



RLS
REINER LEMOINE
STIFTUNG

Mehr Flexibilitäten im Niederspannungsnetz wagen

Über das ungenutzte Potenzial von PV, stationären
Batteriespeichern, Wärmepumpen und
Elektromobilität für die Stabilität des Energiesystems

Impuls auf Basis eines Promotionsprojektes von Dr. Ricardo Reibsch

Impressum

Ricardo Reibsch (2024)

Mehr Flexibilität im Niederspannungsnetz wagen. Über das ungenutzte Potenzial von PV, stationären Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektromobilität für die Stabilität des Energiesystems.

Impuls auf Basis des Promotionsprojektes von Ricardo Reibsch.

Veröffentlicht im Oktober 2024 und erstellt im Rahmen der Forschung am EnergieSystemWende-

Graduiertenkolleg der Reiner Lemoine Stiftung

RLS-Graduiertenkolleg

c/o Reiner Lemoine Institut gGmbH

Rudower Chaussee 12 | 12489 Berlin

Tel.: +49 30 1208 434 90

<https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/kolleg>



Über Ricardo Reibsch: Ricardo Reibsch ist Elektrotechnikingenieur und hat seine Dissertation in den Bereichen Netzmodellierung, Batteriespeichersysteme und Flexibilisierung von Verbrauchseinrichtungen am Lehrstuhl für elektrische Energiespeichertechnik der Technischen Universität Berlin bei Prof. Julia Kowal abgeschlossen. Von 2020 bis 2024 war er Mitglied im Graduiertenkolleg EnergieSystemWende der Reiner Lemoine Stiftung. In seiner Doktorarbeit analysiert er Herausforderungen und Lösungen in Niederspannungsnetzen im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem.

Über das RLS-Graduiertenkolleg: Die Reiner Lemoine Stiftung (RLS) hat seit ihrer Gründung im Jahr 2006 rund 100 Promovierende im Bereich Erneuerbare Energien gefördert. Im Januar 2020 hat das RLS-Graduiertenkolleg seine Arbeit aufgenommen. Das Team forscht praxis- und anwendungsorientiert in enger Kooperation mit dem Reiner Lemoine Institut und den betreuenden Lehrstühlen an Fragestellungen der EnergieSystemWende. Ziel des Kollegs ist es, systemische Hemmnisse der Energiewende besser zu verstehen und zielgerichtete Lösungen zu entwickeln, um ein Energiesystem mit 100 % Erneuerbaren Energien zeitnah möglich zu machen.

Zusammenfassung

Im Zuge der Energiewende ergeben sich neue Anforderungen an die Stromnetze. Das Niederspannungsnetz muss flexibler genutzt werden. Denn der intelligente Einsatz von Batteriespeichern und eine Flexibilisierung des Verbrauchs können helfen, Netzbelastungen zu minimieren. Was technisch geht, lohnt sich auch. Haushalte und Verteilnetzbetreiber können von einer netzdienlichen Betriebsweise auch finanziell profitieren¹. Das zeigt die vorliegende Analyse.

Anhand ausgewählter Niederspannungsnetze führte Ricardo Reibsch zeitreihenbasierte Lastflussberechnungen durch, um die zukünftigen Belastungen von Netzbetriebsmitteln durch Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu bewerten. Darüber hinaus untersuchte er, welchen Beitrag Batteriespeichersysteme und eine flexible Fahrweise der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bieten, um diese Belastungen zu reduzieren². Einen besonderen Fokus legte er auf den Vergleich von verteilten Heimspeichersystemen und unterschiedlichen Standorten von Communityspeichern in Bezug auf die Entlastung von Netzbetriebsmitteln³.

Die vollständige Dissertation mit dem Titel „Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem: Herausforderungen und Lösungen unter Einbeziehung von stationären Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen“ wurde 2024 an der TU Berlin veröffentlicht⁴.

¹ Ricardo Reibsch. Der Beitrag von Batteriespeichern in Niederspannungsnetzen im Erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem. In ETG-Kongress 2023, Die Energiewende beschleunigen, 25. – 26.05.2023 in Kassel. VDE Verlag GmbH, 2023. ISBN 978-3-8007-6108-1

² Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, and Julia Kowal. The importance of battery storage systems in reducing grid issues in sector-coupled and renewable low-voltage grids. *Journal of Energy Storage*, 2023

³ Tabea Katerbau, Ricardo Reibsch, and Julia Kowal. Analysis of Operating and Positioning Strategies of Home and Community Storage Systems in Low Voltage Grids in a Sector-Coupled and Renewable Energy System. *Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2022)*, 2023

⁴ Ricardo Reibsch, Niederspannungsnetze im erneuerbaren und sektorengekoppelten Energiesystem: Herausforderungen und Lösungen unter Einbeziehung von stationären Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, Doktorarbeit, 2024, <https://depositonce.tu-berlin.de/items/32789310-e3d6-48c6-b832-5f5c73045a5c> Letzter Zugriff: 27.06.2024

1. Warum mehr lokale Flexibilität wagen?.....	5
1.1. Flexibler Strommarkt	5
1.2. Photovoltaikzubau und Einspeisespitzen.....	5
1.3. Ökonomische Herausforderungen	5
1.4. Systemische Herausforderungen	5
1.5. Niederspannungsnetze neu denken	6
2. Vom Status Quo zum Erneuerbaren Energiesystem	6
2.1. Niederspannungsnetze im Konventionellen Energiesystem	6
2.2. Belastungssituationen im Niederspannungsnetz werden größer	7
2.3. Ausbau von Erneuerbaren und Sektorenkopplung.....	7
2.4. Heimspeicher bisher nur für Eigenverbrauch	8
3. Potenziale der Niederspannungsnetze für Flexibilität	9
3.1. Hohes PV-Potential im ländlichen Raum	9
3.2. Hohe Abregelung erforderlich	9
3.3. Belastung von Betriebsmitteln nimmt zu	10
3.4. Zukünftige Entwicklung bei der Planung und Auslegung von Netzkomponenten berücksichtigen	10
3.5. Mehr Flexibilitätsoptionen nutzen	10
3.6. Systemdienlicher Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchseinrichtungen	11
3.7. Neue Geschäftsmodelle für Heimspeicher.....	12
4. Schlussfolgerungen: Flexibilität aus den Niederspannungsnetzen nutzen!	13
4.1. Speicherstrategie braucht konkrete Maßnahmen	13
4.2. Digitalisierung voranbringen	13
4.3. Rahmen für lokale Flexibilitätsnutzung anpassen.....	13
4.4. Niederspannungsnetze flexibilisieren.....	14

1. Warum mehr lokale Flexibilität wagen?

1.1. Flexibler Strommarkt

„Der neue Strommarkt soll schnellstmöglich flexibler werden, damit die Marktteilnehmer von den zunehmend günstigen Strompreisen bei viel Wind und Sonne besser profitieren können.“⁵ Das verkündet die Bundesregierung im Juli 2024.

Ja, dieses Vorhaben ist dringlich. Denn: Dezentrale erneuerbare Energien wie Photovoltaikanlagen sowie die Elektrifizierung der Wärme- und Verkehrssektoren durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge markieren einen Paradigmenwechsel in der Energieversorgung. Sie sind unverzichtbare Bestandteile der Transformation des bestehenden Energiesystems. Gleichzeitig muss das Energiesystem an diese neuen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen angepasst werden.

1.2. Photovoltaikzubau und Einspeisespitzen

Photovoltaik wird zu einer zentralen Säule des Energiesystems. In Deutschland sind fast 100 GW PV-Leistung installiert. Die aktuelle Bundesregierung strebt einen Zubau von über 20 GW pro Jahr an. Dieses Tempo der Transformation ist notwendig, um der Erreichung die Klimaziele näher zu kommen.

Mit dem starken Ausbau der Photovoltaik wird auch das Thema des Netzmanagement-Defizits und der Einspeisespitzen zunehmend relevant. Diese Spitzen treten immer häufiger und intensiver auf und stellen eine Herausforderung für Stromnetze und Energiemärkte dar. Im Jahr 2024 haben

Photovoltaikanlagen in Deutschland erstmals mehr als 40 GW Leistung ins Netz eingespeist, was einen neuen Rekord markiert⁶.

1.3. Ökonomische Herausforderungen

Der Zubau von Photovoltaik muss vom Energiesystem aufgenommen werden. Hohe Einspeisespitzen zur Mittagszeit führen bereits jetzt zu negativen Preisen an der Strombörse⁷. Geringe Marktwerte und negative Marktpreise senken Investitionsanreize und lassen die EEG-Kosten steigen. Dieser Trend wird sich verstärken, wenn keine Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Negative Strompreise könnten zugleich jedoch ein wichtiges Marktsignal sein, um Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und flexible Verbraucher zu steuern. So plant die Bundesregierung die Förderung bei negativen Preisen für Neuanlagen grundsätzlich bereits ab dem 1. Januar 2025 auszusetzen⁸.

1.4. Systemische Herausforderungen

Engpasssituationen in den Stromnetzen und die damit einhergehende Abregelung von Erzeugungsanlagen werden zunehmen. Im Sommer 2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber akut davor gewarnt, dass preisunelastische Erzeugung und Last zu Erzeugungsüberschüssen und entschädigungsfreien Abschaltungen führen können.⁹ Das Problem ist dabei auch, dass die Technik und Fahrweise in den Verteilnetzen veraltet sind und der Verteilnetzbetrieb schnellstmöglich digitaler und agiler werden muss.

⁵ https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Oeffentliche-Finzen/Bundeshaushalt/bundeshaushalt-2025-und-wachstumsinitiative-2.pdf?__blob=publicationFile&v=3

⁶ Am 25.06.2024 und 26.06.2024 traten Erzeugungsspitzen von über 40 GW auf. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?c=DE&interval=month>

⁷ Am 15.06.2024 traten negative Strompreis bei hoher Photovoltaikerzeugung auf. https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=month

⁸ Wachstumsinitiative - neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/992814/2297962/490594de98f9f5551033969d87184247/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf?download=1>

⁹ <https://pv-thinktank.de/wp-content/uploads/2024/05/24-04-19-UeNB-Webinar-Erzeugungueberschuss.pdf>

1.5. Niederspannungsnetze neu denken

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, ist es entscheidend, das Potenzial lokaler Flexibilität zu nutzen. Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektroautos können zur Stabilität des Energiesystems beitragen. Dafür

müssen die Netze – auch auf Ebene der Niederspannung – digitaler werden. Nur so können Verteilnetzbetreiber kritische Netzzustände besser erkennen, adäquat darauf reagieren und langfristige Planungsschritte einleiten.

2. Vom Status Quo zum Erneuerbaren Energiesystem

2.1. Niederspannungsnetze im Konventionellen Energiesystem

Niederspannungsnetze sind die unterste Netzebene im elektrischen Energienetz. Hauptaufgabe ist die Verteilung elektrischer Energie aus der Mittelspannungsebene zu den Endkunden, wie bspw. Haushalte. Der Ausbau von Dach-Photovoltaikanlagen und die Installation von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ändern Niederspannungsnetze in hohem Maße. Daher müssen deren Planungsgrundsätze angepasst werden.

Leitungen und Transformatoren wurden bisher auf die konventionelle Haushaltslast ausgelegt. Die zusätzliche Belastung durch Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektroautos wurde nicht berücksichtigt. Einige dieser Planungsgrundsätze sind bereits mehrere Jahrzehnte alt. Zudem werden

aufgrund fehlender Messeinrichtungen in den Niederspannungsnetzen die Netzkomponenten oft mit hoher Reserve dimensioniert.

Dabei findet ein Großteil der Transformation des Energiesystems in den Niederspannungsnetzen statt und bringt dadurch neue Herausforderungen mit sich. Die zukünftigen Veränderungen in den Niederspannungsnetzen sind in Abb. 1 exemplarisch dargestellt.

Sektorenkoppelnde Verbraucher sind notwendig für die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Wärmebereichs, erhöhen jedoch den Strombedarf und belasten dadurch Betriebsmittel zusätzlich. Auch Photovoltaikanlagen steigern den Stromfluss im Netz wodurch es zu Rückflüssen ins übergeordnete Netz auftreten.

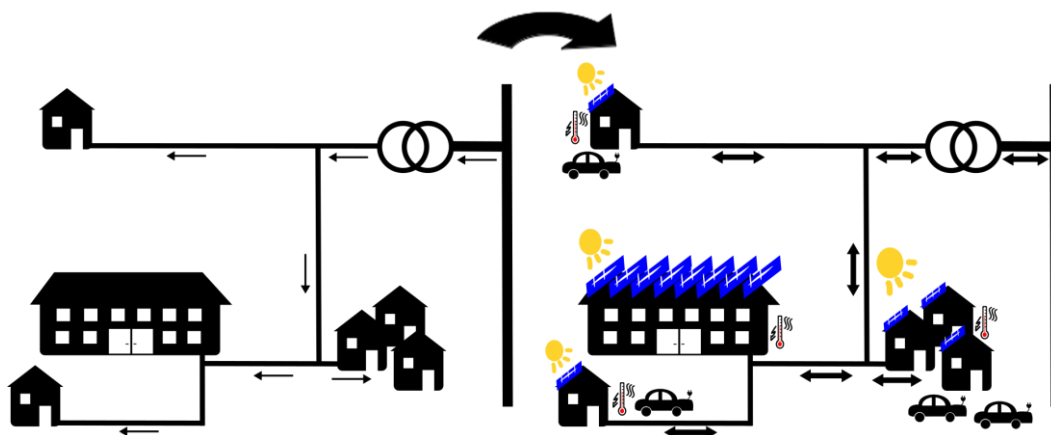


Abbildung 1: Niederspannungsnetz im konventionellen Energiesystem (links) und im erneuerbaren und sektorengesetzten Energiesystem (rechts). Niederspannungsnetze sind stark von der Transformation des Energiesystems betroffen.

2.2. Belastungssituationen im Niederspannungsnetz werden größer

Mit der Transformation des Energiesystems kommen neue Herausforderungen. Betriebsmittel in Niederspannungsnetzen können von drei verschiedenen Belastungssituationen betroffen sein (siehe Abb. 2):

1. **Überlastung des Transformators:** Der Transformator koppelt die Mittelspannungsebene mit der Niederspannungsebene. Er überträgt Verbrauchs- und Einspeiseleistung zwischen den Netzebenen. Seine Belastungsgrenze ergibt sich aus seiner Scheinleistung.
2. **Überlastung von Leitungen:** Leitungen sind in Niederspannungsnetzen zum großen Teil Erdkabel. Sie sind wie die Arterien im Blutkreislauf, durch die Haushalte versorgt werden. Ihre Belastungsgrenze ist durch den maximalen Bemessungsstrom gegeben.
3. **Spannungsbandsverletzungen:** Eine hohe Verbrauchs- oder Einspeiseleistung senkt oder hebt die Spannung am Hausanschluss. Dabei dürfen die Spannungsbandsgrenzen nicht unter- oder überschritten werden.

Die Belastungssituationen im Netz wurden bisher gelöst, indem Leitungen und Transformatoren verstärkt oder ausgebaut wurden. Hier braucht es zukünftig ergänzende Maßnahmen, die Netzausbaukosten senken und Kupfereinsatz verringern können. Damit Niederspannungsnetze neu aufgestellt werden können, müssen Netzverstärkungsmaßnahmen durch den Einsatz von Batteriespeichern und der Flexibilisierung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ergänzt werden.

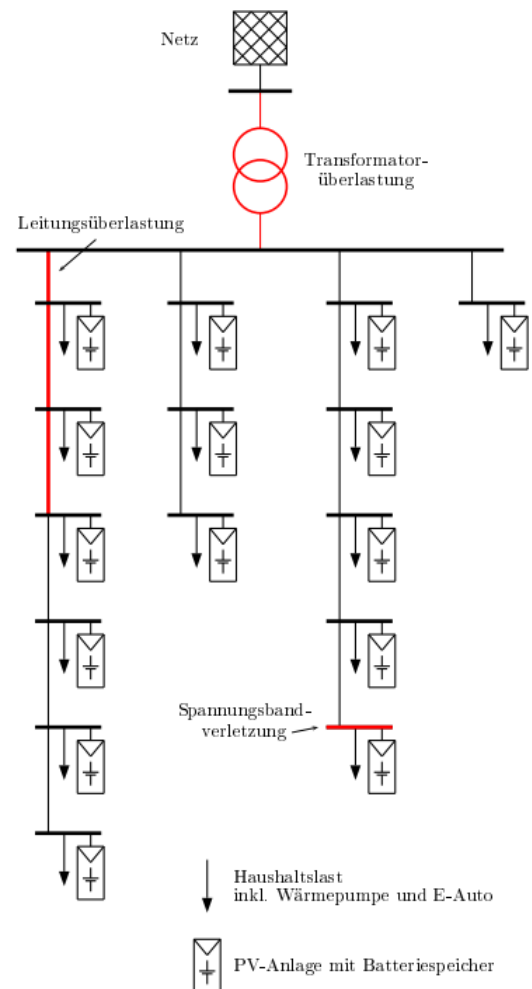


Abbildung 2: Beispielhaftes Niederspannungsnetz mit Überlastung des Transformators, der Leitungen und der Verletzung des Spannungsbands

2.3. Ausbau von Erneuerbaren und Sektorenkopplung

Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektroautos werden die Energieflüsse in den Niederspannungsnetzen grundlegend ändern. Daher muss ihr Ausbau bei der Neuausrichtung in Niederspannungsnetzen berücksichtigt werden.

Im Entwurf zum Netzentwicklungsplan prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber bis 2045 bis zu 18 Millionen Wärmepumpen, 44,8 Millionen Elektroautos und bis zu 500 GW

Photovoltaikleistung, um Klimaneutralität in Deutschland zu erreichen¹⁰.

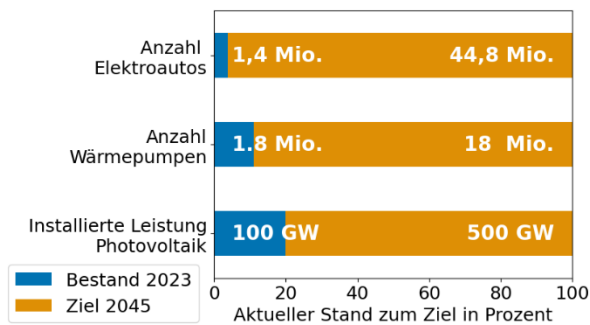


Abbildung 3: Ausbauziele und Ausbaustand von Elektroautos, Wärmepumpen und Photovoltaikleistung in Deutschland

Abbildung 3 zeigt den aktuellen Ausbau von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektroautos im Vergleich zu den Zielwerten für 2045. Die Netzinfrastruktur muss auch zukünftig in der Lage sein, diese Ausbauraten sicher zu stellen.

Netzverstärkungen und eine Messoffensive in den unteren Netzebenen können von weiteren Maßnahmen begleitet werden. Insbesondere Batteriespeicher stellen eine vielversprechende Option dar, zusätzliche Flexibilität bereit zu stellen.

2.4. Heimspeicher bisher nur für Eigenverbrauch

Batteriespeicher werden bereits vielerorts in Niederspannungsnetzen installiert, meist in Verbindung mit PV-Anlagen im Heimbereich. Im Juli 2024 waren ca. 12,4 GWh¹¹ Heimspeicherkapazität in Deutschland installiert mit hohen Wachstumsraten von über

50 %¹². Diese Batteriespeicher werden jedoch hauptsächlich zur Eigenverbrauchsnutzung von PV-Energie und somit nicht systemdienlich eingesetzt. Dies führt dazu, dass sie im Sommer oft einen sehr hohen Ladestand und im Winter häufig einen sehr niedrigen Ladestand aufweisen. Dadurch bleibt im Sommer gespeicherte Energie ungenutzt wohingegen im Winter freie Speicherkapazität nicht verwendet wird¹³.

Darüber hinaus ist die Eigenverbrauchsnutzung keine netzdienliche Ladestrategie, da die Speicher häufig vormittags aufgeladen werden und zur PV-Mittagsspitze nicht mehr zur Netzentlastung verfügbar sind¹⁴.

Dabei können Batteriespeicher viel mehr leisten. Sie sind ein Schweizer Taschenmesser: Neben der Unterstützung des Eigenverbrauchs können sie auch dem lokalen Strommarkt dienen, am Arbitragehandel teilnehmen, Blindleistung einspeisen, Regelleistung bereitstellen und zur Netzentlastung beitragen.

Diese Potenziale müssen jedoch erschlossen werden. Mit der Einführung des §14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wurde ein erster Schritt in diese Richtung getan, aber es gibt noch viel mehr zu tun. Das Potenzial zur Entlastung und Kapazitätssteigerung der Niederspannungsnetze ist gewaltig. Es muss das Ziel sein im Sinne der Stabilität des Gesamtsystems und um den Ausbau der PV abzusichern, diese Potenziale zu heben.

¹⁰ Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf

¹¹ <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> Stand 12.0.07.2024

¹² Jan Figgenger, Christopher Hecht, David Haberschusz, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel, and Dirk Uwe Sauer. The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023). 2023

¹³ Jan Wiesenthal and Frieder Schnabel. Multi-use of Community Energy Storage - Energy Services and their Compatibility with Increasing Self-consumption as Primary Service with a Focus on Germany. Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference 2021 (IRES 2021), 2021

¹⁴ Ricardo Reibsch, Philipp Blechinger, and Julia Kowal. The importance of battery storage systems in reducing grid issues in sector-coupled and renewable low-voltage grids. *Journal of Energy Storage*, 2023

3. Potenziale der Niederspannungsnetze für Flexibilität

In dieser Forschungsarbeit wurden fünf repräsentative Niederspannungsnetze untersucht, um zukünftige Herausforderungen zu bewerten. Drei Netze weisen eine ländliche und zwei eine vorstädtische Struktur auf. Ländliche Netze haben im Vergleich zu vorstädtischen Netzen ein höheres Dachflächenpotenzial für Photovoltaik und ihre Leitungen sowie Transformatoren sind aufgrund der historischen Entwicklung für geringere Belastungen ausgelegt.

3.1. Hohes PV-Potential im ländlichen Raum

In ländlichen Niederspannungsnetzen können Wohngebiete aufgrund des hohen Dachflächenpotenzials jährlich fast doppelt so viel PV-Energie erzeugen, wie im Niederspannungsnetz verbraucht wird (siehe Abb. 4). Allerdings variiert die PV-Erzeugung im

Vergleich zum Verbrauch sowohl tages- als auch jahreszeitlich. In einer Sommerwoche kann bis zu sechsmal mehr PV-Energie erzeugt werden, als elektrische Energie verbraucht wird, während in einer Winterwoche etwa viermal mehr elektrische Energie verbraucht wird, als erzeugt werden kann.

3.2. Hohe Abregelung erforderlich

Ohne Gegenmaßnahmen sind besonders ländliche Netze mit großer Ausdehnung von Netzüberlastungen betroffen. Werden Gegenmaßnahmen, wie die Abregelung von PV-Energie, ergriffen, müsste in diesen ländlichen Netzen mehr als die Hälfte der PV-Energie abgeregelt werden, um eine Überlastung der Betriebsmittel zu vermeiden (siehe Abb. 4). Bisher sind viele dieser Anlagen im Bestand aber nicht steuerbar, was das die Potenziale zusätzlich begrenzt.

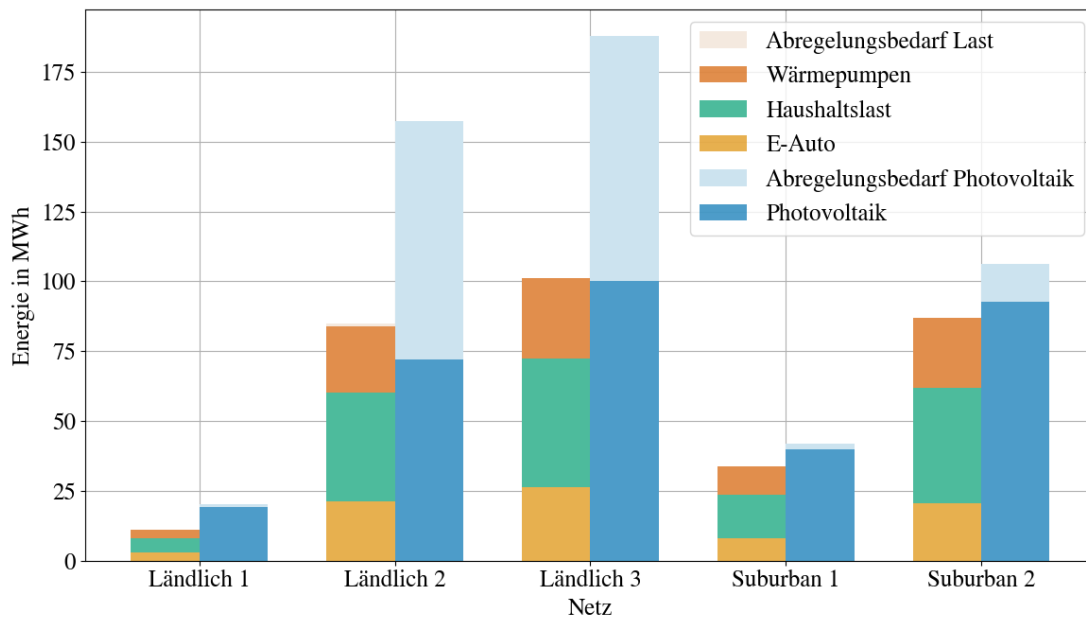


Abbildung 4: Erzeugte und verbrauchte elektrische Energie in den fünf untersuchten Niederspannungsnetzen in vier Beispielwochen

3.3. Belastung von Betriebsmitteln nimmt zu

Transformatoren in ländlichen Niederspannungsnetzen sind besonders anfällig für Überlastungen. Auch Leitungsüberlastungen können in langen Netzsträngen mit vielen Haushalten auftreten. Spannungsbandverletzungen lassen sich durch ein geeignetes Blindleistungsmanagement, wie die Q(U)-Regelung, weitgehend vermeiden. Dies gilt jedoch nicht für sehr lange Netzstränge mit geringen Leiterquerschnitten.

Abbildung 5 zeigt die Topologie eines Landnetzes mit maximaler PV-Erzeugung. Vor allem Transformatoren und Leitungen in Transformatornähe sind von Überlastungen betroffen, da hier der zu übertragende PV-Strom am größten ist. In den Haushalten am Ende des rechten Strangs treten Spannungsbandverletzungen auf.

3.4. Zukünftige Entwicklung bei der Planung und Auslegung von Netzkomponenten berücksichtigen

Die Lebensdauer von Netzbetriebsmitteln erstreckt sich über mehrere Jahrzehnte. Um auch zukünftig einen sicheren Netzbetrieb in den Niederspannungsnetzen zu gewährleisten, muss bereits heute die zukünftige Entwicklung bei der Planung und Auslegung von Netzkomponenten berücksichtigt werden.

Reine Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen könnten in einigen Netzen zu einer Vervielfachung der derzeitigen Übertragungskapazität führen.

Diese Vervielfachung von Transformatorleistung und Leitungskapazität würde hohe Kosten für Netzbetreiber und letztendlich durch die umgelegten Netzentgelte auch für Haushalte verursachen.

3.5. Mehr Flexibilitätsoptionen nutzen

Der Einsatz von Batteriespeichern sowie eine flexible Nutzung von Wärmepumpen und Elektroautos kann helfen, den Netzausbau zu reduzieren, Kosten zu senken und die Niederspannungsnetze zu entlasten. Diese Anlagen müssen entsprechend betrieben werden und in den Planungsgrundsätzen für Niederspannungsnetze berücksichtigt werden.

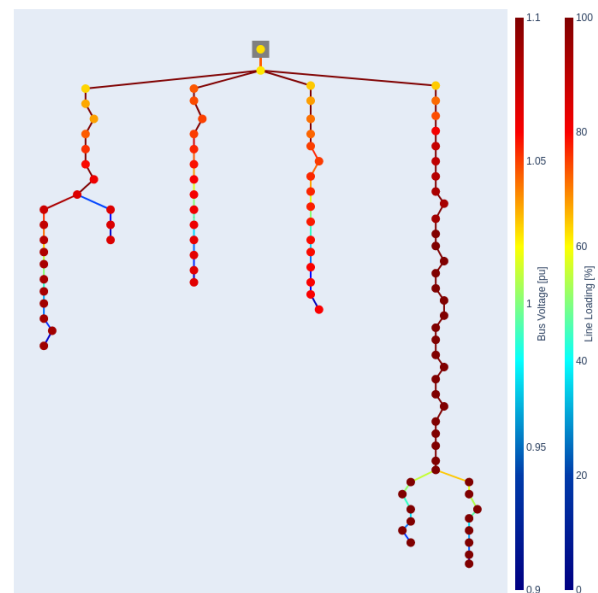


Abbildung 5: Netztopologie eines ländlichen Netzes zum Zeitpunkt der maximalen Erzeugung. Zu erkennen ist eine hohe Leitungsbelastung am Stranganfang und Spannungsbandverletzungen am Strangende

3.6. Systemdienlicher Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchseinrichtungen

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass ein systemdienlicher Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchseinrichtungen den Eigenverbrauch nicht gefährdet, sondern diesen ergänzt. Hohe Eigenverbrauchsquoten können sichergestellt und Niederspannungsnetze entlastet werden.

Der Bezug elektrischer Energie aus der übergeordneten Netzebene kann halbiert werden (grüne Flächen in Abb. 6), was die Vor-Ort-Versorgung stärkt und übergeordnete Netzebenen entlastet. Gleichzeitig wird der Eigenverbrauch fast verdoppelt (rote Flächen in Abb. 6) und der lokale Strommarkt gestärkt (blaue Flächen in Abb. 6).

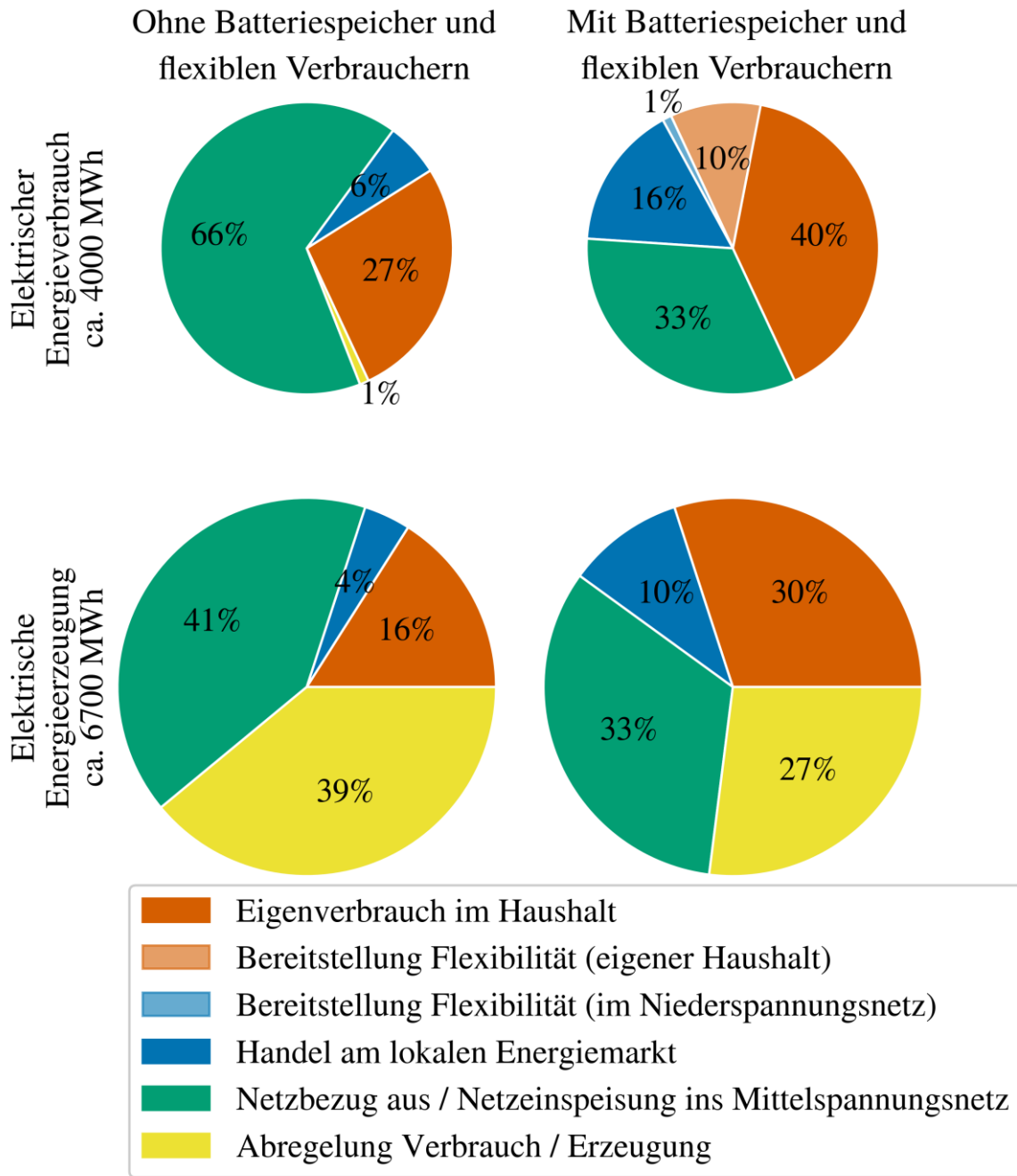


Abbildung 6: Aufteilung der erzeugten und verbrauchten elektrischen Energie in allen fünf Netzen

3.7. Neue Geschäftsmodelle für Heimspeicher

Darüber hinaus erhöhen zusätzliche Geschäftsfelder die Wirtschaftlichkeit für Heimspeicherbetreiber und schaffen damit Investitionssicherheit. Abbildung 7 zeigt, wie Haushalte wirtschaftlich abschneiden beim Netzausbau, Einsatz von Heimspeichern, flexiblen Verbrauchern, der Kombination aus Heimspeichern und flexiblen Verbrauchern sowie der Kombination aus Communityspeichern und flexiblen

Verbrauchern. Haushalte, die sich über der Nulllinie befinden, profitieren von der jeweiligen Maßnahme, während Haushalte unter der Nulllinie wirtschaftlich schlechter abschneiden.

Ein großer Teil der Haushalte profitiert vom Netzausbau. Allerdings schneiden die meisten Haushalte beim Einsatz von Batteriespeichern und flexiblen Verbrauchern besser ab als beim reinen Netzausbau. Dies zeigt, dass auf den Einsatz von Vor-Ort-Flexibilität nicht verzichtet werden sollte.

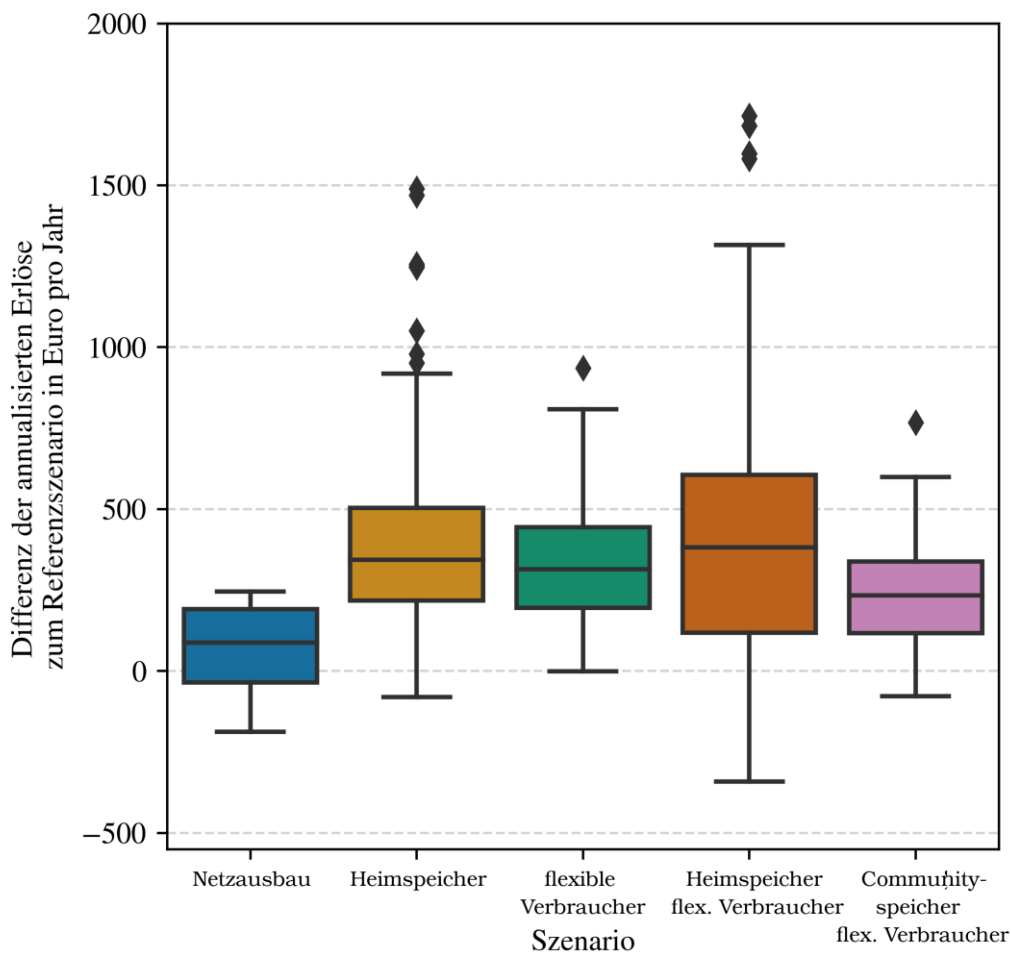


Abbildung 7: Erlöse für Haushalte in verschiedenen Szenarien

4. Schlussfolgerungen: Flexibilität aus den Niederspannungsnetzen nutzen!

Lokale Flexibilität umfasst vielfältige Technologien wie Batteriespeicher, Wärmespeicher/Wärmepumpen und Elektroautos. Diese Flexibilität sollte nicht nur marktdienlich, sondern auch netzdienlich betrieben werden.

4.1. Speicherstrategie braucht konkrete Maßnahmen

Um das Potenzial der lokalen Flexibilität auszuschöpfen, braucht es klare politische Weichenstellungen. Eine umfassende Stromspeicherstrategie könnte der entscheidende Hebel sein, um diese Potenziale zu heben. Das BMWK hat eine Stromspeicherstrategie vorgelegt, die Stromspeicher als vielseitig einsetzbar im Energiesystem anerkennt und explizit Stromspeicher als Flexibilitätsoption im Markt und im Netz stärken möchte¹⁵. Die Stromspeicherstrategie verdeutlicht, welche bedeutende Rolle Stromspeichern im zukünftigen Energiesystem zukommen. Allerdings fehlen an vielen Stellen konkrete Maßnahmen. Im nächsten Schritt muss weitergegangen werden, eine Zeitschiene entwickelt und Zuständigkeiten verteilt werden. Nur so kann diese Strategie glaubhaft den systemdienlichen Ausbau von Speichertechnologien aufzeigen, der mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien Schritt hält und diesen fördert.

4.2. Digitalisierung voranbringen

Die Digitalisierung der Verteilnetze ist ein weiterer Schlüssel zur Nutzung dieser Flexibilität. Aufgrund fehlender Messeinrichtungen ist bisher weitestgehend unklar, welche Betriebszustände in Niederspannungsnetzen auftreten. Um auf

hohe Belastungen reagieren zu können, müssen diese zunächst durch entsprechende Sensorik am Ortsnetztransformator, an den Abgängen der Stränge und zur Spannungsmessung in den Strängen detektiert werden.

Diese Daten müssen sinnvoll aufbereitet werden, um über eine geeignete IKT-Struktur den Anlagen im Netz Preissignale oder Steuersignale zu übermitteln. Dabei müssen wichtige Aspekte näher betrachtet werden: Verschiedene Systeme und Technologien müssen miteinander kompatibel sein. Die Standardisierung von Datenformaten und Protokollen ist dafür ein wichtiger Schlüssel. Darüber hinaus muss die Datensicherheit sensibler Daten gewährleistet sein.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist der bisher schleppende Smartmeter-Ausbau. Intelligente Messsysteme sind die Voraussetzung dafür, haushaltsnahe Flexibilität systemdienlich einzusetzen. Der finanzielle und personelle Aufwand für die Erfassung, Speicherung, Verarbeitung und Nutzung großer Datenmengen muss durch ein effizientes Datenmanagement gering gehalten werden.

4.3. Rahmen für lokale Flexibilitätsnutzung anpassen

Die Anpassung des regulatorischen Rahmens ist ein weiterer wichtiger Baustein für die Nutzung von Vor-Ort-Flexibilität. Mit der Einführung des §14a EnWG wurde ein wichtiger Schritt unternommen, aber es ist noch mehr möglich. Weitere wichtige Elemente sind die Einführung von lokalen Strom- und Flexibilitätsmärkten, die Ermöglichung von Energy Sharing sowie die Implementierung von Vehicle-to-Grid und Vehicle-to-Home-Technologien. Der Handlungsbedarf in Fragen der Flexibilisierung wurde in der

¹⁵ Stromspeicher-Strategie, Handlungsfelder und Maßnahmen für eine anhaltende Ausbaudynamik und optimale Systemintegration von Stromspeichern, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S->

[T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8) Letzter Zugriff: 15.07.2024

Wachstumsinitiative der Bundesregierung anerkannt¹⁶. Jetzt müssen Maßnahmen zur Flexibilisierung umgesetzt werden.

4.4. Niederspannungsnetze flexibilisieren

Während Niederspannungsnetze im konventionellen Energiesystem vor allem für die Verteilung von zentral erzeugtem Strom errichtet wurden, werden sie im erneuerbaren Energiesystem zum Nukleus der Energiewende. Millionen von Solaranlagen und elektrifizierte Wärme und Mobilität hängen von der Kapazität der Niederspannungsnetze ab.

Mehr Kupfer allein wird die Niederspannungsnetze nicht fit machen können. Es gilt: Mehr Flexibilität zu wagen.

Technisch ist dies ohne weiteres machbar. Und unterm Strich ist es ökonomisch vorteilhaft für alle. Der Ausbau von Batteriespeichern und die Nutzung von Vor-Ort-Flexibilität sind technisch und wirtschaftlich sinnvoll. Sie können teure und aufwändige Netzverstärkungsmaßnahmen reduzieren und sind somit ein Schlüssel für die Transformation des Energiesystems vor Ort.

Es gilt jetzt, die richtigen Weichen zu stellen, um die Energiesystemwende zu beschleunigen.

¹⁶ Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland
<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/992814/22>

[97962/ab6633b012bf78494426012fd616e828/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf?download=1](https://www.bundesregierung.de/resource/blob/992814/22/97962/ab6633b012bf78494426012fd616e828/2024-07-08-wachstumsinitiative-data.pdf?download=1) Letzter Zugriff: 15.07.2024