen und ausführliche Dokumentation in Gedächtnisprotokollen	2.4.2 5.1
	Fragebögen	Erstellen eines Fragebogens mittels einschlägiger Befragungstechnik mit Unterstützung der RWTH Aachen	5.2
<b>Statistisch</b>	Korrelationsanalyse	Analysemethode zur Bewertung der Beziehung von zwei Variablen zueinander z.B. Mobilfunk zu Funkruf	4.1
	Histogramm und Boxplot	Statistische Analyse der Messdaten mittels einschlägiger Darstellungen wie Histogramm oder Boxplot	4.2
	Trendanalyse	Anwendung vor allem im Szenario-Rahmen	4.3

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Fokus auf die Reallaborumsetzung und die Potentialbewertung gelegt, sodass keine weitreichenden Simulationen durchgeführt werden. Diese erfolgen in zukünftigen wissenschaftlichen Publikationen in Anlehnung an [82] und [93]. Bei den qualitativen Methoden finden vor allem die Literaturanalyse, die Expertenbefragung mit nationalen und internationalen Expertinnen und Experten sowie Fragebögen mit den Reallabor-Teilnehmerinnen und -Teilnehmern Anwendung. Die Erstellung der Fragebögen fand in Zusammenarbeit mit dem Lehrstuhl für Wirtschaftswissenschaften insbesondere Energieökonomik der RWTH Aachen statt. Histogramme und Boxplots finden sich als statistische Methoden insbesondere im Kapitel 4.2 zur Auswertung der Kennzahlen im Reallabor wieder. Die Trend- als auch Korrelationsanalyse werden im und Kommunikations- (4.1) und Szenariokapitel (4.3) eingesetzt.

## Zusammenfassung - Kapitel 3

Das Kapitel 3 beschreibt zunächst die Anforderungen der VNB an ein Flexibilitätsmanagement-Konzept. Dabei dient der dezentrale Ansatz als Rückfallebene zum zentralen Steuern. Die neu entwickelte dezentrale Logik steuert auf Basis des lokalen Netzindikators Spannung. Dabei werden die verschiedenen Arten der SteuVE in sogenannte Flex-Cluster unterteilt und in täglich maximale Sperrzeiten einsortiert. Für die Umsetzung des Algorithmus ist ein Reallabor mit den dafür notwendigen Hardware-Komponenten wie der Steuerbox, Stromwandlern und dem LTE-Stick ausgestattet. Der LTE-Stick ermöglicht durch den Mobilfunk die zeitnahe Übertragung der Messdaten aus dem Reallabor an die wissenschaftliche Einrichtung. Weitere Kommunikationswege ermöglichen den Datentransfer von z.B. personenbeziehbaren Daten oder pseudonymisierten Messdaten an die jeweiligen Stakeholder. Diese Messdaten ermöglichen eine Analyse im nachfolgenden Abschnitt. So wird ermittelt, welches Potential das dezentrale Flexibilitätsmanagement-Konzept mit den Anforderungen aus Tabelle 10 für die Versorgungssicherheit in der Niederspannung hat.

Anforderung		Beschreibung	Dezentrales Konzept	Kapitel
EnWG § 11	<b>Sicher</b>	Robust gegenüber (IT-)Angriffen	Verfügbar, integer, vertraulich	3.4.3
	<b>Zuverlässig (Hardware)</b>	Resilient gegenüber technischen Fehlerfällen	Bedingungen in Reallabor umgesetzt	3.3.2
	<b>Diskriminierungsfrei</b>	Gleichbehandelnd, transparent, verbraucherfreundlich	Einhaltung bestehender Verträge	3.3.2
	<b>Effizient</b>	Wirtschaftlich zumutbar, preisgünstig	Einbettung in vorhandener Steuerbox	3.3.2
Weitere	<b>Nachhaltig</b>	Umweltverträglich	Wenig zusätzliche Bauteile	3.4.2
	<b>Digital</b>	Smart, automatisiert	Vollautomatisierter Algorithmus	3.3.2

## 4 Potential des dezentralen Flexibilitätsmanagements für die Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit der Netzkundinnen und Netzkunden ist für den VNB nach EnWG §11 eine der wichtigsten Aufgaben. Das Flexibilitätsmanagement kann als Werkzeug für einen leistungsfähigen Netzbetrieb dienen. Wie hoch das Potential des Werkzeugs sein kann, wird im nachfolgenden Kapitel 4.1 betrachtet. Tabelle 3 gibt einen ersten Überblick über die Kennzahlen zur Bewertung der Versorgungssicherheit, dazu zählen die Kategorien Spannungsqualität, Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungssicherung. Diese Kennzahlen werden im Kapitel 4.2 zunächst analysiert, dann der Einfluss des Flexibilitätsmanagements auf die Versorgungssicherheit bewertet und anschließende die Auswirkungen anhand eines Szenarios prognostiziert.

### 4.1 Potential des Flexibilitätsmanagements

Da das Steuern nach EnWG §14a netz- und nicht marktorientiert ist, wird eine Steuerung auf Basis von Marktsignalen nicht weiter betrachtet. Abbildung 34 zeigt die Clusterung des Flexibilitätsmanagements in strom- und spannungsbedingt. Die Last der steuerbaren Verbraucher  $P_{SteuVE}$  kann im Rahmen eines zentralen Ansatzes auf Basis des Stroms am Stationsabgang  $I_{NS}$  gesteuert werden. Dezentral ohne Kommunikation ist eine zielführende strombedingte Steuerung nicht möglich, da zwischen Messpunkt  $I_{NS}$  am NS-Abgang und dem ausführenden Punkt  $P_{SteuVE}$  am Hausanschlusspunkt ein Kommunikationsaustausch stattfinden muss.  $P_{SteuVE}$  kann neben strombedingt zudem spannungsbedingt angepasst werden, dies ist sowohl zentral als auch kommunikationslos dezentral möglich, weil Mess- und Ausführungspunkt derselbe ist. Die Regelgröße, auf Basis derer gesteuert wird, wird gezielt beeinflusst.  $P_{SteuVE}(V_{HA})$  steuert gezielt nach der Hausanschluss-Spannung  $V_{HA}$ . Die anderen Parameter werden indirekt ebenfalls beeinflusst, was zu ungewollten Veränderungen oder negativen Wechselwirkungen führen kann.

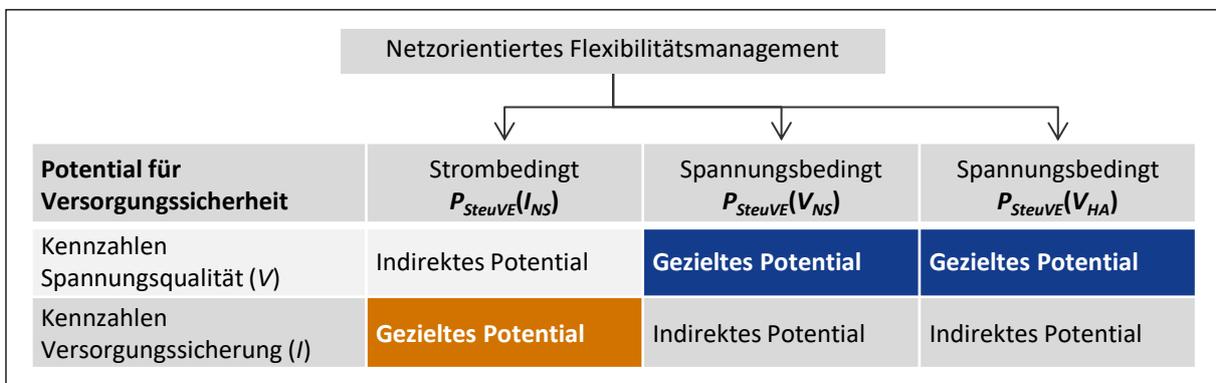


Abbildung 34. Bewertungsschema des Potentials von strom- und spannungsbedingtem Flexibilitätsmanagement.

Zur Vereinfachung wird nachfolgend eine entweder spannungs- oder strombedingte Steuerung betrachtet und keine Kombination aus beiden gewählt. Dabei wird anhand von konkreten Beispielen die Leistungsfähigkeit des Lastmanagements auf die Kennzahlen der Versorgungssicherheit dargestellt. Die Leistungsfähigkeit zeigt sich in einem messbaren Effekt, indem beispielsweise die Spannung steigt.

#### 4.1.1 Leistungsfähigkeit des strombedingten Managements

Ein strombedingtes Lastmanagement  $P_{SteuVE}(I_{NS})$  in der NS zielt insbesondere auf den Schutz der Betriebsmittel vor thermischer Belastung ab. Dabei ist neben anderen Betriebsmitteln unter anderem der Transformator oder die Kabel am Abgang betroffen. Aus diesem Grund ist die Steuerung nach dem Strom ab NS-Abgang  $I_{NS}$  und nicht nur am Haushalt  $I_{HA}$  zielführend. Eine Studie zur Untersuchung der Potentiale von gesteuertem Laden [94] gibt an, dass bei einer gleichbleibenden Netz-Aufnahmekapazität durch eine netzorientierte Steuerung in Theorie mehr Elektromobile in ein Ortsnetz integrierbar sind als ohne Steuerung. Dabei wird eine maximale Auslastung des Ortsnetzes von 60 % angestrebt, sodass es sich hier um ein strombedingtes Lastmanagement handelt. Der Energiebedarf eines Elektromobils zum vollständigen Aufladen wird mit 7,5 kWh angenommen. Ungesteuertes Laden entspricht hier einem zeitgleichen Laden innerhalb eines Zeitraums, sodass die Gleichzeitigkeit hier  $g_{EM} = 1$  beträgt. Die Ladezeit von ungesteuertem Laden beträgt einphasig ca. 2 h. Die netzorientierte Steuerung zwischen 20:00 und 07:00 Uhr umgeht die abendliche Lastspitze des Standardlastprofils, sodass mehr Elektromobile integriert werden können. Die Studie gibt eine 14-fach größere Zahl an installierbaren Ladepunkten mit 3,7 kW einphasiger Leistung an einer Ortsnetzstation an, wenn diese zwischen 20:00 und 07:00 Uhr gesteuert werden im Vergleich zu nicht steuerbaren Ladepunkten. Lastmanagement von Elektromobilen führt somit zu einer signifikanten Steigerung des Integrationspotentials von 10 auf 145 zeitgleiche Ladevorgänge an einer Ortsnetzstation bei gleichbleibender Versorgungssicherheit (siehe Abbildung 35). Übertragen auf einen Netzbereich bei SNB oder LVN können somit bis zu 1.350 % mehr Elektromobile gesteuert als ungesteuert gleichzeitig laden, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. [94] [95]

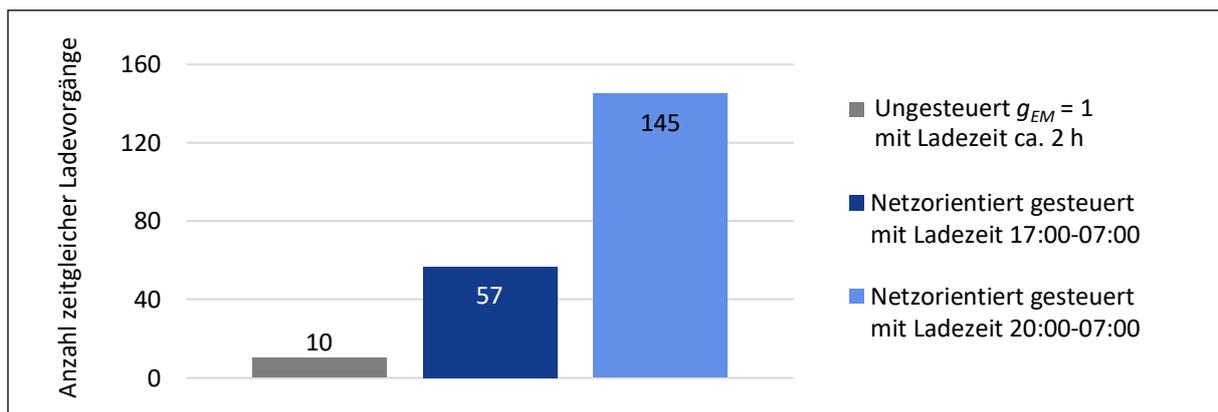


Abbildung 35. Theoretisch maximal installierbare Ladepunkte an einer Ortsnetzstation nach [94] und [95].

Das reale Potential von zentralem strombedingtem Konzept im Jahr 2024 ist sehr gering, da die Durchdringung von Steuerboxen nahezu null beträgt, lediglich im Reallabor ist eine reale Steuerung von Kundenanlagen möglich. Für die Bewertung des maximal möglichen Potentials wird eine Durchdringung von Steuerboxen mit 100 % an SteuVE sowie eine 100 % zuverlässige Kommunikation angenommen. Wie oben bereits beschrieben ist die einzige Regelgröße von Flexibilitätsmanagement die Wirkleistung der SteuVE  $P_{SteuVE}$ . Um das Potential anhand eines Beispiels zu analysieren, werden folgende Schritte nach Tabelle 21 durchgeführt.

Schritt 1 - Abbildung 36 zeigt ein Beispiel der Transformatorauslastung aus dem LVN-Netzgebiet. Die rechnerisch fiktive maximale Auslastung von 35 kW ist auf den NS-Abgang bezogen. Die Nennleistung des Ortsnetztransformators mit 400 kVA wird durch 80 zu versorgende Hausanschlusspunkte geteilt und mit den sieben am NS-Abgang befindlichen multipliziert ( $400 \text{ kVA} \div 80 \cdot 7 = 35 \text{ kVA}$  bzw. 35 kW). Dabei gilt zur Vereinfachung die Annahme  $\cos \varphi = 1$  im Dauerbetrieb. Die schwarze Linie zeigt die gemessene Wirkleistung an einem Hausanschlusspunkt am 11.12.2022 zu verschiedenen Stunden am Tag. Die hellgraue Linie zeigt die gleichzeitigen Messpunkte am dazugehörigen NS-Abgang in kW. Die Spannung der beiden Messpunkte ist in Dunkelblau von Hausanschlusspunkt und in Hellblau für den Abgang aufgetragen.

Tabelle 21. Bewertung des strombedingten Potentials anhand eines Beispiels.

Nr.	Schritt	Beschreibung	Kenngröße
1	<b>Reale Messwerte</b> Abbildung 36	Reale Messwerte des NS-Abgangs (Hellgrau) und des Hausanschlusspunktes (HA) mit SteuVE (Schwarz)	$P_{Abg}$ $P_{HA}$
2	<b>Auslastung = 80 %</b> Abbildung 36	Fiktiver Schwellwert für Steuerung der SteuVE mit Transformatorauslastung = 80 % bei $P_{Abg} = 28$ kW	---
3	<b>Lastmanagement</b> Abbildung 36	Fiktiv mittels Lastmanagement optimierte (opt) Messwerte des NS-Abgangs (Hellorange) und des Hausanschlusspunktes mit SteuVE (Dunkelorange)	$P_{Abg,opt}$ $P_{HA,opt}$
4	<b>Dauerkurve</b> Abbildung 37	Dauerkurve der realen Messwerte des NS-Abgangs (Hellgrau) im Vergleich zu den fiktiven Messwerten des NS-Abgangs (Hellorange)	$P_{Abg}$ $P_{Abg,opt}$
5	<b>Elektromobil</b> Abbildung 38	Dauerkurve der NS-Abgangswerte (Hellgrau), Dauerkurve der NS-Abgangswerte mit einem angenommenen zusätzlichen Elektromobil (EM) (Dunkelgrau) im Vergleich zu den fiktiv mittels Lastmanagement optimierten Messwerten des NS-Abgangs (Blau)	$P_{Abg}$ $P_{Abg,EM}$ $P_{Abg,EM,opt}$

**Schritt 2** - Da die Transformatorauslastung in diesem Beispiel 100 % nicht überschreitet, wird hier, um einen Effekt zu erzielen, der Schwellwert auf 80 % der Transformatorauslastung gesetzt (siehe Abbildung 36). Wenn dieser Schwellwert erreicht wird, erfolgt fiktiv eine Abschaltung der an diesem NS-Abgang installierten SteuVE. Unter der Annahme, dass eine zentrale strombedingte Laststeuerung auf eine Optimierung von 80 % der Transformatorauslastung stattfinden soll, zeigen die beiden orangen Verläufe die optimierten Wirkleistungskurven.

**Schritt 3** - Die Grundlast der nicht-flexiblen Verbraucher VE am Hausanschlusspunkt wird aufgrund des Mittelwerts der Messdaten vom 11.12.2022 zwischen 03:00 und 06:30 auf 0,6 kW angenommen. Die reale Leistung der SteuVE wird auf Basis der Messdatenmittelung zwischen 09:00 und 10:00 auf 2,8 kW (3,4 kW - 0,6 kW) geschätzt. Bei Schwellwertüberschreitung werden somit fiktiv  $P_{SteuVE} = 2,8$  kW abgeschaltet. Die Optimierung kann hier in diesem Beispiel der Abbildung 36 im Idealfall 8 % der Transformatorauslastung reduzieren (2,8 kW / 35 kW = 8 %).

**Schritt 4** - Abbildung 37 zeigt die entsprechende Dauerkurve der Messpunkte mit derselben Farbgebung wie in Abbildung 36. 11 von 360 Messpunkten (3,1 %) am NS-Abgang in Hellgrau überschreiten  $P_{Abg} > 28$  kW. Bei einer strombedingten Steuerung ohne Berücksichtigung gesetzlicher Vorgaben kann hier die Anzahl überschreitender Messpunkte in Orange auf 6 von 360 Punkten (1,7 %) reduziert werden. Die Abgangsauslastung konnte um 1,4 % der gesamten Messpunkte auf eine Auslastung kleiner gleich 80 % verbessert werden. Das zentrale Lastmanagement hat somit in diesem Beispiel um eine Verbesserung von 45,5 % ((11-6) ÷ 11 Messpunkte) beigetragen. Die bezogene Energiemenge bleibt beim Lastmanagement gleich ( $\Delta P_{Sum,opt} = 0$ ). Es können nicht alle Messpunkte unter die Auslastungsgrenze gesteuert werden, da das steuerbare Potential von 2,8 kW der Wärmepumpe nicht ausreicht. Beispielsweise kann die Mittagsspitze um 11:40 Uhr durch die Steuerung lediglich auf 32 kW statt den angestrebten 28 kW reduziert werden. Wenn jedoch die SteuVE zu den Zeitpunkten mit erhöhter Auslastung keine Last vom Netz bezieht oder die Kommunikationsanbindung unzuverlässig ist, dann wäre die mögliche Optimierung in diesem Beispiel sogar Null. In diesem Fall kann die Auslastung damit um maximal 8 % der Transformatorauslastung und maximal auf 1,7 % der Messpunkte verbessert werden.

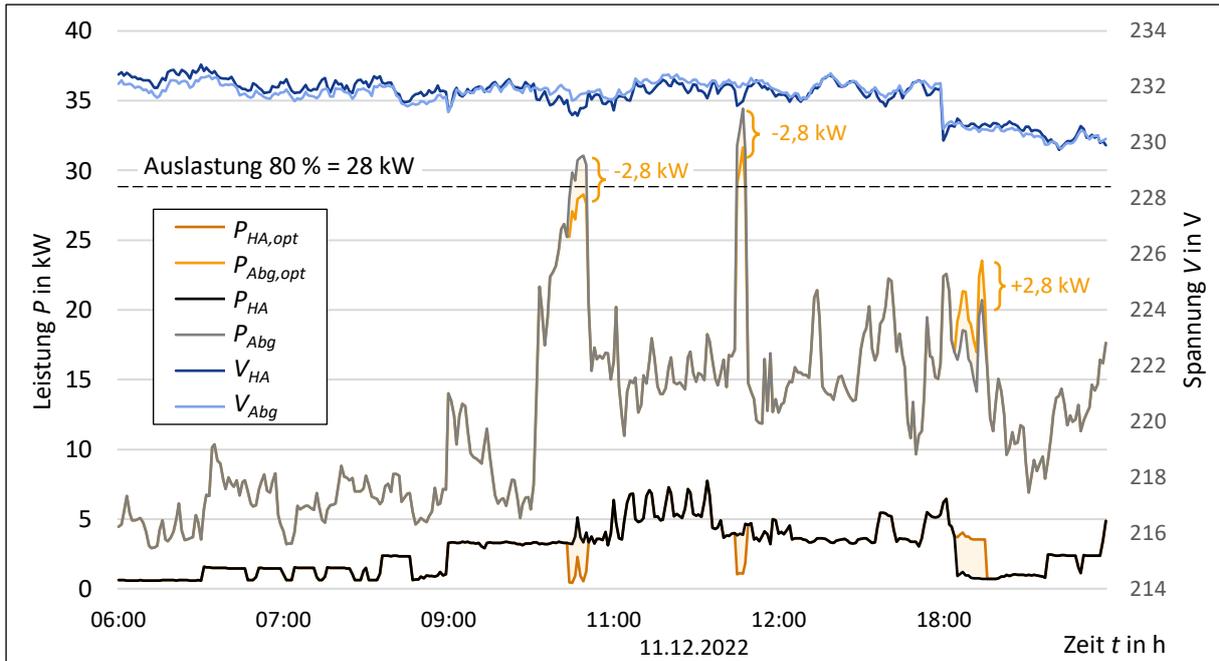


Abbildung 36. Transformatorauslastung am 11.12.2022 mit und ohne Lastmanagement.

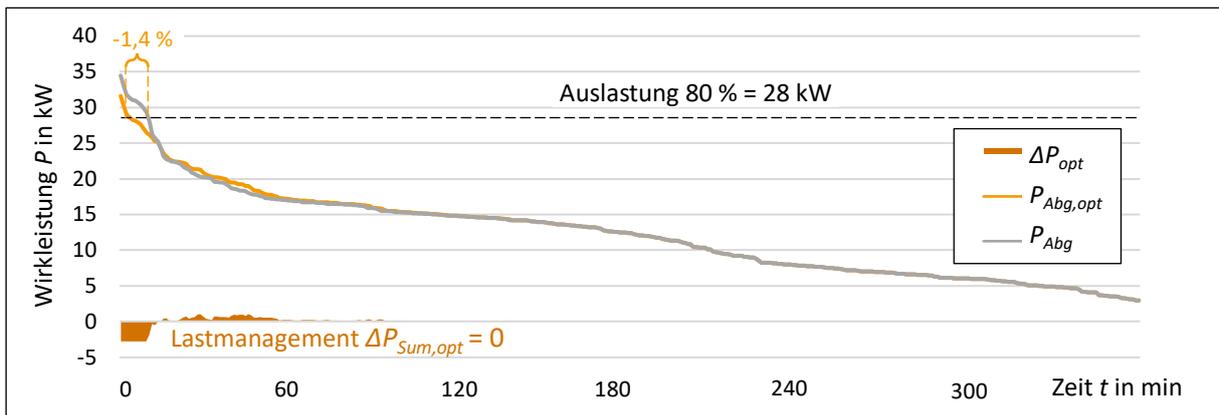


Abbildung 37. Dauerkurve der Auslastung am 11.12.2022 mit und ohne Lastmanagement.

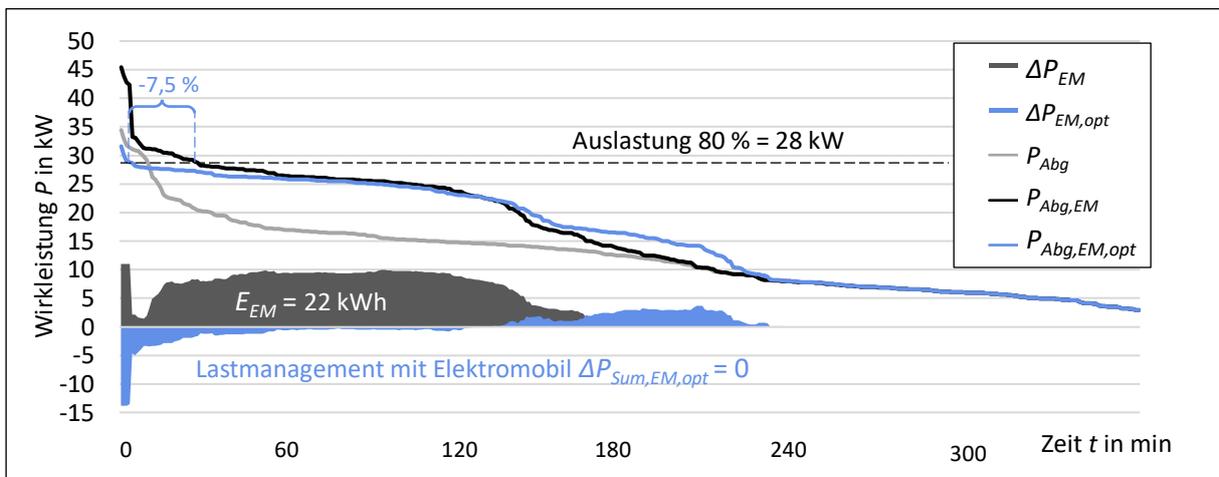


Abbildung 38. Dauerkurve der Auslastung am 11.12.2022 mit zusätzlichem Elektromobil mit und ohne Lastmanagement.

**Schritt 5** - Bei der Annahme eines perspektivisch zusätzlichen Elektromobils mit 11 kW über zwei Stunden Ladezeit an diesem Abgang, steigt die Auslastung des Transformators an. Abbildung 38 zeigt die resultierende Auslastung bei einem Laden von  $P_{EM} = 11$  kW von 11:00 bis 13:00. Durch den Bezug des Elektromobils von  $E_{EM} = 22$  kWh steigt die Anzahl Messpunkte > 80 % von 3,1 % (Hellgrau) auf 9,2 % (Dunkelgrau) an. Durch ein ideales Lastmanagement bezogen auf den Strom am NS-Abgang  $P_{SteuVE}(I_{NS})$  kann die Anzahl Messpunkte > 28 kW von 9,2 % auf 1,7 % und damit um -7,5 % gesenkt werden. Die resultierende Anzahl Messpunkte, die den Schwellwert überschreiten bleibt mit 1,7 % mit und ohne Elektromobil in diesem Beispiel gleich hoch. Das erhöhte Steuerungspotential durch das zusätzliche Elektromobil wird somit in diesem Beispiel durch den erhöhten Steuerungsbedarfs nivelliert.

Das angenommene Lastmanagement stellt einen Idealzustand losgelöst von bisheriger Vertragsbasis (z.B. maximal 3x 2h täglich) dar. Sobald weitere vertragliche Bedingungen mit hinzugenommen werden oder die Kommunikationsverbindung unzuverlässig ist, sinkt das Potential des zentralen Flexibilitätsmanagements. Unter Berücksichtigung der neuen Vorgaben zum EnWG §14a vom 27.11.2023 und einem maximalen Dimmen auf 4,2 kW, zählt die Wärmepumpe mit  $P_{max} = 2,8$  kW mit der Annahme  $P_{max} = P_{inst}$  nicht als SteuVE und kann somit nicht für ein Lastmanagement des VNB eingesetzt werden. Das Elektromobil kann von 11 kW auf 4,2 kW gedimmt werden. Strombedingtes Lastmanagement kann die Auslastung des Transformators verbessern, jedoch ist das Optimierungspotential auf die Wirkleistung der beziehenden SteuVE zu diesem Zeitpunkt beschränkt. Mit dem neuen EnWG §14a-Beschluss nimmt das Potential für strombedingtes Flexibilitätsmanagement aus Sicht des VNB ab.

Potential	$P_{SteuVE}(I_{NS})$	
Spannungsqualität	Indirektes Potential	<u>Allgemein:</u> 14-mal mehr gesteuerte Elektromobile in Verteilnetz integrierbar im Vergleich zu ungesteuerten Elektromobilen, wenn die Kommunikation zuverlässig ist
Versorgungssicherung	<b>Gezieltes Potential</b>	<u>Beispiel:</u> Optimierung von maximal 1,4 % der Messpunkte oberhalb des Schwellwerts (Verbesserung um 45,5 %) <u>Zukunft:</u> Mehr Steuerungspotential wird durch mehr Bedarf nivelliert, gesetzliche Vorgaben minimieren zudem das Potential

#### 4.1.2 Leistungsfähigkeit des spannungsbedingten Managements

Im Gegensatz zum strombedingten Management ist das spannungsbedingte sowohl bei der Messung am Hausanschlusspunkt  $P_{SteuVE}(V_{HA})$  als auch am NS-Abgang  $P_{SteuVE}(V_{NS})$  effektiv. Der Grund hierfür sind die spannungsbezogenen Kennzahlen, wie das Spannungsband, die unabhängig von der Lokation des Messpunktes im Strang betrachtet werden. Beim strombedingten Flexibilitätsmanagement ist eine Abschätzung des Steuerpotentials aufgrund der Kirchhoff'schen Knotenregel durch einfache Addition der Ströme  $I$  möglich. Aufgrund der Maschenregel und die damit einhergehenden Wechselbeziehungen der Spannung  $V$  ist eine Simulation derer unter gewissen Rahmenbedingungen notwendig. FNN gibt an, dass die Grenzwerte der Spannung aus den einschlägigen Normen zu Ladeeinrichtungen wie der VDE-AR-N 4100, die auf der DIN EN 50160 basiert, einzuhalten sind, jedoch liefert sie keinen Anhaltspunkt wie eine Steuerung der Elektromobile Einfluss auf die Spannung nehmen kann [95]. Jedoch kann daraus geschlossen werden, dass Elektromobile Netzzrückwirkungen unter anderem in Form von Spannungsschwankungen hervorrufen. Eine konkrete Angabe der Höhe oder in Prozent erfolgt nicht. Aus diesem Grund folgt eine Abschätzung des Potentials anhand eines Beispiels.

Abbildung 39 zeigt im ersten Schritt das Abschalten von zwei Elektromobilen am Abgangsende unabhängig des Einflusses aus der Mittelspannung und des dezentralen Konzepts. Durch das gezielte Abschalten bei geringer Spannungsvolatilität sind die Effekte der Steuerung klarer ersichtlich. Das Potential des Lastmanagements wird somit nicht von Spannungsschwankungen anderer Ursache überlagert. Die Leistungsprofile der Haushalte sind nach [96] zufällig ausgewählt. In diesem Beispiel ist zum Vergleich das generische Kerber-Freileitungsnetz Typ I hinterlegt [97] und zur besseren Übersichtlichkeit in 15-Minutenwerten dargestellt. Dieser Netztyp zählt 13 Haushalte und eine Freileitungslänge von 273 m bei einem Transformator mit 160 kVA installierter Leistung. Hier zeigt die Simulation den Spannungsabfall am Abgangsende um  $\Delta V = 4,2$  V (Orange) bei zwei Elektromobilen. Am Abgangsbeginn beträgt  $\Delta V = 0,4$  V (Blau) bei zwei Elektromobilen. Das Zu- und Abschalten von Elektromobilen hat somit Einfluss auf die Spannung im NS-Abgang. Die Höhe des Spannungsdeltas hängt unter anderem von der installierten Leistung des Transformators, der Länge und des Typs der Leitung, der installierten Leistung am Abgang sowie der Lokation der Messung ab.

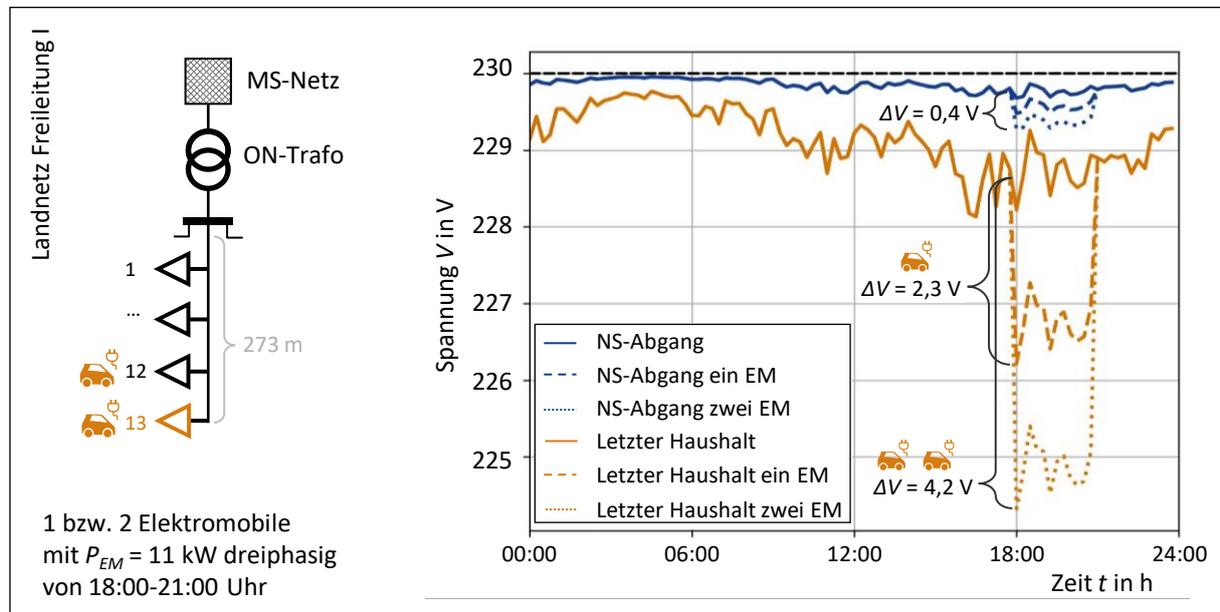


Abbildung 39. Simulation des Spannungsfalls am Kerbernetz-Abgangsende mit zwei Elektromobilen.

Im zweiten Schritt folgt das simulative Abschalten eines Elektromobils nach dezentralem Algorithmus auf Basis eines realen Spannungsprofils am Transformator. Das hat zur Folge, dass nicht nur das Flexibilitätsmanagement Einfluss auf die Spannung nimmt, sondern auch dass Effekte aus der Mittelspannung in den Simulationsdaten ersichtlich sind. Dabei ist wiederum das Kerber-Freileitungsnetz Typ I die Basis. Es gelten für den Algorithmus die Parametereinstellungen nach Tabelle 13. Zwei Elektromobile laden ab 17:00 Uhr, dabei ist eines steuerbar und das andere mangels Kommunikationsanbindung nicht.

Der berechnete Schwellwert  $V_{th,g} = 229,7 \text{ V}$  markiert in Abbildung 40 die roten Zonen. Die rote Zone darf vertraglich maximal zwei Stunden am Stück aktiv sein. Die dunkelgrün eingezeichnete Zone stellt eine erzwungene Freigabe aufgrund der Sperrzeitlimitation von maximal 6 h täglich dar. Die beiden roten Sperrzeiten morgens beeinflussen das Ladeverhalten des Elektromobils nicht, da dieses zu dem Zeitpunkt nicht lädt. Die Steuerung nach altem EnWG §14a, der bis zum 31.12.2023 eine Sperrung der SteuVE auf 0 kW ermöglichte, zeigt ein Spannungsdelta (wie bereits in Abbildung 39) am Abgangsende um  $\Delta V = 2,3 \text{ V}$  (Orange-gestrichelt). Der neue EnWG §14a erlaubt lediglich ein Dimmen auf 4,2 kW, sodass der Spannungseffekt auf  $\Delta V = 1,8 \text{ V}$  (Orange-gepunktet) sinkt. Unter der Annahme, dass die zu verbrauchende Energiemenge in beiden Fällen (alter zu neuer §14a) gleich ist, wird das Elektromobil nach altem EnWG §14a in der Sperrzeit um 22:45 nochmals abgeschaltet, da es hier noch immer lädt. Nach neuem §14a hat das Elektromobil seine benötigte Energiemenge bereits bezogen. Das bedeutet, dass die Nachhol-Ladeeffekte mit dem neuen EnWG §14a kürzer ausfallen als beim alten. Die Spannung am Transformator (Dunkelblau) wird in beiden Fällen kaum merklich beeinflusst.

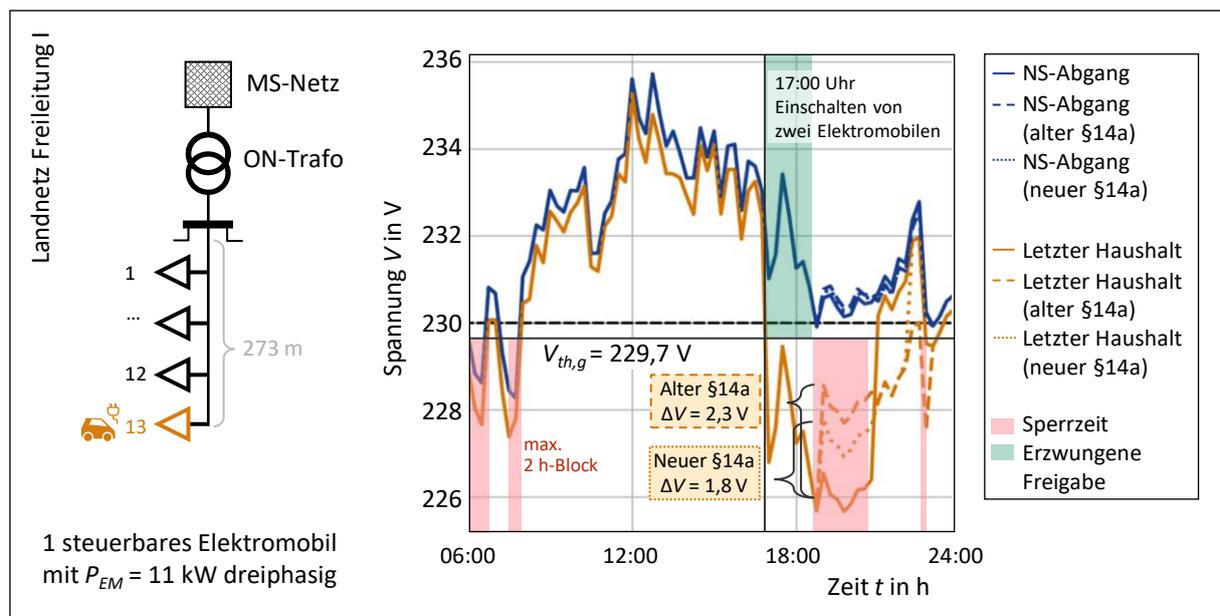


Abbildung 40. Simulation des Spannungsanstiegs am Kerbernetz-Abgangsende nach altem und neuem EnWG §14a.

Ein gemessenes Beispiel des dezentralen spannungsbedingten Konzepts in Abbildung 41 zeigt in den orangen Zonen nach altem EnWG §14a eine Sperrung der SteuVE. Die Wärmepumpe reagiert wie geplant auf den dezentralen Steuerbefehl und ist damit während der orangen Zonen gesperrt. Beim Hineinzoomen in die Zeitperiode um 09:00 Uhr zeigt sich jedoch, dass die Sperrung der Wärmepumpe keinen ersichtlichen Einfluss auf die Netzspannung nimmt. Alle drei Phasen bleiben scheinbar unberührt von der Steuerung. Ein möglicher Grund, dass keine Auswirkungen sichtbar sind, ist die Durchdringung der Steuerboxen. Lediglich ein von mehr als 30 Haushalten dieses NS-Strangs ist im Reallabor mit einer Steuerbox ausgestattet. Eine zweite Ursache kann darin liegen, dass hier nur die Wärmepumpe mit einphasig ca. 1,5 kW und somit in Summe 4,5 kW gesperrt wird. Im Vergleich zur Grundlast von mehr als 30 Haushalten ist das sehr wenig Steuerungspotential für den NS-Abgang. Somit gilt in diesem Beispiel analog zum strombedingten Management, dass das Steuerungspotential maximal 4,2 V beträgt, sich jedoch aufgrund der Steuerboxdurchdringung aktuell gegen Null bewegen kann.

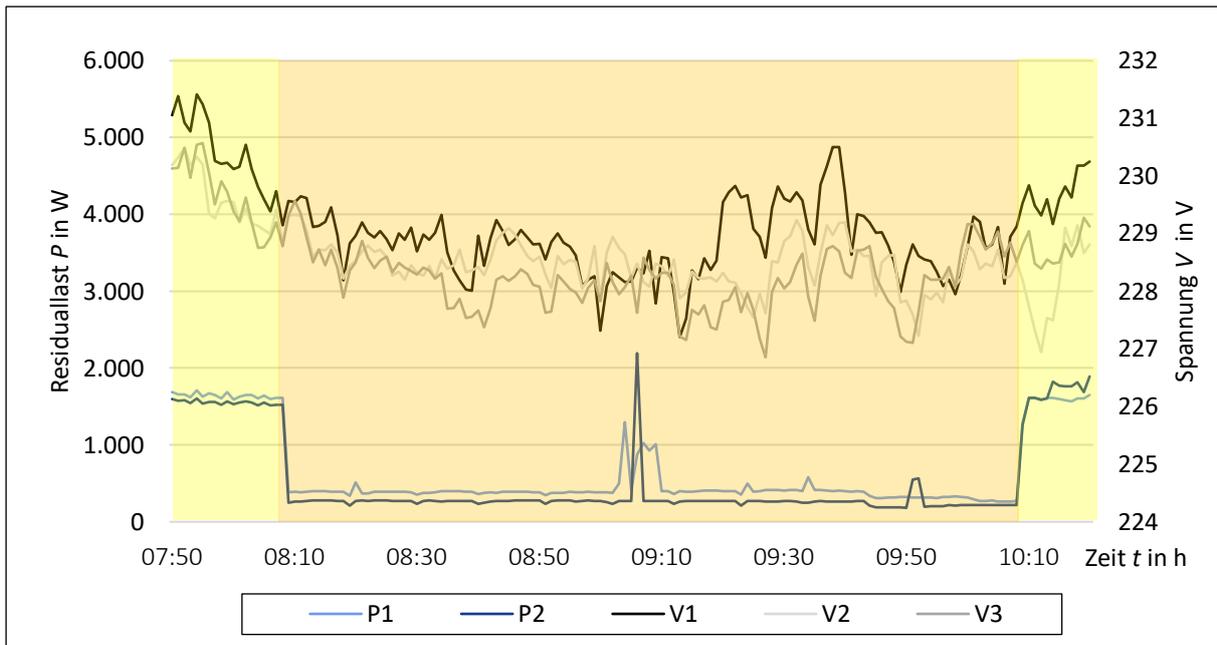


Abbildung 41. Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 04.12.2022 ohne Rückwirkung auf die Spannung.

Strom- als auch spannungsbedingtes Flexibilitätsmanagement kann sich positiv auf die Kennzahlen der Versorgungssicherheit in Form von Spannungsqualität und Versorgungssicherung auswirken. Das Potential wird jedoch durch sowohl regulatorische als auch technische Rahmenbedingungen teilweise stark minimiert. Insbesondere die Vorgaben des Beschlusses zum EnWG §14a vom 27.11.2023 minimieren das Potential, da der VNB den SteuVE einen Mindestbezug von 4,2 kW gewährleisten muss.

Potential	$P_{SteuVE}(V_{HA}/V_{NS})$	
Spannungsqualität	<b>Gezieltes Potential</b>	<p><u>Allgemein:</u> Steuerung verursacht Netzwirkungen unter anderem in Form von Spannungsschwankungen</p> <p><u>Beispiel:</u> Optimierung durch Abschalten von zwei Elektrofahrzeugen von bis zu <math>\Delta V = 4,2 \text{ V}</math> am Abgangsende (Abgangsbeginn bis zu <math>\Delta V = 0,4 \text{ V}</math>)</p>
Versorgungssicherung	Indirektes Potential	<p><u>Zukunft:</u> Mehr Steuerungspotential kann durch mehr Bedarf nivelliert werden, gesetzliche Vorgaben minimieren zudem Potential</p>

Abbildung 42 visualisiert zusammenfassend die Leistungsfähigkeit des strom- und spannungsbedingten Managements in Zusammenhang mit einem zentralen als auch dezentralen Konzept. Dabei ist die Leistungsfähigkeit des dezentralen eine Teilmenge des zentralen. Jedoch erreicht auch das zentrale Management aufgrund von technischen und regulatorischen Limitationen beispielsweise dem neuen EnWG §14a nicht das theoretische Optimum für die Versorgungssicherheit.

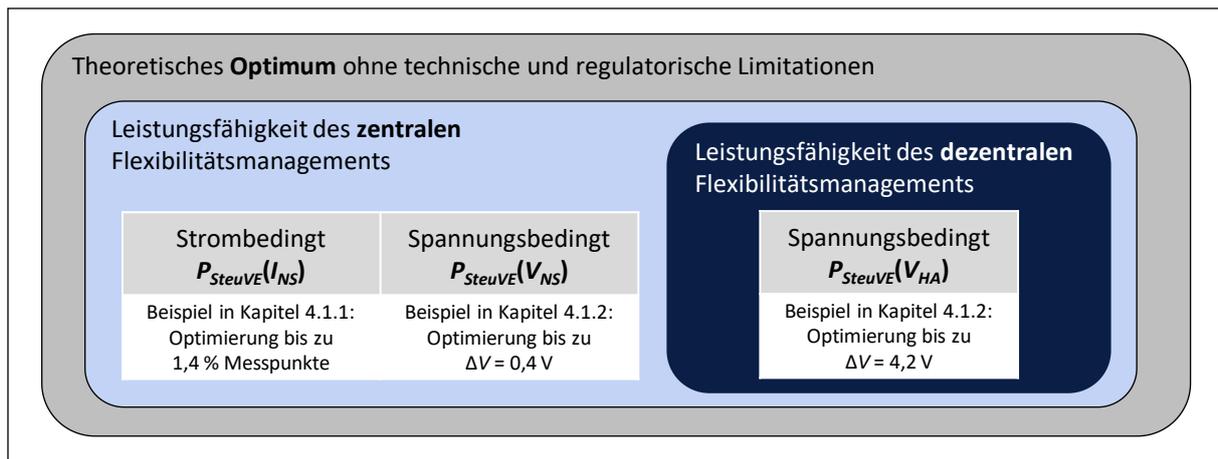


Abbildung 42. Leistungsfähigkeit des strom- und spannungsbedingten Flexibilitätsmanagements.

Eine Kombination aus strom- als auch spannungsbedingtem Flexibilitätsmanagement ist ebenfalls möglich, kann aber zu gegensätzlichen Sperrzeiten führen, sodass ein strombedingtes Lastmanagement positiven Einfluss hat, sich aber negativ auf die Spannung auswirkt. Weitere Analysen und insbesondere Simulationen zum Einfluss folgen in zukünftigen Veröffentlichungen im Rahmen von FLAIR<sup>live</sup>. Neben der Leistungsfähigkeit des Flexibilitätsmanagements ist die Zuverlässigkeit des Werkzeugs elementar.

### 4.1.3 Zuverlässigkeit der Kommunikationsanbindung

Die nachfolgenden Ausführungen zeigen auf, wie die Zuverlässigkeit der Kommunikationsanbindung eines zentralen Konzepts zu bewerten ist. In Abbildung 31 sind die Haupt-Kommunikationswege im Reallabor zum einen mit der Mobilfunkanbindung zwischen der Hochschule sowie der Steuerbox und zum anderen der Einsatz des Funkrufnetzes für die Übertragung unidirektionaler Steuerbefehle des VNB eingezeichnet. Im Folgenden wird der Einfluss der Kommunikation auf die Nutzbarkeit einer zentralen Steuerlösung untersucht.

Typ	Kommunikationstechnologie	Frequenz	Datenübertragung	Quelle
Kabellos	Mobilfunk 5G	3.400-3.800 MHz	10 Gb/s	[47] [48]

Das Mobilfunknetz wird im Rahmen des Reallabors lediglich aus wissenschaftlichen Gründen zur zeitnahen Übertragung der Messdaten von den Letztverbrauchern an die wissenschaftliche Einrichtung eingesetzt. Dazu sendet die Steuerbox einmal täglich um 05:00 Uhr die Messdaten des vergangenen Tages. Falls keine tägliche Übertragung stattgefunden hat, sendet die Steuerbox die Messdaten der vergangenen Tage zusätzlich mit. Um im Reallabor unabhängig vom Mobilfunkanbieter zu sein, ermöglichen die Multi-SIM-Karten in den Steuerboxen eine automatische Empfangssuche. Die SIM-Karte wählt sich in das Netz mit der aktuell besten Empfangsqualität ein. In Tabelle 8 sind die Kommunikationstechnologien und beispielhaft deren Übertragungsrate aufgelistet. Der Mobilfunk 5G besitzt hier die größte Datenübertragung pro Sekunde. Zunächst zeigt Abbildung 43 einen Ausschnitt des Mobilfunk-Monitorings der Bundesnetzagentur mit den Mobilfunk-Standards 2G, 4G und 5G (DSS) im Außenbereich [98]. 5G DSS „erlaubt die gleichzeitige Nutzung von 4G und 5G im gleichen Frequenzbereich.“ [99]. Die letzte Datenaktualisierung fand im Juli 2023 statt. „96,5 Prozent der Fläche in Deutschland [ist] von mindestens einem Mobilfunknetzbetreiber mit 4G (LTE) versorgt [...]“ [100]. In der Monitoringkarte sind die in diesem Kartenausschnitt befindlichen Reallabor-Teilnehmerinnen und Teilnehmer eingezeichnet. Laut dieser Darstellung ist die Mobilfunk-Abdeckung im Außenbereich bei nahezu allen Haushalten im höchsten Standard 5G (Rot).

Der weiße Rahmen im linken-oberen Bereich von Abbildung 43 markiert die Detailansicht aus Abbildung 44. Hier sind die Empfangsquoten des Mobilfunks im Reallabor-Zeitraum eingetragen. Die Qualität des Mobilfunks kann aufgrund fehlender flächendeckender und zeitlich hochaufgelöster Messdaten nicht allumfänglich bewertet werden. Für die nachfolgenden Analysen liegen 14.500 Datenpunkte im Zeitraum vom März 2022 bis September 2023 von mehr als 70 Steuerboxen in Bayerisch-Schwaben, dem Stadtgebiet von Berlin und vereinzelt Standorten in Bayern vor. Die Quoten in Abbildung 44 betragen zwischen 11 % und 89 %. Zwei Letztverbraucher sind aufgrund der mangelnden Mobilfunkqualität und der Verfügbarkeit eines Anschlusses in Zählerschrank-Nähe über LAN angeschlossen und sind aus den Analysen extrahiert. Die Empfangsquoten der Haushalte weichen deutlich von der Erwartungshaltung mit 96,5 % auf Basis des Mobilfunk-Monitorings ab. Neben der statischen Mobilfunkabdeckung können weitere Rahmenbedingungen oder äußere Einflüsse wie die Abschirmung von Gebäuden und Zählerschränken im Untergeschoss oder klimabedingte Ereignisse eine Ursache für eine zeitweise mangelnde Kommunikationszuverlässigkeit sein [46].

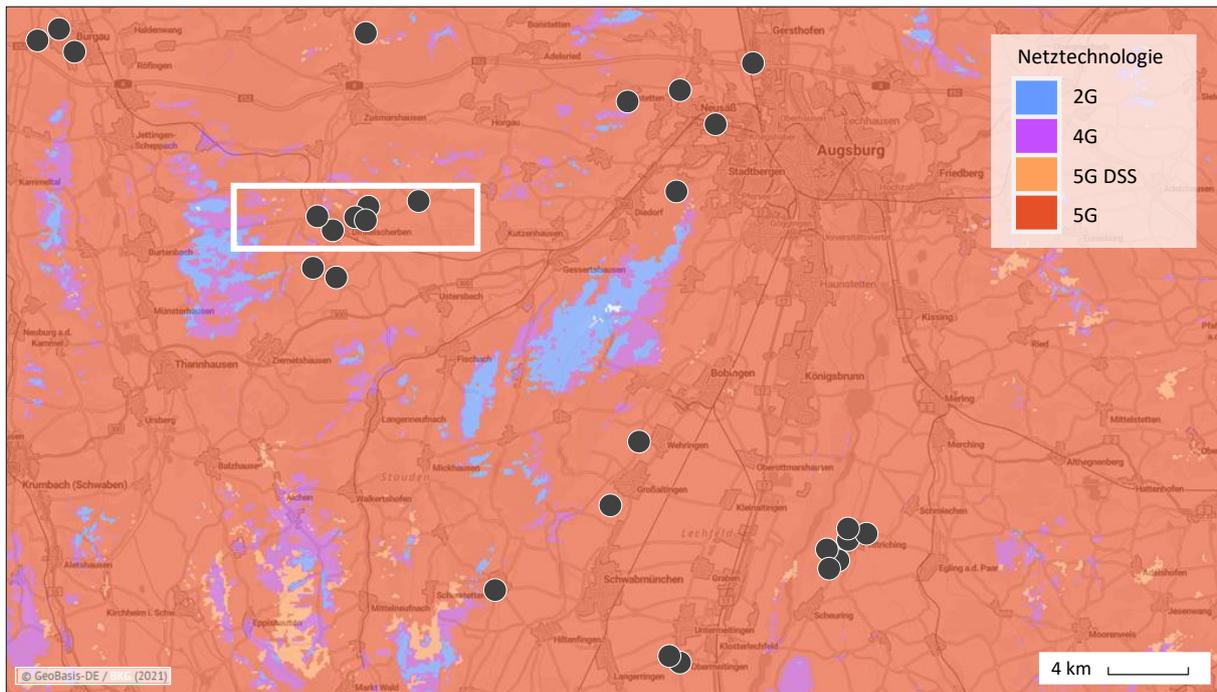


Abbildung 43. Mobilfunk-Monitoring im Reallabor nach [46] und [98].

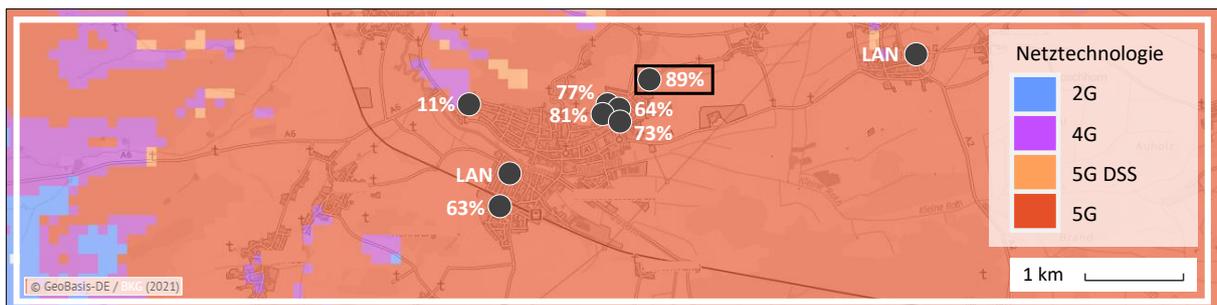


Abbildung 44. Detailansicht des Mobilfunk-Monitorings im Reallabor nach [98].

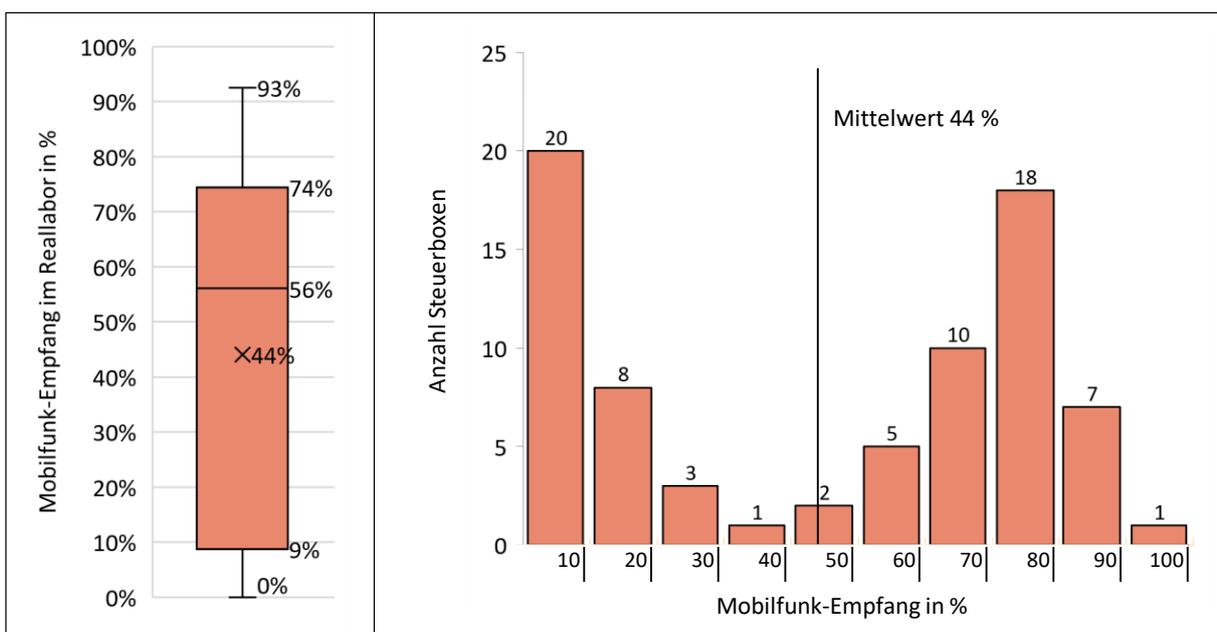


Abbildung 45. Statistische Auswertung des Mobilfunk-Empfangs im Reallabor.

Die statistische Auswertung der verfügbaren Datenpunkte ist in Abbildung 45 auf der linken Seite dargestellt. Die mittlere Empfangsquote liegt bei 44 % und der Median bei 56 %. Es sind sowohl Ausreißer mit 0 % als auch 93 % im Reallabor aufgetreten. Die rechte Seite der Darstellung zeigt ein Histogramm mit dem Mobilfunk-Empfang je Steuerbox in Prozent. Auch hier ist der Mittelwert bei 44 % eingezeichnet. Auffällig ist in dieser statistischen Auswertung, dass 20 von 80 Steuerboxen weniger als 10 % Mobilfunk-Empfang zeigen. Vor allem im mittleren Bereich zwischen 20 % und 60 % und im höheren Abschnitt mit mehr als 90 % Quote befinden sich nur wenige Steuerboxen. Zwischen 60 % und 80 % sind mit 28 Steuerboxen mehr als ein Drittel eingordnet. Tendenziell gibt es somit vor allem Module mit sehr wenig oder guter Empfangsquote, das Mittelmaß und die höchsten Bereiche sind ausgespart.

Die Mobilfunk-Empfangsquote variiert im zeitlichen Verlauf. Im oberen Bereich der Abbildung 46 ist ein Beispiel (schwarze Umrandung in Abbildung 44) mit einer mittleren Empfangsquote von 89 % über knapp ein Jahr vom 07.03.2022 bis zum 16.06.2023 aufgezeichnet. In den Monaten Juni bis September 2022 sendet die Steuerbox laut Datenpunkten kontinuierlich Messergebnisse. Ende März 2023 dagegen gibt es einige Tage ohne Empfang. Diese drei Tage von 27. bis 29.03.2023 weisen über das gesamte Reallabor verteilt eine sehr niedrige Empfangsquote mit 3 % auf (unterer Bereich). Die Ursache für den in Bayerisch-Schwaben und Berlin schlechten Empfang ist unbekannt. Die Ursachenermittlung ist aufgrund der verschiedenen Einflussfaktoren auf den Mobilfunk nicht trivial. Ein möglicher Einflussfaktor sind zwei Tornados am 26.03.2023 nachmittags [101]. Zwar traten beide in Hessen auf, es gab jedoch Extremwetterereignisse in ganz Deutschland [102].

Die Erkenntnisse aus dem Reallabor können durch Erfahrungen des im Projekt beteiligten VNB aus dem Fachbereich validiert werden. Dezentrale Erzeugungsanlagen wie PV-Anlagen > 100 kW sind gesetzlich nach EEG §9 verpflichtend fernsteuerbar [25]. Das entspricht in etwa einem zentralen Steuerbefehl flexibler Verbraucher. Die derzeit angenommene Empfangsquote von Steuerbefehlen der PV-Anlagen durch Mobilfunk liegt im verantwortlichen Netzgebiet im Bereich 60 – 70 %. Dabei ist zu beachten, dass sich diese nicht wie die meisten SMGW im Untergeschoss und in abschirmenden Zählerschranken befinden. [46] Zusammenfassend zeigen die Analysen aus dem Reallabor, dass die Qualität und damit die Zuverlässigkeit der Datenübertragung im Innenbereich nicht von den Angaben der Bundesnetzagentur im Außenbereich abgeleitet werden kann.

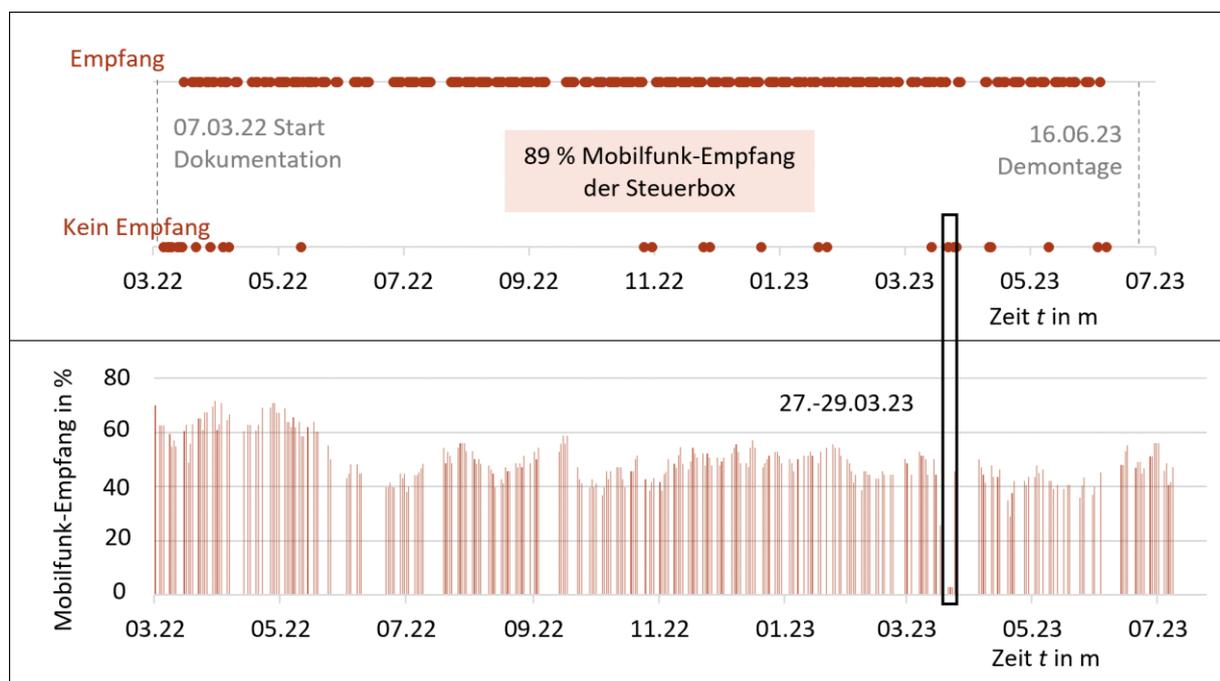


Abbildung 46. Analyse des Mobilfunk-Empfangs im Reallabor von März 2022 bis Juni 2023.

Typ	Kommunikationstechnologie	Frequenz	Datenübertragung	Quelle
Kabellos	e*Nergy	448-466 MHz	1.200 b/s	[54]

LVN und SNB können das Funkrufnetz e\*Nergy im Reallabor einsetzen, um einen unidirektionalen und individuellen Steuerbefehl an die Letztverbraucher zu senden. Die Empfangsqualität des Funkrufnetzes auf Basis von 448-466 MHz erfasst die Hochschule München einmal stündlich. Dabei kann lediglich zwischen Empfang oder kein Empfang unterschieden werden. Zwischenschritte sind nicht bewertbar. Die mögliche Datenübertragung ist dabei mit 1.200 b/s deutlich geringer als beim Mobilfunk mit bis zu 10 Gb/s (siehe Tabelle 8).

Ähnlich wie beim Mobilfunk ist der Funkruf-Empfang im Zeitverlauf nicht konstant. Das bedeutet, dass es Perioden gibt, in denen Empfang vorhanden ist, in anderen ist kein Empfang gegeben. Abbildung 47 zeigt den Empfang einer Steuerbox bei LVN im Zeitraum von 01. bis 14.09.2022 mit einer tendenziell hohen Quote von 90 % in diesem Zeitraum. Welche exakten Gründe für den zeitweisen Ausfall des Empfangs bei dieser Steuerboxen vorliegen, ist aufgrund der zahlreichen Möglichkeiten und mangels Informationen über Bauart des Hauses, Topologie oder Wetterlage nicht zu konkretisieren. Die exakte Prognose des Empfangs stellt sich somit als äußerst herausfordernd dar.

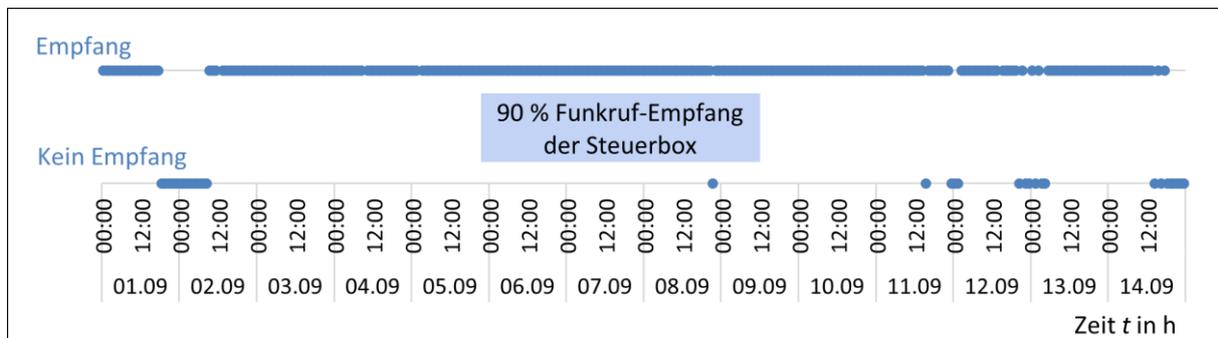


Abbildung 47. Überdurchschnittlicher Funkruf-Empfang von 01.-14.09.2022 von einer Steuerbox im LVN-Netzgebiet.

Abbildung 48 zeigt auf der linken Seite das Box-Plot-Diagramm mit knapp 360.000 Datenpunkten über das Reallabor verteilt im Zeitraum von April 2022 bis September 2023. Der Mittelwert des Funkruf-Empfangs über die Steuerboxen beträgt 13 %. Der Median liegt bei 0 %, da 50 % der Datenpunkte gleich 0 % sind. Es gibt einen Ausreißer mit einer Funkruf-Empfangsquote von nahezu 100 %. Die rechte Hälfte stellt den Mobilfunkempfang dem Funkruf-Empfang je Steuerbox gegenüber. Das dunkelblaue Quadrat markiert die Module, die durchschnittlich jeweils gleich oder mehr als 50 % Mobilfunk- als auch Funkruf-Empfang haben. Diese haben eine einigermaßen zuverlässige Kommunikationsanbindung. Im dunkelblauen Bereich befinden sich lediglich 9 % der Steuerboxen. In Hellblau befinden sich 60 % der Haushalte mit Steuertechnik und damit haben 31 % weder Mobil- noch Funkrufempfang mit einer Quote größer 50 %. Ab welcher Quote der Kommunikationsempfang branchenweit als zuverlässig definiert wird, ist Stand Mai 2024 noch nicht festgelegt. Im Beschluss des EnWG §14a wird kein Vorgehen bei mangelnder Kommunikationsanbindung beschrieben. Das hat zur Folge, dass sich die VNB in Deutschland in den kommenden Monaten mit dem Umgang einer unzuverlässigen Kommunikation auseinandersetzen müssen.

Ein dunkelblauer Punkt und somit eine Steuerbox mit relativ zuverlässigem Empfang von 77 % Mobilfunk und 95 % Funkruf findet sich in Abbildung 49 wieder. Die Darstellung veranschaulicht die im SNB-Netzgebiet teilnehmenden Privathaushalte und deren jeweiliger Mobilfunk- und Funkruf-Empfang im Durchschnitt. Lediglich drei weitere Steuerboxen sind Hellblau gefärbt, was eine Empfangsquote von Mobilfunk oder Funkruf mit 50 % oder mehr kennzeichnet. Vor allem der Funkruf-Empfang ist bei nahezu allen Punkten Null.

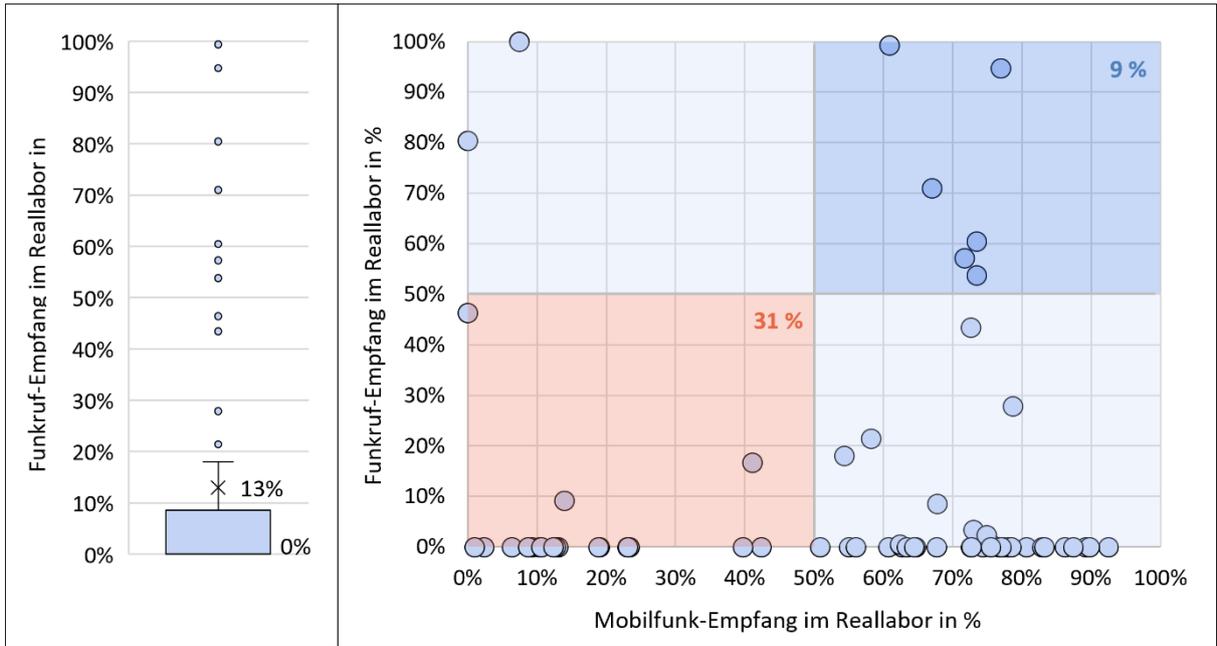


Abbildung 48. Analyse des Funkruf-Empfangs und des Zusammenhangs zwischen Mobilfunk- und Funkruf-Empfang nach [46].

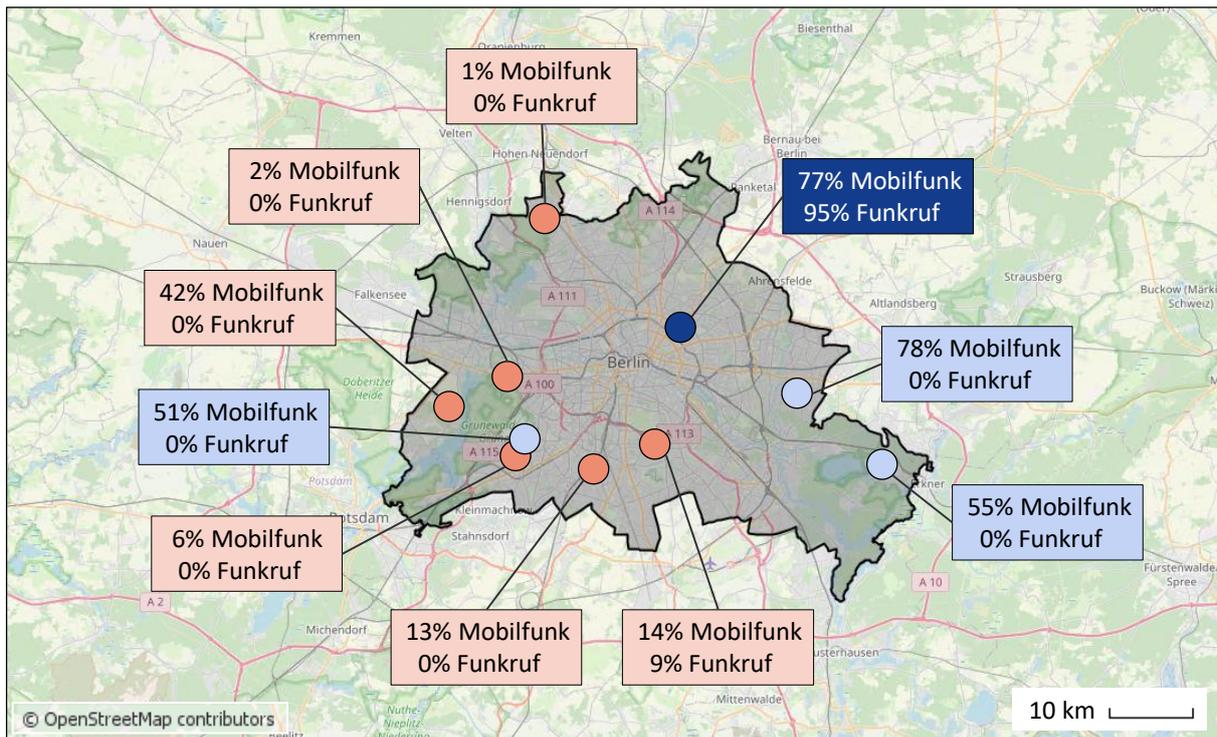


Abbildung 49. Mobilfunk- und Funkrufempfang im Reallabor von SNB.

Typ	Kommunikationstechnologie	Frequenz	Datenübertragung	Quelle
Kabellos	450 Connect	451- 456, 461-466 MHz	5 MB/s	[55] [56]
	LoRaWAN	868 MHz	50 Mb/s	[58] [57]

Neben den beiden im Reallabor erprobten Kommunikationstechnologien Mobilfunk und Funkruf wurden im Kapitel 2.4.1 weitere kabellose Technologien zur Übertragung von Steuerbefehlen als Stand der Technik beschrieben. Eine im E.ON-Konzern avisierte Technologie ist neben dem Mobilfunk die ausfallsichere Kommunikation über 450 MHz. Diese ist unter anderem für die Kommunikation von digitalen Ortsnetzstationen und IMS konzipiert, sodass die Erreichbarkeit als zukünftig sehr positiv bewertet wird [55]. Jedoch ist die notwendige Infrastruktur erst im Beginn des Aufbaus. Das hat zur Folge, dass bisher nahezu keine Erfahrungswerte in der Praxis existieren.

Ein weiteres Beispiel für eine Funktechnik ist LoRaWAN (Long Range Wide Area Network). Diese Technologie wird bereits bei VNB wie NetzeBW eingesetzt. Der Anwendungsbereich fokussiert sich jedoch auf lokale Applikationen insbesondere die Anbindung von Sensoren. Ein Einsatzgebiet der Sensorik ist zum Beispiel die Überwachung von Parkplätzen. Die maximale Entfernung der Datenübertragung liegt bei 10 km und ist somit nicht für einen flächendeckenden Einsatz einer rein zentralen Steuerung nach EnWG §14a einsetzbar. Wenn die Informationen dezentral gebündelt werden, könnte diese Technologie perspektivisch einen höheren Stellenwert einnehmen. [103]

Typ	Kommunikationstechnologie	Frequenz	Datenübertragung	Quelle
Kabel gebunden	Tonfrequenz-Rundsteuerung	150-1350 Hz	1 b/s	[50]
	Powerline Communication	3-95 kHz	1.200 b/s	[50]

Im Gegensatz zu den kabellosen Technologien sind die Tonfrequenz-Rundsteuerung und auch die Powerline Communication an eine physische Verbindung mittels Kabel gebunden. Da die Tonfrequenz-Rundsteuerung lediglich unidirektional kommuniziert, ist diese für einen Einsatz des Flexibilitätsmanagements mit dessen bidirektionalem Austausch nicht geeignet [50]. Des Weiteren hat beispielsweise LVN 2021 die Rundsteuersignal aussendende Infrastruktur aus Effizienzgründen rückgebaut, sodass diese Technologie in Zukunft keine Anwendung mehr findet. Eine Alternative zur funkbasierten Datenübertragung, die auch heute eingesetzt wird, ist die Powerline Communication. Bayernwerk verwendet neben dem Mobilfunk diese Technologie, um das SMGW mit dem VNB zu verbinden [104]. Jedoch ist auch hier die Verfügbarkeit der Infrastruktur in Form von Leitungen maßgeblich für dessen Nutzung. Im Netzgebiet von LVN ist Powerline bisher nicht im Einsatz, sodass für eine zentrale Steuerung über diese Technologie ein Aufbau derer notwendig wäre, die mit Investitionskosten verbunden ist. Unter der Voraussetzung, dass in die Infrastruktur der Sendemaste für 450 MHz und in die Leitungen für Powerline Communication investiert wird und deren Empfangsquote ausgeschöpft wird, können beide Technologien den Mobilfunk zur zentralen Ansteuerung perspektivisch ergänzen.

Wenn der Kommunikationsweg für einen Steuerbefehl zeitweise unterbrochen ist, dann ist dies mit dem Verhalten eines ungesteuerten Verbrauchers zu vergleichen. Wenn ein Default-Leistungswert für die SteuVE bei fehlender zentraler Kommunikation hinterlegt ist, kann dieser nicht zu gering im Vergleich zu einem Steuerbefehl gewählt werden, da ein Privathaushalt mit unzuverlässiger Kommunikationsanbindung durch eine ständige Drosselung diskriminiert werden würde. Eine zuverlässig planbare Steuerbarkeit flexibler Verbraucher kann somit einen großen Einfluss auf die zukünftige Netzplanung und effiziente Nutzung von Niederspannungsnetzen haben. Betriebsmittel könnten zudem zu gering dimensioniert werden, wenn das Flexibilitätsmanagement zu 100 % von der Kommunikation abhängig ist. Von einem rein zentralen Steuerungsansatz ist nach derzeitigem Stand der Kommunikationstechnik ohne Rückfallebene zum Stand Mai 2024 abzuzuraten. [46]

Aufgrund der mangelnden Zuverlässigkeit des zentralen Steuerns ist somit die Kombination mit einer dezentralen Logik empfehlenswert. Um das Potential des dezentralen Flexibilitätsmanagements bewerten zu können, werden zunächst die Kennzahlen der Versorgungssicherheit in der Niederspannung analysiert (Kapitel 4.2). Daraufhin folgt die Szenariobetrachtung der ausgewerteten Kennzahlen in Kapitel 4.3. Die qualitative Bewertung des dezentralen Potentials (Kapitel 4.4) wird mit einem exemplarisch quantitativ bewerteten Beispiel (Kapitel 4.5) ergänzt.

Das Kapitel 4.1 stellt die Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit von strom- als auch spannungsbedingtem Lastmanagement dar. Beide beeinflussen deren Bezugsgröße gezielt und haben jeweils indirekt Einfluss auf die andere Größe, was zu einem nachteiligen indirekten Verhalten führen kann. Die Leistungsfähigkeit, beispielsweise die Optimierung durch Abschalten von zwei Elektromobilen von bis zu  $\Delta V = 4,2 \text{ V}$ , stellt einen Idealfall dar, der durch regulatorische oder technische Limitationen sinken kann.

Für eine zentrale Steuerung von Flexibilitäten kann keine zuverlässige Kommunikationsanbindung zum Stand Mai 2024 angenommen werden kann. Sowohl der Mobilfunk- als auch Funkruf-Empfang im Reallabor betragen weniger als 50 %. Weitere Kommunikationstechnologien wie 450 MHz oder Powerline Communication können bei Investitionen in die Infrastruktur perspektivisch die Empfangsquote erhöhen. Das hat heute zur Folge, dass zum einen zentrale Steuermaßnahmen nicht wie geplant die Leistungsfähigkeit aufzeigen und zum anderen Haushalte mit Empfang gegenüber ohne Kommunikationsempfang diskriminiert werden. Die Ergänzung des zentralen mit dem dezentralen Konzept beugt den Nachteilen des rein zentralen vor.

## 4.2 Auswertung der Kennzahlen für die Versorgungssicherheit

Als Übersicht teilt Tabelle 3 die beschriebenen Kennzahlen in spannungsabhängige (Dunkelblau) und leistungs- bzw. stromabhängige (Orange) Werte auf. Diese Aufteilung spiegelt sich in den nachfolgenden Kapiteln wider. Die Kennzahlen werden analog mit der entsprechenden Zeile benannt, anschließend deren Definition beschrieben und im dritten Schritt anhand der verfügbaren Messdaten aus Tabelle 19 ausgewertet. Die folgenden Ausführungen sind an [105] angelehnt.

### 4.2.1 Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Spannungsqualität	1	Spannungsband	> 10 min	Freiwillig	$\Delta V \pm 10 \% V_n$
Definition	Die genormte Nennspannung $V_n$ für Niederspannungsnetze in Deutschland beträgt zwischen den einzelnen Außenleitern und dem Neutralleiter $V_n = 230$ V. Unter normalen Betriebsbedingungen sollen Änderungen der Versorgungsspannung $\Delta V \pm 10 \% V_n$ der Nennspannung nicht überschreiten. Unter normalen Betriebsbedingungen müssen 95 % des zehnmütigen durchschnittlichen Effektivwerts der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls im Bereich $\Delta V \pm 10 \% V_n$ liegen, und jeder Zehn-Minuten-Mittelwert des Effektivwerts der Versorgungsspannung muss im Bereich $\Delta V + 10\% / - 15 \% V_n$ liegen. [13]				
Messdaten	NS-Anschluss und SteuVE			30.100.000 Messpunkte	
Ergebnis	0,00003 % Messpunkte außerhalb des Toleranzbereichs				<b>X</b>

Abbildung 50 zeigt den zehnmütigen gleitenden Spannungsmittelwert der einzelnen Phasen aller im Reallabor installierten Steuerboxen in Privathaushalten im Zeitraum von November 2021 bis Juli 2023 bezogen auf die Nennspannung  $V_n = 230$  V. Die Spannungsmittelwerte beinhalten somit überwiegend NS-Messpunkte in den Netzgebieten von SNB und LVN. Dabei stellen die oberen und unteren Box-Grenzen des Boxplot-Diagramms das 25 %- und 75 %-Quartil dar. Das bedeutet, dass 25 % der Messpunkte bei bzw. unterhalb des Wertes liegen. Das 50 %-Quartil wird als Median bezeichnet. Die Antennen oder Whisker stellen Ausreißerwerte dar. Neben den Boxplots je Phase beinhaltet die Abbildung die Spannungsbandgrenzen von  $\Delta V \pm 10 \% V_n$  sowie  $\Delta V - 15 \% V_n$ . Mehr als 30,1 Millionen Messpunkte aus dem Reallabor fließen in die Darstellung ein. Der Median der drei Phasen liegt zwischen  $0,92 \% V_n$  und  $1,00 \% V_n$ . 50 der mehr als 30,1 Millionen und damit  $0,00017 \%$  der Messpunkte liegen in Summe außerhalb des Spannungsbandes  $\Delta V \pm 10 \% V_n$ . Da jedoch lediglich 95 % statt 100 % der Zehn-Minuten-Werte im Bereich  $\Delta V \pm 10 \% V_n$  liegen müssen, zählen nur acht und damit  $0,00003 \%$  der Datenpunkte mit  $\Delta V - 15 \% V_n$  als Spannungsbandverletzung außerhalb des Toleranzbereichs (**X**). Dieser sehr geringe Prozentsatz ist für die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit somit vernachlässigbar.

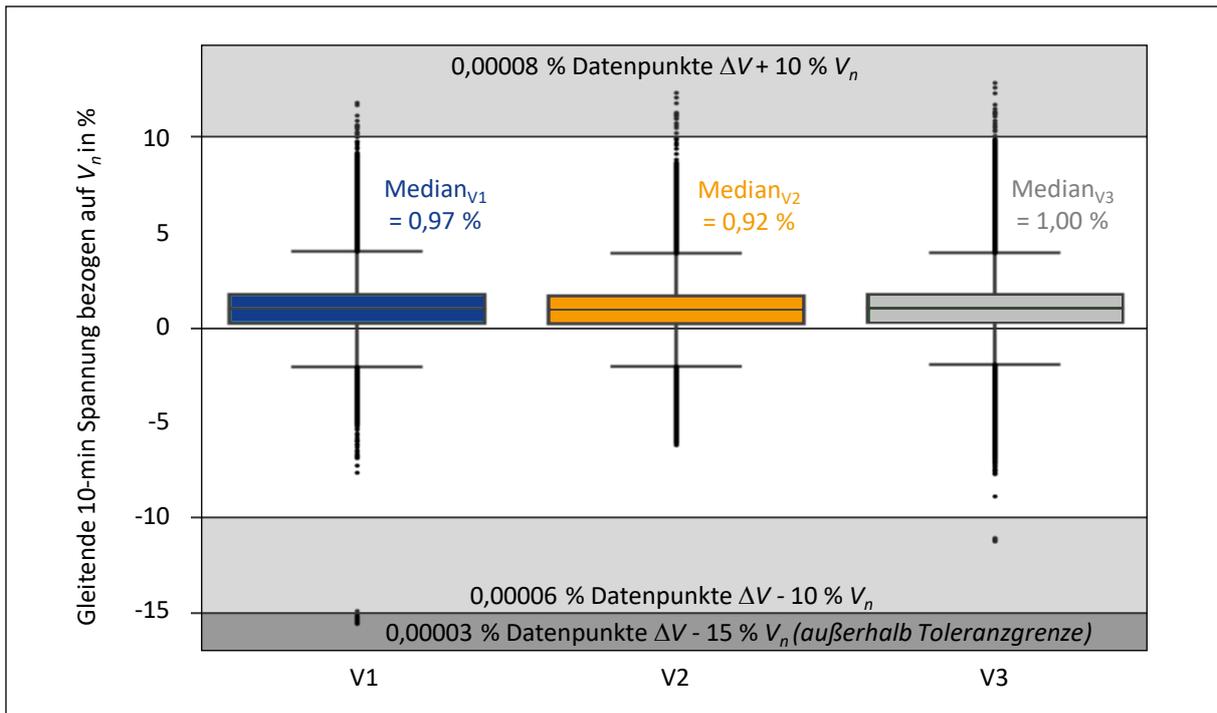


Abbildung 50. 0,0003 % der Datenpunkte im Reallabor sind Spannungsbandverletzungen außerhalb der Toleranzgrenze.

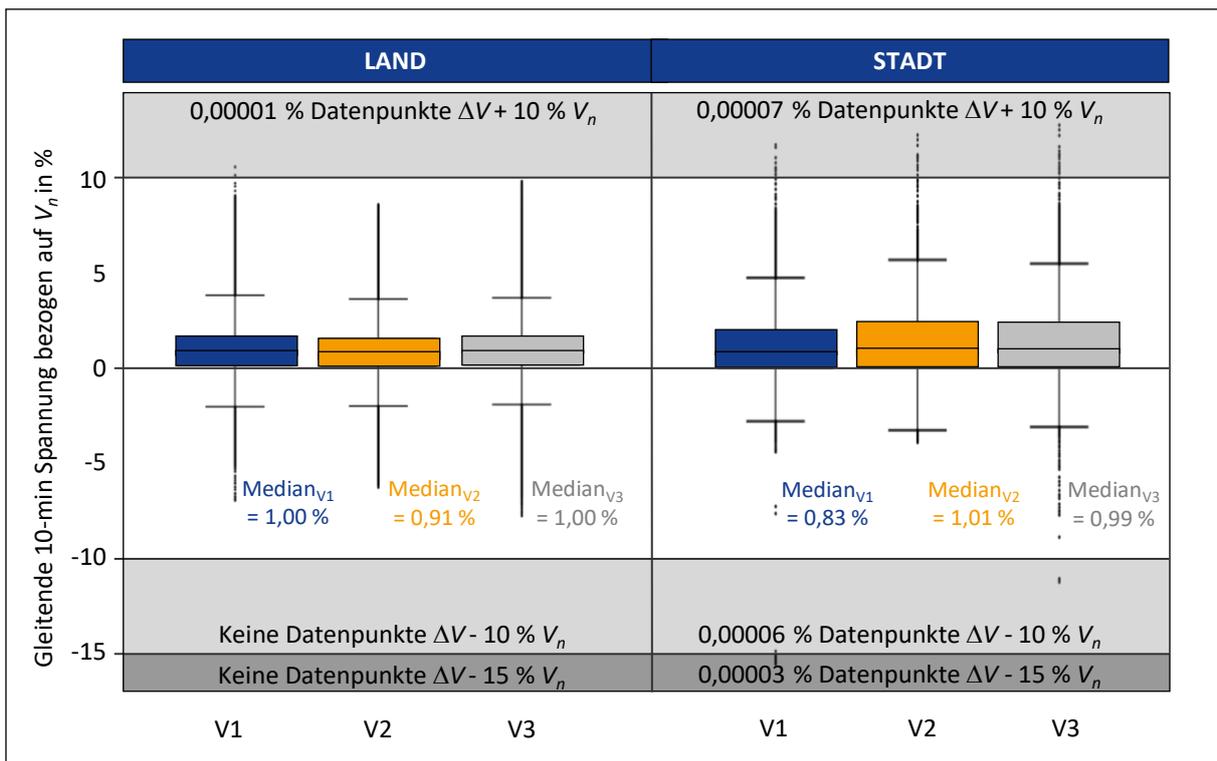


Abbildung 51. 0,0003 % der Datenpunkte im städtischen Reallabor sind Spannungsbandverletzungen.

Im Reallabor treten unterschiedliche Netzklassen nach Tabelle 16 vereinfacht untergliedert in Stand- und Landnetz auf. Aufgrund der Klassifizierung folgt in Abbildung 51 die Aufteilung der Spannungsbandsverletzungen in Land (links) und Stadt (rechts). Die bereits in Abbildung 50 ersichtlichen 0,00003 % Datenpunkte mit  $\Delta V - 15 \% V_n$  treten alle im städtischen Netzgebiet auf. Die Messungen im ländlich geprägten Netz zeigen lediglich 0,00001 % Datenpunkte mit  $\Delta V + 10 \% V_n$ . Das städtische Netz zeigt im Reallabor somit mehr Überschreitungen des Spannungsbandes als das ländliche. Eine generelle und allgemeingültige Aussage über das Spannungsband innerhalb der verschiedenen Netzklassen ist auf dieser Grundlage mangels flächendeckender und eindeutiger Klassifizierung nicht möglich. Des Weiteren zeigt die Unterteilung keinen merklichen Unterschied in der Höhe der Boxen. Dieser Vergleich lässt keine Rückschlüsse über geringere Schwankungen in städtischen vermaschten Netzen verglichen mit ländlichen Strahlennetzen zu. Nachfolgende Darstellungen zeigen, dass in beiden Netzklassen tägliche Spannungsdeltas innerhalb einer Phase von mehr als  $\Delta V_{10} = 15 \text{ V}$  auftreten.

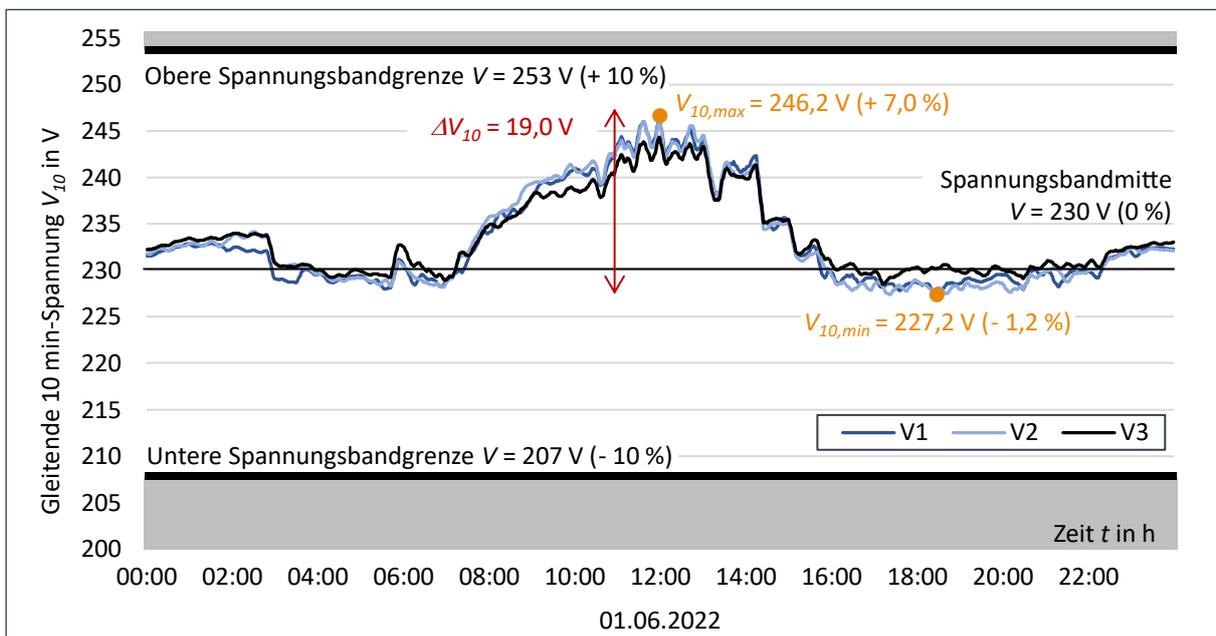


Abbildung 52. Beispieltag innerhalb des Spannungsbandes mit Spannungsdelta  $\Delta V_{10} = 19,0 \text{ V}$  (LVN).

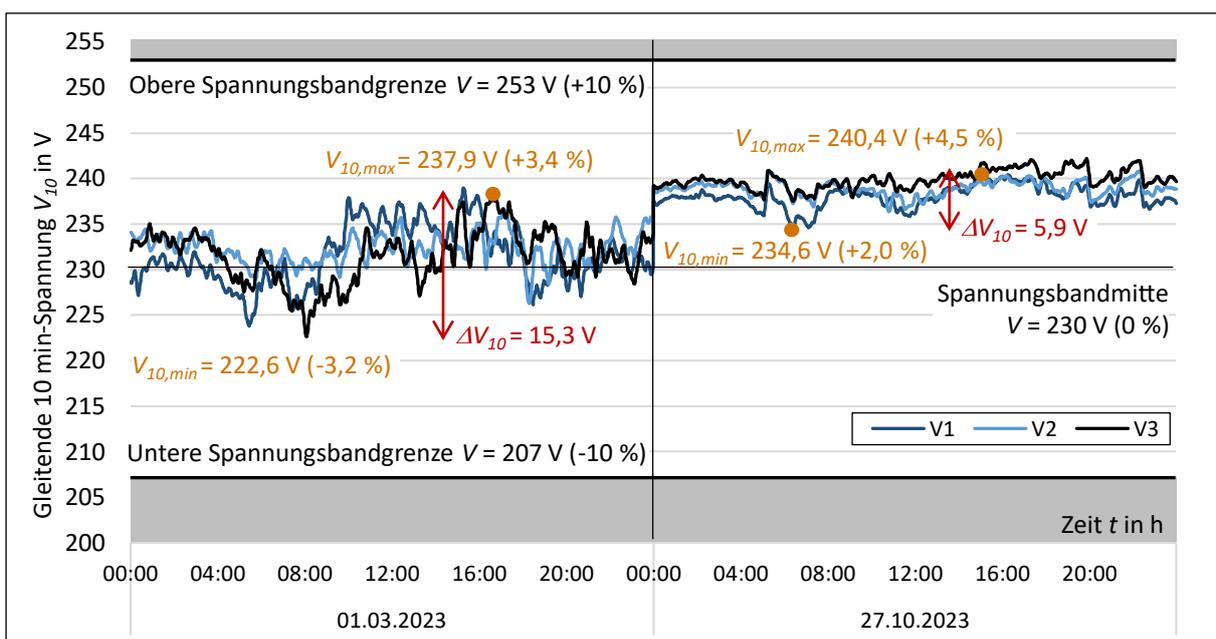


Abbildung 53. Zwei Beispieltage innerhalb des Spannungsbandes mit max. Spannungsdelta  $\Delta V_{10} = 15,3 \text{ V}$  (SNB).

Abbildung 52 zeigt exemplarisch einen Tagesverlauf eines ländlich geprägten LVN-NS-Anschlusses vom 01.06.2022. Hier zeigt sich tagsüber der Einfluss der im Netzgebiet einspeisenden PV-Anlagen durch den Spannungshub von bis zu  $V_{10,max} = 246,4$  V des zehn-minütlich gleitenden Mittelwerts. An diesem Tag beträgt die Spannungsdifferenz  $\Delta V_{10} = 19,0$  V. Bei Betrachtung der minütlichen Spannungswerte steigt die Spannungsdifferenz an diesem Junitag auf  $\Delta V_1 = 22,4$  V. Die minütlichen und damit auch die zehn-minütlichen Spannungswerte befinden sich in diesem Beispiel trotz der hohen Spannungsdifferenz zu jedem Zeitpunkt innerhalb des genormten Spannungsbandes. Auch im innerstädtischen Bereich von Berlin können Spannungsdifferenzen innerhalb eines Tages von  $\Delta V_{10} = 15,3$  V auftreten. Abbildung 53 zeigt den Spannungsverlauf am 01.03.2023 und 27.10.2023 eines im SNB-Kerngebiet installierten Moduls. Trotz vermaschtem Netz können Spannungsschwankungen von mehreren Volt auftreten. Dabei bewegt sich die Spannung zu jedem Zeitpunkt innerhalb des vorgegeben Spannungsbandes. Die nächste Kennzahl bezieht sich ebenfalls auf die Spannungsqualität.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Spannungsqualität	2	Spannungssprünge	$\leq 1$ min	Freiwillig	$\Delta V \pm 10 - 60 \% V_n$
Definition	Spannungssprünge beinhalten Spannungsabsenkungen als auch -erhöhungen, die sich innerhalb einer Minute ( $\leq 1$ min) ereignen. Der Anfangsschwellwert für die negativen Spannungssprünge beträgt $V = 90 \% V_n$ . Der Schwellwert für die positiven Sprünge liegt bei $V = 110 \% V_n$ . Die Obergrenze der Spannungssprungdefinition liegt bei $\Delta V \pm 60 \% V_n$ . Nach der Norm DIN EN 50160 sind 100 positive oder negative Spannungssprünge pro Jahr und Messpunkt im Normbereich. [32]				
Messdaten	NS-Anschluss und SteuVE			30.100.000 Messpunkte	
Ergebnis	0,00002 % Messpunkte außerhalb des Toleranzbereichs				<b>X</b>

Abbildung 54 veranschaulicht mithilfe eines Boxplot-Diagramms die positiven als auch negativen Spannungssprünge der Messpunkte am oder hinter dem NS-Anschluss. Die Messungen befinden sich wie bei der Bewertung des Spannungsbandes innerhalb des Reallabors im Zeitraum von November 2021 bis Juli 2023. Die Messpunkte beziehen sich auf die minütlichen Spannungswerte und sind in die drei Phasen unterteilt. Die Nennspannung beträgt wie oben  $V_n = 230$  V und stellt 0 % dar. Die Grenzwerte  $V = 207$  V bzw.  $V = 253$  V sind bei  $\Delta V \pm 10 \% V_n$  eingezeichnet. Der Median aller drei Phasen liegt bei 0 %, sowie das 25 %-Quantil bei -0,08 % und das 75 %-Quantil bei 0,08 %. Die Verteilung ist somit aus statistischer Sicht in allen drei Phasen gleichverteilt. Es gibt drei positive und zwei negative Spannungssprünge in den gemessenen Datenpunkten des Reallabors. Somit sind 0,00002 % der Datenpunkte Spannungssprünge nach DIN EN 50160 (**X**).

Die in Tabelle 16 für das Reallabor heruntergebrochene Aufteilung der Netzklassen in Land und Stadt spiegelt sich in den Spannungssprüngen in Abbildung 55 wider. Dabei ist der Median wie in der Gesamtübersicht bei der Land-Stadt-Aufteilung in allen drei Phasen bei 0 %. Auch hier ist der Median somit über alle drei Phasen gleichverteilt. Ein Unterschied zwischen Land und Stadt ergibt sich durch die Quantile. Die Land-Messpunkte zeigen ein 25 %-Quantil von -0,08 % und ein 75 %-Quantil von 0,08 %. Die Stadt-Messpunkte dahingegen weisen ein 25 %-Quantil von -0,1 % und ein 75 %-Quantil von 0,1 % auf. Das heißt, die städtischen Punkte haben statistisch gesehen höhere positive als auch negative Spannungssprünge als im ländlichen Netzgebiet. Die Ausreißer der nach DIN EN 50160 bewerteten Spannungssprünge sind relativ gleichverteilt über Stadt und Land. Auch hier lässt sich wie beim Spannungsband keine generische Aussage zu den Spannungssprüngen in verschiedenen Netzklassen treffen. Ein Vergleich und eine Einordnung mit der veröffentlichten Datenbasis anderer deutscher Verteilnetzbetreiber erfolgt in Kapitel 4.4.

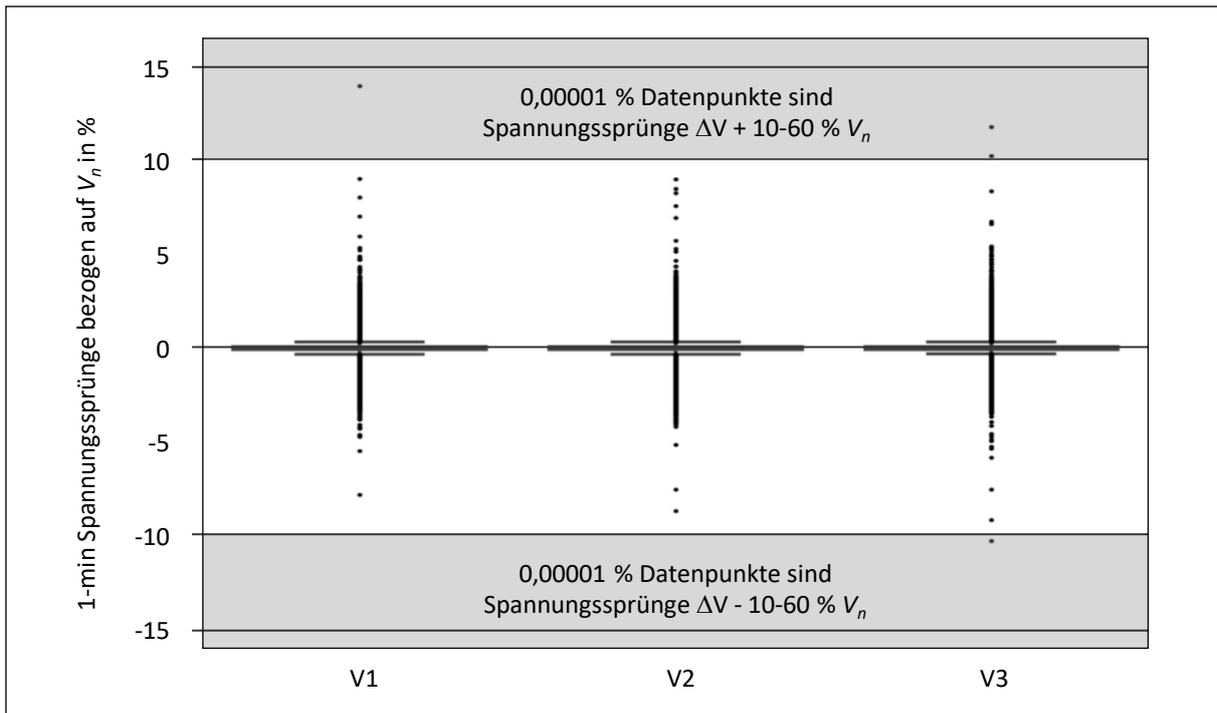


Abbildung 54. In Summe 0,0002 % der Datenpunkte im Reallabor als Spannungssprünge.

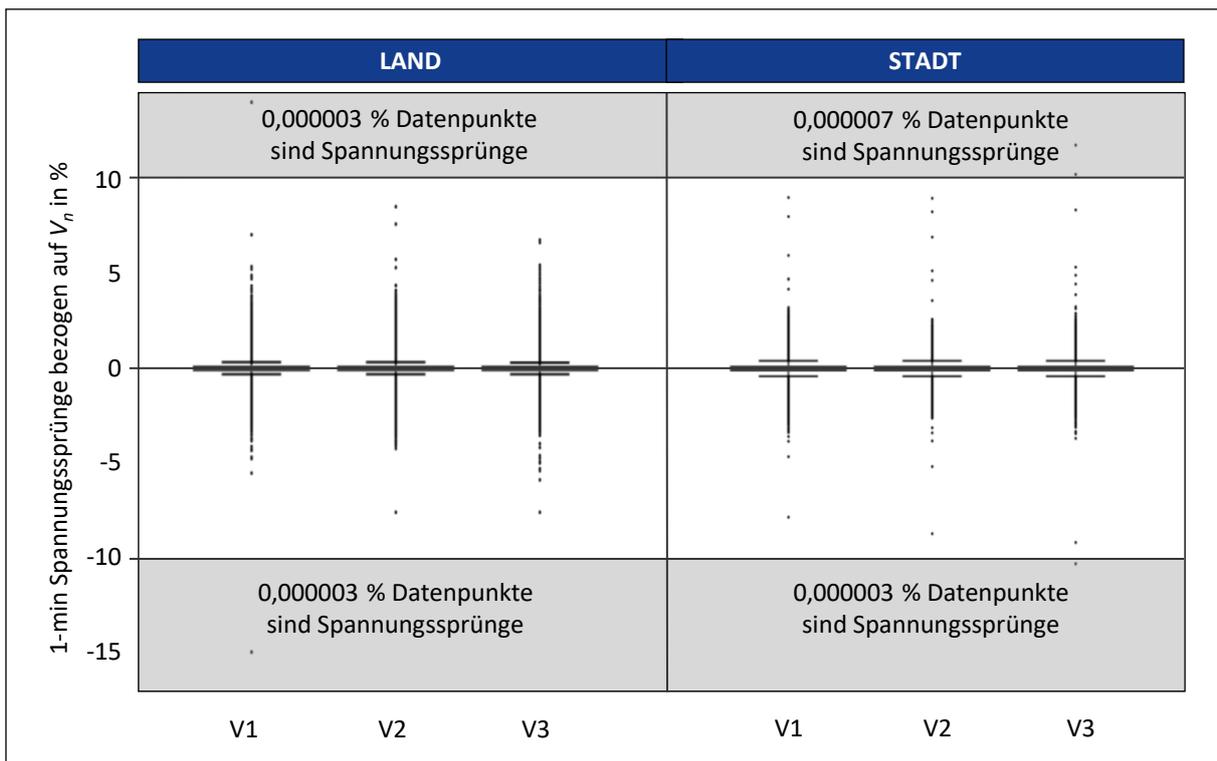


Abbildung 55. Aufteilung der 0,0002 % Datenpunkte mit Spannungssprüngen in Land- und Stadt-Netz.

Die exakten Ursachen der einzelnen Spannungssprünge können mittels der gegebenen Datenbasis nicht detektiert werden. Es gibt teilweise jedoch Hinweise auf die Gründe der Spannungssprünge. Ein Beispiel für das Landnetz wird im Folgenden beschrieben. Abbildung 56 zeigt oben in Blau minütliche Spannungssprünge der Phase V2 bezogen auf die Nennspannung im Zeitraum von November 2022 bis März 2023 an einem Beispiel-Haushalt im LVN-Netzgebiet. Tagsüber treten durch den Einfluss von PV-Anlagen und dem Verbraucherverhalten tendenziell größere Spannungssprünge auf als nachts. Besonders hervorzuheben sind die verhältnismäßig zahlreichen, negativen Spannungssprünge gegen 21:30 Uhr. Der täglich wiederkehrende Spannungseinbruch ist ebenfalls in den Spannungswerten im unteren Abbildungsbereich deutlich zu sehen. Dieser lässt sich mit der hohen Durchdringung der installierten elektrischen Speicherheizungen (ESH) am NS-Strang erklären. An der Station befinden sich neun ESH auf 130 Haushalte. Die am NS-Anschluss gemessene ESH hat eine Wirkleistung je Phase  $P_{ESH,ph} = 5,5 \text{ kW}$  und somit in Summe  $P_{ESH} = 16,5 \text{ kW}$ . Aufgrund des mittels Schaltuhr ausgegebenen Freigabesignals um 21:30 Uhr und der eingestellten Vorwärtssteuerung der ESH ergibt sich die Häufung der Spannungssprünge zu dieser Uhrzeit, die zukünftig vermieden werden sollten. Neben Spannungssprüngen beschreibt die DIN EN 50160 Kurzzeitunterbrechungen, die wiederum auf die Spannungsqualität einzahlen.

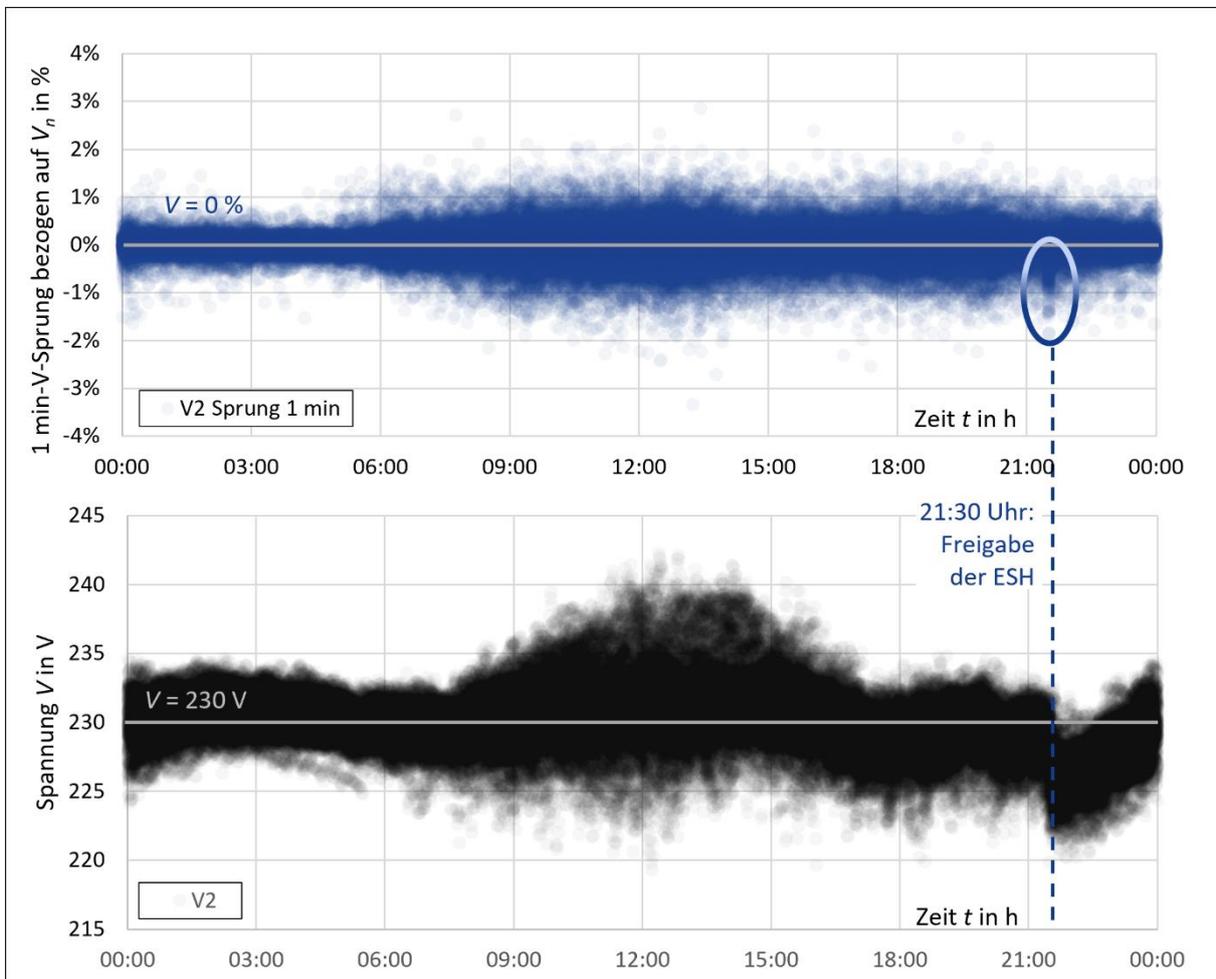


Abbildung 56. LVN-NS-Anschluss von Nov. 22 bis März 23 mit Spannungssprüngen um 21:30 Uhr durch ESH-Schaltungen.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Spannungsqualität	3	Kurzzeitunterbrechung	< 3 min	Freiwillig	$V < 5 \% V_n$
Definition	Kurzzeitunterbrechungen sind Spannungsabsenkungen von $V < 5 \% V_n$ mit einer Dauer von kleiner drei Minuten [13]. Mehrere 100 Kurzzeitunterbrechungen pro Jahr und Messpunkt sind in der Niederspannung im Normbereich [32].				
Messdaten	NS-Anschluss und SteuVE			30.100.000 Messpunkte	
Ergebnis	Nicht bewertbar				

Die im Reallabor für die Messung eingesetzten AC/DC-Wandler sind für einen AC-Bereich zwischen 85 V und 264 V dimensioniert, sodass keine normgerechte Analyse der Kurzzeitunterbrechungen im Reallabor durchgeführt werden kann. Ein Rückschluss von nicht vorhandenen Datenpunkten von weniger als drei Minuten im Zeitverlauf ist zudem nicht aussagekräftig. Grund dafür ist, dass allein der Neustart der Steuerbox-Prototypen mehr als drei Minuten in Anspruch nimmt. Während des Neustarts liefert die Steuerbox keine Messdaten. Eine Unterbrechung in den Messdaten kann somit beispielsweise durch einen Neustart hervorgerufen worden sein und spiegelt nicht eine Kurzzeitunterbrechung im Niederspannungsnetz wider. Um fälschliche Aussagen über die Kennzahl der Versorgungssicherheit im Netz zu vermeiden, ist diese als nicht bewertbar gekennzeichnet (?).

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Spannungsqualität	4	Unsymmetrie	> 10 min	Freiwillig	95 % der Daten 0 - 2 %
Definition	Die DIN EN 50160 gibt an, dass „innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Gegensystemkomponente der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente liegen“ sollen. Dies gilt für normale Betriebsbedingungen. Dazu gibt es die Anmerkungen, dass nur Werte für die Gegensystemkomponente vorgegeben sind. Weiter heißt es in der Norm, dass diese Angaben „lediglich Anhaltswerte“ sind. [13]				
Messdaten	NS-Abgang, NS-Anschluss und SteuVE			31.300.000 Messpunkte	
Ergebnis	Nicht bewertbar				

Die Spannungsmessung liefert keine hinreichend genauen Messwerte, um eine Auswertung der Unsymmetrie nach Norm zu ermöglichen. Aus diesem Grund kann in diesem Rahmen keine statistische Auswertung zur Unsymmetrie nach DIN EN 50160 durchgeführt werden (?). Jedoch kann der Spannungsunterschied zwischen den Phasen analysiert werden. Abbildung 57 zeigt die minutlichen Spannungsmesswerte eines LVN-NS-Abgangs von Juli 2022 bis Juli 2023 in einer Punktwolke. Diese setzt die Spannung der Phase V1 eines Zeitpunkts exemplarisch mit der Phase V3 des gleichen Zeitpunkts zueinander. V2 wird aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht separat betrachtet. Da sich mehr Punkte rechts der Mittellinie befinden, ist V1 durchschnittlich höher als V3. Das Histogramm veranschaulicht diese Tatsache ebenfalls und zeigt die Verteilung der Anzahl Messpunkte je Abschnittsbereich. Die Prozentwerte sind auf die Nennspannung  $V_n = 230$  normiert. Die Unterschiede in der Spannungshöhe zwischen den Phasen kann unterschiedliche Ursachen haben. Ein Faktor kann das unsymmetrische Anschließen von ein- oder zweiphasigen unflexiblen Verbrauchern, SteuVE oder EEG-Anlagen sein.

Abbildung 58 zeigt ein weiteres Beispiel im gleichen Aufbau wie Abbildung 57. Hier sind die Messwerte der Phasen V1 und V3 eines Privathaushaltes im SNB-Netzgebiet ebenfalls von Mitte Juli 2022 bis Mitte Juli 2023 aufgetragen. In diesem Fall ist der Median bei -0,71 %. Damit ist V1 durchschnittlich mit -0,71 % geringer als V3. Die zeitweise hohen Spannungen von über 255 V haben ihre Ursache in einem falsch eingestellten Stufenregler im dazugehörigen Umspannwerk, der sich bis auf die Niederspannung auswirkt. Die Einzelbeispiele können die flächendeckende Unsymmetrie im Reallabor nicht ausreichend bewerten oder kategorisieren.

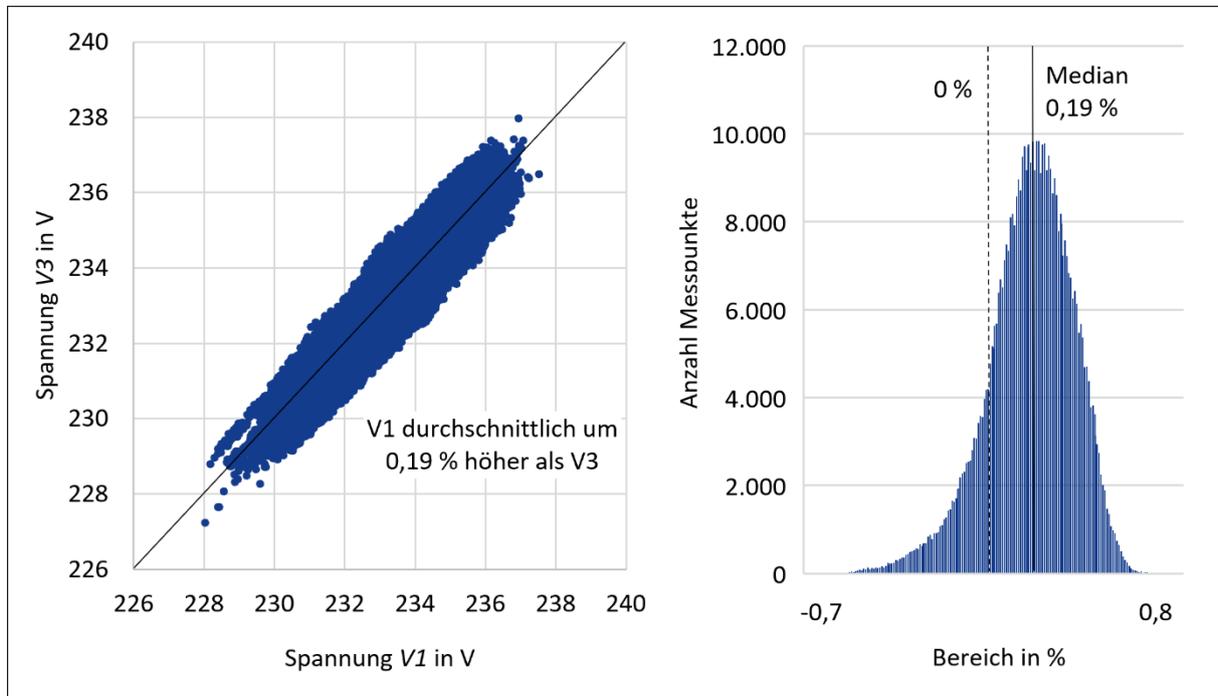


Abbildung 57. LVN-NS-Abgang mit Unterschieden zwischen V1 und V3 von Juli 2022 bis Juli 2023.

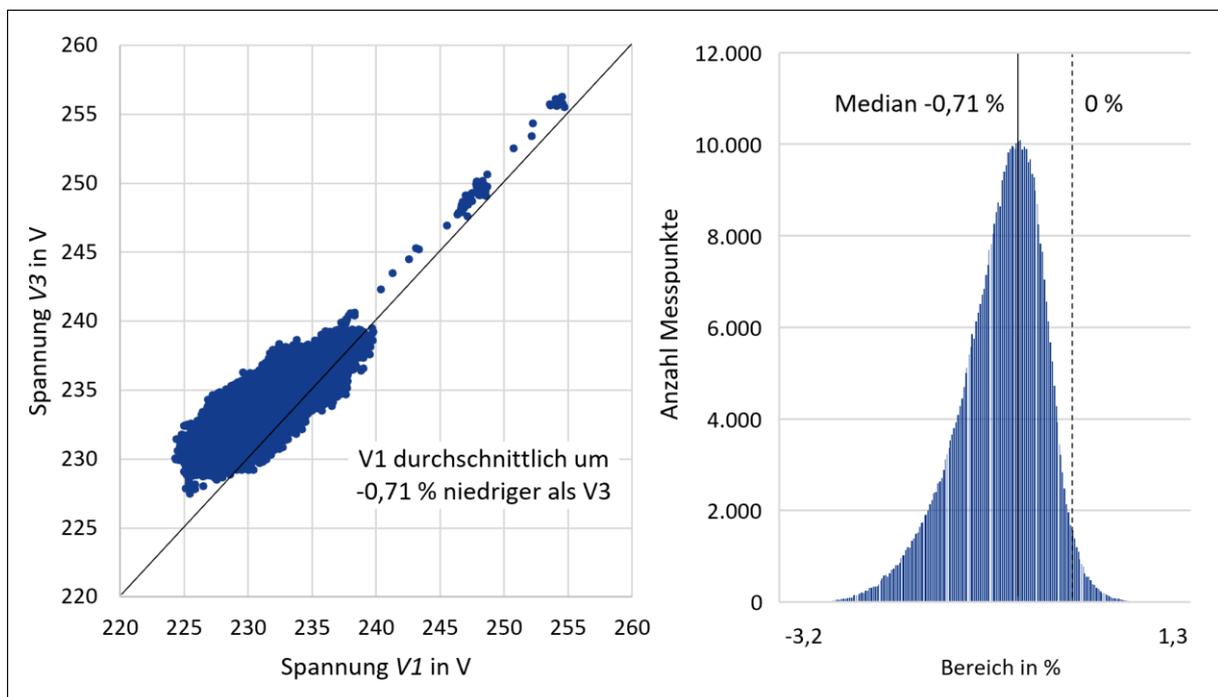


Abbildung 58. SNB-Haushalt mit Unterschieden zwischen V1 und V3 von Juli 2022 bis Juli 2023.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Versorgungszuverlässigkeit	5	Langzeitunterbrechung	≥ 3 min	EnWG §52	$V < 5 \% V_n$
Definition	<p>Die Versorgungszuverlässigkeit beinhaltet Langzeitunterbrechungen der Spannung, die drei Minuten oder länger andauern. Dabei gilt für die Spannung <math>V &lt; 5 \% V_n</math> [32]. Die Spannungsunterbrechung ist in EnWG §52 [4] und ARegV §20 [106] definiert. Für diese Betrachtung wird die Definition nach EnWG herangezogen, da der System Average Interruption Duration Index SAIDI<sub>EnWG</sub> eine häufig verwendete Kennzahl für Unterbrechungen ist und im internationalen Vergleich verwendet wird. Sie gibt die durchschnittliche Versorgungs- bzw. Spannungsunterbrechung (Anzahl der Unterbrechungen <math>I</math>, Unterbrechungsdauer <math>t_i</math> entsprechend der Anzahl der betroffenen Kunden <math>n_i</math>) pro angeschlossenem Letztverbraucher <math>N</math> innerhalb eines Kalenderjahres ohne höhere Gewalt und mit Rückwirkungen an [107]. Der Average System Interruption Duration Index ASIDI<sub>EnWG</sub> gibt die Langzeitunterbrechungen für die MS an [108].</p> $SAIDI_{EnWG} = \frac{\sum_{i=1}^I t_i \cdot n_i}{N}$				
Messdaten	Historische Daten				bewertet
Ergebnis	SAIDI <sub>EnWG</sub> -Gesamt 10,5 min/a (LVN) und 10,3 min/a (SNB) ✓				

Der SAIDI<sub>EnWG</sub> wird aktuell in der Regel zentral von der Netzführung analysiert und bewertet. Diese Informationen werden in einem sogenannte Netzbetriebsbericht quartalsweise zusammengefasst [109]. Abbildung 59 zeigt den bewerteten SAIDI<sub>EnWG</sub> und ASIDI<sub>EnWG</sub> der für das Reallabor relevanten Quartale. Der in Dunkelblau markierte SAIDI<sub>EnWG</sub> beträgt bei LVN im zweiten Quartal 2023 1,2 min/a und ergibt mit dem ASIDI<sub>EnWG</sub> = 9,3 min/a in Hellblau einen SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt = 10,5 min/a. Seit Anfang 2022 ist der Trend tendenziell rückläufig. SNB gibt für den SAIDI/ASIDI<sub>EnWG</sub> im Jahr 2022 einen Wert von 10,3 Min/a an und liegt damit auf einem ähnlichen Niveau wie das ländlich geprägte LVN-Gebiet [110]. Eine Aufteilung in NS und MS ist bei SNB nicht veröffentlicht. Sowohl SNB als auch LVN liegen damit unter dem deutschlandweiten Durchschnittswert von SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt = 12,2 min/a in 2022 (✓) [111]. In beiden Netzgebieten treten somit vergleichsweise wenig Langzeitunterbrechungen auf, wobei die städtisch oder ländlich geprägte Netzklasse in diesem Beispiel nicht maßgeblich ist.

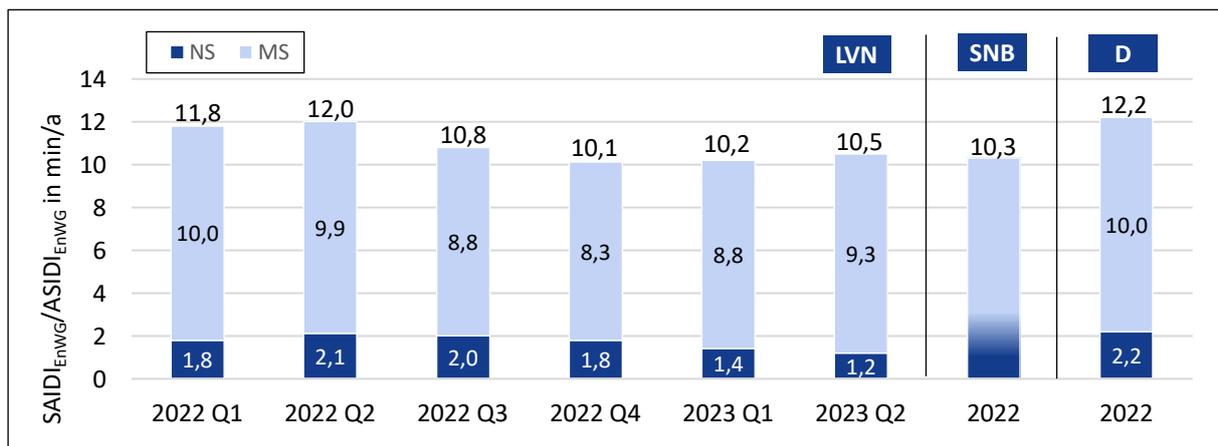


Abbildung 59. SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt bei LVN 10,1 min/a [109], SNB 10,3 min/a [110] und Deutschland 12,2 min/a in 2022 [111].

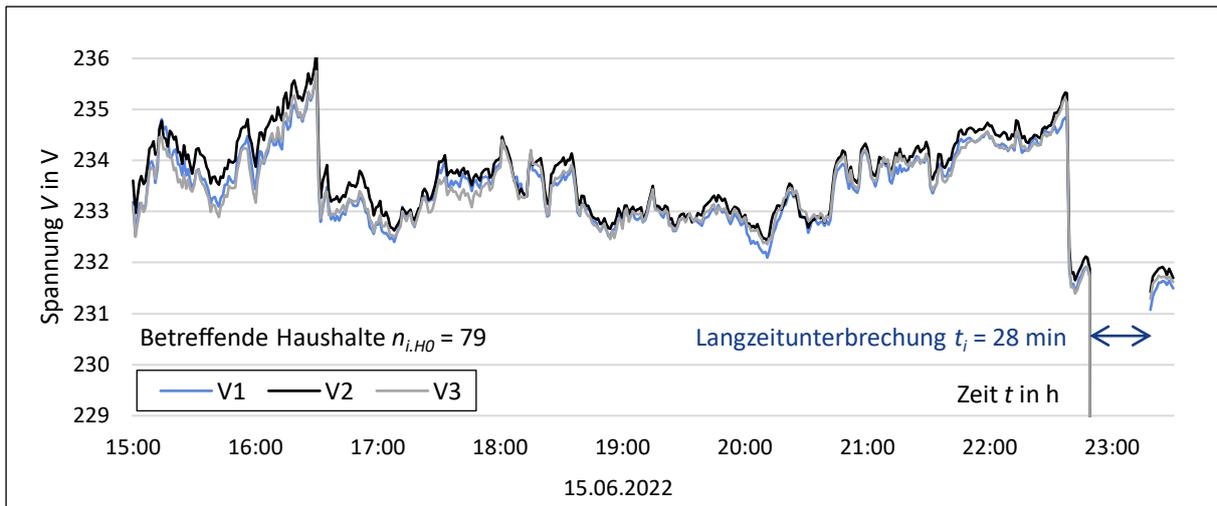


Abbildung 60. Langzeitunterbrechung mit  $t_i = 28$  min an einer LVN-ONS am 15.06.2022.

Ein Beispiel einer Langzeitunterbrechung, die in die Statistik einfließt, ist in Abbildung 60 dargestellt. Die Langzeitunterbrechung trat am 15.06.2022 mit einer Dauer  $t_i = 28$  min im LVN-Netzgebiet auf. Die Ursache der Unterbrechung lag laut Störungsbericht der Netzleitstelle in einem Sturm. Diese Unterbrechung wird aufgrund ihres Ursprungs in der Mittelspannung nicht für den SAIDI<sub>EnWG</sub> (Dunkelblau in Abbildung 59), sondern zum ASIDI<sub>EnWG</sub> (Hellblau in Abbildung 59) gezählt. Die Anzahl betroffener Haushalte betrug für die gesamte Ortsnetzstation  $n_{i,H0} = 79$ . Neben der gemessenen Station waren zahlreiche weitere Stationen von der Unterbrechung betroffen. Je nach durchschnittlicher Personenanzahl pro Haushalt kann so auf die für den SAIDI/ASIDI<sub>EnWG</sub> notwendige Größe  $n_i$  geschlossen werden.

Es besteht kein Einblick in die Störungsdatenbank von SNB, sodass die Ursachen von im Reallabor gemessenen Versorgungsunterbrechungen nicht im Einzelfall dedektiert werden können. Jedoch veröffentlicht die Bundesnetzagentur die Einzelstörungsdaten von gemeldeten Unterbrechungen der deutschen Netzbetreiber aus dem Jahr 2022 (siehe Abbildung 61). Die ungeplanten durchschnittlichen Unterbrechungsminuten pro Tag in der Mittel- und Niederspannung im Jahr 2022 betragen 29.801 min. Besonders auffällig sind die Tage um den 18.02.2022. Dieser Tag zeigt mit 396.397 min das 13-fache des Durchschnitts. [111]

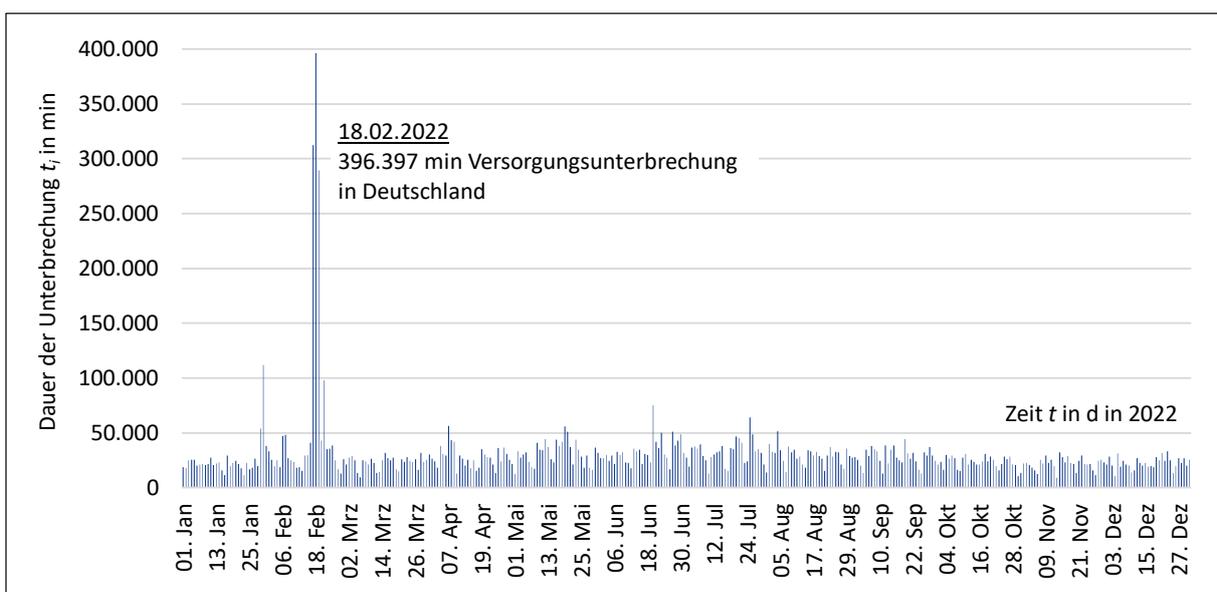


Abbildung 61. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen deutscher VNB in der NS/MS in 2022 nach [111].

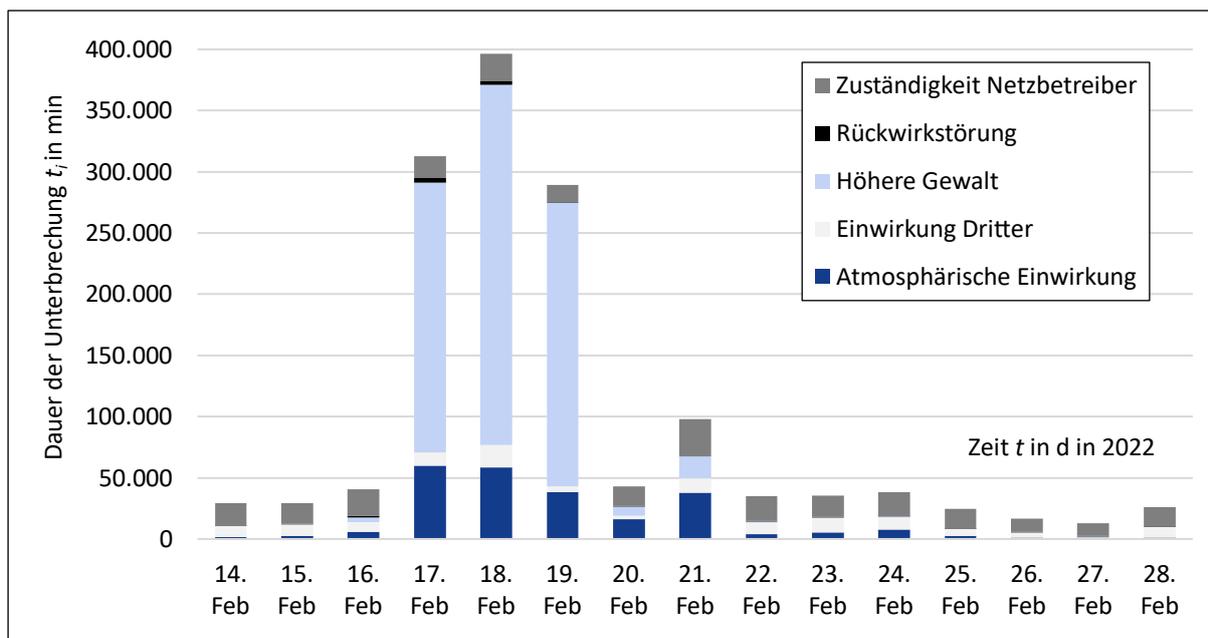


Abbildung 62. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen deutscher VNB in NS/MS in 2022 nach [111].

Abbildung 62 zeigt den benannten Ausschnitt im Februar 2022 aus Abbildung 61. Beginnend am 17.02.2022 und mit dem Höhepunkt am 18.02.2022 zeigen diese Tage zusammen mit dem Folgetag die höchste Versorgungsunterbrechungsdauer pro Tag im Jahr 2022. Dabei sind die Ursachen für den zeitweisen Anstieg vor allem die höhere Gewalt in Hellblau und atmosphärische Einwirkungen in Dunkelblau. Beispiele zur höheren Gewalt und atmosphärischen Einwirkungen nach [112] zeigt Tabelle 22. Zur höheren Gewalt werden außergewöhnliche Wind- und Hochwasserereignisse oder Terroranschläge gezählt. Sturm bis Windstärke 9, Hagel oder Eisregen werden als atmosphärische Einwirkungen bewertet. Die als höhere Gewalt deklarierte Ursache für die zahlreichen Versorgungsunterbrechungen rund um den 18.02.2022 sind wahrscheinlich die Sturmtiefs Ylenia als auch Zeynep, die Böen bis zu 111 km/h erreicht hatten [113]. Die Windwarnskala des deutschen Wetterdienstes [114] ist unterteilt von 0 bis 12 Beaufortgrad oder landläufig Windstärke. Die Windstärke 0 ist Windstille und ein Orkan mit mehr als 120 km/h weist 12 auf. Die Stürme um den 18.02.2022 mit mehr als 110 km/h sind in einigen Regionen in die Windstärke 11 einzuordnen, zählen somit als höhere Gewalt und werden nicht in den SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt einbezogen. In den Netzgebieten, in denen die Windgeschwindigkeit unter 90 km/h gemessen wurde, fällt der Sturm in die Kategorie atmosphärische Einwirkung.

Tabelle 22. Regelbeispiele für höhere Gewalt und atmosphärische Einwirkung nach [112].

Ursache	Regelbeispiele
<b>Höhere Gewalt</b> fließt <u>nicht</u> in SAIDI <sub>EnWG</sub> -Gesamt ein	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Windereignisse ab schwerem Sturm mit Windstärke 10</li> <li>- Außergewöhnliches Hochwasser (z. B. Oderflut 1997)</li> <li>- Erdbeben</li> <li>- Terroranschläge, Krieg</li> </ul>
<b>Atmosphärische Einwirkung</b> fließt in SAIDI <sub>EnWG</sub> -Gesamt ein	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wind und Sturm bis Windstärke 9</li> <li>- Hochwasser, Schneeschmelze</li> <li>- Hagel, Regen, Gewitter, Schnee, Eis oder Eisregen</li> <li>- Raureif, Nebel oder Betauung</li> <li>- Kälte oder Hitze</li> </ul>

#### 4.2.2 Versorgungssicherung

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Versorgungssicherung	6	Betriebsmittelbelastung	Lebensdauer	Freiwillig	Max. Auslastung 100 %
Definition	Die maximale Belastungsgrenze für den Dauerbetrieb von Ortsnetztransformatoren liegt nach E.ON [14] bei 80 % der Transformatornennleistung. Die Planungs- und Betriebsgrundsätze der Bergischen Universität Wuppertal [115] und [116] gehen davon aus, dass Ortsnetztransformatoren im Dauerbetrieb bis zu 100 % ausgelastet werden können. Auch andere Betriebsmittel wie Kabel können überlastet sein. In den nachfolgenden Analysen sind die Ortsnetztransformatoren aufgrund der vorliegenden Datengrundlage die führenden Betriebsmittel für die Bewertung der Belastung. Es wird die Annahme getroffen, dass Kabel- und Transformatorbelastung korrelieren, da die Dimensionierung durch die Netzplanung im Normalfall zueinander abgestimmt ist.				
Messdaten	Netzstrukturdaten			rechnerisch ermittelt	
Ergebnis	10 % Transformatoren außerhalb des Toleranzbereichs				<b>X</b>

Die Betriebsmittelbelastung ist hier das Verhältnis zwischen installierter Last bzw. Einspeisung in einem Netzgebiet und der installierten Nennleistung des dazugehörigen Netztransformators. Tabelle 23 zeigt die Berechnungsgrundlagen, den Gleichzeitigkeitsfaktor  $g$  und die Annahme der Leistung  $P_{Annahme}$  in Abhängigkeit von der Last-Art sowie der Einspeisung. Zur Vereinfachung gilt die Annahme  $\cos(\varphi) = 1$  für die nachfolgenden Berechnungen. Aufgrund der Datenverfügbarkeit der detaillierten Netzstruktur wie Anzahl der Haushalte je NS-Abgang oder Transformatorscheinleistung wird die Betriebsmittelauslastung ausschließlich im Netzgebiet von LVN bewertet. Im LVN-Netz beträgt die durchschnittliche Anzahl der Haushalte pro Netzstation 56. Ein Vergleich zu anderen Netzgebieten ist aufgrund der fehlenden veröffentlichten Datenlage nicht möglich. Die summierte Leistung  $P_{H0,Sum}$  einer definierten Anzahl von Haushalten  $n_{H0}$  pro Netzstation unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors kann mit folgender Funktion berechnet werden. Für die durchschnittliche Anzahl von 56 Haushalten (H0) gilt somit die Gleichzeitigkeit  $g_{H0,56} = 0,115$ . Das bedeutet, dass rechnerisch 56 Haushalte ohne SteuVE gleichzeitig  $P_{H0,56} = 64,6 \text{ kW}$  ( $56 \cdot 10 \text{ kW} \cdot 0,115$ ) Last beziehen. Die angenommene Wirkleistung der Wärmepumpe  $P_{WP} = 4 \text{ kW}$  exkludiert einen Zusatzheizstab. [14]

$$P_{H0,Sum} = n_{H0} \cdot P_{Annahme} \cdot g_{H0}(n)$$

$$g_{H0}(n) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot n^{-0,75} \quad \text{mit } g_{\infty} = 0,07$$

Tabelle 23. Berechnungsgrundlage für die Betriebsmittelbelastung nach [14] und [117].

Kategorie		Gleichzeitigkeitsfaktor $g$	Angenommene Wirkleistung $P_{Annahme}$	Durchschnitt pro Ortsnetzstation
Unflexible Verbraucher	Haushalt	$g_{H0,56} = 0,115$	10 kW	56
	Landwirtschaft	$g_L = 1$	8 kW	4
	Gewerbe	$g_G = 1$	Gemessen	5
SteuVE	Wärmepumpe	$g_{WP,4} = 1$	4 kW	4
	El. Speicherheizung	$g_{ESH,4} = 1$	5 kW	4
	Elektromobil	$g_{EM,2} = 1$	11 kW	2
EEG-Anlage	PV	$g_{PV} = 0,85$	Installiert	209 kW
	Weitere	$g_{EEG} = 0,85$	Installiert	34 kW
Transformator	Leistung	$g_T = 1$	Installiert	548 kW

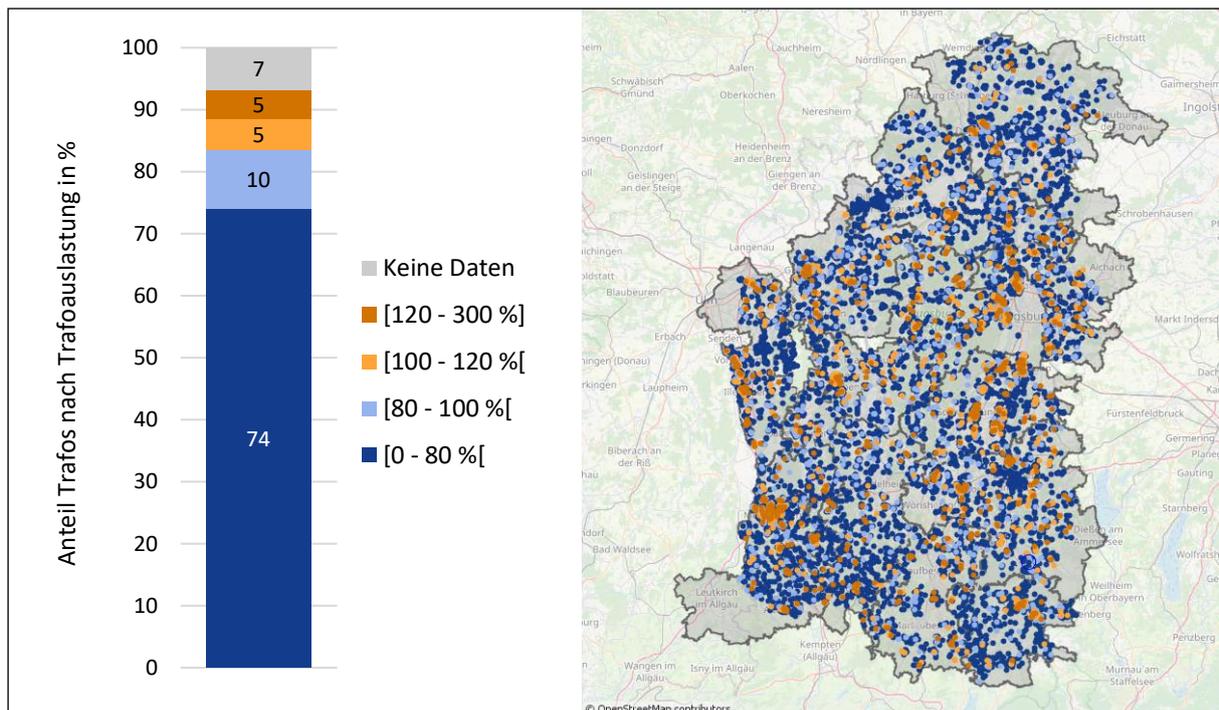


Abbildung 63. Transformatorauslastung nach Last und Einspeisung im LVN-Netzgebiet nach [85].

Mithilfe der Tabelle 23 wird eine Abschätzung der statistischen Auslastung der LVN-Ortsnetztransformatoren durchgeführt. Neben der Anzahl angeschlossener Haushalte, SteuVE und EEG-Anlagen spielt die Nennleistung des Transformators eine Rolle. Die mehr als 10.000 Ortsnetzstationen im LVN-Netzgebiet sind auf der rechten Seite der Abbildung 63 farblich nach deren Transformatorauslastung geographisch dargestellt. Mindestens 84 % der Transformatoren sind statistisch weniger als 100 % ausgelastet (Dunkelblau und Hellblau). Bei 7 % der Transformatoren in Grau ist die Auslastung mangels Datenbasis nicht bewertbar. Mindestens 10 % der Transformatoren sind laut dieser Bewertung mit mehr als 100 % ausgelastet (X). Für die Netzplanung bedeutet das, dass sehr zeitnah 1.000 Transformatoren getauscht oder verstärkt werden müssen. Jährlich können im Netzgebiet von LVN aufgrund der derzeit vorhandenen Ressourcen um die 400 Ortsnetztransformatoren neu- oder umgebaut werden. Aufgrund der wachsenden Anzahl Stationen inklusive der Transformatoren besteht laut der rechnerischen Auswertung mindestens in den kommenden drei Jahren ein erhöhtes Risiko durch Transformatorüberlastung, bis diese umgebaut worden sind.

Die berechnete maximale Transformatorauslastung ist im ersten Schritt ein Anhaltspunkt für die Netzplanung und die Dimensionierung der Transformatornennleistung für das jeweilige Ortsnetz. Eine konkrete Aussagekraft über die reale Auslastung des Transformators im Zeitverlauf stellt diese jedoch nicht dar. Grund dafür ist eine stark fluktuierende Betriebsmittelauslastung über Tages- und Jahreszeiten verteilt. Diese Aussage wird anhand des nachfolgenden Beispiels veranschaulicht. Das Beispiel bezieht sich auf einen Transformator aus dem dunkelblauen Bereich in Abbildung 63 mit einer berechneten maximalen Transformatorauslastung lasstseitig  $T_{Last.Trafo} = 68,2\%$  und einspeiseseitig  $T_{Ein.Trafo} = 36,3\%$ .

Da keine Messwerte des gesamten Ortsnetzes vorliegen, sondern nur die eines von sechs NS-Abgängen der Station, zeigt die Tabelle 24 die Berechnungsgrundlage für die Transformatorauslastung für einen Beispiel-NS-Abgang. Dem NS-Abgang werden sieben Haushalte, drei Wärmepumpen, ein Elektromobil (11 kW) und eine installierte PV-Leistung von 41,5 kW<sub>p</sub> zugeordnet. Der Ortsnetztransformator hat eine Nennleistung von 400 kVA für in Summe 80 zu versorgende Hausanschlusspunkte. Der betrachtete Abgang zählt sieben Haushalte, sodass dem Abgang rechnerisch 400 kVA / 80 • 7 = 35 kVA bzw. 35 kW mit der Annahme  $\cos \varphi = 1$  im Dauerbetrieb für die weiteren Analysen zugeordnet werden [46]. Daraus ergibt sich eine Transformatorauslastung des NS-Abgangs von  $T_{Last.Abg} = 122,9 \%$  und  $T_{Ein.Abg} = -100,9 \%$ . Der berechneten Auslastung steht die real gemessene gegenüber.

Tabelle 24. Berechnungsgrundlage für ein Beispiel zur Betriebsmittelbelastung.

Kategorie		Gleichzeitigkeitsfaktor $g$	Angenommene Wirkleistung $P_{Annahme}$	Beispiel NS-Abgang	Berechnete Wirkleistung $P_{berech}$
<b>Unflexibel</b>	Haushalt	$g_{HO,7} = 0,286$	10 kW	7	20,0 kW
<b>SteuVE</b>	Wärmepumpe	$g_{WP,3} = 1$	4 kW	3	12,0 kW
	Elektromobil	$g_{EM,1} = 1$	11 kW	1 (Annahme)	11,0 kW
<b>EEG-Anlage</b>	PV	$g_{PV} = 0,85$	Installiert	41,5 kW <sub>p</sub>	35,3 kW
<b>Transformator</b>	Leistung	$g_T = 1$	Installiert	35,0 kW	35,0 kW

Abbildung 64 zeigt die gemessene Auslastung des Transformators am NS-Abgang bezogen auf 35 kW in ausgewählten Monaten. Der Median je Monat liegt in alle Fällen unter 20 %. Einige Ausreißer erreichen sowohl im Februar 2023 als auch im Dezember 2022 nahezu 100 %. Die höhere Auslastung im Juli könnte von der Einspeisung der PV-Anlagen stammen. In keinem der gezeigten Monate wird die berechnete Auslastung real erreicht.

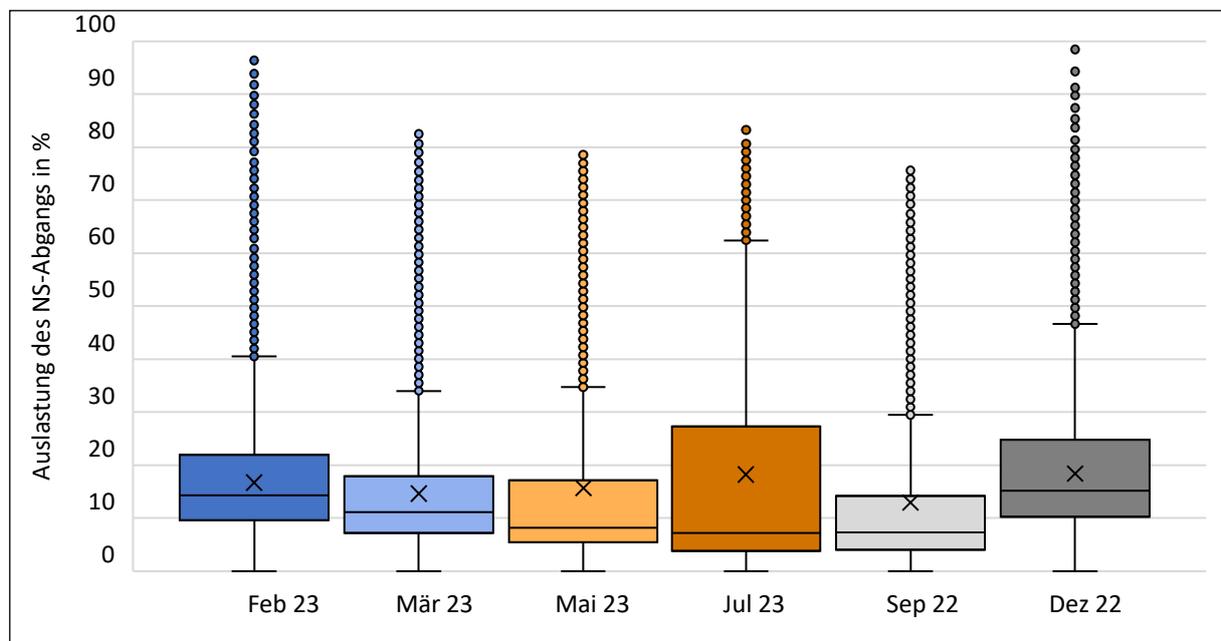


Abbildung 64. Gemessene Auslastung am LVN-NS-Abgang in ausgewählten Monaten.

Abbildung 65 zeigt drei Beispieltage der NS-Abgangsauslastung im Tagesverlauf. Auch hier ist eine deutliche Fluktuation zu erkennen. Um die Kennzahl „Betriebsmittelbelastung“ aussagekräftig auszuwerten, ist die Berechnung lediglich ein Indiz, das die Realität nicht zu genüge abbilden kann. Allein die Auswertung realer Messdaten am Transformator kann zu einer realistische Aussage führen.

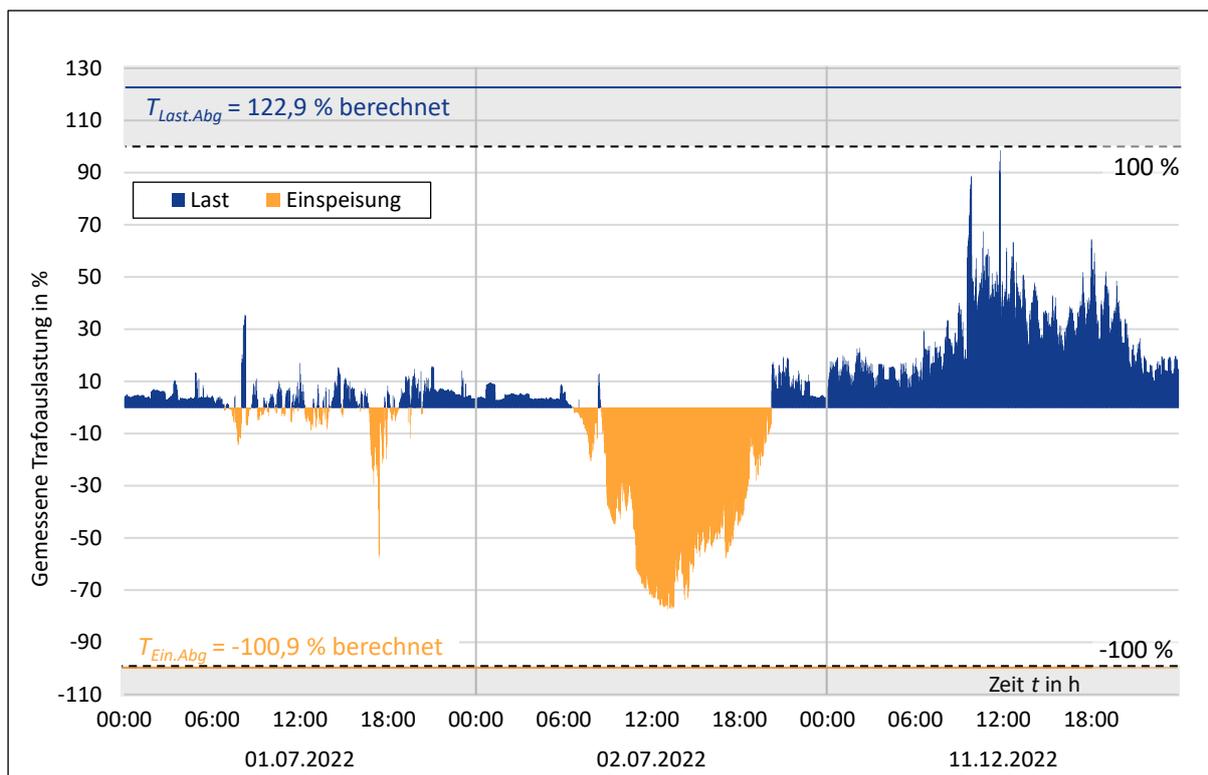


Abbildung 65. Gemessene Auslastung am LVN-NS-Abgang an drei Beispieltagen.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Versorgungssicherung	7	Netzverluste	Jährlich	StromNEV §10	% pro Jahr
Definition	Bei der Übertragung von Energie treten Verluste auf. Sie treten als Wärmeverluste in Leitern, Transformatoren und anderen Betriebsmitteln in Form von Entladungs- und Koronaverlusten auf. Nach der StromNEV §10 [31] veröffentlichen die VNB die Gesamtheit aller berechneten Leistungswerte der Netzverluste des Verteilnetzes [118]. Aufgrund fehlender Messdaten werden Netzverluste berechnet und nicht gemessen. Die VNB sind gesetzlich dazu verpflichtet, Netzverluste zu beschaffen und zu bezahlen. Ziel ist es daher, thermische Verluste in Anlagen und damit Kosten zu minimieren. [105]				
Messdaten	Netzstrukturdaten			rechnerisch ermittelt	
Ergebnis	In NS 3,4 % (LVN) und 2,5 % (SNB)				✓

Die Summe aller berechneten Leistungswerte der Netzverluste für die Niederspannung beträgt für das Jahr 2022 3,4 % und für die Umspannung MS/NS 1,6 % im LVN-Netzgebiet (✓) [121]. Die Netzverluste können im Reallabor aufgrund fehlender Gesamt-Beobachtbarkeit des Netzes nicht gemessen werden. Die gesamte jährliche Energiemenge im Netzgebiet des VNB ist aus den Zählerständen aller darin befindlichen Kunden bekannt. Die Differenz zwischen der jährlich entnommenen Jahresarbeit und der gelieferten Energie des gesamten Netzes ergibt die berechneten Netzverluste. Die Verteilung der Netzverluste auf einzelne Spannungsebenen kann anhand definierter Parameter, wie z.B. der Eisenverluste von Transformatoren, grob abgeschätzt werden.

Die Abbildung 66 (LVN) und Abbildung 67 (SNB) zeigen jeweils die entnommene Jahresarbeit prozentual aufgeteilt auf die Spannungsebenen aus dem Jahr 2022 auf der linken Seite. Auf der rechten Seite sind die in der Jahresarbeit enthaltenen Netzverluste separat ausgewiesen.

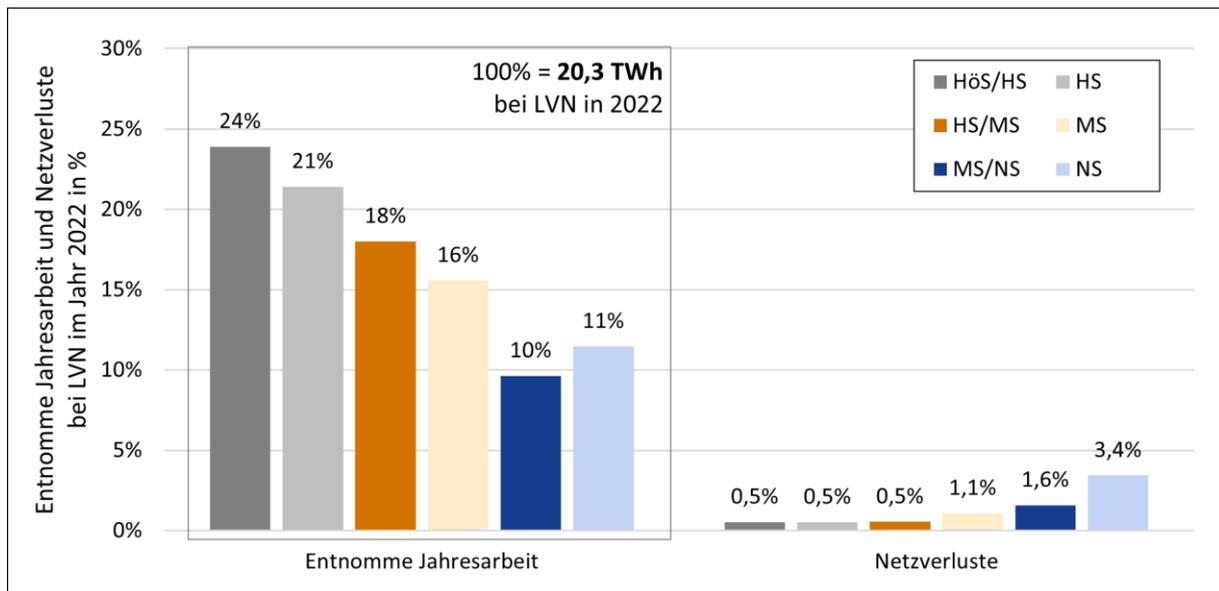


Abbildung 66. Netzverluste bei LVN im Jahr 2022 nach [119].

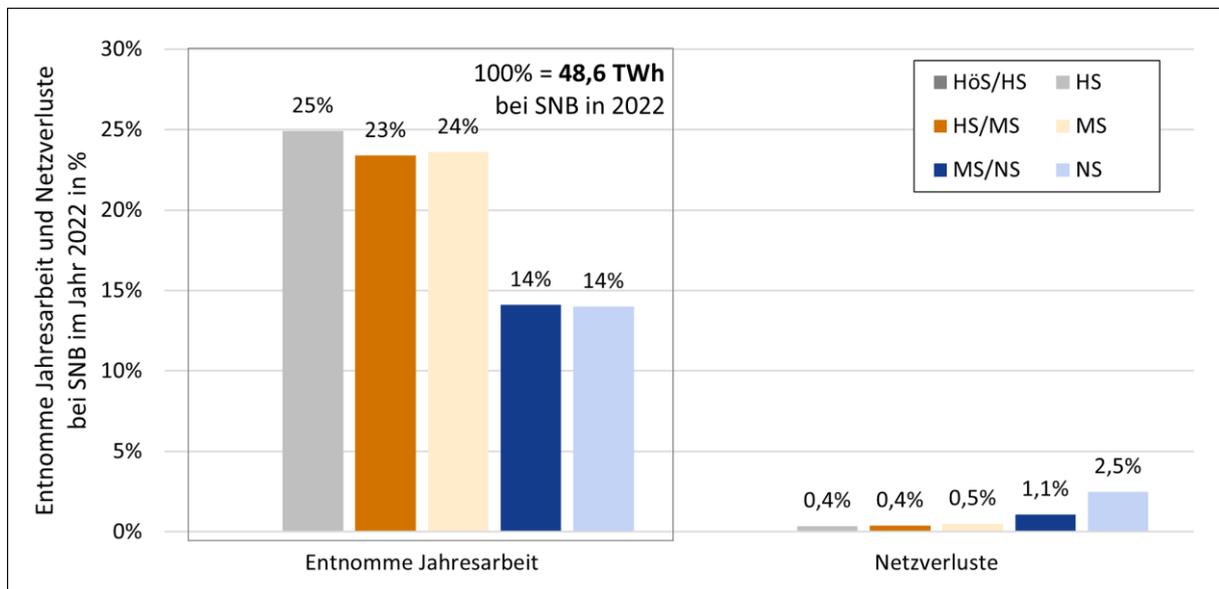


Abbildung 67. Netzverluste bei SNB im Jahr 2022 nach [120].

Sowohl bei LVN mit 3,4 % als auch bei SNB mit 2,5 % liegen die meisten Netzverluste in der Niederspannung, obwohl nur 11 % bzw. 14 % der entnommenen Jahresarbeit aus der Niederspannung kommt. Ein Grund für die prozentual hohen Netzverluste in der NS kann die deutlich höhere Anzahl Leitungskilometer zur HS und die damit verbundenen Leitungsverluste sein. Tabelle 25 zeigt die Leitungslängen der beiden Netzbetreiber auf. SNB zählt 23.829 km Leitung in der NS und LVN 27.118 km NS-Leitungslänge in Summe. Beide NS-Längen sind ein Vielfaches (27-fach bei SNB und 14-fach bei LVN) der HS-Längen mit 894 km (SNB) und 1.995 km (LVN). Weiter ist zu beachten, dass LVN in allen Spannungsebenen prozentual höhere Netzverluste als SNB aufweist. Ein möglicher Grund kann der zwischen LVN und SNB unterschiedliche Verkabelungsgrad sein und der damit verlustärmere Transport über Kabel im Vergleich zu Freileitungen. Bei Freileitungen können beispielsweise Koronaentladungen auftreten, die einen Energieverlust zur Folge haben. SNB hat einen deutlich höheren Verkabelungsgrad mit 99 % als LVN mit 66 %. Der im städtischen Netzgebiet höhere Verkabelungsgrad kann somit für die generell niedrigeren Netzverluste bei SNB verantwortlich sein.

Tabelle 25. Leitungslängen von SNB und LVN im Jahr 2022 im Vergleich [119] und [120].

Netzstrukturdaten		SNB		LVN	
Hochspannung	Kabel	750 km	894 km	17 km	1.995 km
	Freileitung	144 km		1.978 km	
	Verkabelungsgrad	84 %		1 %	
Mittelspannung	Kabel	10.900 km	10.900 km	4.930 km	7.286 km
	Freileitung	-		2.356 km	
	Verkabelungsgrad	100 %		68 %	
Niederspannung	Kabel	23.571 km	23.829 km	18.920 km	27.118 km
	Freileitung	258 km		8.198 km	
	Verkabelungsgrad	99 %		70 %	
<b>Verkabelungsgrad gesamt</b>		<b>99 %</b>		<b>66%</b>	

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Daten	Veröffentlichung	Definition
Versorgungssicherung	8	Einspeisemanagement	Jährlich	EnWG §13	Max. GWh jährlich
Definition	<p>Grundlage für das Einspeisemanagement ist EnWG §13. Dieser Paragraph ermöglicht es den VNB, netz- und marktbezogene Maßnahmen wie Redispatch und die Reduzierung der installierten Leistung dezentraler Energieressourcen umzusetzen. Redispatch ist die „Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten [...]“. Das Einspeisemanagement ist die „Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung.“ VNB müssen die betroffenen GWh pro Jahr an die Kraftwerksbetreiber entschädigen, daher liegt das technische Optimum bei 0 GWh pro Jahr. [122] Nicht-technische Aspekte wie regulatorische oder monetäre Interessen beim Redispatch werden hier nicht betrachtet.</p>				
Messdaten	Netzstrukturdaten			rechnerisch ermittelt	
Ergebnis	Kein Einspeisemanagement in 2022 notwendig				✓

Aufgrund der Anzahl und der installierten Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen gibt es im Laufe eines Jahres Zeiträume, in denen mehr Strom in das Mittelspannungsnetz eingespeist als verbraucht wird. Es ist nicht möglich, in dieser Analyse ein Optimum der Rückspeiseleistung zu definieren, da dieses von der aktuellen Situation in der Mittelspannung abhängt. In manchen Fällen trägt die Energie aus den Niederspannungsnetzen zur Stabilisierung des Mittelspannungsnetzes bei, in anderen Fällen ist sie nachteilig. Daher wird die Menge an GWh pro Jahr nur berechnet, aber nicht bewertet.

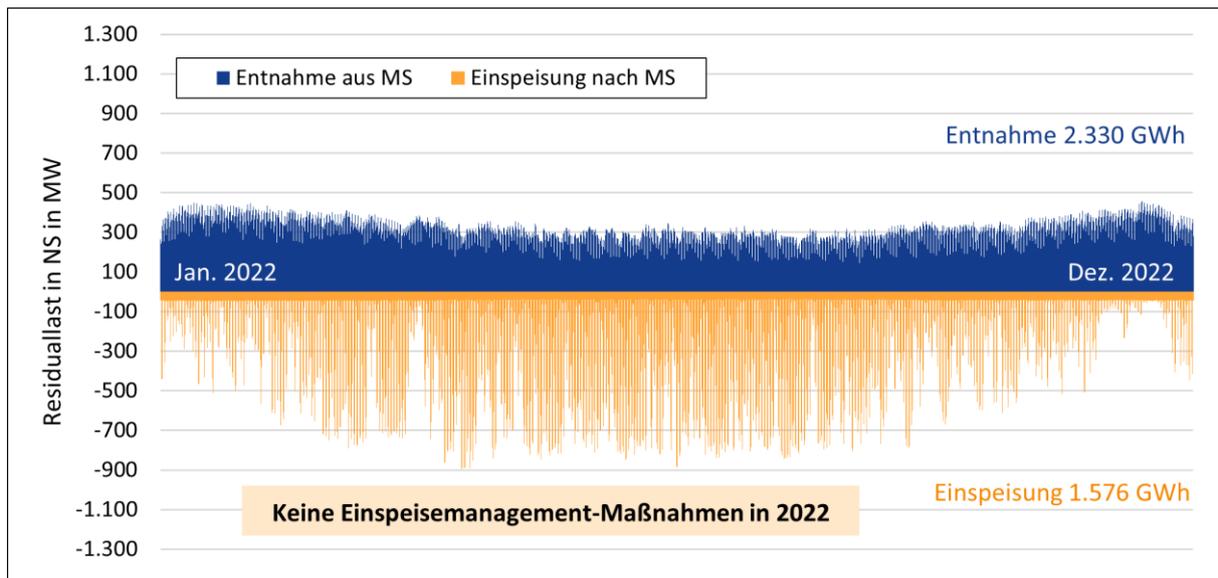


Abbildung 68. Residuallast in der NS im Jahr 2022 im LVN-Netzgebiet [119].

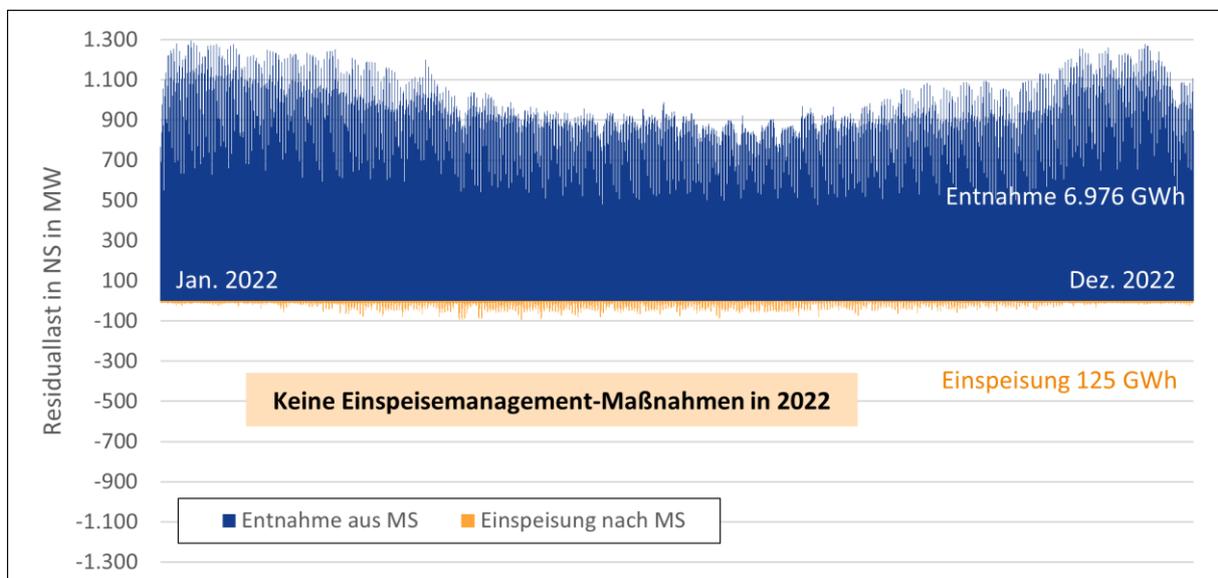


Abbildung 69. Residuallast in der NS im Jahr 2022 im SNB-Netzgebiet nach [120].

Im LVN-Netzgebiet liegen für das Jahr 2022 keine Engpässe nach §15 StromNZV vor, sodass kein Engpassmanagement z.B. in Form von Einspeisemanagement notwendig ist [119]. SNB gibt ebenfalls an keine Einspeisemanagement-Maßnahmen durchzuführen oder zu prognostizieren (✓) [123]. Das bedeutet, dass beide VNB die Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannung nicht reduziert haben. Abbildung 68 zeigt die Residuallast des NS-Netzes inklusive Netzverluste der LVN und Abbildung 69 die von SNB im Jahr 2022. Die Rückspeisung von der NS in die MS in Orange beträgt bei LVN 1.576 GWh und bei SNB 125 GWh. Aufgrund der aktuellen Situation in höheren Spannungsebenen kann eine Rückspeisung von der NS in die MS für die Versorgungssicherheit vorteilhaft oder nachteilig sein. Wenn beispielsweise in der MS ein Energieüberschuss besteht, verschlechtert die Rückspeisung aus der NS die Überlastung in der MS. Liegt auf der Mittelspannungsebene ein Energiedefizit vor, kann die Rückspeisung aus der NS die aktuelle Netzsituation optimieren. Daher kann die Energierückspeisung nicht ohne eine umfassende Analyse unter Berücksichtigung aller Spannungsebenen bewertet werden.

Zur Übersichtlichkeit fasst die Tabelle 26 die ausgewerteten Kennzahlen für die Versorgungssicherheit im Reallabor zusammen, um anschließend die aktuelle und perspektivische qualitative Bewertung des Einflusses des dezentralen Flexibilitätsmanagements durchführen zu können. Dafür wird im ersten Schritt das Szenario 2030 beschrieben.

Tabelle 26. Zusammenfassung der Kennzahlenauswertung aus dem Reallabor.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Spannungsqualität	1	Spannungsband	0,00003 % Messpunkte außerhalb Toleranzbereichs <b>✗</b>
	2	Spannungssprünge	0,00002 % Messpunkte außerhalb Toleranzbereichs <b>✗</b>
	3	Kurzzeitunterbrechung	Nicht bewertbar <b>?</b>
	4	Unsymmetrie	Nicht bewertbar <b>?</b>
Versorgungszuverlässigkeit	5	Langzeitunterbrechung	SAIDI <sub>EnWG</sub> -Gesamt 10,5 min/a (LVN), 10,3 min/a (SNB) <b>✓</b>
Versorgungssicherung	6	Betriebsmittelbelastung	10 % Transformat. außerhalb Toleranzbereichs (LVN) <b>✗</b>
	7	Netzverluste	In NS 3,4 % (LVN) bzw. 2,5 % (SNB) <b>✓</b>
	8	Einspeisemanagement	Kein Einspeisemanagement notwendig <b>✓</b>

Das Kapitel 4.2 zeigt auf, dass die Nicht-Verfügbarkeit von flächendeckenden Messdaten aus der Niederspannung statistische und generische Aussagen zum Zustand der Versorgungssicherheit im Verteilnetz unmöglich macht. Die neu generierten Messdaten aus dem Reallabor sind ein erstes Indiz, dass Verletzungen der Kennzahl-Grenzen auftreten, sich jedoch auf meist sehr seltene Fälle begrenzen. Das Verteilnetz in den Reallabor-Gebieten wird auf Grundlage der analysierten Daten zum jetzigen Zeitpunkt als überwiegend zuverlässig eingeschätzt. Die Zuverlässigkeit wird in Hinblick auf das nachfolgende Szenario 2030 sinken, sodass der Einsatzbedarf von Flexibilitätsmanagement-Maßnahmen zunehmen wird.

### 4.3 Szenario Versorgungssicherheit im Jahr 2030

Für das Szenario der Versorgungssicherheit im Jahr 2030 gibt es mehrere Einflussfaktoren. Die Beschreibung derer lehnt sich an die Ursachen-Kategorisierung des SAIDI<sub>EnWG</sub>, wie in Abbildung 62 dargestellt, an. Folgende Faktoren beeinflussen das Szenario 2030:

- Atmosphärische Einwirkung insbesondere höhere Gewalt wie Orkane
- Zuständigkeitsbereich VNB wie Integration von EEG-Anlagen, SteuVE und Verkabelungsgrad
- Weitere Einflussfaktoren z.B. die Einwirkung Dritter durch Baumaßnahmen

Atmosphärische Einwirkung – Der Deutsche Wetterdienst veröffentlicht den Stand der Wissenschaft zu extremen Wetterphänomenen und trifft dazu folgende Kernaussagen, die für Deutschland zutreffend sind. [124]

1. Die globale Erwärmung erhöht die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten bestimmter Extreme.
2. Die Zunahme von Hitzewellen ist zweifelsfrei eine Folge der globalen Erwärmung.
3. Die Häufigkeit von Trockenphasen ist gestiegen.

Abbildung 70 zeigt die europaweite Temperaturerwärmung von 1850 bis 2022 [125]. Dabei ist der Vergleichswert die mittlere Temperatur aus den Jahren 1971 bis 2000. Vor allem in den vergangenen zehn Jahren ist eine deutliche Steigerung der durchschnittlichen Temperatur in Europa im Vergleich zu den Vergleichsjahren ersichtlich. Fast alle Werte befinden sich im dunkelroten Farbspektrum und damit über oder um die 1 °C-Linie. Laut Deutschem Wetterdienst ist eine markante Änderung dieses Trends zeitnah nicht zu erwarten. Für die kommenden Jahre ist somit kein Rückgang der Anzahl und Intensität von Extremwetterereignissen, die zu einer atmosphärischen Einwirkung auf das Stromnetz führen, nicht auszusehen.

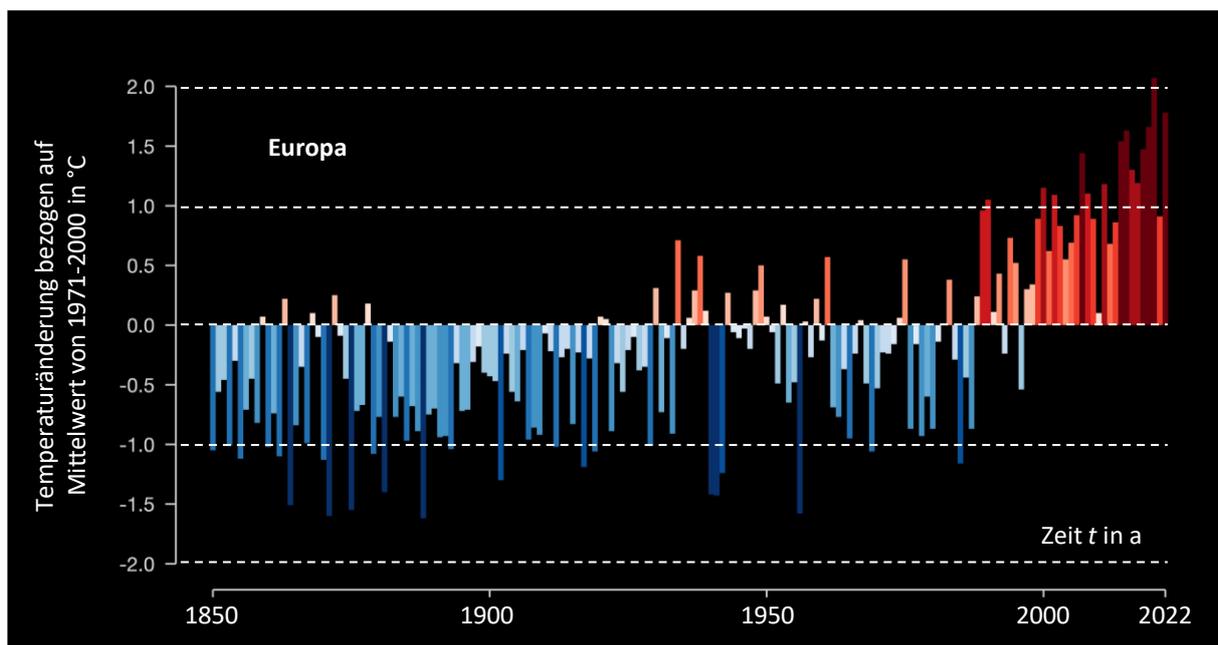


Abbildung 70. Europaweite Temperaturerwärmung von 1850 bis 2022 nach [125].

**Zuständigkeit Netzbetreiber** - Die Deutsche Bundesregierung strebt nach EEG §1 „im Interesse des Klima- und Umweltschutzes die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Zur Erreichung des Ziels nach Absatz 1 soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland [...] auf mindestens 80 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden.“ [9] Die Ziele der Bundesregierung für den Ausbau von EEG-Anlagen sind im EEG §4 in konkreten Zielzahlen für Deutschland beschrieben. Abbildung 71 visualisiert den Zielbereich bis 2030. Bis zum Jahr 2030 soll eine Steigerung der installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land (Onshore - Hellgrau) auf 115 GW<sub>p</sub> erreicht werden. Nach WindSeeG §1 soll bis 2030 die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See (Offshore - Dunkelgrau) auf mindestens 30 GW<sub>p</sub> ansteigen [126]. Die Zwischenziele der Offshore-Anlagen in den Jahren 2024, 2026 und 2028 sind linear vom Status Quo bis 2030 ermittelt, da diese im WindSeeG nicht festgehalten sind. Die installierte Leistung von Solaranlagen (Orange) soll bis 2030 auf 215 GW<sub>p</sub> sowie von Biomasseanlagen (Schwarz) auf 8,4 GW<sub>p</sub> ansteigen. Der Ausgangspunkt ist das Jahr 2023 mit der Angabe der bereits installierten Leistung. Nach [127] ist das Ziel der installierten Biomasseleistung mit 8,4 GW<sub>p</sub> bereits seit Anfang 2023 erreicht. Neben den Ausbauzielen für EEG-Anlagen fokussiert die Bundesregierung den Ausbau von SteuVE. Abbildung 72 zeigt die aktuelle und geplante installierte Leistung von SteuVE bis 2030 in Deutschland. Im Jahr 2023 zählt Deutschland nach [128] 1.013.000 Elektromobile (Dunkelblau).

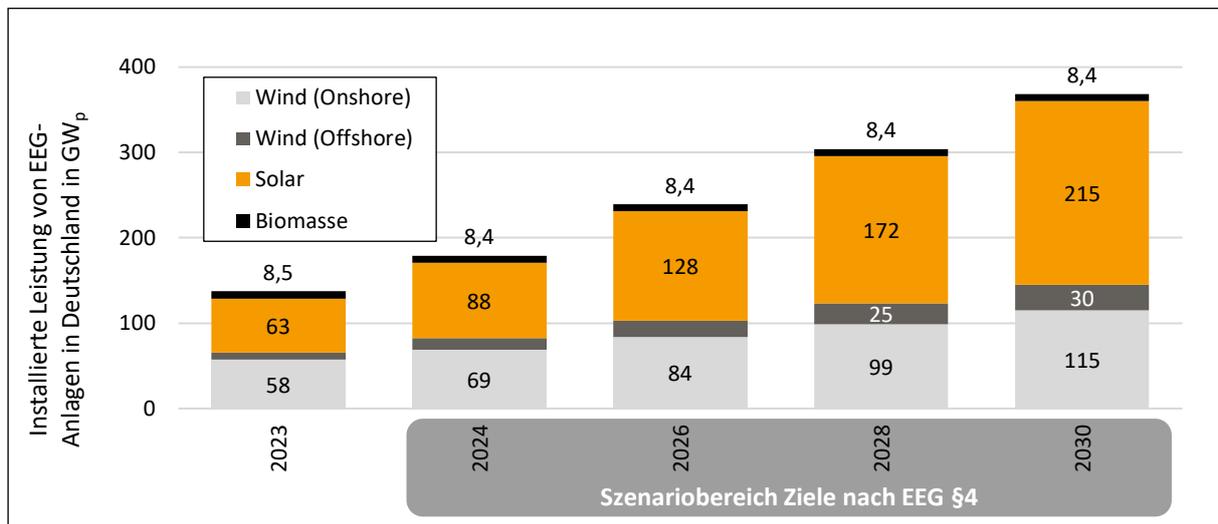


Abbildung 71. EEG-Ausbauziele der Bundesregierung für Deutschland bis 2030 nach EEG §4 und WindSeeG §1.

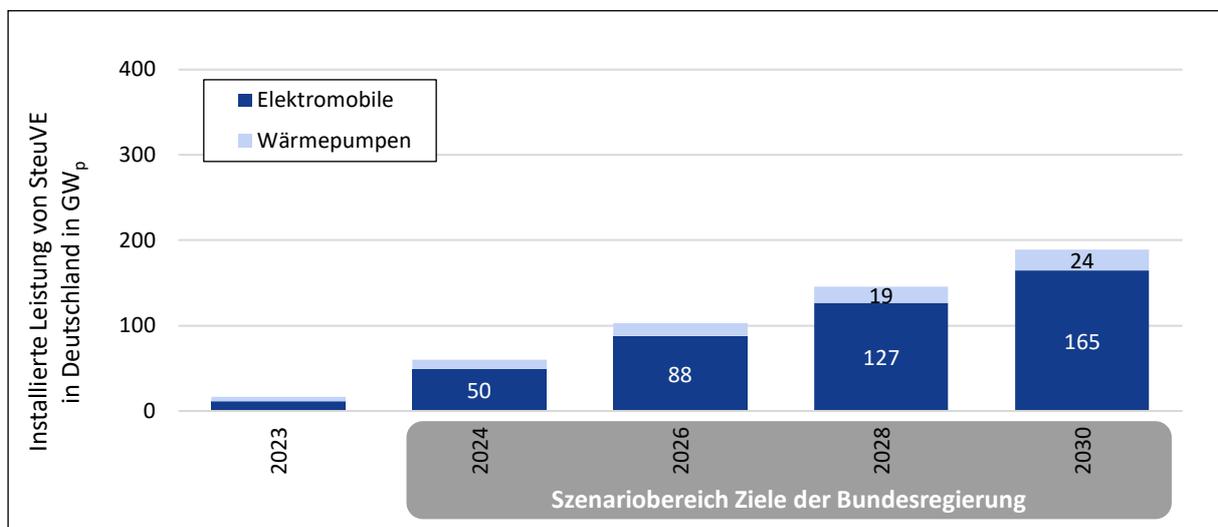


Abbildung 72. SteuVE-Ausbauziele der Bundesregierung für Deutschland bis 2030 nach [129] und [130].

Unter der Annahme, dass ein Elektromobil je mit 11 kW<sub>p</sub> (siehe Tabelle 23) lädt, ergibt das eine installierte Leistung von 11,1 GW<sub>p</sub> in 2023. Die Bundesregierung hat sich bis 2030 15.000.000 Elektromobile (165 GW<sub>p</sub>) zum Ziel gesetzt [129]. Wärmepumpen sollen einen Zuwachs von aktuell im Jahr 2023 1.427.000 auf 6.000.000 Wärmepumpen (Hellblau) im Jahr 2030 in Deutschland erreichen [130] [131]. Mit Annahme von durchschnittlich 4 kW<sub>p</sub> je Wärmepumpe (siehe Tabelle 23) soll die installierte Leistung von 5,7 GW<sub>p</sub> auf 24 GW<sub>p</sub> ansteigen. Die Angaben der zwischenliegenden Jahre wurden jeweils linear hochgerechnet. Für elektrische Speicherheizungen sind keine Zielzahlen vorhanden, da diese als veraltete Technologie gelten. Das ist aus dem Umgang im Rahmen des EnWG §14a zu schließen, da ESH explizit aus einer Übergangslösung und dem Einsatz als SteuVE exkludiert sind. Die Ziele für Deutschland können nun auf die Ausbauziele für die einzelnen VNB und die jeweiligen Spannungsebenen, je nach Größe des Netzgebiets, heruntergebrochen werden. Um das Szenario 2030 für die Potentialbewertung für das dezentrale Flexibilitätsmanagements-Konzept nutzen zu können, zeigt Abbildung 73 den Szenariobereich des NS-Netzes der LVN ebenfalls in GW<sub>p</sub>. Ländliche Netzgebiete sind für die Szenario-Betrachtung besonders interessant, da hier höhere Durchdringung von PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität aufgrund des verfügbaren Platzes zu erwarten ist. Daher steht bei der Szenario-Entwicklung das ländlich geprägte LVN-Netz im Fokus. Die Szenarien von LVN sind nicht explizit in die einzelnen Spannungsebenen, sondern spannungsübergreifend entwickelt. Aus diesem Grund werden Annahmen zur Separierung der Niederspannung als relevante Spannungsebene für die Analysen getroffen. In der NS dominieren vor allem die PV-Dachanlagen auf den Privathaushalten oder Kleingewerben sowie landwirtschaftlichen Gebäuden. Deshalb wird angenommen, dass die PV-Dachanlagen insbesondere der NS zugeordnet werden können. Bis 2030 soll bei LVN vom Stand 2022 mit 1,5 GW<sub>p</sub> eine Verdopplung auf 3,0 GW<sub>p</sub> erfolgen. Dabei wird davon ausgegangen, dass es keinen merklichen Anlagenrückbau geben wird. [132]

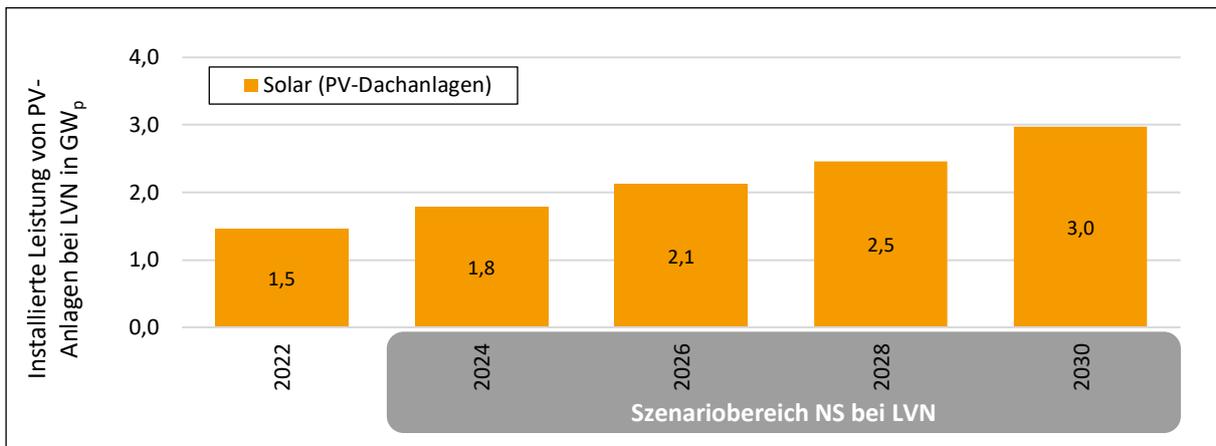


Abbildung 73. Szenario 2030 für PV-Dachanlagen in der NS im LVN-Netzgebiet nach [132].

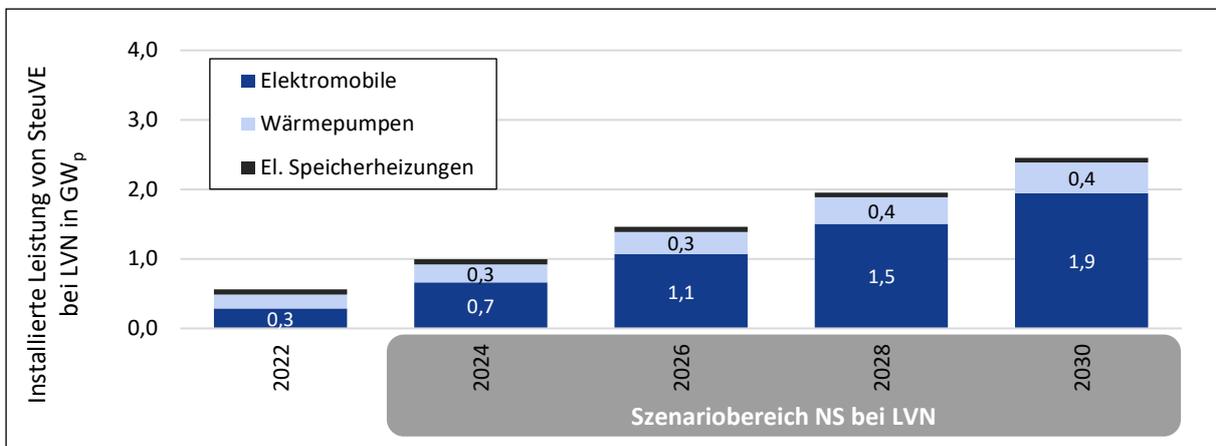


Abbildung 74. Szenario 2030 für SteuVE in der NS im LVN-Netzgebiet nach [133].

Der Szenario-Rahmen von LVN für SteuVE ist in Abbildung 74 dargestellt. Auch hier soll in den kommenden Jahren ein stetiger Anstieg der installierten Leistung der SteuVE erzielt werden. Den größten Einfluss werden die Leistungswerte der Elektromobile haben. Diese werden von 0,3 GW<sub>p</sub> im Jahr 2022 auf 1,9 GW<sub>p</sub> im Jahr 2030 ansteigen. Die Leistung der Wärmepumpen wird ebenfalls kontinuierlich steigen. Da deren durchschnittliche installierte Leistung  $P_{WP} = 4$  kW im Vergleich zu der von Elektromobilen mit  $P_{EM} = 11$  kW (siehe Tabelle 23) liegt, ist der Anstieg moderater als bei Elektromobilen.

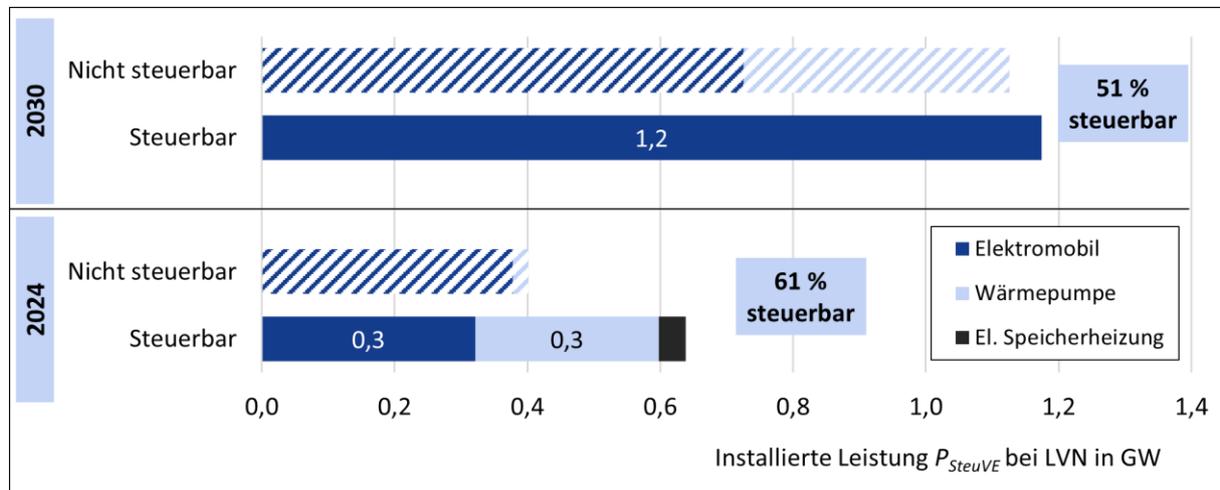


Abbildung 75. Steuerbarkeit von SteuVE bei LVN 2024 und 2030 im Vergleich.

Abbildung 75 zeigt die Steuerbarkeit der SteuVE für das Jahr 2024 und 2030 bei LVN im Vergleich. Steuerbar bedeutet im Jahr 2024, dass eine theoretische Steuerbarkeit aufgrund vertraglicher Rahmenbedingungen gegeben ist. Dabei gelten folgende Annahmen:

- Elektromobile 0,7 GW in 2024: 46 % steuerbar nach Abbildung 8
- Wärmepumpen 0,3 GW in 2024: 92 % steuerbar nach Abbildung 8
- El. Speicherheizungen 0,08 GW in 2024: 95 % steuerbar nach Abbildung 8

Im Jahr 2030 ist nach Beschluss des neuen EnWG §14a von 27.11.2023 die netzorientierte Steuerbarkeit für alle Neuanlagen ab dem 01.01.2024 verpflichtend und zudem erfolgt eine Nachrüstpflicht für Bestandsanlagen zum 01.01.2029. Hiervon sind elektrische Speicherheizungen ausgenommen, sodass diese im Jahr 2030 nicht nach dem Netzzustand gesteuert werden können. Da hier ein Mindestbezug  $P_{min} = 4,2$  kW gefordert ist, zählt dieser Anteil als nicht steuerbar. Die durchschnittliche Leistung von Elektromobilen mit  $P_{EM} = 11$  kW und von Wärmepumpen mit  $P_{WP} = 4$  kW ohne Zusatzheizstab sind aus Tabelle 24 entnommen. Hieraus entstehen folgende Berechnungsgrundlagen:

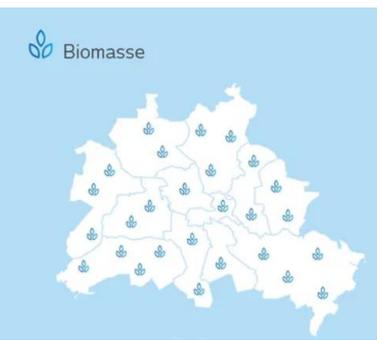
- Elektromobile 1,9 GW in 2030: 6,8 kW von 11 kW steuerbar ( $11 \text{ kW} - 4,2 \text{ kW} = 6,8 \text{ kW}$ )
- Wärmepumpen 0,4 GW in 2030: nicht steuerbar  $P_{WP} = 4 \text{ kW} < P_{min} = 4,2 \text{ kW}$
- El. Speicherheizungen 0,06 GW in 2030: nicht steuerbar

Aus dieser Darstellung geht hervor, dass mit dem neuen Beschluss des EnWG §14a das Potential der steuerbaren installierten Leistung von SteuVE von 61 % im Jahr 2024 auf 51 % in 2030 sinken wird.

Auch bei SNB ist keine Spannungsebenen scharfe Darstellung der Szenarien für EEG-Anlagen und SteuVE veröffentlicht. Tabelle 27 zeigt die Anzahl EEG-Anlagen und deren installierte Leistung in allen Spannungsebenen. Die installierte Leistung der PV-Anlagen beträgt in Berlin in Summe 0,16 GW<sub>p</sub> und ist damit im Vergleich um knapp ein Zehnfaches niedriger als die installierte Leistung der PV-Dachanlagen bei LVN mit 1,5 GW<sub>p</sub> [110]. Biomasse- und Windanlagen sind selten in der Niederspannung angeschlossen und damit für die weiteren Analysen nebensächlich. Wie in der Jahres-Residuallast in Abbildung 69 ersichtlich wird das SNB-Netzgebiet durch die Entnahme durch beispielsweise SteuVE und nicht von der Einspeisung aus u.a. PV-Anlagen in das Mittelspannungsnetz dominiert. Die EEG-Prognose

sen sind bei SNB somit im Vergleich zu Last-Szenarien wenig von Bedeutung. In Berlin beträgt der Bestand an vollelektrischen Elektromobilen 24.934 zum Stand 01.01.2023 [128]. Mit der Annahme einer durchschnittlich installierten Leistung von  $P_{EM} = 11 \text{ kW}$  ergibt das eine installierte Leistung von  $P_{inst} = 0,27 \text{ GW}_p$ . und ist damit nahezu gleich mit der bei LVN. Aufgrund der Ziele der Bundesregierung wird aus diesem Grund die Annahme getroffen, dass die Hochlaufkurve bei SNB sich derer von LVN angleicht.

Tabelle 27. EEG-Anlagen in allen Spannungsebenen im Berliner Stadtgebiet in 2022 nach [110].

Wind	Solar	Biomasse
		
7 Anlagen	14.961 Anlagen	45 Anlagen
$P_{inst} = 12 \text{ MW}_p$	$P_{inst} = 155 \text{ MW}_p$	$P_{inst} = 42 \text{ MW}_p$

LVN wird im Niederspannungsnetz auch in Zukunft vor allem durch die Einspeisung von PV-Anlagen geprägt werden. Die derzeitige Situation zum Stand Mai 2024 wird sich perspektivisch durch vermehrten Zubau von PV-Dachanlagen intensivieren. Die SteuVE und insbesondere die Elektromobile werden einen zunehmenden Einfluss auf die Versorgungssicherheit bei LVN nehmen. Bei SNB werden die Elektromobile durch den Zuwachs ebenfalls eine gesteigerte Bedeutung erhalten. Die Anzahl PV-Anlagen wird auch in Berlin bis 2030 zunehmen, jedoch ist die aktuell installierte Leistung als Ausgangsbasis niedriger als bei Elektromobilen. Neben den dezentralen Erzeugungsanlagen und SteuVE hat auch der Verkabelungsgrad Einfluss auf das Szenario Versorgungssicherheit. Je höher der Verkabelungsgrad, desto geringer sind die Netzverluste und die Wahrscheinlichkeit der Beschädigung der Freileitung durch Stürme. Bei SNB beträgt der Grad bereits nahezu 100 %, bei LVN bestehen Programme zur Erhöhung des Verkabelungsgrads, sodass im Jahr 2030 von einem höheren Grad als im Jahr 2023 ausgegangen wird.

Weitere Einflussfaktoren – Neben atmosphärischen Einwirkungen und Unterbrechungsursachen, die im Zuständigkeitsbereich des VNB liegen, ist ein weiterer Aspekt der Einfluss Dritter wie beispielsweise Baufirmen. Die Historie zeigt zahlreiche Beispiele, bei denen Bauarbeiten zu massiven Versorgungsunterbrechungen durch alle Spannungsebenen und alle Betriebsmittel hinweg geführt haben. Ein Extremfall ist ein knapp dreißigstündiger Stromausfall für mehr als 30.000 Haushalte in der Hauptstadt Berlin im Februar 2019. Dieser wurde durch Bohrungen an einer Brücke verursacht, die fälschlicherweise ein Hochspannungskabel beschädigten. [134] Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Fehlern bei Bautätigkeiten, die zu Schäden an Betriebsmitteln führen, wird von vielen Faktoren beeinflusst z.B. der Anzahl Baumaßnahmen, der Schulung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter oder Hilfswerkzeugen, die eine mögliche Fehlerquelle im Voraus detektieren. Eine Prognose über die perspektivischen Schäden, die durch Dritte verursacht werden, ist somit in diesem Rahmen nicht möglich und wird für die Potentialbewertung als konstant angenommen.

Das Kapitel 4.3 beschreibt das zugrundeliegende Szenario für das Jahr 2030, das für die Potentialanalyse des Flexibilitätsmanagements herangezogen wird. Die Anzahl und Stärke der atmosphärischen Einwirkungen und Extremwetterereignissen wird durch die Temperaturerwärmung perspektivisch zunehmen. Dadurch dass atmosphärische Einwirkungen ein häufiger Grund für Versorgungsunterbrechungen sind, korrelieren die Unterbrechungen mit der Anzahl Extremwetterereignisse. Die installierte Leistung sowohl von EEG-Anlagen als auch SteuVE wird sich nach den Zielen der Bundesregierung in Deutschland von 2024 bis 2030 nahezu verdoppeln. Nicht außerachtgelassen werden darf dabei, dass nach dem neuen Beschluss des EnWG §14a das Potential zur Steuerbarkeit der SteuVE durch die einschränkenden regulatorischen Vorgaben sinken wird. Das hat zur Folge, dass bei gleichbleibender Gesetzgebung zukünftig im Jahr 2030 proportional weniger Flexibilitätpotential vorhanden ist als im Jahr 2024.

#### **4.4 Qualitative Bewertung des dezentralen Potentials auf die Kennzahlen**

Nachdem zum einen die Kennzahlen zur Versorgungssicherheit des Reallabors in Kapitel 4.2 ausgewertet und ein mögliches Szenario für das Jahr 2030 aufgestellt wurde, folgt im nächsten Schritt die Analyse der Kennzahlen für den deutschlandweiten Durchschnitt sowie die perspektivische Entwicklung der Kennzahlen bis 2030. Des Weiteren bewerten die nachfolgenden Erläuterungen den Einfluss des dezentralen Konzepts auf die Kennzahlen. In der Vergangenheit bestand keine Notwendigkeit, Messdaten aus Niederspannungsanlagen zu generieren. Die Last in Niederspannungsanlagen war in den meisten Fällen vorhersehbar, ohne dass flexible Lasten gesteuert werden mussten. Darüber hinaus besteht keine gesetzliche oder normative Verpflichtung, weitreichende und auf Messdaten basierende Kennzahlen in der NS zu veröffentlichen. Dies führt zu sehr begrenzten Informationen über die aktuelle NS-Netzsituation. Einige VNB beginnen mit der Erfassung und Veröffentlichung von NS-Netzdaten. Es ist davon auszugehen, dass aus Werbegründen eher positive Daten veröffentlicht werden. Daher spiegeln die vorhandenen veröffentlichten Daten wahrscheinlich nicht die gesamte NS-Netzsituation in ihrer Bandbreite wider. Einige Netzbetreiber geben an, dass Kennzahlen, vor allem in niedrigeren Spannungsebenen nicht erfasst oder nicht ausgewertet werden. Des Weiteren sehen Netzbetreiber in einigen Fällen keinen Bedarf der Erfassung, solange das Monitoring nicht gesetzlich vorgeschrieben ist, da der Aufwand der Auswertung nicht im Verhältnis zum Mehrwert der Erkenntnis stehe. [27]

Die nachfolgenden Abschnitte zu den einzelnen Kennzahlen sind analog zur Auswertung derer aus Kapitel 4.2 aufgebaut. Dabei nennt die erste Zeile nach der Spaltenüberschrift die Kategorie, die Kennzahl und das Ergebnis der Auswertung. Die zweite Zeile beschreibt den Vergleich zu anderen deutschen VNB, insofern Daten öffentlich verfügbar sind. Die dritte Zeile nennt die Auswirkungen aus dem im Kapitel 4.3 gezeichneten Szenario 2030. Die abschließende Zeile fasst das Potential für die im Mai 2024 geltenden gesetzlichen Vorgaben des EnWG §14a zusammen. Dabei ist davon auszugehen, dass sich das Potential des spannungsbedingten dezentralen Flexibilitätsmanagements  $P_{SteuVE}(V_{HA})$  erst ab einer flächendeckenden Verfügbarkeit und Montage von Steuerboxen ab ca. 2025 auswirkt.

#### 4.4.1 Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Spannungsqualität	1	Spannungsband	0,00003 % Messpunkte außerhalb des Toleranzbereichs <b>✗</b>
Vergleich Deutschland			6,8 % der Netzbetreiber geben Spannungsbandverletzungen an [27] <b>✗</b>
Auswirkung Szenario 2030			Vermehrte Spannungsbandüberschreitungen durch wachsende gleichzeitige Einspeisung von PV-Anlagen oder SteuVE mit Mindestbezug von 4,2 kW <b>↑</b>
Dezentrales Potential			Gezielter Einfluss, sinkt mit neuem EnWG §14a Statt Sperrern nur noch Dimmen auf 4,2 kW möglich Optimierung durch Dimmen von zwei Elektromobilen von bis zu $\Delta V = 4,2$ V <b>✓</b>

Die Auswertung der Kennzahlen zeigt, dass in den gemessenen Datenpunkten im Reallabor 0,00003 % der Punkte außerhalb des Spannungsband-Toleranzbereichs nach [13] liegen (**✗**). Neben den beiden am Reallabor partizipierten VNB geben 6,8 % der deutschen VNB ebenso Spannungsbandverletzungen an (**✗**) [27]. Dabei ist jedoch wieder auf die mangelnde Datenverfügbarkeit in der NS hinzuweisen, sodass eine hohe Dunkelziffer erwartet wird. Aufgrund der im Szenario aufgezeigten wachsenden installierten Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen und SteuVE werden vor allem bei der Einspeisung durch deren Gleichzeitigkeit Spannungsbandüberschreitungen zur Mittagszeit erwartet. Das hat zur Folge, dass die Verletzungen des Spannungsbands tendenziell steigen werden. Bei ungesteuerten SteuVE kann deren Gleichzeitigkeit zu vermehrten Spannungsbandunterschreitungen führen (**↑**).

Der dezentrale Ansatz  $P_{SteuVE}(V_{HA})$  kann das Spannungsband am Hausanschlusspunkt  $V_{HA}$  gezielt beeinflussen. Durch das Abschalten von zwei Elektromobilen an einem NS-Abgang ist eine Spannungsbandoptimierung von bis zu  $\Delta V = 4,2$  V möglich (siehe Kapitel 4.1.2). Zur Veranschaulichung ist die Formel aus Abbildung 20 wiederholt dargestellt und die beeinflussbare Variable  $P_{SteuVE}$  blau markiert.

$$\underline{V}_{HA} = \underline{V}_{NS} - \Delta \underline{V} \quad \text{mit } \Delta \underline{V} = \underline{I}_{NS}^* \cdot \underline{Z}_L \quad \text{und } \underline{I}_{NS}^* = \frac{(P_{VE} + jQ_{VE}) + (P_{SteuVE} + jQ_{SteuVE}) + (P_{PV} + jQ_{PV})}{\sqrt{3} \underline{V}_{HA}}$$

Ist die Spannung am Hausanschlusspunkt tendenziell niedrig, so reagiert das Konzept gezielt auf den Spannungsfall und hebt das Spannungsniveau durch Dimmen der anliegenden Wirkleistung  $P_{SteuVE}$ . Das Simulationsbeispiel aus Abbildung 39 zeigt, dass allein durch das Steuern eines Elektromobils mit  $P_{EM} = 11$  kW am gemessenen Hausanschlusspunkt unter bestimmten Voraussetzungen ein Spannungsanstieg von bis zu 2 V erreicht werden kann (**✓**). Liegt die Spannung deutlich unter 207 V als untere Spannungsbandgrenze, hängt das dezentrale Einflusspotential stark von der Anzahl beziehender Elektromobile oder anderer SteuVE zum selben Zeitpunkt ab, sodass die Spannungsbandverletzung gegebenenfalls trotz gezielter Dimmung nicht verhindert werden kann. Im gleichen Beispiel bei neuer Regelung nach EnWG §14a und einem Dimmen von maximal 4,2 kW sinkt die verfügbare reduzierbare Wirkleistung  $P_{SteuVE}$  im Vergleich zur nicht-reduzierbaren, sodass die Spannungsbandverletzung früher eintritt als mit alter Regelung. Das ist mit der minimierten prozentualen Steuerbarkeit von 61 % der installierten Leistung im Jahr 2024 zu 51 % im Jahr 2030 aus Abbildung 75 zu begründen.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Spannungsqualität	2	Spannungssprünge	0,00003 % Messpunkte außerhalb des Toleranzbereichs ✘
Vergleich Deutschland		Einzelne VNB melden mehr als 100 Spannungssprünge im Jahr [26] ✘	
Auswirkung Szenario 2030		Anstieg durch steigenden Anzahl SteuVE mit präventiver Steuerung und ab Einsatz der Steuerboxen gleichzeitige Marktsignale möglich ↑	
Dezentrales Potential		Gezielter Einfluss, sinkt mit neuem EnWG §14a Statt Sperren nur noch Dimmen auf 4,2 kW möglich Optimierung durch Dimmen von zwei Elektromobilen von bis zu $\Delta V = 4,2$ V ✓	

Im Reallabor sind 0,00003 % Messpunkte außerhalb des Toleranzbereichs und damit im Definitionsbereich für Spannungssprünge mit  $\Delta V \pm 10 - 60 \% V_n$  (✘). Nach der Norm DIN EN 50160 sind 100 positive oder negative Spannungssprünge pro Jahr und Messpunkt im Normbereich. Einzelne VNB melden mehr als 100 Spannungseinbrüche im Jahr, die Spannungssprünge gleichzusetzen sind. Diese überschreiten somit ebenfalls den DIN-Toleranzbereich (✘). Im Bericht der Bundesnetzagentur zur Spannungsqualität wird explizit darauf hingewiesen, dass kein Trendverhalten aus den angegebenen Daten erhoben werden kann, da die Statistik lediglich auf einer geringen Zahl an teilnehmenden VNB basiert [26]. Spannungssprünge und Spannungsbandüberschreitungen steigen mit der zukünftigen wachsenden Entwicklung von Elektromobilen und Wärmepumpen, solange feste und gleichzeitige Sperrzeiten durch Zeitschaltuhren oder Rundsteuersignale flächendeckend Stand der Technik sind. Bereits beim gleichzeitigen Einschalten von Elektrospeicherheizungen oder Wärmepumpen kommt es zu Spannungssprüngen (siehe Abbildung 54). Je mehr Wärmepumpen mit festen Sperrzeiten es gibt, desto höher sind die auftretenden Spannungseinbrüche. Sobald die präventiven Technologien durch flexiblere und netzorientierter Steuerboxen ersetzt werden, fallen zwar die fixen Sperrzeiten weg, jedoch können neue gleichzeitige Steuerungssignale durch Marktanreize entstehen (↑) [95].

Der dezentrale Ansatz  $P_{SteuVE}(V_{HA})$  kann Spannungssprünge ebenso wie das Spannungsband am Hausanschlusspunkt  $V_{HA}$  gezielt beeinflussen. Bei den Spannungssprüngen ist die gleiche Argumentation wie beim Spannungsband heranzuziehen. Unter der Annahme idealer Bedingungen ist beispielsweise ein Spannungssprung von 2 V (siehe Abbildung 39) mithilfe des Sperrrens eines Elektromobiles am Hausanschlusspunkt auszugleichen (✓). Beim obigen dezentralen Konzept ist jedoch der parametrisierte gleitende Mittelwert  $V_{float}$  mit 15 Minuten zu berücksichtigen. Dieser verlangsamt die Reaktionszeit des dezentralen Ansatzes, kann aber nach Bedarf flexibel angepasst werden. Des Weiteren kann die Hysterese-Dauer  $t_{hys} = 15$  min eine wiederholte kurzzeitige Reaktion auf Spannungssprünge beeinflussen. Der Vorteil der verzögerten Reaktion liegt in der geringeren Wahrscheinlichkeit eines Aufschwing-Verhaltens im Netz durch ein taktendes Verhalten der SteuVE.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Spannungsqualität	3	Kurzzeitunterbrechung	Nicht bewertbar ?
Vergleich Deutschland	In 2020 erfassen 20,3 % (12 von 59) der VNB Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten und 14 % (8 von 59) unter einer Minute		✘
Auswirkung Szenario 2030	Anstieg der Anzahl Kurzzeitunterbrechungen aufgrund von Netzurückwirkungen einer wachsenden Zahl von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie SteuVE und atmosphärischen Einwirkungen erwartet		↑
Dezentrales Potential	Kein gezielter Einfluss durch gleitenden Mittelwert $V_{float}$ und Hysterese $t_{hys} = 15$ min, bleibt mit neuem EnWG §14a bestehen		✘

Im Jahr 2020 erfassen 20,3 % (12 von 59) der befragten VNB Kurzzeitunterbrechungen zwischen einer und drei Minuten. 14 % (8 von 59) VNB geben Unterbrechungen unter einer Minute an. Ein Vergleich zum Vorjahr wird hier nicht durchgeführt, da nicht dieselben VNB an der Befragung teilgenommen haben und die Angaben somit nicht direkt vergleichbar sind. [27] Da Kurzzeitunterbrechungen auftreten wird diese Kennzahl im Vergleich in Deutschland mit einem roten Kreuz (✘) markiert. Für Haushaltskunden sind kurzzeitige Unterbrechungen von unter drei Minuten meist von geringer Bedeutung. Bei Industriekunden mit spannungssensiblen Prozessschritten oder Maschinen können auch kurze Unterbrechungen zu einem Produktionsschaden oder -ausfall führen. Ursachen für kurze Versorgungsunterbrechungen können neben atmosphärische Einwirkungen und daraus resultierende Erd- und Kurzschlüsse auch Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten sein. [27] Nach den Szenario-Ausführungen aus dem Kapitel 4.3 wird erwartet, dass die Zahlen der Ereignisse verursacht durch höherer Gewalt oder von atmosphärischen Einwirkungen zukünftig steigen werden. Abbildung 62 zeigt auf, dass diese Ursachen einen deutlichen Einfluss auf die Unterbrechungen im Verteilnetz haben. Das hat zur Folge, dass die Anzahl Kurz- als auch Langzeitunterbrechungen ansteigen werden. Der Pfeil nach oben (↑) symbolisiert dies.

Aufgrund der derzeitigen Parameter-Einstellung des dezentralen Algorithmus und der geplanten Beibehaltung des gleitenden Mittelwert  $V_{float}$  sowie der Hysterese  $t_{hys}$  von 15 Minuten, wird das dezentrale Konzept keinen Einfluss auf Kurzzeitunterbrechungen von kleiner drei Minuten nehmen (✘). Der Einfluss auf  $P_{SteuVE}$  ist weiterhin gegeben, jedoch aus zeitlichem Aspekt nicht wirksam. Die Variation der Parameter beispielsweise hin zu einem minütlichen gleitenden Mittelwert  $V_{float}$  kann den Einfluss auf die Kurzzeitunterbrechung erhöhen. So kann auf eine schnelle Spannungsabsenkung und damit einer drohenden Kurzzeitunterbrechung entgegengewirkt werden. Die Adaption des Parameter  $V_{float}$  hat jedoch ein mögliches taktendes Verhalten zur Folge, sodass der Mehrwert der Optimierung der Kennzahl dem erhöhten Risiko abgewogen werden muss.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Spannungsqualität	4	Unsymmetrie	Nicht bewertbar ?
Vergleich Deutschland	Nicht flächendeckend veröffentlicht		?
Auswirkung Szenario 2030	Differenzen zwischen den Spannungsphasen können aufgrund der wachsenden Anzahl unsymmetrisch angeschlossener PV-Anlagen und SteuVE zunehmen		↑
Dezentrales Potential	Kein gezielter Einfluss, bleibt mit neuem EnWG §14a bestehen Lastmanagement greift nicht gezielt auf Unsymmetrie ein		✘

Da es zum Stand Mai 2024 keine gesetzliche Verpflichtung zur Veröffentlichung von Unsymmetrien in deutschen NS-Netzen gibt, sind keine flächendeckenden Publikationen auf Basis von Messdaten bekannt (?). Grundsätzlich sind nach VDE alle elektrischen Verbraucher, Erzeugungsanlagen, Speicher und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einer Bemessungsleistung von je  $S_{inst} > 4,6$  kVA dreiphasig anzuschließen. Geräte mit  $S_{inst} \leq 4,6$  kVA dürfen einphasig angeschlossen werden. Dabei ist auf eine gleichmäßige Verteilung auf die drei Phasen zu achten. [135] Die Unsymmetrie bzw. die Differenzen zwischen den Phasen der Spannung können aufgrund der wachsenden Anzahl von PV-Anlagen zunehmen [136]. Eine Ursache dafür kann eine einphasige Einspeisung oder Bezug von Anlagen  $S_{inst} \leq 4,6$  kVA sein, die im Szenario 2030 zunehmen wird (↑).

Da der ein-, zwei- oder dreiphasige Anschluss weder der Steuerbox noch dem VNB bekannt ist, kann durch ein spannungsbedingtes Flexibilitätsmanagement kein gezielter Einfluss auf bestehende Unsymmetrien im Netz genommen werden (✗). Je nach zukünftigem Stand der Technik und dem tendenziell ein-, zwei- oder dreiphasigen Anschluss SteuVE kann sich perspektivisch das Ungleichgewicht zwischen den Phasen lokal erhöhen. Da vor allem ein Leistungszuwachs an Elektromobilen mit  $P_{EM} = 11$  kW und damit einhergehenden einem dreiphasigen Anschluss erwartet wird, ist keine Verschlechterung der Unsymmetrie anzunehmen. In einigen bestehenden Fällen kann die Steuerung einer einphasigen SteuVE beispielsweise durch eine große Anzahl Wärmepumpen zwischen 4,2 kW und 4,6 kW bzw. kVA zu einer Verschlechterung der Spannungsdifferenz führen. Die Wahrscheinlichkeit ist aufgrund des kleinen Leistungsfensters von 0,4 kVA jedoch als gering einzuschätzen.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Versorgungszuverlässigkeit	5	Langzeitunterbrechung	SAIDI <sub>EnWG</sub> 1,8 min/a in 2022 ✓
Vergleich Deutschland			SAIDI <sub>EnWG</sub> 2,2 min/a in 2022 [111] ∅
Auswirkung Szenario 2030			Stagnation durch zum einen steigende Anzahl an Extremwetterereignis und zum anderen verbesserter Fehlerdetektion zur schnelleren Beseitigung von Störungen →
Dezentrales Potential			Gezielter Einfluss, sinkt mit neuem EnWG §14a Anzahl der Unterbrechungen und Unterbrechungsdauer beeinflussbar ✓

Im Netzgebiet von LVN wird der SAIDI<sub>EnWG</sub> mit 1,8 min/a im Jahr 2022 angegeben. Bei SNB ist keine Trennung zwischen SAIDI<sub>EnWG</sub> und ASIDI<sub>EnWG</sub> veröffentlicht. Beim SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt sind sowohl SNB (10,3 min/a) und LVN (10,1 min/a) im Jahr 2022 besser (✓) als der deutschlandweite Durchschnitt mit 12,2 min/a (∅). Da der SAIDI<sub>EnWG</sub> unter anderem von atmosphärischen Einwirkungen und dem Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers geprägt ist, wird dieser in den kommenden Jahren vor allem aufgrund des weltweiten Temperaturanstiegs und damit resultierenden Extremwetterereignissen tendenziell aus diesem Blickwinkel steigen. Die Fehlerdetektion der Betriebsmittel und das Monitoring des Netzzustands wird perspektivisch durch moderne Technologien zu einer Verkürzung der Ausfallminuten beitragen können. Aus diesem Grund wird die Annahme getroffen, dass der SAIDI<sub>EnWG</sub>-Gesamt perspektivisch stagnieren wird (→). Ein weiterer Aspekt, der für eine Stagnation spricht, ist der historische Verlauf der Langzeitunterbrechungen in Deutschland. Abbildung 76 zeigt, dass seit 2006 der Wert von 21,5 min/a auf 12,3 min/a im Jahr 2014 relativ kontinuierliche gesunken ist. Seit 2014 stellt sich nahezu eine Stagnation um die 12,9 min/a (gestrichelt) ein, die lediglich in den Jahren 2017 und 2018 durchbrochen wird. Der gleitende Mittelwert der letzten drei Jahre in Schwarz veranschaulicht den beschriebenen Verlauf.

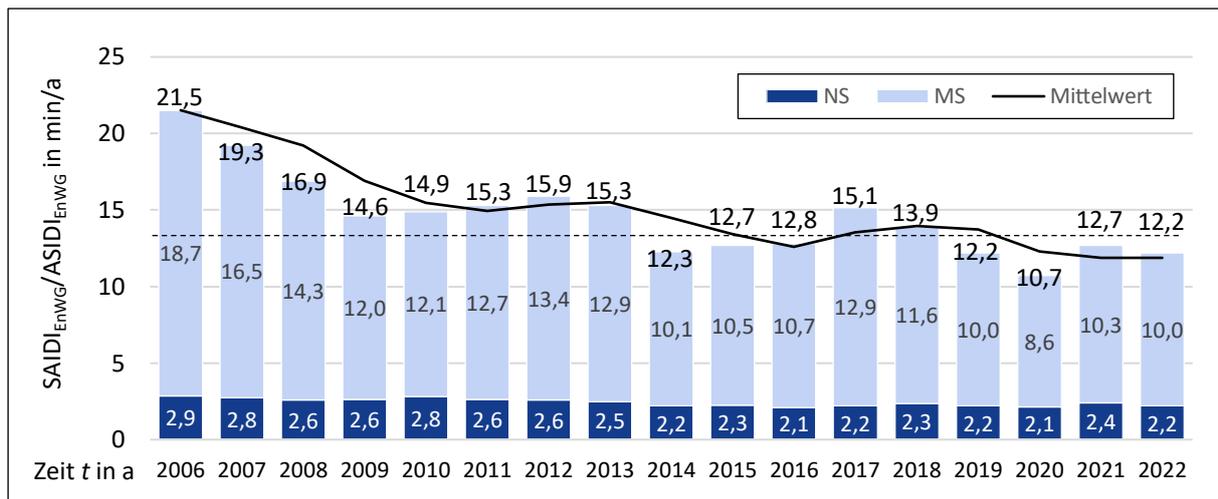


Abbildung 76. SAIDI<sub>ENWG</sub>-Gesamt in Deutschland von 2006 bis 2022 [111].

SAIDI<sub>ENWG</sub>-Gesamt gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung pro angeschlossenem Letztverbraucher  $N$  innerhalb eines Kalenderjahres ohne höhere Gewalt und mit Rückwirkungen an. Die Unterbrechung wird anhand der Anzahl der Unterbrechungen  $I$ , der Unterbrechungsdauer  $t_i$  entsprechend der Anzahl der betreffenden Kunden  $n_i$  berechnet [107]. Die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher  $N$  der betreffenden Kunden  $n_i$  wird durch das Flexibilitätsmanagement nicht beeinflusst und wird als fest vorgegeben.

$$SAIDI_{ENWG} = \frac{\sum_{i=1}^I t_i \cdot n_i}{N}$$

mit  $t_i$  = Anzahl Minuten  $V_{HA} < 5\% V_n$   
und  $I$  = Anzahl Unterbrechungen  $V_{HA} < 5\% V_n$

Die Anzahl der Unterbrechungen, verursacht durch den Zuständigkeitsbereich des VNB, kann unter bestimmten Voraussetzungen gezielt durch ein dezentrales Konzept beeinflusst werden. Atmosphärischen Einwirkungen wie die Anzahl an Extremwetterereignissen und Weitere sind nicht beeinflussbar. Jedoch kann Netzengpässen mittels netzorientierter Steuerung vorgebeugt werden. Die in der Formel durch das dezentrale Konzept beeinflussbaren Parameter sind in Blau und Fett markiert. Auch die Unterbrechungsdauer  $t_i$  wird als Einflussfaktor bewertet. Der Unterbrechungseintritt des gesamten Haushalts kann durch vorheriges Dimmen der SteuVE verzögert werden, sodass die Gesamtdauer  $t_i$  verkürzt wird. Der direkte Zusammenhang zwischen  $V_{HA}$  und  $P_{SteuVE}$  wurde bereits anhand des Spannungsbandes aufgezeigt. Diese Verknüpfung zeigt, dass der SAIDI<sub>ENWG</sub>-Gesamt durch ein spannungsbedingtes Lastmanagement gezielt beeinflusst werden kann (✓). Jedoch sinkt wie im Szenario dargestellt das prozentuale Steuerungspotential durch das Dimmen auf 4,2 kW nach neuem EnWG §14a.

#### 4.4.2 Versorgungssicherung

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Versorgungssicherung	6	Betriebsmittelbelastung	10 % Transformatoren außerhalb Toleranzbereichs <b>X</b>
Vergleich Deutschland	Nicht veröffentlicht		<b>?</b>
Auswirkung Szenario 2030	Die Betriebsmittelbelastung steigt mit steigender Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten aufgrund des zunehmenden Leistungsflusses über die Leitungen und Transformatoren [81]		<b>↑</b>
Dezentrales Potential	Indirekter Einfluss, sinkt mit neuem EnWG §14a Gleichmäßigere Transformatorauslastung möglich		<b>✓</b>

Unter Einbezug der Gleichzeitigkeitsfunktion und der installierten Leistungen von Verbrauchern sowie dezentralen Erzeugungsanlagen sind rechnerisch 10 % der Transformatoren im LVN-Netzgebiet nach Kapitel 4.2.2 zu mehr als 100 % belastet (**X**). Die Analysen zeigen jedoch, dass allein die reale Messung des Transformators zu einer realistischen Aussage der Betriebsmittelbelastung führen kann. Wie bei der Unsymmetrie gibt es auch für die Betriebsmittelbelastung keine Veröffentlichungspflicht für die Netzbetreiber in der NS, sodass nahezu keine Daten hierzu veröffentlicht sind. Das Fragezeichen symbolisiert die Nichtverfügbarkeit der Daten (**?**). Die Betriebsmittelbelastung steigt mit steigender Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten aufgrund des zunehmenden Leistungsflusses über die Leitungen und Transformatoren (**↑**). [81] Die Betriebsmittelbelastung bei einem Transformator hängt von folgenden Gegebenheiten ab:

- Installierte Scheinleistung des Transformators in kVA [14]
- **Max. zulässige gleichzeitige Belastbarkeit von 100 %** [14]
- Thermische Belastbarkeit der Station [14]

Die Netzplanung bestimmt die Größe und damit die Scheinleistung des eingesetzten Transformators z.B. 630 kVA oder 1.000 kVA. Die Transformatorgröße kann lediglich bei einem Ersatz verändert werden und wird damit als nicht flexibel bzw. nicht kurzfristig änderbar bewertet. Gleiches gilt für die thermische Belastbarkeit der Station, da diese nur mit sehr hohem Aufwand geändert werden kann. Die Einhaltung der maximal zulässigen gleichzeitigen Belastbarkeit des Transformators kann durch Flexibilitätsmanagement beeinflusst werden und ist aus diesem Grund in Orange markiert. Bei der Betrachtung wird zur Vereinfachung die Annahme  $\cos(\varphi) = 1$  getroffen. Die Belastbarkeit als summierte Leistung  $P_{Sum}$  einer definierten Anzahl von Haushalten  $n_{HO}$  pro Netzstation unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors  $g$  und die Annahme der Leistung  $P_{Annahme}$  kann mit untenstehender Funktion berechnet werden. Gewerbe oder landwirtschaftliche Betriebe werden in dieser Formel zur Vereinfachung vernachlässigt. [14] Die Leistung  $P_{Annahme}$  kann durch die reale Leistung  $P = P_{VE} + P_{SteuVE} + P_{PV}$  ersetzt werden, sobald Messdaten vom Hausanschlusspunkt in Echtzeit zur Verfügung stehen. Die in Orange gekennzeichnete Leistung  $P_{SteuVE}$  ist der einzige direkt beeinflussbare Parameter in der Formel, da die Anzahl Haushalte  $n_{HO}$  und die Gleichzeitigkeitsfaktoren  $g_{HO}(n)$  nicht durch das Flexibilitätsmanagement verändert werden.

$$P_{Sum} = n_{HO} \cdot (P_{Annahme}) \cdot g_{HO}(n) \quad \text{und} \quad P_{Annahme} = P_{VE} + P_{SteuVE} + P_{PV}$$

Durch das Flexibilitätsmanagement werden in der Regel Lasten zeitlich verschoben und nicht minimiert. Dies kann zum einen in Kombination mit einer PV-Anlage beim Haushalt zu einer Eigenverbrauchsoptimierung führen und zum anderen zu einer gleichmäßigeren Auslastung des Transformators sowie der Leitungen (**✓**).

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Versorgungssicherung	7	Netzverluste	In NS 3,4 % (LVN) und 2,5 % (SNB) in 2022 <span style="color: red;">✘</span>
Vergleich Deutschland		In NS und MS/NS zusammen 1,8 % in 2021 [45]	⊘
Auswirkung Szenario 2030		Perspektivisch ansteigender Verkabelungsgrad und dezentrale Erzeugungsstruktur führen zu sinkenden Netzverlusten in der NS	↓
Dezentrales Potential		Indirekter Einfluss durch Förderung des lokalen Energieverbrauchs, sinkt mit neuem EnWG §14a	✓

Die Netzverluste in der NS betragen bei LVN im Jahr 2022 3,4 % und bei SNB 2,5 %. Bei der Addition der Verluste der NS mit der Umspannebene MS/NS ergeben sich 5,0 % bei LVN [119], 3,6 % bei SNB [120] und 4,8 % bei Westnetz [137]. Die Summe kann mit dem deutschlandweiten Durchschnitt von 1,8 % in 2021 (⊘) verglichen werden. Die Berechnung der Netzverluste erfolgt mithilfe der Tabelle 28. Die Entnahmemenge zusammengesetzt aus der Entnahme von Industrie, Haushalte und Pumpspeichern mit den Netzverlusten aus allen Spannungsebenen addiert, ergibt die Gesamtmenge in TWh. Die Netzverluste der NS (inklusive der Umspannebene MS/NS) im Jahr 2021 werden laut Bundesnetzagentur mit 8,8 TWh, 2020 mit 8,6 TWh und 2019 mit 8,7 TWh angegeben. Die NS inkl. NS/MS-Netzverluste sind sowohl bei LVN als auch SNB höher als im Deutschland-Durchschnitt und werden deshalb im Reallabor mit einem roten Kreuz bewertet (✘).

Tabelle 28. Netzverluste in Deutschland von 2019 bis 2021 nach [45] und [117].

Netzbilanz Deutschland	2019	2020	2021
Entnahmemenge	472,6 TWh	455,6 TWh	467,0 TWh
Netzverluste gesamt	26,9 TWh	27,2 TWh	27,7 TWh
<i>Davon Netzverluste NS inkl. NS/MS</i>	<i>8,7 TWh</i>	<i>8,6 TWh</i>	<i>8,8 TWh</i>
<b>Gesamt</b>	<b>499,5 TWh</b>	<b>482,8 TWh</b>	<b>494,7 TWh</b>
Netzverluste NS inkl. NS/MS von Gesamt	1,7 %	1,8 %	1,8 %

Die Netzverluste setzen sich unter anderem aus nachfolgenden Unterpunkten zusammen [138]:

- Lastunabhängige Koronaverluste (Betriebsspannung, Luftfeuchtigkeit)
- Lastunabhängige Magnetisierungsverluste und Betriebseigenverbrauch
- Lastabhängige Stromwärmeverluste (**Wirkleistungsübertragung**, Material, Temperatur)

Das Szenario-Kapitel 4.3 zeigt, dass perspektivisch ein höherer Verkabelungsgrad angestrebt wird. Daher werden die Netzverluste mit zunehmendem Anteil Kabel statt Freileitung tendenziell abnehmen. Zudem heben die dezentralen Erzeugungsanlagen das Potential des lokalen Energieverbrauchs, sodass weniger Energie übertragen werden muss (↓). Weitere Faktoren wie Magnetisierungs- oder Koronaverluste können durch das Flexibilitätsmanagement nicht beeinflusst werden. Mit der neuen Regelung, die voraussichtlich ab 2025 in vollem technischem Umfang zur Verfügung stehen wird, wird das Potential tendenziell abnehmen, da weniger Steuerungszeiten erlaubt sein werden (✓).

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Auswertung im Reallabor
Versorgungssicherung	8	Einspeisemanagement	Kein Einspeisemanagement bei VNB notwendig ✓
Vergleich Deutschland	Redispatch von 0,3 TWh in 2021 auf VNB-Ebene [45]		✗
Auswirkung Szenario 2030	Notwendigkeit von Einspeisemanagement steigt mit steigendem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen auch in niedrigeren Spannungsebenen		↑
Dezentrales Potential	Indirekter Einfluss, sinkt mit neuem EnWG §14a Statt Sperrern nur noch Dimmen auf 4,2 kW möglich		✓

Weder bei SNB noch bei LVN waren Maßnahmen zum Einspeisemanagement im Jahr 2022 notwendig (✓). Im deutschlandweiten Vergleich hingegen haben VNB bereits Maßnahmen zum Einspeisemanagement durchgeführt (✗). Dabei wurde auf netz- und marktbezogene Maßnahmen wie Redispatch nach EnWG §13 Abs. 1 zurückgegriffen. Redispatch wird als Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung definiert. Auf VNB-Ebene wurde Redispatch in Höhe von 0,3 TWh in 2021 durchgeführt. Im gleichen Jahr wurde bei deutschen VNB und ÜNB in Summe 21,5 TWh Redispatch eingesetzt, davon war 1 TWh und damit 4,7 % spannungsbedingte Maßnahmen. Die restlichen Maßnahmen waren strombedingt. 2020 betrug der Anteil spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen 17,4 %. [45]

Zu den Einspeisemanagement-Maßnahmen nach EnWG §13 Abs. 2 und 3 zählt eine Abregelung der Einspeiseleistung von EEG-Anlagen, deren Ausfallarbeit nach EEG vergütet wird. Die reduzierte Leistung betrug 5,8 TWh. Weiter wurden in 2021 Anpassungsmaßnahmen von 0,02 TWh nach EnWG §13 Abs. 2 durchgeführt, die keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber nach sich zogen. Diese Anpassungen werden nur dann durchgeführt, wenn keine anderen Maßnahmen mehr ausreichen. Abbildung 77 zeigt den Verlauf der Redispatch-, Einspeisemanagement- und Anpassungsmaßnahmen von deutschen VNB und ÜNB von 2019 bis 2021. Bei allen drei Maßnahmen ist eine deutliche Steigerung über die Jahre zu erkennen. Das gilt nicht nur für die ÜNB, sondern auch die VNB-Eingriffe und ist perspektivisch auch für die NS denkbar. Die Notwendigkeit von Eingriffen seitens der Netzbetreiber zum Einspeisemanagement steigt potenziell mit steigendem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen und der sinkenden Anzahl an Großkraftwerken (↑). [45]

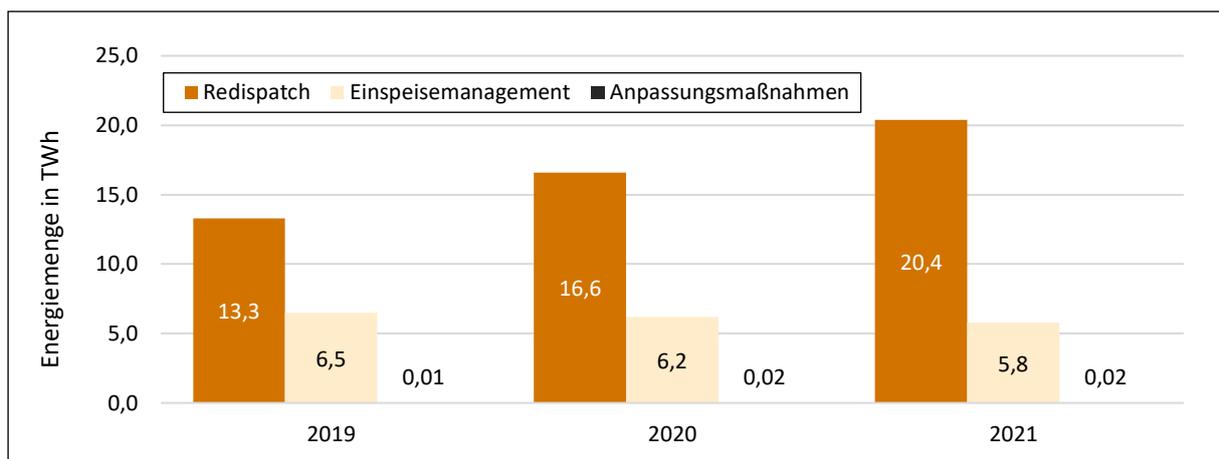


Abbildung 77. Einspeisemanagementmaßnahmen in Deutschland von 2019 bis 2021 auf VNB- und ÜNB-Ebene nach [45].

Die Ursachen für bisherigen Redispatch wurden überwiegend strombedingt im Übertragungsnetz und durch Extremwetterereignisse hervorgerufen. Beispielsweise kam es 2021 wegen Niedrigwasser zu Problemen beim Kohletransport für ein Kraftwerk, sodass die Nicht-Verfügbarkeit im Süden zu einer höheren Nord-Süd-Auslastung und damit einem höheren Transportbedarf geführt hat. Eine weitere atmosphärische Einwirkung in Form von Starkregen beschädigte ein Umspannwerk, was zur Folge

hatte, das örtliche Abschaltungen die Belastung des Übertragungsnetzes deutlich erhöhten. Extremwetterereignisse können durch das Flexibilitätsmanagement nicht beeinflusst werden. Wenn jedoch erst keine Rückspeisung von niedrigerer in höhere Spannungsebenen entsteht oder weniger Bezug aus den höheren Spannungsebenen notwendig ist, da die dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen, kann die zu **übertragene Energie** minimiert werden und Einspeisemanagement-Maßnahmen reduziert werden. Nicht die Maßnahmen an sich können reduziert werden, weil diese überwiegend strombedingt durch den ÜNB durchgeführt werden, jedoch kann die zu übertragende Energiemenge durch netzorientiertes Steuern verringert werden. Mit der Novellierung des EnWG §14a wird dieses Potential durch eine geringere dimmbare Energiemenge allerdings reduziert.

Tabelle 29 fasst im ersten Schritt die Auswertung der Kennzahlen aus dem Reallabor und den Vergleich zu Deutschland zusammen. Im rechten Bereich der Tabelle folgt die Übersicht über die erwartete Entwicklung bis 2030 sowie das gezielte oder indirekte Potential des spannungsbedingten Flexibilitätsmanagements.

Tabelle 29. Zusammenfassung des Einflusses des dezentralen Flexibilitätsmanagements auf die Kennzahlen.

Kategorie	Nr.	Kennzahl	Reallabor	Deutschland	2030	Dezentrales Potential
Spannungsqualität	1	Spannungsband	Außerhalb Toleranzbereich ❌	❌	↑	Gezielt (Kapitel 4.1.2) ✅
	2	Spannungssprünge	Außerhalb Toleranzbereich ❌	❌	↑	Gezielt (Kapitel 4.1.2) ✅
	3	Kurzzeitunterbrechung	Nicht bewertbar ?	❌	↑	Kein Einfluss ❌
	4	Unsymmetrie	Nicht bewertbar ?	?	↑	Kein Einfluss ❌
Versorgungszuverlässigkeit	5	Langzeitunterbrechung	1,2 min/a ✅	∅	→	Gezielt ✅
Versorgungssicherung	6	Betriebsmittelbelastung	Außerhalb Toleranzbereich ❌	?	↑	Indirekt ✅
	7	Netzverluste	3,4 bzw. 2,5 % ❌	∅	↓	Indirekt ✅
	8	Einspeisemanagement	Nein ✅	❌	↑	Indirekt ✅

Das Kapitel 4.4 legt dar, dass drei von acht Kennzahlen der Versorgungssicherheit durch das dezentrale Flexibilitätsmanagement gezielt, weitere drei indirekt und zwei nicht beeinflusst werden können. Der neue EnWG §14a zum Stand 27.11.2023 hat bei allen Kennzahlen einen negativen Einfluss auf das Potential, da nur noch das Dimmen der SteuVE mit  $P_{inst} \geq 4,2$  kW statt Sperren erlaubt ist. Wenn die politische Einschränkung außeracht gelassen wird, nimmt das theoretische Potential für Flexibilitätsmanagement vom Jahr 2023 bis hin zum Jahr 2030 bei sechs von acht Kennzahlen zu.

#### 4.5 Quantitative Bewertung des dezentralen Potentials

Nach der qualitativen Analyse des Potentials, folgt die quantitative Bewertung anhand eines realen Beispiels. Die Erkenntnisse aus den vorherigen Ausführungen fließen in die Bewertung ein. Im ersten Schritt sind die Rahmenbedingungen aus Kapitel 3.3.1 berücksichtigt. Die maximale Sperrzeit eines Elektromobils beträgt nach altem EnWG §14 im LVN-Netzgebiet sechs Stunden, die in dreimal 2 h-Blöcken umgesetzt werden. Eine gemessene Spannungsbandverletzung aus dem Reallabor ist für die Veranschaulichung wenig geeignet, da lediglich 0,00006 % der Messpunkte  $V \leq 207$  V sind.

Die Ergebnisse zur Kommunikationszuverlässigkeit aus Kapitel 4.1.3 sind in Tabelle 30 gebündelt und auf das Beispiel in Abbildung 78 bezogen. Hier sind die Kommunikationstechnologien gelistet, die mit einer Steuerbox und iMS kompatibel sind, da das iMS nach MsbG gefordert wird. Schaltuhren oder Tonfrequenz-Rundsteuergeräte fallen somit aus der Bewertung raus. Powerline Communication ist aufgrund der fehlenden Infrastruktur bei LVN und LoRaWAN durch die begrenzte Reichweite aktuell keine zuverlässige Kommunikationstechnologie für die Steuerbox. Die Empfangsquote für e\*Nergy beträgt auf Basis der vorherigen Ausführungen 13 %. Diese Zuverlässigkeit wird aufgrund der Nähe des 450 MHz-Frequenzbandes auf 450 connect übertragen. Je nach Ausbau der Infrastruktur ist diese bei 450 connect perspektivisch höher zu bewerten. Insgesamt könnte der Sperrbefehl im rechnerischen Mittel nur 47 min der insgesamt sechs Stunden durchgreifen. Mehr als fünf Stunden würde das zentrale Konzept somit nicht greifen. Die Mobilfunk-Empfangsquote liegt im Mittel bei 44 % und könnte den zentralen Befehl zuverlässiger als e\*Nergy übermitteln. Das dezentrale Konzept ist an keine Kommunikationsfähigkeit gebunden, weshalb es rechnerisch zu 100 % durchgreifen kann, wie in Kapitel 3.3.2 gezeigt. Bei der Kombination beider Konzepte greift das dezentrale Konzept in den Zeiten, in denen der zentrale Befehl nicht übertragen wird. Somit wäre das Flexibilitätsmanagement insgesamt deutlich zuverlässiger und könnte den zulässigen Rahmen voll nutzen, wobei der Anteil des dezentralen Steuerns aktuell noch deutlich überwiegt. Anhand eines Beispiels soll gezeigt werden, was die Zuverlässigkeit aus Tabelle 30 in der Praxis bedeutet.

Tabelle 30. Bewertung der Kommunikationstechnologien für eine netzorientierte Steuerung bei LVN.

Typ	(Kommunikations-) Technologie	Zuverlässigkeit der Übertragung des Steuerbefehls	Anwendbarkeit für netzorientierte Steuerung mit Steuerbox
<b>Kabel gebunden</b>	Powerline Communication (PLC)	---	Keine Infrastruktur vorhanden, flächendeckender Aufbau bei LVN notwendig
<b>Kabellos</b>	LoRaWAN	---	Maximale Entfernung von 10 km für flächendeckenden Einsatz nicht ausreichend
	e*Nergy	13 % (47 ÷ 360 min)	Infrastruktur ist vorhanden
	450 Connect	(13 %) (47 ÷ 360 min)	Infrastruktur im Aufbau, Annahme ähnlich wie bei e*Nergy wegen naheliegender Frequenzband
	Mobilfunk	44 % (158 ÷ 360 min)	Infrastruktur ist vorhanden
	Dezentrales Konzept	100 % (360 ÷ 360 min)	Siehe Kapitel 3.3.2

Die quantitative Bewertung erfolgt anhand des realen Wintertags 04.12.2022 eines LVN-Haushalts mit Elektromobil. Die orangenen Sperrzeiten des dezentralen Algorithmus stellen die individuell ermittelten Sperrzeiten für das Elektromobil dar. Ein Elektromobil mit  $P_{EM} = 11$  kW kann nach altem EnWG §14a am Strangende bei Sperrung ein Spannungsdelta  $\Delta V_{1EM} = 2,3$  V hervorrufen (siehe Kapitel 4.1.2). Nach dem neuen §14a sinkt der Effekt auf  $\Delta V_{1EM,neu} = 1,8$  V. Dabei wird die Annahme von  $P_{EM} = 11$  kW statt den in Abbildung 78 gezeigten 3,9 kW getroffen. In Abbildung 78 ist zu sehen, dass in den ersten beiden Orange-Zonen der ursprüngliche Spannungsverlauf der Phase 3 zu jeder Minute um  $\Delta V_{1EM} = 2,3$  V (dunkelorange Pfeil) simulativ erhöht wird, da das Elektromobil auf die dezentrale Sperrung reagiert. Mit dem Dimmen des neuen EnWG §14a beträgt das simulierte Spannungsdelta  $\Delta V_{1EM} = 1,8$  V (hellorange

Pfeil). In der dritten orangenen Zone wird davon ausgegangen, dass das Elektromobil nicht lädt, da weder vor noch kurz nach der Zone ein Ladeverhalten sichtbar ist. Aus diesem Grund wird hier die Spannung zum ursprünglichen Verlauf der Phase 3 nicht angepasst. Das Steuersignal hat hier keine Wirkung. Die anderen beiden Spannungsphasen 1 und 2 werden zur Vereinfachung nicht näher betrachtet. Eine mögliche Rückkopplung der Spannungserhöhung auf die Zoneneinteilung ist hier nicht dargestellt, da je nach Parametrierung eine Hysterese und damit ein Verweilen in der Zone für einen gewissen Zeitraum hinterlegt ist.

Für das Beispiel wird die Übertragung des zentralen Befehls mittels Mobilfunk entsprechend den Daten aus dem Reallabor angenommen. Da der Mobilfunk-Empfang im Reallabor lediglich einmal täglich bewertet wurde, wird die mittlere Empfangsquote von 44 % aufgrund des betrachteten Zeitraums von einem Tag im folgenden Beispiel gleichmäßig auf jede Stunde verteilt. Die ersten 26 Minuten einer Stunde ist Mobilfunk-Empfang vorhanden, die folgenden 34 Minuten nicht. Die Verteilung ist im oberen Bereich der Abbildung 78 in Blautönen dargestellt. Die Höhe des Spannungsdeltas bleibt beim zentralen Steuern über Mobilfunk gleich hoch wie beim dezentralen, jedoch verkürzt sich die Übertragungsdauer des Befehls aufgrund der mangelnden Zuverlässigkeit des Mobilfunks. Bei der Kombination des zentralen und dezentralen Steuerns entspricht der Effekt dem des dezentralen, da dieser 100 % zuverlässig in der Übertragung ist.

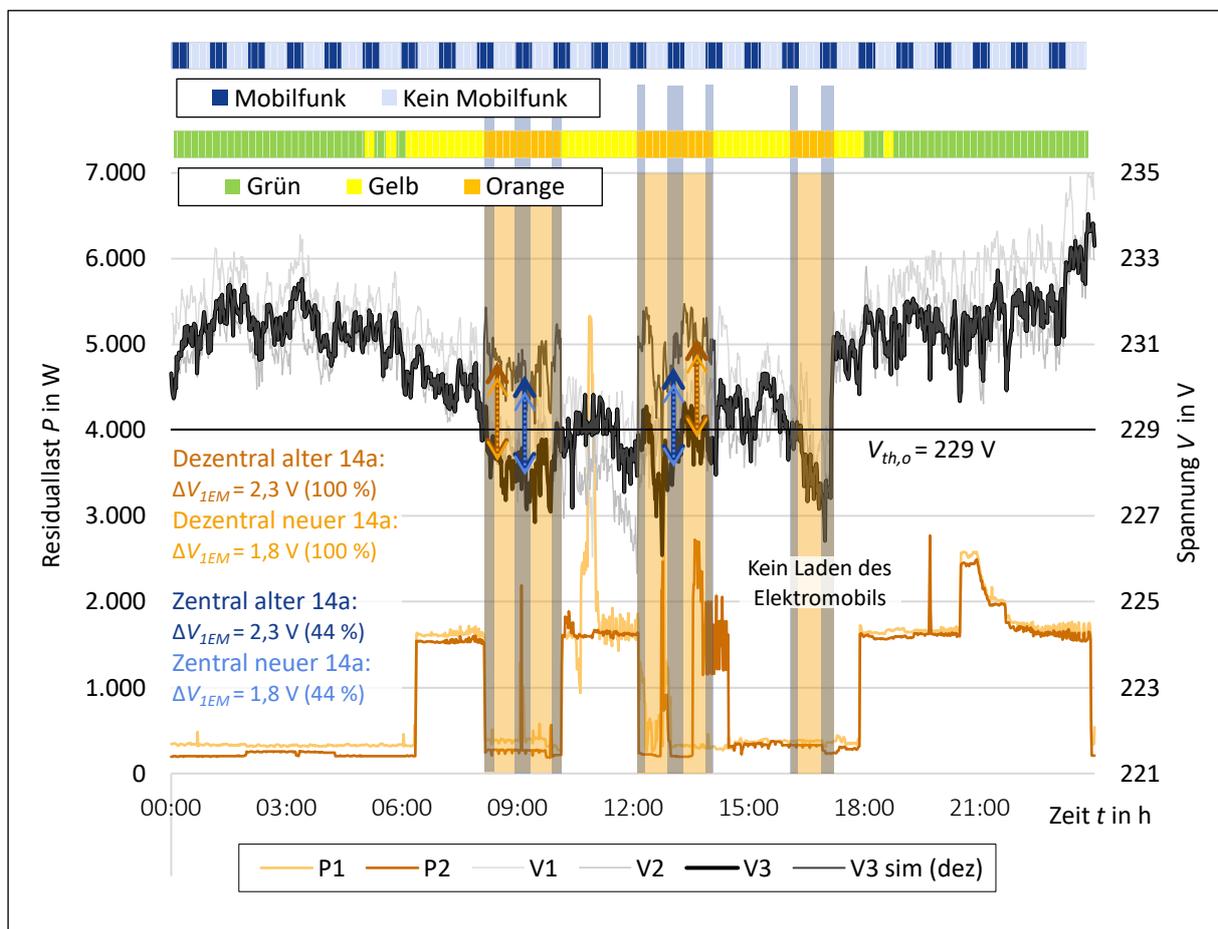


Abbildung 78. Simulierte Steuerung an einem realen Beispieltag mittels zentralen und dezentralen Konzepts.

Abbildung 79 greift den Spannungsverlauf der Phase 3 aus Abbildung 78 nochmals in Schwarz auf und ist als Dauerkurve aufsteigend sortiert. Ohne Steuerung sind 24,6 % der Messpunkte dieses Tages  $V \leq 229$  V. Die dezentrale Steuerung führt zu einer Optimierung auf 10,5 % der Messpunkte nach altem EnWG §14a ( $\Delta V_{IEM} = 2,3$  V) und 11,0 % Messpunkte nach neuem Stand ( $\Delta V_{IEM,neu} = 1,8$  V). Durch den unzuverlässigen Mobilfunk-Empfang (hellblaue Bereiche in Abbildung 78 oben) ist beim Vergleich der resultierenden Dauerkurven die zentrale Steuerung mit 18,7 % bzw. 18,8 % weniger effektiv als die dezentrale. Neben der Verbesserung um 45,5 % der überschrittenen Messpunkte im gezeigten Beispiel durch ein strombedingtes Management (siehe Kapitel 4.1.1), erreicht das spannungsbedingte dezentrale hier eine Optimierung um 57,3 % (24,6 %  $\rightarrow$  10,5 %) und das zentrale 24,0 % (24,6 %  $\rightarrow$  18,7 %). Die dezentrale Steuerung erreicht somit in diesem Beispiel eine bessere Optimierung des Spannungsbandes als die zentrale Steuerung. Da das dezentrale Konzept auf andere Kennzahlen wie die Betriebsmittelbelastung nur indirekten Einfluss nehmen kann, ist die Ergänzung des zentralen mit dem dezentralen Management aus Sicht eines VNB wünschenswert.

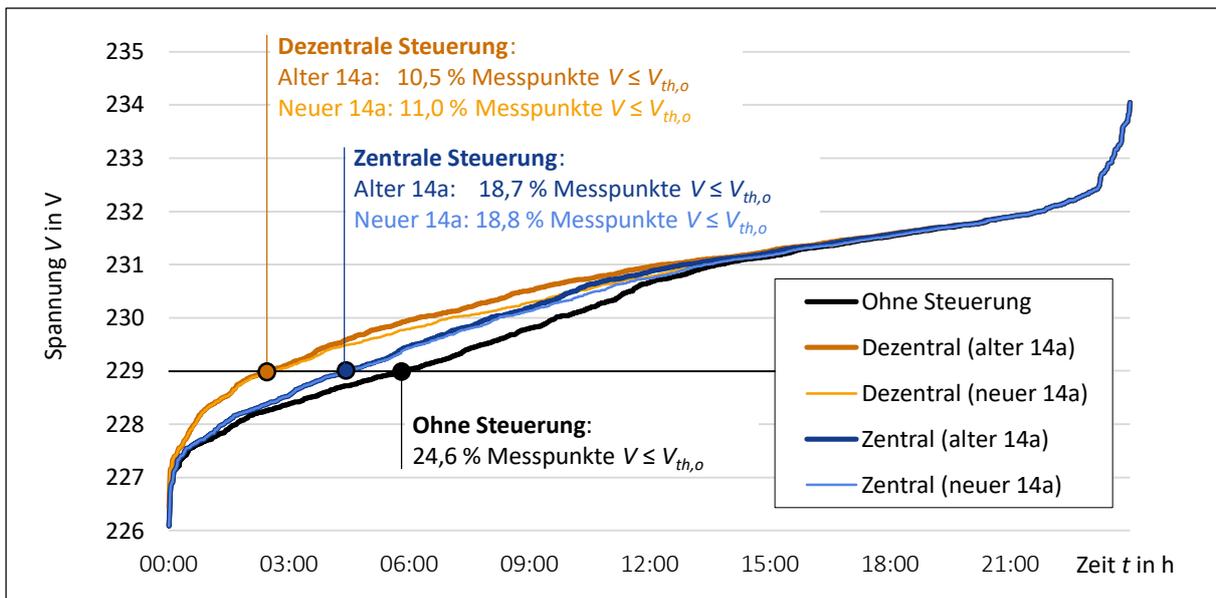


Abbildung 79. Netzorientierte Steuerung durch dezentrales und zentrales Flexibilitätsmanagement.

## Zusammenfassung - Kapitel 4

Das Kapitel 4 zeigt das Potential des strom- und spannungsbedingten Flexibilitätsmanagements sowie die Analyse der Kennzahlen zur Versorgungssicherheit im Reallabor. Die Nicht-Verfügbarkeit von flächendeckenden Messdaten in der Niederspannung schränkt die generische Aussagekraft ein. Die Versorgungssicherheit im Reallabor wird als zuverlässig eingeschätzt. Die Zuverlässigkeit nimmt mit dem Szenario aufgrund der steigenden Anzahl von Extremwetterereignissen und gleichzeitiger Einspeisung von EEG-Anlagen ab. Durch die wachsende installierte Leistung von SteuVE steigt jedoch gleichzeitig das Flexibilitätspotential, das mit Maßnahmen wie einem dezentralen spannungsbedingten Konzept genutzt werden kann. Das Potential wird jedoch durch den neuen EnWG §14a wieder minimiert. Das theoretische Flexibilitätspotential wird mit den neuen Regelungen nicht ausgeschöpft. Die Ergänzung des zentralen Steuerns um den dezentralen Ansatz bietet dem VNB ein leistungsfähiges und zuverlässige Werkzeug zur Optimierung der Versorgungssicherheit, das jedoch das theoretische Optimum nicht erreichen kann.

	Anforderung	Beschreibung	Dezentrales Konzept	Kapitel
EnWG § 11	<b>Zuverlässig</b> (Kommunikation)	Resilient gegenüber technischen Fehlerfällen	Unabhängig von Kommunikation	4.1
	<b>Leistungs-</b> <b>Fähig</b>	Effektiv, erzielt messbaren Effekt	Potentialanalyse mit Beispielen	4.4 4.5

## 5 Persistenz des dezentralen Flexibilitätsmanagements

Das dezentrale Konzept soll auch in Zukunft einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in der Niederspannung im Verteilnetz leisten. Für die Persistenz und damit die ausdauernde Langlebigkeit sind unter anderem die Übertragbarkeit sowie die Skalierbarkeit und Standardisierung wichtige Eigenschaften.

### 5.1 Übertragbarkeit des Konzepts europa- und weltweit

Das in Kapitel 3.3.1 beschriebene dezentrale Flexibilitätsmanagement-Konzept fokussiert sich vor allem auf die in der NS angeschlossenen Privathaushalte zur Steuerung deren SteuVE im Reallabor. Das Konzept wird im nächsten Schritt auf die Übertragbarkeit in weitere Anwendungsbereiche überprüft und bewertet. Die europa- und weltweite Übertragung steht dabei im Fokus. Für die Bewertung wird eine einheitliche Methode genutzt (siehe Tabelle 31). Zunächst findet eine Analyse der Datengrundlage wie den technischen Voraussetzungen oder der Netzstruktur statt. Diese wird im zweiten Schritt mittels Punktesystem und Gewichtung bewertet. Im dritten Schritt folgt eine Empfehlung, ob das dezentrale Konzept unter gewissen Voraussetzungen gewinnbringend implementiert werden kann.

Tabelle 31. Methode der Übertragbarkeit nach [105].

Kategorie	Merkmal 1	Merkmal 2	Merkmal x
Daten	1. Analyse der Datengrundlage z.B. technische Voraussetzungen, Netzstruktur		
Bewertung	2. Qualitative Bewertung der Daten für die Übertragbarkeit		
Empfehlung	3. Empfehlung der Implementierung zum dezentralen Flexibilitätsmanagement		

Neben der potenziellen Übertragbarkeit des Konzepts auf weitere Anwendungsbereiche wie EEG-Anlagen oder landwirtschaftliche Betriebe, beschreibt dieses Kapitel mögliche internationale Use Cases und gibt eine Empfehlung für den Konzepteinsatz. Flexibilitätsmanagement insbesondere in Form von Engpassmanagement findet in Europa bereits Anwendung. Abbildung 80 zeigt den Treiber (Markt oder reguliertes Netz) sowie die zeitliche Abfolge (präventiv-vorausschauend oder kurativ-reagierend) der europäischen Maßnahmen zum Engpassmanagement. Deutschland sticht in dieser Darstellung hervor, da es das einzig betrachtete Land mit der Kombination aus netzorientiert-kurativ (Gelb-Grün) ist. Die Mehrzahl der analysierten Länder setzt den marktbasierend-präventiven Ansatz an.

Ob und wie das dezentrale Flexibilitätsmanagement-Konzept in die bestehenden länderspezifischen Maßnahmen übertragen werden kann, wird anhand der beschriebenen Methode bewertet. Die Methode wird anschließend anhand der Länder Deutschland, Österreich und Schweden exemplarisch angewendet. Im ersten Schritt analysiert das nachfolgende Kapitel die Netzstrukturdaten wie Erzeugungsstruktur oder die regulatorischen Rahmenbedingungen. Als nächstes folgt die qualitative Bewertung der Daten, um im dritten Schritt eine Empfehlung auszusprechen. Die Analyse der Netzstrukturdaten ist in der Methodik der erste Schritt und wird anhand von Tabelle 32 länderspezifisch und je Unterkategorie aufgezeigt. Die Beschreibung der Ausprägung erfolgt anschließend und lehnt sich an [105] an.

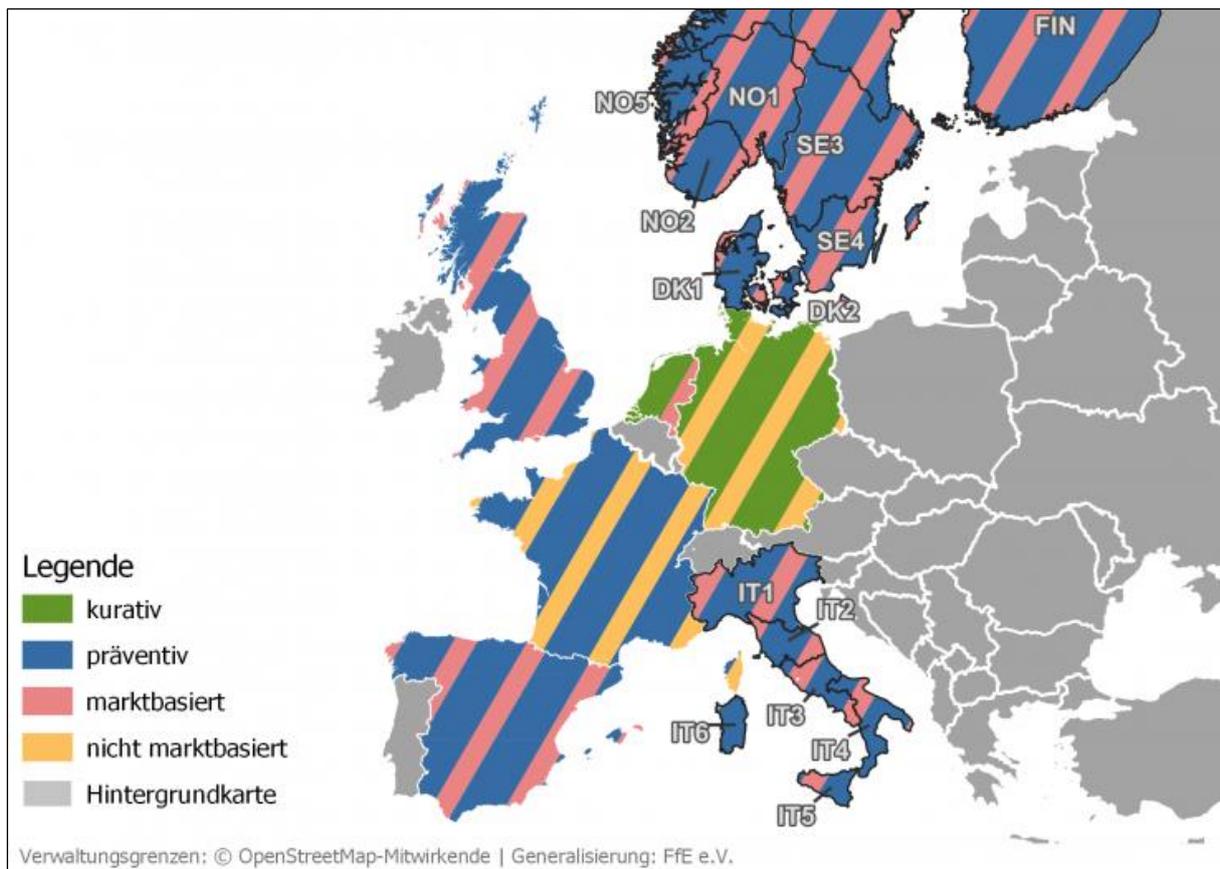


Abbildung 80. Bestehende Maßnahmen zum Engpassmanagement in europäischen Ländern [139].

**Energieerzeugung** - Die Betrachtung der nationalen Struktur der Energieerzeugung – im Gegensatz zum Energieverbrauch - schließt den Energieimport und -export aus den Nachbarländern aus, sodass es sich hierbei allein um die in diesem Land erzeugte Energiemenge handelt. Dabei wird die Erzeugung in verschiedene Bereiche wie Wind, PV oder andere beispielsweise Kohle und Gas geclustert. Wind und PV gelten durch den atmosphärischen Einfluss als volatil und schwer prognostizierbar. Wasser-, Biomasse und Atomkraftwerke speisen konstanter in das Stromnetz ein bzw. lassen sich flexibler regeln als Wind- und PV-Anlagen. Im Mittelpunkt des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts steht die lokale Spannung als Regelgröße, die unter anderem von der lokalen Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen in niedrigeren Spannungsebenen geprägt ist. Eine schwankende und kaum vorhersehbare Einspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen wie PV- und Windanlagen in das Stromnetz, kann zu einem höheren Nutzungspotenzial vorhandener SteuVE führen, indem die SteuVE die Fluktuationen ausgleichen.

Tabelle 32 zeigt den Anteil der schwankenden dezentralen Erzeugungsanlagen (PV und Wind) an der Stromerzeugung in Deutschland und der Primärenergieerzeugung von Österreich und Schweden pro Jahr. In Deutschland ist überwiegend Primärenergieverbrauch oder Stromerzeugung veröffentlicht. Die Primärenergieerzeugung schließt jedoch den Wärmesektor mit ein, der zukünftig in Teilen elektrifiziert werden soll. Aus diesem Grund wird die Primärenergieerzeugung als Bewertungsgrundlage bevorzugt, wenn sie vorhanden ist. Je höher der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, desto höher die Übertragbarkeit des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts. Deutschland ist mit einem Anteil von 45 % im Jahr 2021 noch immer sehr von der Stromerzeugung mittels fossiler Ressourcen geprägt. Im Primärenergieverbrauch beträgt der fossile Anteil in Deutschland im Jahr 2022 sogar 79 % (10 % Steinkohle, 10 % Braunkohle, 35 % Mineralöl, 24 % Gase) [140]. Österreich profitiert durch seine Topografie von der Erzeugung aus Wasserkraft (2022). Schweden dagegen bezieht seine elektrische sowie thermische Energie aus je mehr als einem Viertel von Biomasse- als auch Atomkraftanlagen (2020). Wind- und PV-Anlagen spielen in Österreich und Schweden bisher eine untergeordnete Rolle in der Erzeugungsstruktur.

Auch wenn die Erzeugungsstruktur in Österreich weniger volatil ist als in Deutschland, ist diese nicht die einzige Einflussgröße auf die Spannung als entscheidende Regelgröße des dezentralen Flexibilitätsmanagements. Abbildung 81 zeigt die einphasige Spannungsmessung des Beispieltags 11.11.2023 im österreichischen Schladming. Eine dreiphasige Spannungsmessung war aufgrund der Gegebenheiten vor Ort nicht möglich. Auch in Österreich sind trotz gleichmäßiger Erzeugungsstruktur als in Deutschland Spannungsschwankungen von mehr als  $\Delta V = 9 \text{ V}$  innerhalb eines Tages möglich. Des Weiteren zeigt die Darstellung einen einminütigen Spannungssprungs von  $\Delta V_1 = 2,6 \text{ V}$  bzw.  $\Delta V_1 = 1,1 \%$  bezogen auf  $V_n = 230 \text{ V}$ . Auf die Spannung nehmen neben den Erzeugungsanlagen auch Verbraucher Einfluss, die beispielsweise kurzzeitige Spannungssprünge durch Einschalten hervorrufen können.

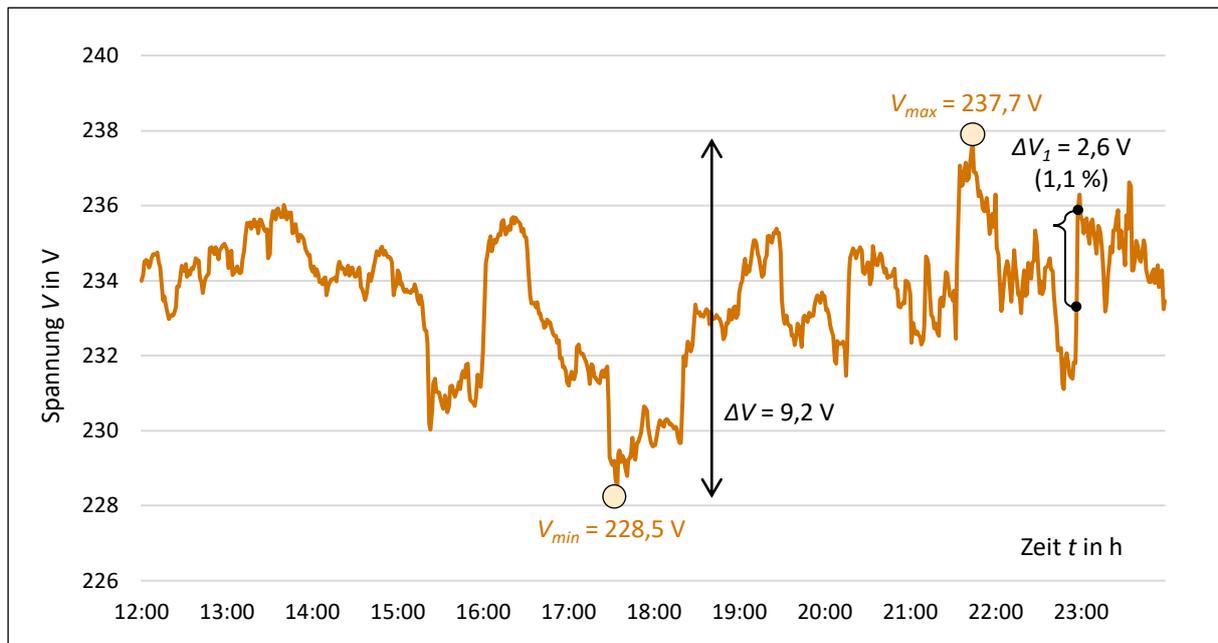


Abbildung 81. Einphasige Spannungsmessung im österreichischen Schladming am 11.11.2023.

**SteuVE** - Die Angabe der SteuVE beinhaltet den Anteil der flexiblen Lasten pro Land. Als SteuVE sind hier Elektromobile, Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen und Klimaanlage aufgelistet. Der Anteil Elektromobile ist auf die erfasste Anzahl von Automobilen für den Personentransport je Land berechnet. Beispielsweise sind in Deutschland laut [128] 1.013.000 von 48.763.000 Personenkraftwagen (2,1 %) zum Stand 01.01.2023 elektrisch betrieben. Österreich meldet Ende November 2022 ebenfalls 2,1 % Elektromobile. In Schweden sind mit 4,0 % 198.000 von 4.980.000 Personenkraftwagen zum 31.12.2022 als elektrisch gemeldet. Elektromobile haben durchschnittlich mit 11 bzw. 22 kW fast dreimal mehr installierte Leistung als Wärmepumpen oder Klimaanlage mit 4 kW. Der Anteil der Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen ist in Deutschland sowie Österreich auf die jeweilige Anzahl Haushalte (Deutschland 40,7 Mio. und Österreich 4,0 Mio.) bezogen. Die schwedische Angabe der Wärmepumpen ist mangels ausführlicher Datengrundlage auf die Gebäudeanzahl laut [141] bezogen. Zu den installierten Klimaanlage im europäischen Raum gibt es bis dato kaum öffentlich verfügbare Analysen. Da diese im neuen EnWG §14a als SteuVE gekennzeichnet sind, sind diese pro forma genannt. Je höher der Anteil flexibler Lasten insbesondere Elektromobile, desto höher die Übertragbarkeit des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts.

**Gesetze** – Die drei ausgewählten Länder sind Mitgliedsstaaten der Europäischen Union, deshalb gilt für alle die Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung der EU 2019/943. Die Verordnung hat sich unter anderem zum Ziel gesetzt, „Grundlagen für eine effiziente Verwirklichung der Ziele der Energieunion [...] durch das Aussenden von Marktsignalen für größere Effizienz und einen höheren Anteil erneuerbarer Energiequellen sowie für Versorgungssicherheit, Flexibilität, Nachhaltigkeit, Dekarbonisierung und Innovation“ [142] festzulegen. Die EU-Verordnung gibt den Rahmen vor, der in den nationalen Gesetzen individuell ausgeprägt wird. Der für das Flexibilitätsmanagement in Deutschland relevante EnWG §14a ist in Kapitel 2.1.1 ausführlich beschrieben und erlaubt eine netzorientierte Steuerung durch den VNB. Das Nachbarland Österreich orientiert sich an dessen Inhalten [143]. Des Weiteren gibt es Bestrebungen, die Kundinnen und Kunden durch Anreizmodelle des Entgeltsystems zu netzorientiertem Laden zu motivieren [144]. In Schweden ist ein direkter Steuereingriff des Netzbetreibers auf flexible Verbraucher in Privathaushalten in der NS aus Versorgungssicherheitsgründen nicht vorgesehen. Die schwedische Energiemarkt-Aufsichtsbehörde verfolgt in ihrer Verordnung (Energimarknadsinspektionens författningssamling EIFS) einen zentralen marktgetriebenen Ansatz für ein Lastmanagement, bei dem der Stromtarif stündlich variabel ist. Durch den Preisanreiz wird der Lastbezug der Haushalte in Zeiten mit niedrigeren Stromtarifen verlagert [145]. Die gesetzlichen Vorgaben definieren einen Rahmen, in dem sich technische Konzepte und mögliche dezentrale Varianten einbetten können. Je höher die staatliche Unterstützung netzorientierter Konzepte ist, desto höher ist die Übertragbarkeit.

**Steuerungstechnik** - Der Stand der Steuerungstechnik in den einzelnen Ländern kann eine kurzfristige Umsetzung eines dezentralen Lastmanagements ermöglichen oder verhindern. In Deutschland werden, wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben, heutzutage vor allem Tonfrequenzrundsteuerempfänger oder Schaltuhren eingesetzt. Das MsbG sieht einen verpflichtenden Einsatz der Steuerbox in Kombination mit dem iMS ab 2025 vor [10]. Das österreichische Konzept setzt im Jahr 2023 vor allem auf monetäre Anreize der Netznutzerinnen und Netznutzer zur Flexibilisierung. Eine flexible Steuerung der SteuVE ist bis dato nicht umgesetzt, wird jedoch angedacht [144]. In Schweden werden aufgrund der aktuell fehlenden gesetzlichen Erlaubnis der Steuerung keine Steuerungsvorgänge aufgrund der Netzsituation durchgeführt. Die schwedische Smart Meter-Infrastruktur, beispielsweise der smarte Haushaltszähler Landis+Gyr E360 [146], erlaubt bereits heute mittels analoger Schaltkontakte eine ferngesteuerte als auch dezentrale Steuerung auf Basis definierbarer Parameter. [147] Je besser der Stand der Technik für ein Flexibilitätsmanagement geeignet ist, desto höher ist die Übertragbarkeit des Konzepts.

**Soziale Faktoren** – Soziale Faktoren wie die Denkweise und Technologieaffinität der nationalen Bevölkerung können Innovationen vorantreiben oder verhindern. Der Global Innovation Index (GII) ordnet die Volkswirtschaften der Welt nach ihrer Innovationsfähigkeit und zielt darauf ab, mehrdimensionale Facetten der Innovation zu erfassen [148]. Vor allem Schweden sticht durch Platz 2 von 132 bewerteten Nationen hervor (Deutschland 10, Österreich 18). Nur wenige Volkswirtschaften haben durchweg Spitzenleistungen bei Innovationen erbracht. Lediglich die Schweiz und Schweden halten sich seit mehr als einem Jahrzehnt unter den ersten Drei des Rankings. Des Weiteren zählt das skandinavische Land zu den 10 am besten bewerteten Volkswirtschaften nach Einkommensgruppe. Je höher die Rangfolge des globalen Innovationsindex, desto höher ist die Annahme, dass das Konzept übertragbar ist.

**Bewertung** - Für die Bewertung, wie die Übertragbarkeit eines Flexibilitätsmanagement-Konzepts je Land einzuordnen ist, werden die Strukturdaten in Orange gewichtet. Das Minimum des Gewichtungsfaktors  $g$  beträgt  $g_{Min} = 1$  und das Maximum  $g_{Max} = 3$ . Die Bewertung basiert auf einer Skala von 0 bis 3 für die Strukturdaten (0 ist nicht angegeben, 1 ist niedrig bis 3 ist hoch). Der Gesetzesrahmen steht aufgrund der politischen Ziele des Landes und der Langsamkeit der Veränderungen an erster Stelle und wird deshalb mit einem Gewichtungsfaktor  $g = 3$  eingeordnet. Soziale Rahmenbedingungen können bestehende technische oder regulatorische Rahmenbedingungen kaum verändern, aber die Denkweise kann die langfristige Entwicklung beeinflussen. Da die Kategorien Erzeugung, SteuVE und die sozialen Faktoren mittels Zahlen bewertet sind, erfolgt die Bewertung anhand Tabelle 33 quantitativ. Der Gesetzesrahmen und der Stand der Technik zum aktuellen Zeitpunkt sowie perspektivisch werden qualitativ in den Abstufungen nicht, wenig, mittel und hoch bewertet.

Tabelle 32. Bewertung der Übertragbarkeit auf Deutschland, Österreich und Schweden nach [105].

Kategorie		Deutschland	Österreich	Schweden
Strukturdaten	Energieerzeugung [127] [149] [150]			
	SteuVE [128] [131] [151] [152] [153] [141]			
	Gesetze [4] [143] [145]	Netzorientierte Steuerung (EnWG §14a)	Netzorientierte Steuerung in Anlehnung an EnWG §14a (SNE-VO §3)	Keine netzorientierte Steuerung, stündlich variabler Stromtarif (EIFS 2022:1)
	Steuerungstechnik NS [10] [144] [146]	<u>Aktuell:</u> Tonfrequenzrundsteuerung oder Schaltuhren  <u>Geplant:</u> iMS und Steuerboxen	<u>Aktuell:</u> Keine flexible Steuerung durch den VNB  <u>Geplant:</u> Netzorientiertes Flexibilitätsmanagement	<u>Aktuell:</u> Internationaler Smart Meter  <u>Geplant:</u> Internationaler Smart Meter
	Soziale Faktoren [148]	Global Innovation Index (GII) <b>10</b> von 132	GII <b>18</b> von 132	GII <b>2</b> von 132
Bewertung	Erzeugung	$g = 2$	Punkte $p = 3$	$p = 1$
	SteuVE	$g = 2$	$p = 1$	$p = 2$
	Gesetze	$g = 3$	$p = 3$	$p = 2$
	Technik	$g = 2$	$p = 2$	$p = 2$
	Sozial	$g = 1$	$p = 2$	$p = 1$
	Ergebnis	<b>Hoch</b> (23 von 30)		<b>Mittel</b> (15 von 30)
Empfehlung	Für <u>Deutschland</u> ist die Übertragbarkeit aufgrund der Erzeugung aus volatilen dezentralen Erzeugungsanlagen und des regulatorischen Rahmens als hoch bewertet.		In <u>Österreich</u> ist durch die wenig volatile Erzeugung und den niedrigeren GII die Übertragbarkeit mittel bewertet.	Für <u>Schweden</u> ist die Übertragbarkeit aufgrund der hohen Zahl an Wärmepumpen, der Technik und des sozialen Rahmens als hoch bewertet.

Tabelle 33. Bewertungsrahmen der Übertragbarkeit.

Punkte p	0	1	2	3
Erzeugung	0 – 5 %	6 – 15 %	16 – 30 %	31 – 100%
SteuVE	0 – 5 %	6 – 15 %	16 – 30 %	31 – 100%
Gesetze	Nicht	Wenig	Mittel	Hoch
Technik	Nicht	Wenig	Mittel	Hoch
Sozial	31 - 132	16 – 30	6 – 15	0 – 5

Das Ergebnis der Übertragbarkeit ist die Summe der multiplizierten ausgewerteten Strukturdaten und des Gewichtungsfaktors. Am Beispiel Deutschland ergibt sich die Ergebnissumme 23 ( $3 \cdot 2 + 1 \cdot 2 + 3 \cdot 3 + 2 \cdot 2 + 2 \cdot 1$ ). Der Maximalwert beträgt 30 ( $(2 + 2 + 3 + 2 + 1) \cdot 3$ ). 0 – 5 ist sehr niedrig, 6 – 12 ist niedrig, 13 – 18 ist mittel, 19 – 24 ist hoch, 25 – 30 ist sehr hoch.

**Empfehlung** - Deutschland verfügt über einen hohen Anteil fluktuierender dezentraler Erzeugungsanlagen und einen netzfreundlichen Regulierungsrahmen. Die Implementierung eines Lastmanagementkonzepts wird empfohlen. Österreich verfügt über rund 350.000 installierte Wärmepumpen und hat damit mit 8,5 % eine hohe Quote im Vergleich zu Deutschland [149]. In Deutschland gibt es bereits einen rechtlichen Rahmen zur Lastverlagerung je nach Netzsituation, Österreich arbeitet derzeit an Anreizmodellen. Da die Erzeugung wenig volatil ist und der rechtliche Rahmen noch in Bearbeitung ist, wird die Übertragbarkeit als mittel bewertet. Schweden hat einen höheren Anteil an vorhersehbarer Erzeugung, daher ist die Prognose der Erzeugung einfacher als in Deutschland. Das Land hat weltweit einen der höchsten Anteile an Wärmepumpen pro Haushalt. Schweden setzt auf preisgesteuerte Modelle. Die Übertragbarkeit wird, wie in Deutschland, hoch bewertet.

Nicht nur innerhalb der Europäischen Union ist der Einsatz eines dezentralen Flexibilitätsmanagements möglich. Wie in [105] beschrieben kann beispielsweise in Indien das Konzept zur Versorgungssicherheit beitragen. Dabei spielen nicht nur die SteuVE wie Elektromobil, Wärmepumpe und Speicherheizung eine Rolle. In Indien können Verbraucher wie Anlagen zur Raumkühlung oder elektrische Wasserpumpen in Betracht gezogen werden. Die Übertragbarkeit ist somit weltweit möglich. Das Konzept kann in weitere Anwendungsbereiche übertragen werden. Neben verschiedenen Ländern sind drei weitere mögliche Anwendungsbereiche, wie in Abbildung 82 dargestellt, identifiziert. Die Übertragbarkeit auf EEG-Anlagen und Speicher sowie Gewerbe und Landwirtschaft wie Viehtrieb und auf höhere Spannungsebenen werden im wissenschaftlichen Nachfolgeprojekt FLAIR<sup>live</sup> genauer betrachtet.

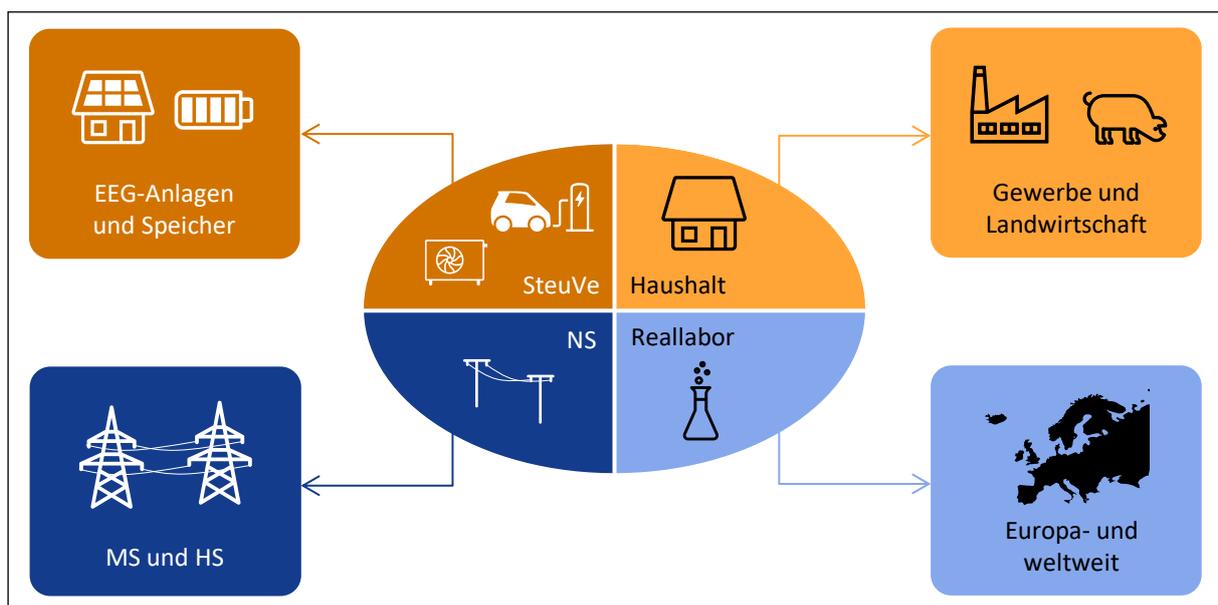


Abbildung 82. Übertragbarkeit von Flexibilitätsmanagement auf weitere Anwendungsbereiche.

## 5.2 Zukünftige Weiterentwicklung des dezentralen Konzepts

Modularität und Skalierbarkeit – Ein modulares Konzept ist aus mehreren Modulen aufgebaut, die ohne Zerstörung des Gesamtsystems ausgetauscht werden können. Das dezentrale Konzept ist modular aufgebaut, in dem die Module je nach Bedarf ersetzt werden können. Abbildung 83 zeigt auf der linken Seite in Orange eine Auswahl möglicher Gehäusekomponenten, in die der Algorithmus als Kern des dezentralen Konzepts implementiert werden kann. Das Gehäuse kann zum einen die Steuerbox, ein SMGW oder ein internationaler Smart Meter mit integrierter Kommunikationseinheit sein. Das Konzept lässt zudem eine Variation der verwendeten Parameter zu. Diese wurde bereits im Laufe des Reallabors durch die Novellierung des EnWG §14a adaptiert (siehe Kapitel 3.3.1). Des Weiteren können neben dem Gehäuse und den Parametern auch die integrierten sowie externen Zusatzkomponenten wie der Basiszähler, die externe Messung oder das Kommunikationsmodul variiert werden. Eine Messung entweder mithilfe einer separaten Messung oder durch das Abrufen der Messdaten eines Basiszählers oder Smart Meters ist obligatorisch. Die Variation und Kombination der Komponenten mittels (standardisierter) Schnittstellen, ergibt die Modularität. Durch das Hinzufügen neuer Module ergibt sich daraus die Skalierbarkeit des Konzepts. Der dezentrale Ansatz kann somit seine Systemstruktur vergrößern und öffnet sich für zukünftige Module sowie Funktionen.

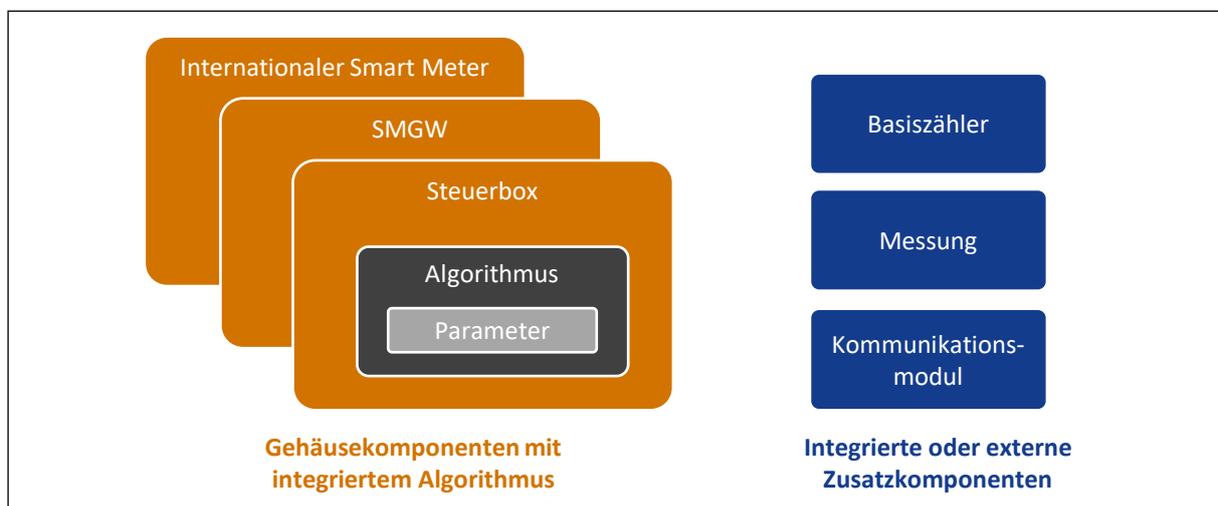


Abbildung 83. Modularer Aufbau des dezentralen Konzepts.

Aufgrund der überwiegenden Anzahl SteuVE mit analogen Schnittstellen wird für Deutschland im Mai 2024 eine Steuerbox als Gehäusekomponente gewählt, da das SMGW keinen Platz für die Integration analoger Schnittstellen zulässt (siehe Abbildung 84). Der internationale Zähler entspricht nicht den aktuellen Anforderungen des MsbG zur Steuerung über das SMGW als sichere Kommunikationseinheit gemäß Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) [154].

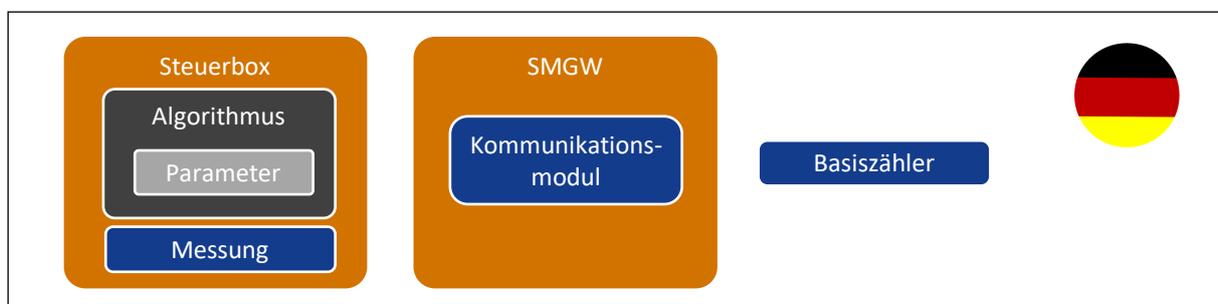


Abbildung 84. Integration des dezentralen Algorithmus in die Steuerbox in Deutschland.

Sobald der SteuVE-Bestand und Neuanlagen auch digitale Schnittstellen wie EEBUS unterstützen, ist die Steuerbox als separate Hardware obsolet, wie in Abbildung 85 dargestellt. Deren Steuerfunktionen sollen perspektivisch im SMGW abgebildet werden, sodass die Steuerbox eingespart werden kann.



Abbildung 85. Integration des dezentralen Algorithmus in das SMGW in Deutschland im Jahr 2030.

Die Modularität bietet zudem die Möglichkeit, dass der Ansatz in den internationalen Kontext und damit auf andere regulatorische und technische Rahmenbedingungen angepasst werden kann. Als Beispiel für einen internationalen Einsatz zeigt Abbildung 86 Schweden. Das skandinavische Land befindet sich derzeit in seinem zweiten Rollout der neuen Generation von Smart Metern, bei denen sowohl Messeinrichtung, Kommunikationsmodule und Steuereinheit in einer Hardwarekomponente vereint ist. Ein verwendet Smart Meter Typ (Landis+Gyr E360) beinhaltet bereits eine Art Steuerungsgrundfunktion. Die Kombinationen aus Hardware- und Zusatzkomponenten sind zahlreich und können je nach Anforderungen durch den modularen Aufbau adaptiert werden.

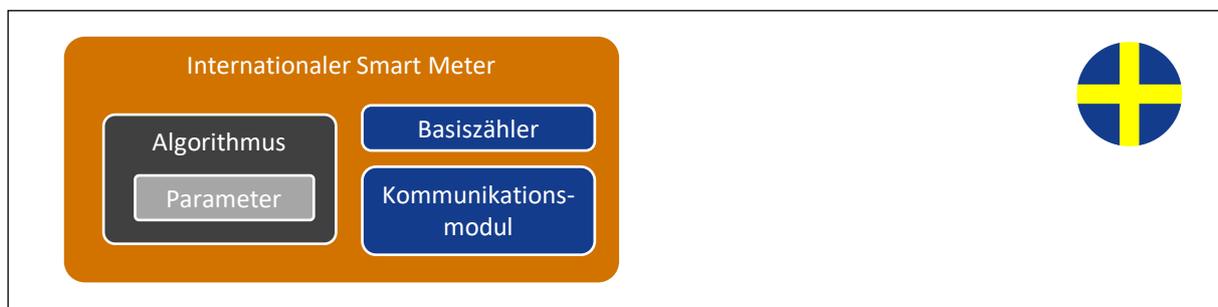


Abbildung 86. Integration des dezentralen Algorithmus in den schwedischen Smart Meter.

**Standardisierung** – Ein weiterer Vorteil der Modularität ist neben der Skalierbarkeit auch die Standardisierung im nationalen als auch internationalen Kontext. Eine in Deutschland normgebende Institution ist der VDE FNN und dessen Anwendungsregeln sowie Hinweise. Das FNN-Lastenheft zur Steuerbox ist eine bereits mehrfach genannte Spezifikation, die deutschlandweit, aber auch europaweit Bekanntheit erlangt hat. Hierin werden nicht nur die Schnittstellen und das Gehäuse der Steuerbox definiert, sondern auch deren Funktionalität. Darunter fallen beispielsweise priorisierte Steuerungsfunktionen. Tabelle 34 zeigt die Aufzählung aus dem FNN-Lastenheft Steuerbox (Version 1.3) mit der autarken Logik als Rückfallebene zum zentralen Schaltbefehl des externen Marktteilnehmers (EMT). [12] Der am niedrigsten priorisierte Fahrplan ist die System-Reserve, die dann aktiv wird, wenn alle anderen Programme inaktiv sind. Die dezentrale Logik reiht sich zwischen Reserve und den EMT-Programmen ein, die entweder als Wischerbefehl einmalig oder zyklisch durchgeführt werden können. Die Befehle des VNB sind denen des externen Marktteilnehmers übergeordnet und teilen sich ebenfalls in zyklische und einmalige Schalthandlungen auf. Der Notbefehl des VNB übersteuert alle bestehenden Programme und besitzt mit 250 die höchstmögliche Priorität.

Tabelle 34. Steuerungsfunktionen nach FNN-Lastenheft mit autarker Logik ergänzt nach [12].

Rolle	Steuerungsfunktion	Priorität	Beschreibung
System	Reserve	10	Nur wenn keine andere Funktion aktiv
	<b>Autarke Logik (Neu)</b>	z.B. 15	z.B. dezentraler FLAIR-Algorithmus
EMT	Schaltprogramm	20	Zyklisches Programm z.B. für Feiertage
	Wischerbefehl	30	Keine zyklische Ausführung
	Direktbefehl	50	Übersteuert niedriger priorisierten Befehle zyklisch
System	Softstart	110	Softstart-Funktion bei Netzwiederkehr (optional)
VNB	Wischerbefehl	130	Keine zyklische Ausführung
	Direktbefehl	150	Übersteuert niedriger priorisierten Befehle zyklisch
System	Kommunikationsausfall	220	Tritt nach einer parametrisierten Zeitdauer ein
VNB	Notbefehl	250	Befehl mit höchster Priorität

Neben der Priorisierung ist im Lastenheft beschrieben, wie die Steuerungsfunktionen reagieren und welche Muss-Anforderungen an diese gestellt werden. Für die dezentrale Logik können diese Anforderungen beispielsweise so lauten:

- Die dezentrale Logik muss unabhängig von einer externen Kommunikation funktionieren.
- Die dezentrale Logik muss auf Basis von aktuellen (und lokal) Messwerten reagieren.
- Die dezentrale Logik muss den aktuellen Messwert mit einem Schwellwert vergleichen und dar-aus die Schalthandlung ableiten.
- Die dezentrale Logik muss dem zentralen EMT-Befehl untergeordnet sein (Priorität < 20).

Mithilfe der Priorisierungsliste in Tabelle 34 und den Anforderungen kann die autarke Logik in eine zukünftige Version des FNN-Lastenhefts zur Steuerbox integriert werden. Die finale Entscheidung über eine Integration und wie diese im Detail ausgeprägt sind wird, entscheidet das Gremium aus den führenden Fachexperten der Branche. Des Weiteren kann die dezentrale Logik als resiliente Rückfallebene zum zentralen Steuerbefehl in die Umsetzungsempfehlungen des EnWG §14a-Beschlusses der Netzbetreiber zum 01.10.2024 integriert werden.

Kundenmotivation und -akzeptanz – Im Kapitel 3.1 sind insbesondere die Anforderungen eines VNB an das dezentrale Konzept beschrieben. Die Anforderungen der Kundinnen und Kunden als zweiter wichtiger Stakeholder dürfen nicht außerachtgelassen werden. Exemplarisch sind zwei Kundentypen auf Basis der Erfahrungswerte aus dem Reallabor und deren Ziele als auch Motivation in Abbildung 87 dargestellt. Der orange Typ wünscht sich digitale und smarte Anwendungen für den Privathaushalt mithilfe derer er den Eigenverbrauch der PV-Anlage steigern kann und somit eine möglichst unabhängige Energieversorgung vom allgemeinen Verteilnetz erzielen kann. Die Kundin oder der Kunde möchte durch die Reallabor-Teilnahme neue Technologien testen sowie Wissen über das eigene Verbraucherverhalten erlangen. Die Eigenverbrauchsoptimierung kann zudem zum Einsparen von Stromkosten aus dem Verteilnetz führen. Der blaue Typ wünscht sich eine sichere und zuverlässige Energieversorgung, um die er sich nicht kümmern muss und möglichst keine Einschränkungen für den Alltag nach sich zieht. Die blaue Kundin oder Kunde sieht in der Teilnahme einen Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende und sieht den Gemeinschaftsaspekt durch die Realisierung des Reallabors in der Gemeinde. Hierfür ist vor allem die persönliche Akquise fördernd.

Die Regelung zum EnWG §14a vor 2024 erlaubte je nach vertraglicher Vereinbarung des VNB eine Sperrung der SteuVE von bis zu sechs Stunden täglich frei wählbar. Dabei dürfen dreimal zwei Stunden am Stück gesperrt werden. Dieses Vertragskonstrukt erlaubt eine Eigenverbrauchsoptimierung des Haushalts, da zu Zeiten niedriger Spannung die SteuVE gesperrt ist. Andersherum ist die SteuVE dann freigegeben, wenn die PV-Anlage durch Einspeisung zu tendenziell höherer Spannung führt. In diesem

Fall wird eine Steuerung durchgeführt, obwohl kein direkter Engpass beispielsweise in einer Spannungsbandunterschreitung vorliegt. Dieser bestehende Mehrwert für Kund:in und VNB wird durch den neuen Beschluss des Gesetzes nicht mehr realisierbar, da der Steuerungsgrund allein eine Gefährdung des Netzbetriebs darstellt. Dies kann zu einer Absenkung der bestehenden Akzeptanz des Flexibilitätsmanagements führen.

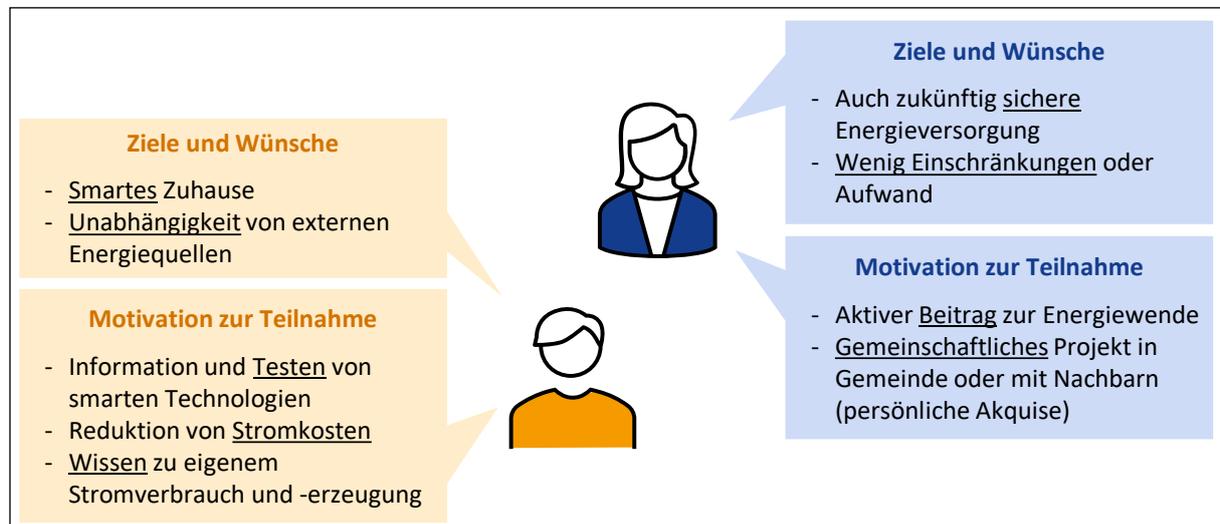


Abbildung 87. Kundenziele und -wünsche im Reallabor.

Auch wenn das neue EnWG §14a vom 27.11.2023 eine verpflichtende Teilnahme aller Anlagenbetreiber von SteuVE festlegt, nimmt die Kundenakzeptanz eine wichtige Rolle im netzorientierten Steuern ein. Nur wenn die Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher den Mehrwert des Gesetzes für die Allgemeinheit erkennen, hat die gesetzliche Regelung dauerhafte Akzeptanz. Um die Meinung der Reallabor-Teilnehmerinnen und -Teilnehmer abzufragen, wurde im März 2023 ein Fragebogen an diese versendet. Das Ausfüllen und Zurücksenden des Bogens per E-Mail oder Post wurde mit einer geringfügigen monetären Aufwandsentschädigung ausgeglichen. Es wurden Fragebögen an alle 62 Teilnehmerinnen und Teilnehmer im Netzgebiet von LVN gesandt. Die Fragen entstanden zusammen mit dem Lehrstuhl für Wirtschaftswissenschaften insbesondere Energieökonomik der RWTH Aachen. 34 von 62 Bögen wurden ausgefüllt zurückgesandt, was einer Teilnahmequote von 55 % entspricht. Der Bogen wurde für eine Antwortzeit von ca. 15 Minuten konzipiert und beginnt zunächst mit demographischen Fragen wie dem Altersbereich, der Anzahl Personen im Haushalt und der Erwerbssituation. Die Zusammensetzung der Reallabor-Teilnehmerinnen und -Teilnehmer findet sich in Abbildung 88 wieder. Sieben der 34 Teilnehmerinnen und Teilnehmer sind weiblich. Dabei geben 62 % der gesamten Anzahl an, zwischen 40 und 59 Jahren zu sein. Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer, die die Fragen beantwortet haben, sind somit überwiegend männlich in mittlerem Alter.

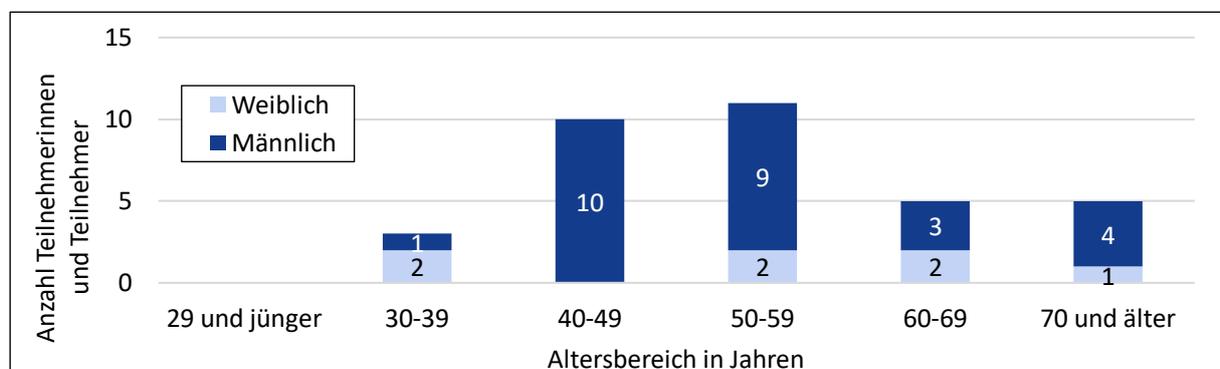


Abbildung 88. Analyse des Altersbereichs der Teilnehmerinnen und Teilnehmer mittels Fragebogen.

Im zweiten Abschnitt der Umfrage folgen die Fragen zur netzorientierten Steuerung und der Wahrnehmung der Steuereingriffe des VNB für den Haushalt. Aus Sicht der Kundinnen und Kunden greift im dezentralen Konzept der VNB ein, auch wenn es korrekterweise der dezentrale Algorithmus im Auftrag des VNB ist. In einer Frage werden die Teilnehmerinnen und Teilnehmer nach dem Grad der Zustimmung befragt, welchen Typ SteuVE sie vom Netzbetreiber steuern lassen würden. Dabei wird zwischen den SteuVE-Arten Wärmepumpe, Elektromobil, Speicherheizung und Klimaanlage unterschieden. Der Zustimmungsgrad beginnt bei keiner Zustimmung (1) über einer neutralen Position (3) bis hin zu voller Zustimmung (5). Abbildung 89 zeigt die Frage als Ausschnitt des Fragebogens für die Teilnehmerinnen und Teilnehmer. Die gesetzten Häkchen entsprechen einer realen Antwort aus dem Reallabor. Dabei wird das Elektromobil mit am wenigsten Zustimmung zur Steuerung bewertet (3 von 5). Die Klimaanlage findet in diesem Beispiel die volle Zustimmung zum netzorientierten Steuern durch den VNB. Dieses Bild spiegelt sich überwiegend in der statistischen Analyse der Gesamtheit der 34 Reallabor-Befragten wider (siehe Abbildung 90). Die Steuerung des Elektromobils zeigt den niedrigsten Mittelwert mit 3,0 gefolgt von elektrischen Speicherheizungen und Klimaanlagen mit jeweils 3,5. Die höchste Zustimmung mit 3,7 zeigen die Wärmepumpen.

SP02 Wie sehr stimmen Sie den folgenden Aussagen zu?

Ich stimme ... zu.	nicht	eher nicht	neutral	eher	voll
Ich würde den Stromnetzbetreiber den Verbrauch meiner <b>Wärmepumpe</b> (wenn ich eine hätte) steuern lassen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ich würde den Stromnetzbetreiber den Ladevorgang meines <b>Elektroautos</b> (wenn ich eines hätte) steuern lassen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ich würde den Stromnetzbetreiber den Verbrauch meiner <b>elektrische Speicherheizung</b> (wenn ich eine hätte) steuern lassen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ich würde den Stromnetzbetreiber den Verbrauch meiner <b>Klimaanlage</b> (wenn ich eine hätte) steuern lassen.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Abbildung 89. Exemplarisch ausgefüllter Ausschnitt des Fragebogens zum dezentralen Konzept.

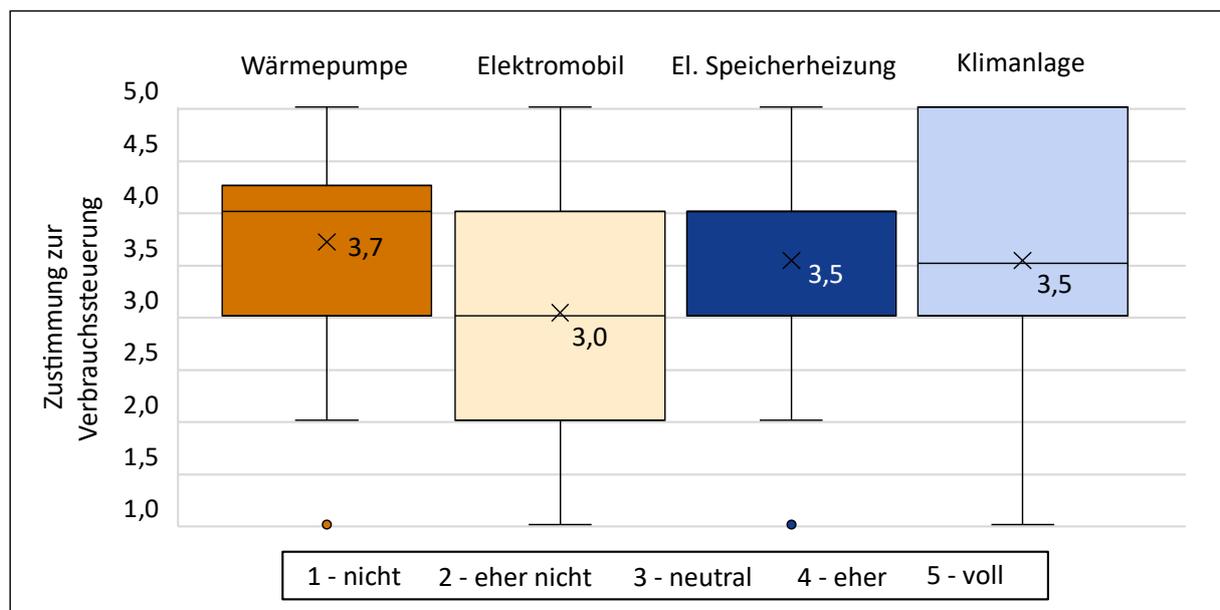


Abbildung 90. Steuerung des Elektromobils durch VNB als unbeliebteste SteuVE-Art.

Neben dem Umfragebogen zur Ermittlung der Kundenakzeptanz des dezentralem Flexibilitätsmanagement-Konzepts wurden im Vorfeld und während der Montage zahlreiche persönliche Kundengespräche geführt. Dabei traten vor allem Fragen zur Aufwandsentschädigung des Reallabors, der Dauer der Sperrvorgänge durch die Steuerbox und eine Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit der eigenen PV-Anlage auf. Ein für die Teilnehmerinnen und Teilnehmer empfundener wirtschaftlicher Mehrwert kann somit zu einer erhöhten Akzeptanz führen. Die Ausprägungen von Akzeptanz sind jedoch deutlich vielschichtiger und sehr individuell, sodass hier keine psychologische Analyse erfolgt.

Finanzierung – Die Bundesnetzagentur reguliert unter anderem den Betrieb des Energieversorgungsnetzes. Damit werden auch Aufgaben der zuständigen VNB für den Netzbetrieb größtenteils reguliert. Der Netzbetrieb ist neben der Post oder der Telekommunikation eines von vier Aufgabenbereichen der Bundesnetzagentur. Im Energiesektor zählt darunter vor allem die Regelung der Netzentgelte für die Kundinnen und Kunden. Zum einen soll der Umbau des Energiesystems und der notwendige Netzausbau möglich gemacht werden. Zum anderen soll die finanzielle Belastung für die Kundinnen und Kunden nicht zu hoch werden. [155] Die Investitionen in den Neubau, Umbau und Instandhaltung von Betriebsmitteln eines Verteilnetzbetreibers sind durch die Bundesnetzagentur gedeckelt. Die Gesamtheit dieser Betriebsmittel wird als „Regulated Asset Base“ bezeichnet. Auch für das iMS gibt es im MsbG gesetzlich vorgeschriebene Kosten. Die Preisobergrenze, die an die Kundinnen und Kunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000-10.000 kWh weiterverrechnet werden darf, beträgt 20 € pro Jahr zum Stand Dezember 2023. Für Verbraucherinnen und Verbraucher mit einer SteuVE darf die Preisobergrenze für das iMS 50 € jährlich betragen. Hier ist die Kostenverteilung für Steuerboxen noch nicht mit aufgeführt. Es ist denkbar, dass es in einer ähnlichen Form abgerechnet wird. [156]

## Zusammenfassung - Kapitel 5

Das Kapitel 5 zeigt auf, dass das Flexibilitätsmanagement in andere Anwendungsbereiche wie im internationalen Kontext übertragen werden kann. Je nach technischem und regulatorischem Rahmen des Landes, variiert die Höhe des Potentials. Durch ihren modularen Aufbau ist die Logik adaptierbar und skalierbar, sodass das Grundkonzept perspektivisch in den deutschlandweiten Standard aufgenommen werden kann. Die Kundenakzeptanz nimmt von der freiwilligen hin zu einer verpflichtenden Teilnahme am Flexibilitätsmanagement und einer geringeren Eigenverbrauchsoptimierung tendenziell ab.

Anforderung		Beschreibung	Dezentrales Konzept	Kapitel
Weitere Ziele	Standardisiert	Standardprägend	Gestaltung des FNN-Lastenhefts	5.2
	Modular	Übertragbar, adaptierbar, skalierbar	Übertragbarkeit auf internationale VNB und weitere Anwendungen	5.1 5.2

## 6 Diskussion und Schlussfolgerung

Die Bezeichnung „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ (GNDEW) des im Mai 2023 beschlossenen Gesetzes symbolisiert die Herausforderungen, die es bisher mit sich gebracht hat und die auch in Zukunft noch bestehen. Bereits die Länge des Namens spiegelt die Komplexität und Langwierigkeit wider, die dessen Umsetzung in der Praxis nach sich zieht.

Gesetz - Das Gesetz, insbesondere der EnWG §14a, steht im ersten Schritt für eine Verpflichtung der Teilnahme aller beteiligten Stakeholder. Der Paragraph wurde am 27.11.2023 veröffentlicht und trat zum 01.01.2024 in Kraft. Die Umsetzungsdauer mit 35 Tagen ist für die Anpassung zahlreicher bestehender energiewirtschaftlicher Prozesse kurz. Eine fehlerhafte Umsetzung kann beispielsweise zu einer mangelhaften Abrechnung vieler Netzkunden führen. Des Weiteren ist eine zielgruppenspezifische Kommunikation mit den betroffenen Kundinnen und Kunden in dieser Zeitspanne kaum umsetzbar. Das hat zur Folge, dass Beschwerden eingehen, was zu einer sinkenden Kundenakzeptanz führt.

Neustart - Der Neustart im GNDEW lässt im ersten Gedanken einen positiven Rückschluss ziehen. Der Neustart ist jedoch deshalb notwendig, weil seit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) aus dem Jahr 2016 und damit seit mehr als sieben Jahren ein Rollout von Smart Metern in Kombination mit SMGW angestrebt wird. Abbildung 91 zeigt das bisherige Resultat. Europaweit ist Deutschland eines der Schlusslichter. Es gibt mehrere Ursachen für den langsamen Rollout. Erst im Jahr 2020 zertifizierte das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) iMS von drei unabhängigen Herstellern. Im März 2021 wurde die Zertifizierung in einem Urteil des Oberverwaltungsgerichts Nordrhein-Westfalen für ungültig erklärt. Im Juli 2021 wurde per Gesetzesänderung im MsbG eine Bestandsschutzregelung für vormals zertifizierte Geräte erlassen. [157] Seit dem Jahr 2023 nimmt der iMS-Rollout langsam Fahrt auf, sodass der Neustart beginnen kann.

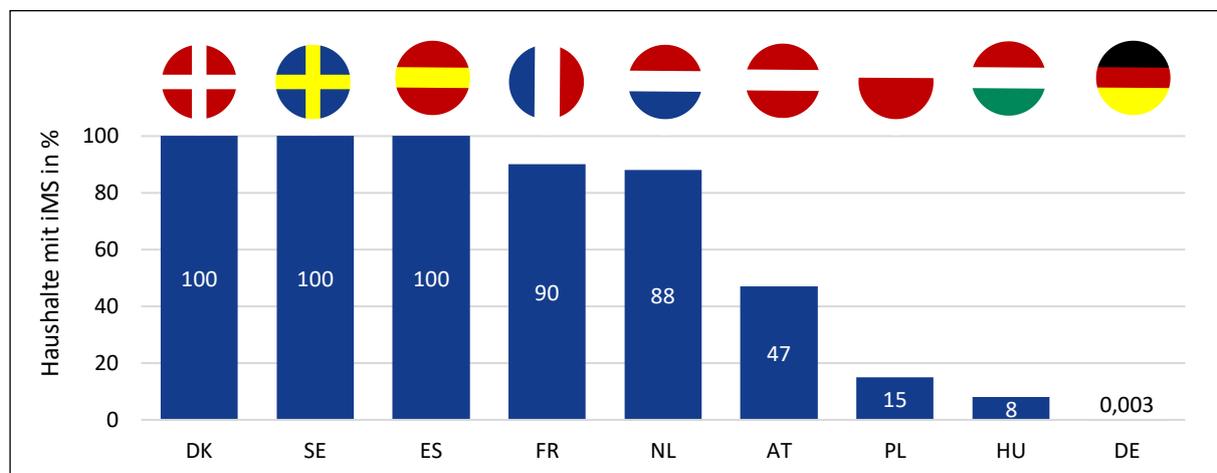


Abbildung 91. Haushalte mit iMS in Europa nach [157].

Digitalisierung - Die Digitalisierung ist eines der Schlagworte des 21. Jahrhunderts. Diese soll die Wertschöpfungskette der Energiebranche vervielfachen und dem Kunden unzählige Optionen öffnen. Ein wichtiger Bestandteil der Digitalisierung ist jedoch die Kommunikationstechnologie. Die vorangegangenen Kapitel beschäftigen sich ausführlich mit der im Reallabor nachgewiesenen Unzuverlässigkeit der Kommunikationsanbindung in der Fläche. Bisher wurde diese als nahezu 100 % gegeben vorausgesetzt [98], die in der Praxis jedoch nicht nachgewiesen werden kann. Das ist ein weiterer Aspekt für langjährige Versäumnisse in der deutschen strategischen Infrastrukturentwicklung.

Energiewende - Im letzten Begriff des GNDWE ist das Ziel verankert, die Energiewende. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) beschreibt als Ziel der Energiewende eine nachhaltige Energieversorgung, die durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und mittels Energieeffizienz fossile Energieträger sowie Kohlendioxid-Äquivalente einspart. Das Erreichen der Energieziele ist der Grund für zahlreiche Gesetze wie dem EEG oder EnWG, um nachfolgenden Generationen eine nachhaltige und sichere Perspektive zu bieten. Der Kern des GNDWE ist somit als gesellschaftlich und volkswirtschaftlich sehr positiv zu bewerten. Mehr als 180 Hochschulen und 120 außeruniversitäre Forschungseinrichtungen treiben die Forschung zur Konzeptionierung und konkreten Umsetzung der Energiewende voran. [158]

Das in Kapitel 3.3 beschriebene und umgesetzte Konzept kann alleinstehend nicht alle Bedingungen des EnWG §14a erfüllen. Die Alternative zu einem einfach umsetzbaren Ansatz ist jedoch ein komplexes System wie das des FNN nach Kapitel 2.4.2, das jahrelang konzipiert sowie diskutiert wird. Es besteht die Gefahr, dass dieses verzögert in der Praxis umgesetzt werden kann, weil zu viele Abhängigkeiten bestehen (siehe SMGW-Rollout in Abbildung 91). Wenn es nicht zu einem zweiten Neustart für die Energiewende kommen soll, sollte aus den Verzögerungen des SMGW-Rollouts Lehren gezogen werden. Eine Kombination aus dem zentralen mit dem dezentralen Ansatz vereint deren Vorteile und minimiert die Nachteile. Nicht nur der hier beschriebene Ansatz ist ein Beispiel für ein praxistaugliches Konzept. Die deutsche Forschungslandschaft zeigt zahlreiche Konzepte, die einen großen Mehrwert für die Energiewende und die Versorgungssicherheit in der Praxis leisten können (siehe Kapitel 2.4.2).

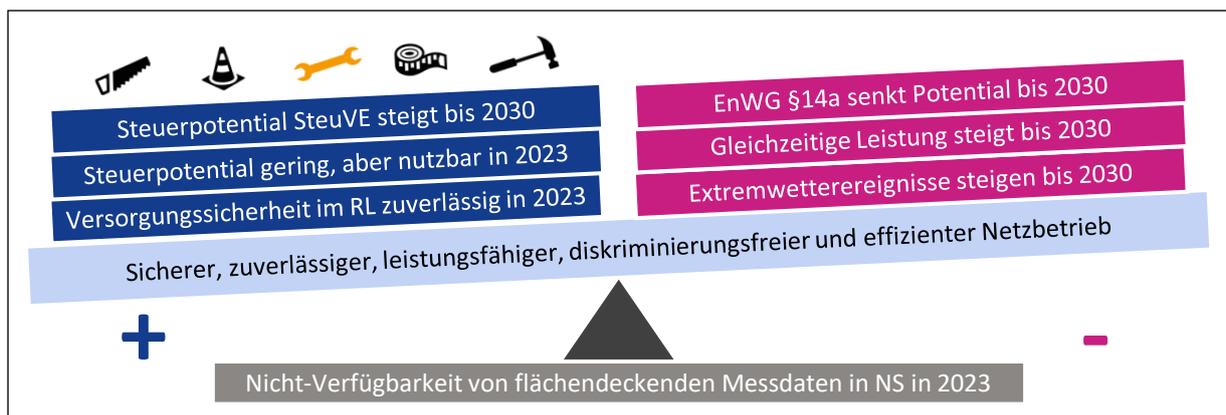


Abbildung 92. Waage des zuverlässigen Netzbetriebs durch dezentrales Konzept im Positiven.

Die vorangegangenen Analysen in Kapitel 4.2 zeigen, dass die Versorgungssicherheit im Verteilnetz im Reallabor (RL)-Netzgebiet im Jahr 2023 als zuverlässig bewertet werden kann. Dabei ist die Datengrundlage als Bewertungsbasis für das gesamte Verteilnetz in Deutschland nicht ausreichend, um eine allgemeingültige Aussage treffen zu können (siehe Kapitel 4.4). Das Steuerpotential auf Basis von Echtzeit-Messdaten wie der Spannung ist derzeit noch gering, da die Steuerbox-Technologie noch nicht flächendeckend im Einsatz ist und lediglich konventionelle Schaltuhren oder Tonfrequenzrundsteuerung dem VNB zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 2.4.1). Das theoretisch technisch vorhandene Steuerungspotential nimmt mit den SteuVE-Zuwachsplänen der Bundesregierung bis 2030 um nahezu das Doppelte zu. Dieses wird jedoch nach Kapitel 4.3 nicht vollständig netzorientiert genutzt werden können. Gegenüber den positiven Aspekten für einen zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetrieb stehen, wie in Abbildung 92 dargestellt, negative Einflussfaktoren. Das Szenario zeigt, dass mit der Temperaturerhöhung bis 2030 die Anzahl der Extremwetterereignisse steigen wird und somit eine erhöhte Bedrohung für die Versorgungssicherheit darstellen. Mit den Ausbauzielen steigt zudem der gleichzeitige Bezug und Einspeisung durch ungesteuerte SteuVE sowie EEG-Anlagen. Weiter minimiert der neue EnWG §14a das Steuerpotential von 61 % auf 51 %, da der VNB nur noch auf 4,2 kW Dimmen statt Sperren darf. Die Waage in Abbildung 92 wäre somit ohne Werkzeuge durch positive und negative Aspekte auf den Netzbetrieb ausgewogen. Um die Hauptaufgabe als VNB erfüllen zu können, steht den

VNB ein Werkzeugkasten zur Verfügung, der zur Zuverlässigkeit beiträgt und damit die Versorgungssicherheit positiv unterstützen kann. Eines dieser Werkzeuge ist ein dezentrales Flexibilitätsmanagement, das in Kombination mit einem zentralen Ansatz das vorhandene Potential effektiv nutzen kann. Die in der Einleitung aufgeführten Fragen zum Werkzeug „Flexibilitätsmanagement“ werden in Tabelle 35 zusammenfassend beantwortet. Dabei werden die grauen Zusammenfassungsboxen am Ende jedes Hauptkapitels herangezogen und die Kernaussagen dargelegt.

Tabelle 35. Antworten auf die Forschungsfragen aus Tabelle 1.

Kategorie	Fragestellung und Antwort
<b>Konzept</b> (Anforderungen)	<p><i>Welche technischen und regulatorischen Eigenschaften muss ein dezentrales Flexibilitätsmanagement haben, um den <u>Anforderungen</u> der Verteilnetzbetreiber zu entsprechen?</i></p> <p>Das vorgestellte dezentrale Flexibilitätsmanagement-Konzept als Rückfalleben zum zentralen Steuern erfüllt alle vom VNB vorgegeben Anforderungen an ein Werkzeug für den Netzbetrieb (siehe Kapitel 3.1). Es ist sicher, zuverlässig, leistungsfähig, diskriminierungsfrei, effizient, nachhaltig, digital, standardisiert sowie modular (siehe Kapitel 3.2). Dabei kann die Leistungsfähigkeit des Ansatzes durch die Kombination mit einem zentral strombedingten Flexibilitätsmanagement gesteigert und somit optimiert werden.</p>
<b>Ausgestaltung</b> (Reallabor)	<p><i>Wie kann das dezentrale Konzept unter Beachtung der geltenden Rahmenbedingungen ziel führend umgesetzt und in einem Reallabor getestet werden?</i></p> <p>Das Reallabor mit 76 Haushalten während einer Laufzeit von mehr als zwei Jahre zeigt, dass das dezentrale Konzept sowohl aus technischer als auch regulatorischer Sicht in städtischen und ländlich geprägten Netzgebieten umsetzbar ist. Es lässt sich im Bestand als auch mit den neuen Anforderungen an digitale Assets wie den Steuerboxen anwenden (siehe Kapitel 3.3.3).</p>
<b>Potential</b> (Kennzahlen)	<p><i>Auf Basis welcher Kennzahlen kann das Potential für die Versorgungssicherheit analysiert und bewertet werden?</i></p> <p>Ein dezentral spannungsbedingtes Flexibilitätsmanagement beeinflusst gezielt das Spannungsband, Spannungssprünge und Langzeitunterbrechungen. Die Betriebsmittelbelastung, Netzverluste und das Einspeisemanagement werden indirekt beeinflusst (siehe Kapitel 4.1). Das Konzept wirkt nicht auf vorhandene Unsymmetrien oder Kurzzeitunterbrechungen ein. Das Szenario 2030 sagt, mit Ausnahme bei den Langzeitunterbrechungen und Netzverlusten, eine Zunahme der Schwellwertverletzungen voraus (siehe Kapitel 4.3). Das Steuerungspotential wird somit perspektivisch an Bedeutung zunehmen. In einem gezeigten Beispiel kann das dezentral spannungsbedingte Management eine Optimierung um 57,3 % und das zentral spannungsbedingte aufgrund der unzuverlässigen Kommunikation lediglich um 24,0 % der Messpunkte erzielen (siehe Kapitel 4.5). Die Kombination aus leistungsfähigerem zentralem und zuverlässigerem dezentralem Konzept stellt für VNB somit das bessere Werkzeug als beide alleinstehend dar.</p>
<b>Persistenz</b> (Langlebigkeit)	<p><i>Wie kann eine möglichst hohe Langlebigkeit des Konzepts in Bezug auf Übertragbarkeit, Modularität, Standardisierung und Kundenakzeptanz gewährleistet werden?</i></p> <p>Die Persistenz des Konzepts ist durch seinen modularen Aufbau sichergestellt. Dieser ermöglicht die Übertragbarkeit in andere Anwendungsbereiche (siehe Kapitel 5.1). Ob der dezentrale Ansatz deutschlandweit in den Standard des VDE aufgenommen wird, wird das Gremium entscheiden. Die Verpflichtung des Flexibilitätsmanagements nach neuem EnWG §14a minimiert die bestehende Akzeptanz (siehe Kapitel 5.2).</p>

Dezentrales Flexibilitätsmanagement kann unter gewissen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen zur Versorgungssicherheit im Verteilnetz im Jahr 2023 und perspektivisch beitragen. Eine Kombination mit einem zentral strombedingten Vorgehen hebt die Potentiale für den VNB auf ein Optimum. Der Werkzeugkasten mit dem dezentralen Ansatz als Schraubenschlüssel unter vielen verschiedenen Werkzeugtypen trägt somit dazu bei, dass sowohl der Kundenwunsch als auch die Hauptaufgabe der VNB zukünftig erfüllt werden können.

## Literaturverzeichnis

- [1] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch und U. Riehm, „Was bei einem Blackout - Folgen eines langandauernden und großräumigen Stromausfalls,“ edition sigma, Berlin, 2011.
- [2] BDEW, „Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland,“ BDEW, Berlin, 2023.
- [3] Bundesministerium der Justiz, *Bundesgesetzblatt - Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [4] Bundesministerium der Justiz, *Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [5] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, „Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept,“ in *17. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2022.
- [6] Bundesnetzagentur, „Beschluss in dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2023.
- [7] Bundesnetzagentur, „Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2022.
- [8] Bundesnetzagentur, „Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2023.
- [9] Bundesministerium der Justiz, *Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [10] Bundesministerium der Justiz, *Messstellenbetriebsgesetz - MsbG*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [11] Bundesnetzagentur, *Positionspapier zur Konkretisierung der Reichweite energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge nach §19 Absatz 2 MsbG*, Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- [12] VDE FNN, „Lastenheft Steuerbox - Funktionale und konstruktive Merkmale (Version 1.3),“ VDE FNN, Berlin, 2021.
- [13] DKE, *DIN EN 50160*, Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2020.
- [14] E.ON, „Netzrichtlinie zur Planung von Hoch- Mittel- und Niederspannungsnetzen,“ E.ON, 2021.
- [15] BDEW, „Technische Anschlussbedingungen (TAB 2019) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ BDEW, Berlin, 2019.
- [16] Lechwerke AG, „LEW Wärmestrom für Wärmespeicheranlagen, Wärmepumpen und Wärmeerzeuger in Niedrigenergiegebäuden,“ Lechwerke AG, Augsburg, 2022.
- [17] Bundesnetzagentur, „Marktakteure,“ Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Akteur/Marktakteur/IndexOeffentlich>. [Zugriff am 10 09 2023].
- [18] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, „Regulatory framework for the real laboratory of a decentralized load management concept,“ CIRED, Porto, 2022.
- [19] Bayernwerk Netz GmbH, "Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG in der Niederspannung - Elektromobilität," Bayernwerk Netz GmbH, 06 10 2021. [Online]. Available: <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgeltstrom/20211006-bayernwerk-preisblatt-14a-enwg-vorlaeufig.pdf>. [Accessed 02 11 2021].
- [20] Bayernwerk Netz GmbH, "Stromnetz," Bayernwerk Netz GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/steuerbare-verbrauchseinrichtungen.html>. [Accessed 02 11 2021].
- [21] Bayernwerk Netz GmbH, "Schwachlastregelung," Bayernwerk Netz GmbH, 2021. [Online]. Available: <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-anschiessen/netznutzung-strom/schwachlastregelung.html>. [Accessed 02 11 2021].
- [22] E.DIS Netz GmbH, "Preisblätter Netzentgelte Strom der E.DIS Netz GmbH," E.DIS Netz GmbH, 13 12 2019. [Online]. Available: [https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter\\_Netzentgelte\\_Strom\\_20200101.pdf](https://www.e-dis-netz.de/content/dam/revu-global/e-dis-netz/dokumente/Preisblaetter_Netzentgelte_Strom_20200101.pdf). [Accessed 02 11 2021].

- [23] Netze BW GmbH, „Netzsicherheitsmanagement / Redispatch 2.0,“ Netze BW GmbH, 2023. [Online]. Available: <https://www.netze-bw.de/stromeinspeisung/netzsicherheitsmanagement-redispatch>. [Zugriff am 08 06 2023].
- [24] r2b energy consulting GmbH, Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, TEP Energy GmbH, „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten,“ Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln, 2019.
- [25] E-Control, „Versorgungssicherheit,“ E-Control, 2022. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit>. [Zugriff am 07 07 2022].
- [26] Bundesnetzagentur, „Bericht zur Spannungsqualität 2020,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2021.
- [27] Bundesnetzagentur, „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2021.
- [28] BDEW, „Fragen und Antworten zum Qualitätselement-Schaden,“ BDEW, Berlin, 2019.
- [29] Bundesministerium der Justiz, "Energiewirtschaftsgesetz - EnWG," Bundesministerium der Justiz, Berlin, 2021.
- [30] Bundesnetzagentur, „Mindesterzeugungsbericht 2021,“ Bundesnetzagentur, 2022. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/start.html>. [Zugriff am 15 07 2022].
- [31] Bundesministerium der Justiz, *Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV*, 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970).
- [32] VDE FNN, „Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität in Deutschland,“ VDE FNN, Berlin, 2013.
- [33] S. Baumgartner, „Masterarbeit - Analyse der Notstromversorgung kritischer Infrastrukturen mittels dezentraler Erzeugungsanlagen in Inselnetzen hinsichtlich normativer und rechtlicher Rahmenbedingungen,“ Hochschule Augsburg, Augsburg, 2018.
- [34] C. J. Steinhart, S. Baumgartner, M. Finkel und R. Witzmann, *Methodology for Factual Justification to Prioritize Critical Infrastructures during Emergency Power Supply*, Ljubljana: CIRED, 2018.
- [35] I. Steetskamp und D. van Wijk, „Stromausfall - Die Verletzlichkeit der Gesellschaft; Die Folgen von Störung der Elektrizitätsversorgung,“ Rathenau-Institut, Den Haag, 1994.
- [36] Deutsch Türkische Nachrichten, „Blackout in der Türkei: War eine Kette von Fehlern verantwortlich?,“ 03 04 2015. [Online]. Available: <http://www.deutsch-tuerkische-nachrichten.de/2015/04/510427/blackout-in-der-tuerkei-war-eine-kette-von-fehlern-verantwortlich/>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [37] Deutsche Welle, „Indien nach historischem Blackout,“ 01 08 2012. [Online]. Available: <http://www.dw.com/de/indien-nach-historischem-blackout/a-16135910>. [Zugriff am 19 12 2023].
- [38] The New York Times Company, „Florida Utility Company to Pay \$25 Million for Blackout,“ The New York Times Company, 08 10 2009. [Online]. Available: <http://www.nytimes.com/2009/10/09/us/09blackout.html>. [Zugriff am 19 12 2023].
- [39] Handelsblatt, „Lehren aus dem Schnee-Desaster,“ [Online]. Available: <http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/ein-jahr-nach-dem-stromausfall-im-muensterland-lehren-aus-dem-schnee-desaster/2737478.html>. [Zugriff am 08 03 2018].
- [40] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, „Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the UNited States and Canada,“ 2004.
- [41] Bundesnetzagentur, „Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG - Erläuterungen zu den Inhalten des Konsultationsdokumentes,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2023.
- [42] Bureau of Energy Efficiency, „Agriculture DSM,“ Bureau of Energy Efficiency, 2020. [Online]. Available: <https://beeindia.gov.in/content/agriculture-dsm-0>. [Zugriff am 09 08 2022].
- [43] FfE, „Bidirektionales Lademanagement,“ FfE, 2023. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/projekte/bdl/>. [Zugriff am 30 06 2023].
- [44] Bundesministerium der Justiz, *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [45] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2022,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2022.
- [46] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig, A. Hofmann und R. Witzmann, „Analyse der Zuverlässigkeit von Algorithmus und Kommunikation einer dezentralen Steuerungslösung für die Niederspannung mittels Reallabor,“ VDE, Offenbach am Main, 2023.

- [47] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), „Welche Frequenzen nutzen die 5G-Netze?“, BMUV, 2023. [Online]. Available: <https://www.bmuv.de/faq/welche-frequenzen-nutzen-die-5g-netze>. [Zugriff am 09 01 2023].
- [48] Deutsche Telekom AG, „5G Geschwindigkeit ist Datenkommunikation in Echtzeit“, Deutsche Telekom AG, 2023. [Online]. Available: <https://www.telekom.com/de/konzern/details/5g-geschwindigkeit-ist-datenkommunikation-in-echtzeit-544496>. [Zugriff am 09 01 2023].
- [49] VDE FNN, *Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen*, Berlin: VDE FNN, 2022.
- [50] D. Dzung, I. Berganza und A. Sendin, „Evolution of powerline communications for smart distribution: From Ripple Control to OFDM“, IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications, 2011.
- [51] EFR GmbH, „Langwellen-Broadcastsystem“, EFR GmbH, 2022. [Online]. Available: <https://www.efr.de/service-provider-netzsteuerung/langwellen-broadcastsystem/>. [Zugriff am 10 01 2023].
- [52] EFR GmbH, „Einführung der Funk-Rundsteuerung bei den Stadtwerken Sindelfingen“, EFR GmbH, 2002. [Online]. Available: [http://www.efr-funk.de/de/press/fr\\_sindelfingen/cont.htm](http://www.efr-funk.de/de/press/fr_sindelfingen/cont.htm). [Zugriff am 10 01 2023].
- [53] European Telecommunications Standards Institute (ETSI), „Terrestrial Trunked Radio (TETRA)“, ETSI, 2011.
- [54] T. J. Gerpott, „White Paper - Schmalbandige Informationsverteilung über Funkruf“, e\*Message Wireless Information Services Deutschland GmbH, Duisburg, 2012.
- [55] 450connect GmbH, „Ein Kommunikationsnetz für Betreiber kritische Infrastrukturen“, 450connect GmbH, 2023. [Online]. Available: <https://www.450connect.de/ueber-450connect/geschaeftsmodell>. [Zugriff am 09 01 2023].
- [56] m2m Germany GmbH, „450MHz Funknetz für krisenfeste Kommunikation“, m2m Germany GmbH, 2018. [Online]. Available: <https://www.m2mgermany.de/450mhz-funknetz/#:~:text=Mit%20den%20Frequenzen%20im%20450,bis%205%20MBit%2Fs%20erreicht>. [Zugriff am 10 01 2023].
- [57] LoRa Alliance, „What is LoRaWAN Specification“, LoRa Alliance, 2023. [Online]. Available: <https://loralliance.org/about-lorawan/>. [Zugriff am 10 01 2023].
- [58] LoRa Alliance, „LoRaWAN European Roaming Guidelines - Technical Recommendation (TR8-1.0.0)“, LoRa Alliance, Inc., Fremont, 2021.
- [59] VDE, „Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)“, VDE, 2023. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn>. [Zugriff am 12 10 2023].
- [60] DigiKoo GmbH, „Intelligent Grid Application (InGA)“, DigiKoo GmbH, 2023. [Online]. Available: <https://digikoo.de/unsere-loesungen/inga/>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [61] FfE, „Altdorfer Flexmarkt (ALF)“, FfE, 2022. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/projekte/altdorfer-flexmarkt-alf-2/>. [Zugriff am 06 09 2022].
- [62] enedis, avacon, Siemens, EDF, E.ON, Enexis, Accenture, et al., 2018. [Online]. Available: <https://interflex-h2020.com/>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [63] FfE, „Bidirektionales Lademanagement (BDL)“, FfE, 2023. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/projekte/bdl/>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [64] FfE, „unit-e2 - Reallabor für verNETZe E-Mobilität“, FfE, 2023. [Online]. Available: <https://unit-e2.de/teilprojekte/harmon-e>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [65] RWTH Aachen University, „Platone - Platform for Operation of Distribution Networks“, B.A.U.M. Consult GmbH, 2023. [Online]. Available: <https://www.platone-h2020.eu/>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [66] i-DE, Iberdrola, Enel Grids, E-Distribución, E.ON Group, et al., „Pilot Test“, 2023. [Online]. Available: <https://beflexible.eu/pilot-test/>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [67] envia Mitteldeutsche Energie AG, „intelligent verNETzt“, envia Mitteldeutsche Energie AG, 2022. [Online]. Available: <https://www.enviam-gruppe.de/energiezukunft-ostdeutschland/zukunftsvision-enviam2030/intelligent-vernetzt>. [Zugriff am 06 09 2022].
- [68] endesa, Vattenfall, Hedno, Red Eléctrica de Espana, Svenska Kraftnät, IPTO, „The CoordiNet Project“, 2019. [Online]. Available: <https://coordinet-project.eu/projects/coordinet>. [Zugriff am 13 07 2023].
- [69] Bundesnetzagentur, „IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz“, Bundesnetzagentur, Bonn, 2015.

- [70] Europäische Union, *Datenschutz-Grundverordnung*, Verordnung Nr. 2016/679 des Europäischen Parlaments und Rates vom 27.4.2016.
- [71] Antidiskriminierungsstelle des Bundes, „Was ist Diskriminierung?“, Antidiskriminierungsstelle des Bundes, 2021. [Online]. Available: <https://www.antidiskriminierungsstelle.de/DE/ueber-diskriminierung/was-ist-diskriminierung/was-ist-diskriminierung-node.html>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [72] K. Schubert und M. Klein, *Das Politiklexikon*, Bonn: J.H.W. Dietz, 2011.
- [73] E.ON Energie Deutschland, „Die Zukunft der Industrie: Zwischen Lokalisierung und Digitalisierung“, E.ON Energie Deutschland, 2023. [Online]. Available: <https://www.eon.de/de/gk/news/zukunftstrends-industrie.html>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [74] DIN Deutsches Institut für Normung, „Rechtsverbindlichkeit von Normen“, DIN Deutsches Institut für Normung, 2023. [Online]. Available: <https://www.din.de/de/ueber-normen-und-standards/normen-und-recht/rechtsverbindlichkeit-durch-normen>. [Zugriff am 31 10 2023].
- [75] BSI, „Redundanz - Modularität - Skalierbarkeit“, BSI, Bonn, 2018.
- [76] BDEW, „Messstellenbetriebsabrechnung gegenüber dem Netzbetreiber - Arbeitshilfe“, BDEW, Berlin, 2023.
- [77] BDEW, „Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“, BDEW, Berlin, 2022.
- [78] BDEW, „Codeliste der OBIS-Kennzahlen und Medien“, edi@energy, Berlin, 2021.
- [79] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten“, in *17. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2022.
- [80] S. Uhrig, S. Baumgartner und V. Barta, „Intelligent and Self-Sufficient Control for Time Controllable Consumers in Low-Voltage Grids“, in *Women in Power*, Springer Cham, 2023, pp. 419-441.
- [81] S. Uhrig, S. Schramm, S. Baumgartner, G. Kerber und S. Hartmann, „Field testing of a local and automatic control for flexible loads“, in *CIREC 2020 Berlin Workshop*, Berlin, 2020.
- [82] V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Potential of a self-sufficient control for flexible loads in low voltage grids“, *CIREC*, Porto, 2022.
- [83] A. J. Schwab, „Transport und Übertragung elektrischer Energie. In: *Elektroenergiesysteme*“, in *Elektroenergiesysteme*, Berlin, Springer Vieweg, 2022, pp. 348-351.
- [84] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“, Technische Universität München, München, 2010.
- [85] Vesta Business Simulation, *VAP23 - Vesta Asset Planner*, Berlin: Vesta Business Simulation, 2023.
- [86] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, „Stadt- und Gemeindetypen in Deutschland“, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2023. [Online]. Available: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/deutschland/gemeinden/StadtGemeindetyp/StadtGemeindetyp.html#:~:text=Kriterien%20sind%20die%20Gr%C3%B6%C3%9Fen%20als%20%E2%80%9EStadte%20bezeichnet..> [Zugriff am 27 10 2023].
- [87] BerlinOnline Stadtportal, „Statistik: Einwohnerzahl in Berlin wächst weiter“, BerlinOnline Stadtportal, 2023. [Online]. Available: <https://www.berlin.de/aktuelles/8425887-958090-statistik-einwohnerzahl-in-berlin-waechs.html>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [88] Landeshauptstadt München, „Statistische Daten zur Münchner Bevölkerung“, Landeshauptstadt München, 2023. [Online]. Available: <https://stadt.muenchen.de/infos/statistik-bevoelkerung.html>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [89] Stadt Gersthofen, „Daten & Zahlen“, Stadt Gersthofen, 21 07 2021. [Online]. Available: <https://www.gersthofen.de/seite/stadt-gersthofen/daten-zahlen.php>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [90] Stadt Donauwörth, „Zahlen, Daten, Fakten“, Stadt Donauwörth, 2019. [Online]. Available: <https://www.donauwoerth.de/rathaus/unsere-stadt/zahlen-daten-fakten>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [91] Stadt Neusäß, „Einwohnerentwicklung in der Stadt Neusäß“, Stadt Neusäß, 2022. [Online]. Available: <https://www.neusaess.de/de/Leben-in-Neusaess/Unsere-Stadt/Zahlen-und-Fakten/Einwohnerentwicklung>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [92] BMI und BVA, „Organisationshandbuch“, BMI und BVA, 2023. [Online]. Available: [https://www.orghandbuch.de/OHB/DE/Organisationshandbuch/6\\_MethodenTechniken/methodentechniken-node.html;jsessionid=F3AC437D6B12FD59C61F1DA0896916FE.2\\_cid340](https://www.orghandbuch.de/OHB/DE/Organisationshandbuch/6_MethodenTechniken/methodentechniken-node.html;jsessionid=F3AC437D6B12FD59C61F1DA0896916FE.2_cid340). [Zugriff am 03 08 2023].

- [93] V. Barta, S. Baumgartner, A. Dulisch, S. Uhrig und R. Witzmann, „Analysis of Control Algorithms on Different Low-Voltage Grid Clusters,“ CIREC Conference, Rom, 2023.
- [94] EWE, „Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0 - Teilprojekt 2,“ BMUB, Oldenburg, 2015.
- [95] VDE FNN, „Netzintegration Elektromobilität - Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen,“ VDE FNN, Berlin, 2019.
- [96] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger und V. Quaschnig, „Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis,“ Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0. [Online]. Available: <https://solar.htw-berlin.de/elektrische-lastprofile-fuer-wohngebaeude/>. [Zugriff am 15 12 2023].
- [97] Fraunhofer IEE, „Kerber Networks,“ <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.13.1/networks/kerber.html>, 2023. [Online]. Available: <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.13.1/networks/kerber.html>. [Zugriff am 15 12 2023].
- [98] Bundesnetzagentur, „Mobilfunk-Monitoring: Kartendarstellung,“ Bundesnetzagentur, 10 2022. [Online]. Available: <https://www.breitband-monitor.de/mobilfunkmonitoring/karte>. [Zugriff am 03 10 2023].
- [99] Bundesnetzagentur, „5. Mobilfunkgeneration (5G) - DSS,“ Bundesnetzagentur, 2024. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A\\_Z\\_Glossar/G/5G%20DDS.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/G/5G%20DDS.html). [Zugriff am 03 04 2024].
- [100] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur veröffentlicht Karte zu Mobilfunk-Monitoring,“ Bundesnetzagentur, 29 10 2020. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201029\\_MobilfunkMonitoring.html#:~:text=Wir%20%C3%BCberwachen%20die%20Entwicklung%20der,Jochen%20Homan%20%2C%20Pr%C3%A4sident%20der%20Bundesnetzagentur.&text=97%2C%20Prozent%20d](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201029_MobilfunkMonitoring.html#:~:text=Wir%20%C3%BCberwachen%20die%20Entwicklung%20der,Jochen%20Homan%20%2C%20Pr%C3%A4sident%20der%20Bundesnetzagentur.&text=97%2C%20Prozent%20d). [Zugriff am 03 10 2023].
- [101] Hessischer Rundfunk, „Deutscher Wetterdienst bestätigt zwei Tornados in Mittelhessen,“ Hessischer Rundfunk, 28 03 2023. [Online]. Available: <https://www.hessenschau.de/panorama/deutscher-wetterdienst-bestaetigt-zwei-tornados-in-mittelhessen--v2,tornado-verdacht-fernwald-104.html>. [Zugriff am 03 10 2023].
- [102] Merkur, „Schneesturm rollt auf Bayern zu – Bibber-Wetter hält lange an,“ Merkur, 27 03 2023. [Online]. Available: <https://www.merkur.de/bayern/ins-flachland-bevor-wetter-fruehling-bayern-steht-wilder-schneesturm-bis-92166204.html>. [Zugriff am 03 10 2023].
- [103] NetzeBW, „LoRaWAN®,“ NetzeBW, 2023. [Online]. Available: <https://www.netze-bw.de/dienstleistungskunden/kommunikationsmidien/lorawan>. [Zugriff am 15 12 2023].
- [104] Bayernwerk, „FAQ - Häufige Fragen zu Ablesung und Zähler,“ Bayernwerk, 2023. [Online]. Available: [https://www.bayernwerk-netz.de/de/service/public/uebersicht-faq/faq-haeufige-fragen-zu-ablesung-zaehler.html?\\_\\_cf\\_chl\\_tk=xEMmZH9fo6lnUOHfeicsn9UZE7SJYMo9MUyrhUFQLrg-1702675307-0-gaNycGzNCxA](https://www.bayernwerk-netz.de/de/service/public/uebersicht-faq/faq-haeufige-fragen-zu-ablesung-zaehler.html?__cf_chl_tk=xEMmZH9fo6lnUOHfeicsn9UZE7SJYMo9MUyrhUFQLrg-1702675307-0-gaNycGzNCxA). [Zugriff am 15 12 2023].
- [105] S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, „Potential of a decentralized load management concept and transferability to various countries,“ CIREC, Rom, 2023.
- [106] Bundesministerium der Justiz, *Anreizregulierungsverordnung - ARegV*, Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.
- [107] Bundesnetzagentur, „Versorgungssicherheit,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/start.html;jsessionid=64282E261073A7C32D870037BD2CCB35>. [Zugriff am 06 09 2022].
- [108] Bundesnetzagentur, „Bericht zur Bestimmung des Qualitätselements 2022,“ Bundesnetzagentur, 2021.
- [109] LEW Verteilnetz GmbH, „Netzbetriebsbericht,“ LEW Verteilnetz GmbH, unveröffentlicht, Augsburg, 2023.
- [110] Stromnetz Berlin, „Zahlen, Daten und Fakten,“ Stromnetz Berlin, 2022. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.berlin/uber-uns/zahlen-daten-fakten/>. [Zugriff am 27 10 2023].
- [111] Bundesnetzagentur, „Kennzahlen der Versorgungsunterbrechung Strom,“ Bundesnetzagentur, 07 11 2023. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung\\_Strom/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html). [Zugriff am 11 11 2023].

- [112] Bundesnetzagentur, „Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2020.
- [113] J. Haase, „Potsdam HEUTE, Freitag, 18. Februar 2022: Nach dem Sturm ist vor dem Sturm,“ Verlag Der Tagesspiegel GmbH, 18 02 2022. [Online]. Available: <https://www.tagesspiegel.de/potsdam/landeshauptstadt/nach-dem-sturm-ist-vor-dem-sturm-7989535.html>. [Zugriff am 11 11 2023].
- [114] Deutscher Wetterdienst, „Warnungen - Windwarnskala,“ Deutscher Wetterdienst, [Online]. Available: <https://wettergefahren.de/warnungen/windwarnskala.html>. [Zugriff am 11 11 2023].
- [115] Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze,“ Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2021.
- [116] Bergische Universität Wuppertal, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze,“ Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2016.
- [117] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2021,“ Bundesnetzagentur, Bonn, 2022.
- [118] LEW Verteilnetz GmbH, „Gesetzliche Veröffentlichungspflichten,“ LEW Verteilnetz GmbH, 2022. [Online]. Available: <https://www.lew-verteilnetz.de/lew-verteilnetz/ueber-lew-verteilnetz/gesetzliche-veroeffentlichungspflichten>. [Zugriff am 02 08 2022].
- [119] LEW Verteilnetz GmbH, „Netzdaten Verteilnetz zum 31.12.2022,“ LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg, 2023.
- [120] Stromnetz Berlin, „Historie Netzstrukturdaten Berlin,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.berlin/files/globalassets/dokumente/opendata/veroeffentlichungspflichten/historie-netzstrukturdaten-berlin.xlsx>. [Zugriff am 19 08 2023].
- [121] LEW Verteilnetz GmbH, „Netzdaten Verteilnetz zum 31.12.2021,“ LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg, 2022.
- [122] Bundesnetzagentur, „Bericht Netzengpassmanagement Gesamtes Jahr 2021,“ 2022. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4). [Zugriff am 27 07 2022].
- [123] Stromnetz Berlin, „Einspeisemanagement,“ Stromnetz Berlin, 2023. [Online]. Available: <https://www.stromnetz.berlin/einspeisen/einspeisemanagement/>. [Zugriff am 23 08 2023].
- [124] Deutscher Wetterdienst / Extremwetterkongress, „Was wir heute über das Extremwetter in Deutschland wissen,“ Deutscher Wetterdienst und Extremwetterkongress Hamburg, Offenbach am Main, 2021.
- [125] E. Hawkins, „#ShowYourStripes,“ University of Reading - Institute for Environmental Analytics, [Online]. Available: <https://showyourstripes.info/c/europe/all>. [Zugriff am 13 11 2023].
- [126] Bundesamt der Justiz, *Windenergie-auf-See-Gesetz - WindSeeG*, Berlin: Bundesamt der Justiz, 2023.
- [127] Bundesnetzagentur, „Stromerzeugung,“ Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: <https://www.smard.de/home>. [Zugriff am 04 09 2023].
- [128] Kraftfahrt-Bundesamt, „Vierteljährlicher Bestand 2022,“ 01 10 2022. [Online]. Available: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher\\_Bestand/vierteljahrlicher\\_bestand\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Vierteljaehrlicher_Bestand/vierteljahrlicher_bestand_node.html). [Zugriff am 30 12 2022].
- [129] Bundesregierung, „Nicht weniger fortbewegen, sondern anders,“ Bundesregierung, 23 12 2022. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energie-und-mobilitaet/nachhaltige-mobilitaet-2044132>. [Zugriff am 05 09 2023].
- [130] Zweites Deutsches Fernsehen, „Habeck will Millionen Wärmepumpen bis 2030,“ Zweites Deutsches Fernsehen, 29 06 2022. [Online]. Available: <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/waermepumpe-habeck-100.html>. [Zugriff am 25 10 2022].
- [131] Bundesverband Wärmepumpe (BWP), „Absatzzahlen und Marktanteile,“ BWP, 2022. [Online]. Available: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>. [Zugriff am 30 12 2022].
- [132] AllgäuNetz, Bayernwerk Netz, LEW Verteilnetz, Mainfranken Netze, N-Ergie Ntez, Regensburg Netz, swa Netze, SWM Infrastruktur, „Regionalszenario 2023 - Planungsregion Bayern,“ VNBdigital, 2023.
- [133] LEW Verteilnetz GmbH, „Netzausbauplan 2022,“ LEW Verteilnetz GmbH, 2022.
- [134] Tagesspiegel, „Schuld lag bei Baufirma: Ursache für den Stromausfall in Köpenick geklärt,“ Tagesspiegel, 15 04 2019. [Online]. Available: <https://www.tagesspiegel.de/berlin/ursache-fur-den-stromausfall-in-koepenick-geklart-4057348.html>. [Zugriff am 13 11 2023].

- [135] VDE FNN, „Anforderungen für den symmetrischen Anschluss und Betrieb nach VDE-AR-N 4100,“ VDE FNN, Berlin, 2019.
- [136] R. Pardatscher, R. Witzmann, G. Wirth, A. Spring, G. Becker, S. Schmidt und J. Brantl, „Untersuchung zur Asymmetrie der Spannung in Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Durchdringung,“ TU München, 2013.
- [137] Westnetz GmbH, „Höhe und Beschaffungskosten unserer Verlustenergie 2022,“ Westnetz GmbH, 2024. [Online]. Available: <https://www.westnetz.de/de/ueber-westnetz/unser-netz/netzverluste-und-beschaffungskosten-der-verlustenergie.html>. [Zugriff am 26 05 2024].
- [138] S. Bothor, „Prognose von Netzverlusten,“ Universität Stuttgart, Stuttgart, 2019.
- [139] FfE, „Engpassmanagement: Mehr als Redispatch 2.0 – Konzepte im internationalen Vergleich,“ FfE, 07 11 2022. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/engpassmanagement-mehr-als-redispatch-2-0-konzepte-im-internationalen-vergleich/>. [Zugriff am 29 08 2023].
- [140] Umweltbundesamt, „Primärenergieverbrauch,“ Umweltbundesamt, 09 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren>. [Zugriff am 28 11 2023].
- [141] International Energy Agency (IEA), „The Future of Heat Pumps,“ IEA, 2022.
- [142] Europäische Union, *Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*, Europäische Union, 2019.
- [143] E-Control, „TARIFE 2.0 - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Strombereich,“ E-Control, Wien, 2017.
- [144] E-Control, „TARIFE 2.1 - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Strombereich,“ E-Control, Wien, 2020.
- [145] Energimarknadsinspektionen, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*, Energimarknadsinspektionen, 2022.
- [146] Landis+Gyr, „Landis+Gyr E360,“ Landis+Gyr, 2023. [Online]. Available: <https://www.landisgyr.de/product/landisgyr-e360/>. [Zugriff am 05 10 2023].
- [147] E.ON Energidistribution AB, *Experteninterview*, Malmö: unveröffentlicht, 2023.
- [148] World Intellectual Property Organization (WIPO), „Globaler Innovations-Index 2021,“ World Intellectual Property Organization (WIPO), Genf, 2021.
- [149] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „Energie in Österreich,“ BMK, Wien, 2021.
- [150] Swedish Energy Agency, „Statistics,“ 21 02 2022. [Online]. Available: <https://www.energimyndigheten.se/en/facts-and-figures/statistics/>. [Zugriff am 29 12 2022].
- [151] BDEW, „Wie heizt Deutschland 2019?,“ BDEW, Berlin, 2019.
- [152] Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ), „Österreich: E-Mobilität in Zahlen,“ BEÖ, 09 08 2022. [Online]. Available: <https://www.beoe.at/statistik/>. [Zugriff am 15 08 2022].
- [153] Arbeiterkammer Wien, „So heizt Österreich,“ *Wirtschaftspolitik Standpunkte*, Bd. Wirtschaftspolitik, Nr. 36, p. 2, 02 2020.
- [154] BSI, „Zertifizierte Produkte - Intelligente Messsysteme,“ BSI, 2023. [Online]. Available: <https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/Zertifikate24Msbg/produkte.html>. [Zugriff am 28 11 2023].
- [155] Bundesnetzagentur, „Aufgaben und Struktur,“ Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/AufgabenStruktur/start.html>. [Zugriff am 09 12 2023].
- [156] Bundesnetzagentur, „Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme,“ Bundesnetzagentur, 2023. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html#:~:text=Zudem%20m%C3%BCssen%20Sie%20als%20mietende,muss%20dabei%20die%20Preisobergrenzen%20einhalten..>. [Zugriff am 09 12 2023].
- [157] FfE, „Der Smart Meter Rollout in Deutschland und Europa,“ FfE, 07 02 2023. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-rollout-in-deutschland-und-europa/>. [Zugriff am 09 12 2023].

- [158] BMBF, „Energiewende,“ BMBF, 2023. [Online]. Available: [https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/energiewende/energiewende\\_node.html#:~:text=Das%20Ziel%20der%20Energiewende%20ist,daher%20im%20Fokus%20dieses%20Projekts..](https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/energiewende/energiewende_node.html#:~:text=Das%20Ziel%20der%20Energiewende%20ist,daher%20im%20Fokus%20dieses%20Projekts..) [Zugriff am 16 12 2023].

## Eigene Veröffentlichungen

Die Veröffentlichungen sind nach Aktualität sortiert. Die aktuelle Veröffentlichung befindet sich oben:

V. Barta, A. Gebert, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Behaviour of Grid-Oriented Controlled Heat Pumps,“ CIREN 2024 Vienna Workshop, Wien, 2024.

S. Uhrig, S. Baumgartner, V. Barta, „Intelligent and Self-Sufficient Control for Time Controllable Consumers in Low-Voltage Grids,“ In: Tietjen, J.S., Ilic, M.D., Bertling Tjernberg, L., Schulz, Women in Power. Women in Engineering and Science. Springer, Cham, 2023.

S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, “Potential of a Tested Decentralized Load Management Concept and Transferability to Various Countries,“ 27th International Conference on Electricity Distribution CIREN, Rom, 2023.

V. Barta, S. Baumgartner, A. Dulisch, S. Uhrig und R. Witzmann, “Analysis of Control Algorithms on Different Low-Voltage Grid Clusters,“ 27th International Conference on Electricity Distribution CIREN, Rom, 2023.

S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig, A. Hofmann und R. Witzmann, “Analyse der Zuverlässigkeit von Algorithmus und Kommunikation einer dezentralen Steuerungslösung für die Niederspannung mittels Reallabor,“ ETG Kongress, Kassel, 2023.

V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, “Robustness of a self-sufficient control algorithm in real grid situations in the low-voltage grid,“ ETG Kongress, Kassel, 2023.

S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, “Regulatory Framework for the Real Laboratory of a Decentralized Load Management Concept,“ CIREN 2022 Porto Workshop, Porto, 2022.

V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, “Potential of a Self-Sufficient Control for Flexible Loads in Low Voltage Grids,“ CIREN 2022 Porto Workshop, Porto, 2022.

S. Baumgartner, V. Barta, S. Uhrig und R. Witzmann, “Praktische Umsetzung eines Reallabors für ein dezentrales Lastmanagement-Konzept,“ 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.

V. Barta, S. Baumgartner, S. Uhrig und R. Witzmann, „Algorithmus zur autarken netzdienlichen Steuerung von zeitlich flexiblen Lasten,“ 17. Symposium Energieinnovation, Graz, 2022.

S. Uhrig, S. Schramm, S. Baumgartner, G. Kerber und S. Hartmann, „Field testing of a local and automatic control for flexible loads,“ CIREN 2020 Berlin Workshop, Berlin, 2020.

C. J. Steinhart, S. Baumgartner, M. Finkel und R. Witzmann, „Methodology for Factual Justification to Prioritize Critical Infrastructures during Emergency Power Supply,“ CIREN 2018 Ljubljana Workshop, Ljubljana, 2018.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Motivation der Entwicklung eines dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts. ....	1
Abbildung 2. Fokus der Arbeit im Rahmen des dezentralen Flexibilitätsmanagement-Konzepts. ....	3
Abbildung 3. Wesentliche Gesetze zum Flexibilitätsmanagement. ....	4
Abbildung 4. Stakeholder im EnWG §14a und deren Beziehungen zueinander nach [4] und [5]. ....	5
Abbildung 5. Tägliche Sperrzeiten verschiedener VNB nach Art SteuVE [16], [18], [19], [20], [21] und [22]. ....	7
Abbildung 6. Definition von Versorgungssicherheit für NS-Netze nach [25] und [26]. ....	8
Abbildung 7. Wechselbeziehungen kritischer Infrastrukturen nach [1], [33] und [34]. ....	10
Abbildung 8. Bestehende Steuerungstechnologien für flexible Verbraucher in Deutschland im Jahr 2022 nach [45] und [46]. ....	13
Abbildung 9. FNN-Konzept zum zentralen Flexibilitätsmanagement nach [49]. ....	15
Abbildung 10. Vergleich zentrales zu dezentralem Flexibilitätsmanagement für den Live-Betrieb. ....	21
Abbildung 11. Clusterung von SteuVE abhängig vom Vertrag, Art und Stufenschaltbarkeit nach [5] und [80]. ..	23
Abbildung 12. Vertraglich maximale Sperrzeiten je Flex-Cluster nach [5] und [79]. ....	23
Abbildung 13. Schematische Funktionsweise des dezentralen Algorithmus auf Basis der gemessenen Spannung nach [81]. ....	24
Abbildung 14. Zwei Beispieltage mit je Flex-Cluster abgebildeter Zone mit den Basis-Parametern nach [80]. ...	27
Abbildung 15. Tagesaktuelle Anpassung des Schwellwerts innerhalb von drei Wochen im Januar 2022 [82]. ...	27
Abbildung 16. Freigabe- (Grün) und Sperrzeiten (stufenweise: Gelb, Orange, Rot = alle SteuVE gesperrt) aller Steuerboxen im Reallabor im Juli 2022 mit vertraglichen Vorgaben [46]. ....	28
Abbildung 17. Diskriminierungsfreie Anpassung des Schwellwerts innerhalb einer Gemeinde [82]. ....	28
Abbildung 18. Freigabe- und Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 04.12.2022. ....	29
Abbildung 19. Freigabe- und Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 29.11.2022 nach [46].	30
Abbildung 20. Berechnungsgrundlage für das Potential des dezentralen Konzepts nach [84]. ....	31
Abbildung 21. Schematische Netzstruktur eines ausgewählten realen Niederspannungsnetzes. ....	33
Abbildung 22. Verhalten der Spannung innerhalb des Niederspannungsnetzes am 02.05.2023. ....	33
Abbildung 23. Spannungsanstieg bzw. -abfall vom Abgangsanzug zum -ende am 02.05.2023. ....	33
Abbildung 24. Ablaufdiagramm zur Auswahl der Reallabor-Teilnehmer [5]. ....	34
Abbildung 25. Installierte Module im LVN-Netzgebiet und Bayern nach [85]. ....	35
Abbildung 26. Installierte Module im SNB-Netzgebiet nach [85]. ....	35
Abbildung 27. Zählerfeld im Reallabor mit montierten Hardware-Komponenten [5]. ....	37
Abbildung 28. Steuerbox-Prototyp bestehend aus Steuerbox und Modul im Reallabor nach [79]. ....	38
Abbildung 29. Vorserienreife Steuerbox (Foto: Christian Becker, IK Elektronik). ....	38
Abbildung 30. Störungsmanagement-Prozess im Reallabor [5]. ....	39
Abbildung 31. Haupt-Kommunikationswege im Reallabor und Live-Betrieb nach [46]. ....	41
Abbildung 32. Datentransfer im Reallabor nach [18]. ....	41
Abbildung 33. Messpunkte im Reallabor. ....	42
Abbildung 34. Bewertungsschema des Potentials von strom- und spannungsbedingtem Flexibilitätsmanagement. ....	45
Abbildung 35. Theoretisch maximal installierbare Ladepunkte an einer Ortsnetzstation nach [94] und [95]. ....	46
Abbildung 36. Transformatorauslastung am 11.12.2022 mit und ohne Lastmanagement. ....	48
Abbildung 37. Dauerkurve der Auslastung am 11.12.2022 mit und ohne Lastmanagement. ....	48
Abbildung 38. Dauerkurve der Auslastung am 11.12.2022 mit zusätzlichem Elektromobil mit und ohne Lastmanagement. ....	48
Abbildung 39. Simulation des Spannungsfalls am Kerbnetz-Abgangsende mit zwei Elektromobilen. ....	50
Abbildung 40. Simulation des Spannungsanstiegs am Kerbnetz-Abgangsende nach altem und neuem EnWG §14a. ....	51
Abbildung 41. Sperrzeiten (Orange) der SteuVE eines Privathaushalts am 04.12.2022 ohne Rückwirkung auf die Spannung. ....	52
Abbildung 42. Leistungsfähigkeit des strom- und spannungsbedingten Flexibilitätsmanagements. ....	53
Abbildung 43. Mobilfunk-Monitoring im Reallabor nach [46] und [98]. ....	55
Abbildung 44. Detailansicht des Mobilfunk-Monitorings im Reallabor nach [98]. ....	55
Abbildung 45. Statistische Auswertung des Mobilfunk-Empfangs im Reallabor. ....	55
Abbildung 46. Analyse des Mobilfunk-Empfangs im Reallabor von März 2022 bis Juni 2023. ....	56
Abbildung 47. Überdurchschnittlicher Funkruf-Empfang von 01.-14.09.2022 von einer Steuerbox im LVN-Netzgebiet. ....	57
Abbildung 48. Analyse des Funkruf-Empfangs und des Zusammenhangs zwischen Mobilfunk- und Funkruf-Empfang nach [46]. ....	58

Abbildung 49. Mobilfunk- und Funkrufempfang im Reallabor von SNB. ....	58
Abbildung 50. 0,0003 % der Datenpunkte im Reallabor sind Spannungsbandverletzungen außerhalb der Toleranzgrenze. ....	62
Abbildung 51. 0,0003 % der Datenpunkte im städtischen Reallabor sind Spannungsbandverletzungen. ....	62
Abbildung 52. Beispieltag innerhalb des Spannungsbandes mit Spannungsdelta $\Delta V_{10} = 19,0$ V (LVN). ....	63
Abbildung 53. Zwei Beispieltage innerhalb des Spannungsbandes mit max. Spannungsdelta $\Delta V_{10} = 15,3$ V (SNB). ....	63
Abbildung 54. In Summe 0,0002 % der Datenpunkte im Reallabor als Spannungssprünge. ....	65
Abbildung 55. Aufteilung der 0,0002 % Datenpunkte mit Spannungssprüngen in Land- und Stadt-Netz. ....	65
Abbildung 56. LVN-NS-Anschluss von Nov. 22 bis März 23 mit Spannungssprüngen um 21:30 Uhr durch ESH-Schaltungen. ....	66
Abbildung 57. LVN-NS-Abgang mit Unterschieden zwischen V1 und V3 von Juli 2022 bis Juli 2023. ....	68
Abbildung 58. SNB-Haushalt mit Unterschieden zwischen V1 und V3 von Juli 2022 bis Juli 2023. ....	68
Abbildung 59. SAIDI <sub>ENWG</sub> -Gesamt bei LVN 10,1 min/a [109], SNB 10,3 min/a [110] und Deutschland 12,2 min/a in 2022 [111]. ....	69
Abbildung 60. Langzeitunterbrechung mit $t_i = 28$ min an einer LVN-ONS am 15.06.2022. ....	70
Abbildung 61. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen deutscher VNB in der NS/MS in 2022 nach [111]. ....	70
Abbildung 62. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen deutscher VNB in NS/MS in 2022 nach [111]. ....	71
Abbildung 63. Transformatorauslastung nach Last und Einspeisung im LVN-Netzgebiet nach [85]. ....	73
Abbildung 64. Gemessene Auslastung am LVN-NS-Abgang in ausgewählten Monaten. ....	74
Abbildung 65. Gemessene Auslastung am LVN-NS-Abgang an drei Beispieltagen. ....	75
Abbildung 66. Netzverluste bei LVN im Jahr 2022 nach [119]. ....	76
Abbildung 67. Netzverluste bei SNB im Jahr 2022 nach [120]. ....	76
Abbildung 68. Residuallast in der NS im Jahr 2022 im LVN-Netzgebiet [119]. ....	78
Abbildung 69. Residuallast in der NS im Jahr 2022 im SNB-Netzgebiet nach [120]. ....	78
Abbildung 70. Europaweite Temperaturerwärmung von 1850 bis 2022 nach [125]. ....	80
Abbildung 71. EEG-Ausbauziele der Bundesregierung für Deutschland bis 2030 nach EEG §4 und WindSeeG §1. ....	81
Abbildung 72. SteuVE-Ausbauziele der Bundesregierung für Deutschland bis 2030 nach [129] und [130]. ....	81
Abbildung 73. Szenario 2030 für PV-Dachanlagen in der NS im LVN-Netzgebiet nach [132]. ....	82
Abbildung 74. Szenario 2030 für SteuVE in der NS im LVN-Netzgebiet nach [133]. ....	82
Abbildung 75. Steuerbarkeit von SteuVE bei LVN 2024 und 2030 im Vergleich. ....	83
Abbildung 76. SAIDI <sub>ENWG</sub> -Gesamt in Deutschland von 2006 bis 2022 [111]. ....	91
Abbildung 77. Einspeisemanagementmaßnahmen in Deutschland von 2029 bis 2021 auf VNB- und ÜNB-Ebene nach [45]. ....	94
Abbildung 78. Simulierte Steuerung an einem realen Beispieltag mittels zentralen und dezentralen Konzepts. ....	97
Abbildung 79. Netzorientierte Steuerung durch dezentrales und zentrales Flexibilitätsmanagement. ....	98
Abbildung 80. Bestehende Maßnahmen zum Engpassmanagement in europäischen Ländern [139]. ....	101
Abbildung 81. Einphasige Spannungsmessung im österreichischen Schladming am 11.11.2023. ....	102
Abbildung 82. Übertragbarkeit von Flexibilitätsmanagement auf weitere Anwendungsbereiche. ....	105
Abbildung 83. Modularer Aufbau des dezentralen Konzepts. ....	106
Abbildung 84. Integration des dezentralen Algorithmus in die Steuerbox in Deutschland. ....	106
Abbildung 85. Integration des dezentralen Algorithmus in das SMGW in Deutschland im Jahr 2030. ....	107
Abbildung 86. Integration des dezentralen Algorithmus in den schwedischen Smart Meter. ....	107
Abbildung 87. Kundenziele und -wünsche im Reallabor. ....	109
Abbildung 88. Analyse des Altersbereichs der Teilnehmerinnen und Teilnehmer mittels Fragebogen. ....	109
Abbildung 89. Exemplarisch ausgefüllter Ausschnitt des Fragebogens zum dezentralen Konzept. ....	110
Abbildung 90. Steuerung des Elektromobils durch VNB als unbeliebteste SteuVE-Art. ....	110
Abbildung 91. Haushalte mit iMS in Europa nach [157]. ....	112
Abbildung 92. Waage des zuverlässigen Netzbetriebs durch dezentrales Konzept im Positiven. ....	113

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1. Forschungsfragen im Rahmen der Arbeit.....	3
Tabelle 2. Wandel des EnWG §14a nach [4], [6], [7] und [8]. .....	6
Tabelle 3. Kennzahlen für die Versorgungssicherheit in der Niederspannung nach [13], [14], [31] und [32]. .....	9
Tabelle 4. Beispiele kurz-, mittel- und langfristiger Folgen eines Blackouts nach [33] und [35]. .....	11
Tabelle 5. Auswahl der bekanntesten Stromausfälle weltweit nach [33]. .....	11
Tabelle 6. Arten von Flexibilitäten in der Niederspannung nach [4] und [41]. .....	12
Tabelle 7. Bestehende Endgeräte der Steuerungstechnologien flexibler Verbraucher.....	13
Tabelle 8. Auswahl an Kommunikationstypen und -technologien zur Steuerung nach [46]. .....	14
Tabelle 9. Auswahl bestehender Flexibilitätsmanagement-Konzepte deutschlandweit und international. ....	15
Tabelle 10. Anforderungen der Netzbetreiber an das dezentrale Konzept basierend auf EnWG. ....	17
Tabelle 11. Elemente von zentralem und dezentralem Konzept im Vergleich. ....	21
Tabelle 12. Funktionsablauf des dezentralen Konzepts.....	24
Tabelle 13. Berechnungsgrundlage für den dezentralen Algorithmus vor dem 24.11.2022. ....	25
Tabelle 14. Adaptierte Berechnungsgrundlage vor dem 24.11.2022 im Vergleich ab dem 27.11.2023. ....	26
Tabelle 15. Allgemeine und technische Voraussetzungen im Reallabor. ....	35
Tabelle 16. Netzklassen nach [84] und Zuordnung der Reallabor-Teilnehmerinnen und -Teilnehmer. ....	36
Tabelle 17. Unterschiede zwischen Steuerbox-Prototyp und serienreifem Produkt.....	38
Tabelle 18. Kommunikationswege und Beispiele des Datentransfers im Reallabor nach [18]. .....	41
Tabelle 19. Verfügbare Mess- und Netzdaten für die Potentialanalyse. ....	42
Tabelle 20. Verwendete Analysemethoden nach [92]. .....	43
Tabelle 21. Bewertung des strombedingten Potentials anhand eines Beispiels. ....	47
Tabelle 22. Regelbeispiele für höhere Gewalt und atmosphärische Einwirkung nach [112]. .....	71
Tabelle 23. Berechnungsgrundlage für die Betriebsmittelbelastung nach [14] und [117]. ....	72
Tabelle 24. Berechnungsgrundlage für ein Beispiel zur Betriebsmittelbelastung. ....	74
Tabelle 25. Leitungslängen von SNB und LVN im Jahr 2022 im Vergleich [119] und [120]. ....	77
Tabelle 26. Zusammenfassung der Kennzahlenauswertung aus dem Reallabor. ....	79
Tabelle 27. EEG-Anlagen in allen Spannungsebenen im Berliner Stadtgebiet in 2022 nach [110]. ....	84
Tabelle 28. Netzverluste in Deutschland von 2019 bis 2021 nach [45] und [117]. .....	93
Tabelle 29. Zusammenfassung des Einflusses des dezentralen Flexibilitätsmanagements auf die Kennzahlen. .	95
Tabelle 30. Bewertung der Kommunikationstechnologien für eine netzorientierte Steuerung bei LVN. ....	96
Tabelle 31. Methode der Übertragbarkeit nach [105]. .....	100
Tabelle 32. Bewertung der Übertragbarkeit auf Deutschland, Österreich und Schweden nach [105]. .....	104
Tabelle 33. Bewertungsrahmen der Übertragbarkeit. ....	105
Tabelle 34. Steuerungsfunktionen nach FNN-Lastenheft mit autarker Logik ergänzt nach [12]. ....	108
Tabelle 35. Antworten auf die Forschungsfragen aus Tabelle 1. ....	114

## Abkürzungsverzeichnis

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BAGE	Bayernwerk
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EM	Elektromobil
EMS	Energiemanagementsystem
EMT	Externer Marktteilnehmer
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESH	Elektrische Speicherheizung
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FLAIR	Flexible Anlagen intelligent regeln
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FRE	Funkrundsteuerempfänger
GII	Gender Inequality Index
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
GWA	Gateway-Administrator
h	Stunde
Hz	Hertz
IEC	International Electrotechnical Commission
iMS	Intelligentes Messsystem
ISO	Internationale Organisation für Normung
LEW	Lechwerke
LINDA	Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau bei großflächigen Stromausfällen mit dezentralen Erzeugungsanlagen
LoRaWAN	Long Range Wide Area Network
LVN	LEW Verteilnetz
MaKo	Marktkommunikation
min	Minute
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NS	Niederspannung
ON	Ortsnetz
<i>P</i>	Wirkleistung
pbD	Personenbeziehbare Daten
PLC	Powerline Communication
PV	Photovoltaik
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SNB	Stromnetz Berlin
STB-A	Steuerbox-Administrator
SteuVE	Steuerbare Verbrauchseinrichtung
<i>t</i>	Zeit
TRA	Tonfrequenzrundsteueranlage
TRE	Tonfrequenzrundsteuerempfänger
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
<i>V</i>	Spannung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VE	Verbrauchseinrichtung
VNB	Verteilnetzbetreiber
W	Watt
WP	Wärmepumpe