

Energiewende ermöglichen durch Niederspannungsbetriebsführung

Andrea Schön – Fraunhofer IEE (andrea.schoen@iee.fraunhofer.de)

Sunke Schlüters – DLR

Christoph Stegner – ZAE

Wolfgang Biener, Bernhard Wille-Haußmann – ISE

Thomas Leibfried, Frederik Gielnik, Rafael Poppenborg, Kevin Förderer – KIT

Struktur des Vortrags

Intelligente Betriebsführung

- Wie kann die intelligente Betriebsführung mit steuerbaren Lasten, wie Wärmepumpen und Ladestationen, deren Integration in das Stromnetz fördern?
- Wie verhalten sich dabei marktorientierte und netzdienliche Ansätze?
- Welche weiteren betrieblichen Ansätze gibt es für den optimierten Netzbetrieb?

Beitrag von Kleinstflexibilitäten zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement

- Wie können diese und andere Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung in den Redispatch-Prozess integriert werden und zum Engpassmanagement auf allen Spannungsebenen beitragen?

Digitalisierung in der Niederspannungsebene

- Welche Rolle spielt die Digitalisierung bei der Betriebsführung in der Niederspannungsebene?

Struktur des Vortrags

Intelligente Betriebsführung

- Wie kann die intelligente Betriebsführung mit steuerbaren Lasten, wie Wärmepumpen und Ladestationen, deren Integration in das Stromnetz fördern?
- Wie verhalten sich dabei marktorientierte und netzdienliche Ansätze?
- Welche weiteren betrieblichen Ansätze gibt es für den optimierten Netzbetrieb?

Beitrag von Kleinstflexibilitäten zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement

- Wie können diese und andere Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung in den Redispatch-Prozess integriert werden und zum Engpassmanagement auf allen Spannungsebenen beitragen?

Digitalisierung in der Niederspannungsebene

- Welche Rolle spielt die Digitalisierung bei der Betriebsführung in der Niederspannungsebene?

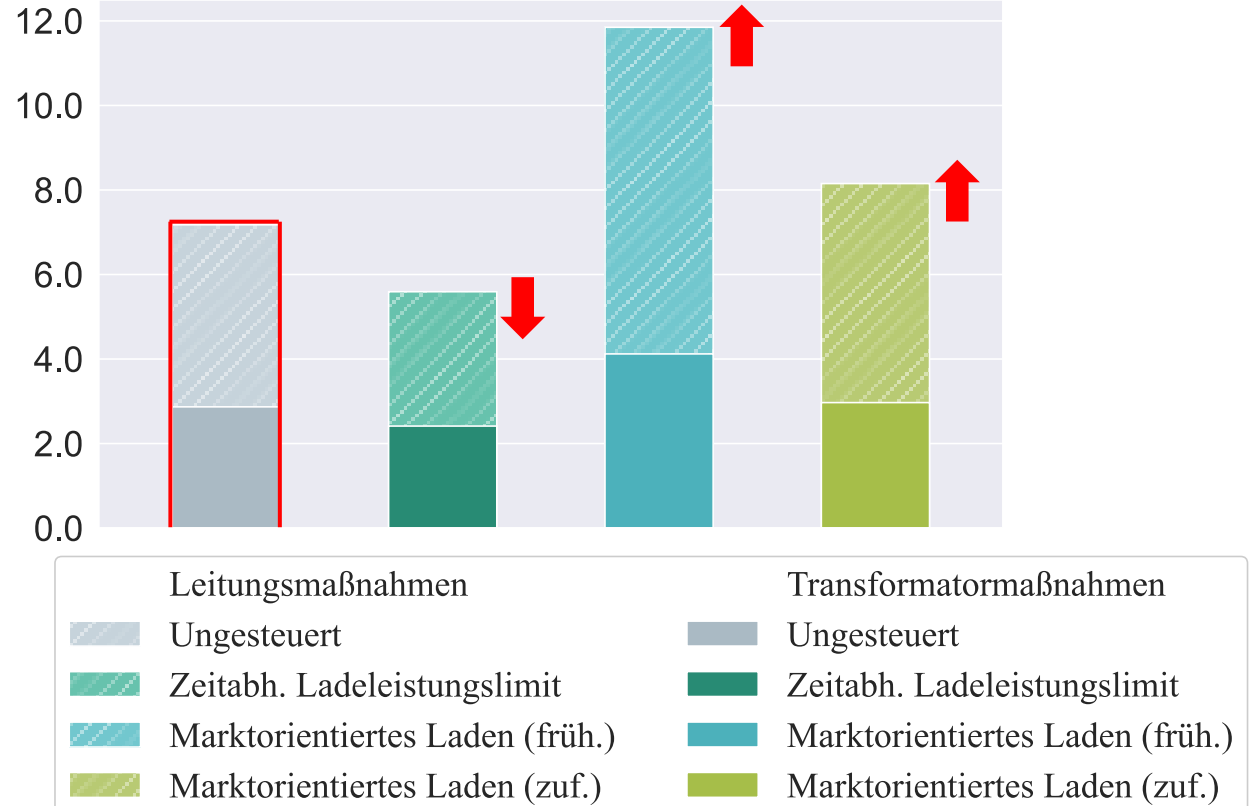
Ladeinfrastruktur 2.0: Case Study mit Betriebsführungsstrategien

Welche Flexibilitäten liefern Betriebsführung und Lademanagement?

Wie sind die Auswirkungen auf die Netze und der Bedarf für Netzausbau?

- Durchschnittliche Netzausbau und –verstärkungskosten für 110 Netze mit insgesamt circa 28.000 Haushalten
- Im unkontrollierten Fall circa 7,2 Mio.€ Netzausbaukosten
- Zeitabhängiges Ladeleistungslimit reduziert Netzausbaukosten um 22%
- Frühestmögliches marktorientiertes Laden steigert Netzausbaukosten um 65%
- Zufälliges marktorientiertes Laden führt zu 14% Mehrkosten beim Netzausbau

Summe der durchschnittl. Netzausbaukosten pro Ladeverhalten [Mio. €]



Quelle: A. Schoen, J. Ulfers, H. Maschke, L. Mueller, M. Braun: „Integrating Control Strategies for Electric Vehicle Charging into a Simultaneity-Factor-Based Grid Planning Approach“; ETG Kongress 2023; Kassel, Deutschland; 25.-26. Mai 2023

Netzdienliches Laden kann den Netzausbaubedarf reduzieren/verzögern. Zufälliges marktorientiertes Laden schwächt Lastspitzen durch Preissignale ab.

Analyse marktorientierter Betriebsführungsstrategien von Energiegemeinschaften

Motivation und Fragestellung

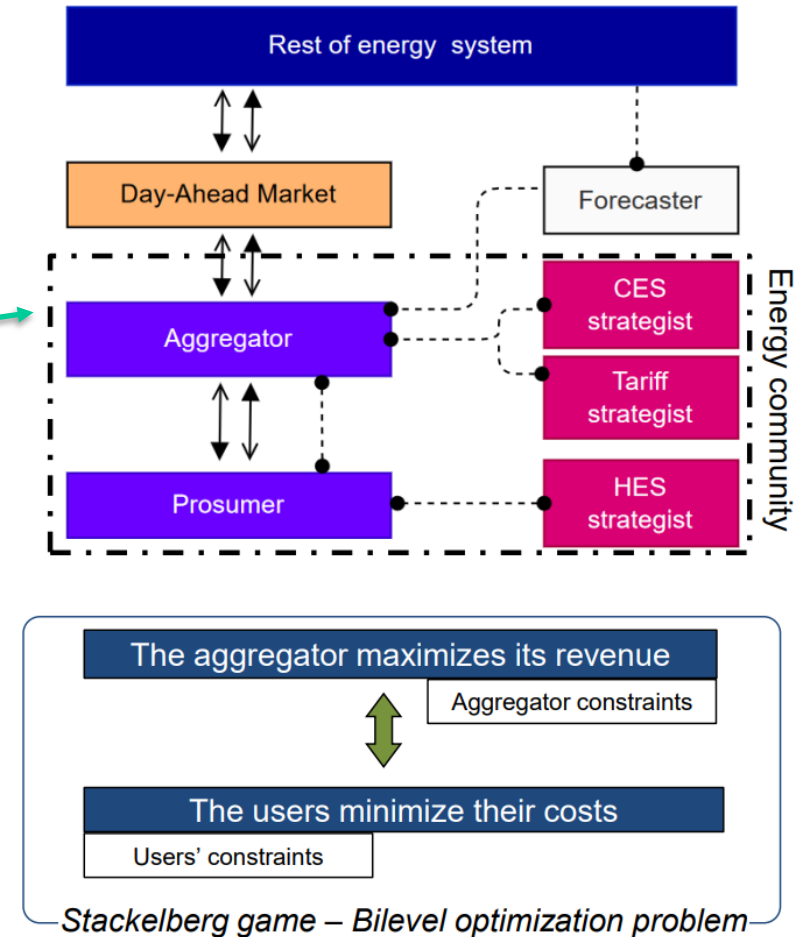
- Volatilität am Großhandelsmarkt schafft Anreize für marktorientierten Betrieb von dezentralen Flexibilitäten in Energiegemeinschaften
- Untersuchung der Auswirkungen unterschiedlicher **Stromtarifdesigns** und **Optimierungsziele** auf Energiegemeinschaften und das übergeordnete Energiesystem

Methode

- Kopplung von **Energiegemeinschaftsmodell¹⁾** mit dem agentenbasierten Strommarktmodell **AMIRIS²⁾**

Ergebnisse

- **Autarke** Betriebsführungsstrategien von Energiegemeinschaften **hemmen** die Ausschöpfung des Speicherpotenzials
- **Optimierte Stromtarife** für Energiegemeinschaften kommen sowohl dem gesamten Energiesystem als auch der Energiegemeinschaft zugute³⁾



1) Sarfarazi et al.: *An optimal real-time pricing strategy for aggregating distributed generation and battery storage systems in energy communities: A stochastic bilevel optimization approach*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 147, 2023
 2) Schimeczek et al.: *AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems*. Journal of Open Source Software, 2023
 3) Sarfarazi: *System-friendly operation of smart energy communities - A hybrid agent-based modeling and bilevel optimization approach*. 13. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, 2023

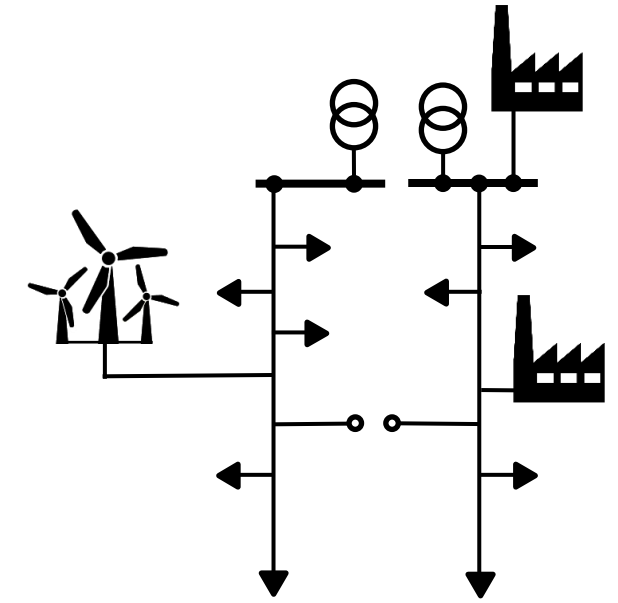
Schaltzustandsoptimierung im Verteilnetz

Herausforderungen

- Zunahme volatiler Last- und Einspeisecharakteristiken und Zubau dezentraler Erzeugung
- Temporär hohe Auslastung von Betriebsmitteln und umkehrender Leistungsfluss führen zu optimierbaren Netzzuständen

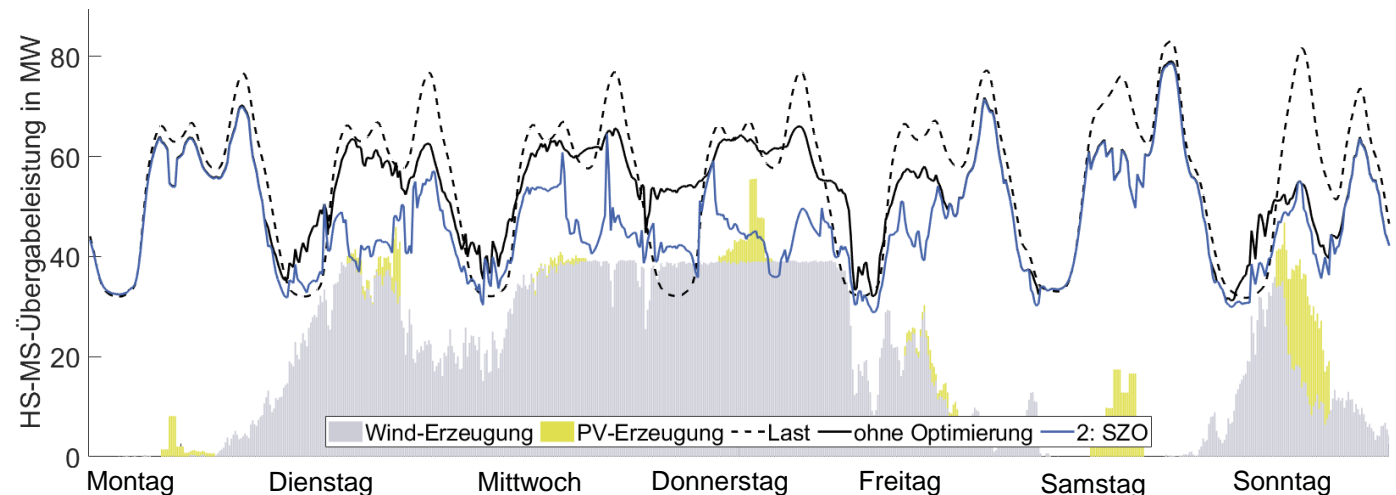
Lösungsansatz

- Dynamische Topologieanpassung unter Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur basierend auf der Partikelschwarmoptimierung
- Berücksichtigung einer multikriteriellen Zielfunktion unter Einbeziehung der Betriebsmittelgrenzen und normativen Vorgaben



Simulationsergebnisse

- Reduktion der Austauschleistung und -energiemenge zwischen Mittel- und Hochspannungsebene
- Die Schaltzustandsoptimierung (SZO) kann für weitere Szenarien und Optimierungsziele im Verteilnetz eingesetzt werden



Struktur des Vortrags

Intelligente Betriebsführung

- Wie kann die intelligente Betriebsführung mit steuerbaren Lasten, wie Wärmepumpen und Ladestationen, deren Integration in das Stromnetz fördern?
- Wie verhalten sich dabei marktorientierte und netzdienliche Ansätze?
- Welche weiteren betrieblichen Ansätze gibt es für den optimierten Netzbetrieb?

Beitrag von Kleinstflexibilitäten zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement

- Wie können diese und andere Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung in den Redispatch-Prozess integriert werden und zum Engpassmanagement auf allen Spannungsebenen beitragen?

Digitalisierung in der Niederspannungsebene

- Welche Rolle spielt die Digitalisierung bei der Betriebsführung in der Niederspannungsebene?

Quantifizierung und Aggregation kleinteiliger Flexibilität



Motivation und Fragestellung

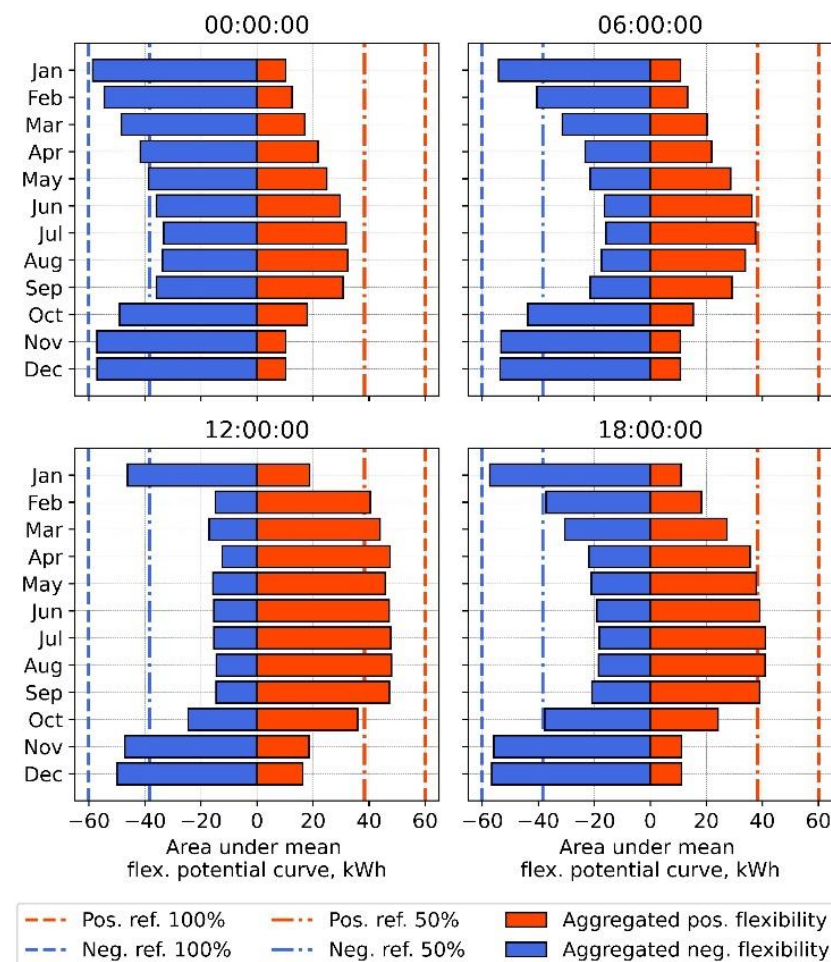
- Wie lässt sich das **Flexibilitätspotenzial** kleinteiliger, dezentraler Anlagen **quantifizieren und aggregieren**?
- Untersuchung der zeitlichen Variation des Flexibilitätspotenzials unter Berücksichtigung von Betriebsführung und primärem Zweck

Methode

- Entwicklung einer technologie-agnostischen Beschreibung des Potenzials¹⁾

Ergebnisse

- Es besteht **eine starke Abhängigkeit** des Potenzials von **Betriebsweise, Tageszeit und Saison**¹⁾
- Die Aggregation verschiedenartiger Flexibilität bietet die Möglichkeit zur Glättung¹⁾



1) Maitanova, Nailya et al.: *An Analytical Method for Quantifying the Flexibility Potential of Decentralised Energy Systems*. Preprint available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=4498356>

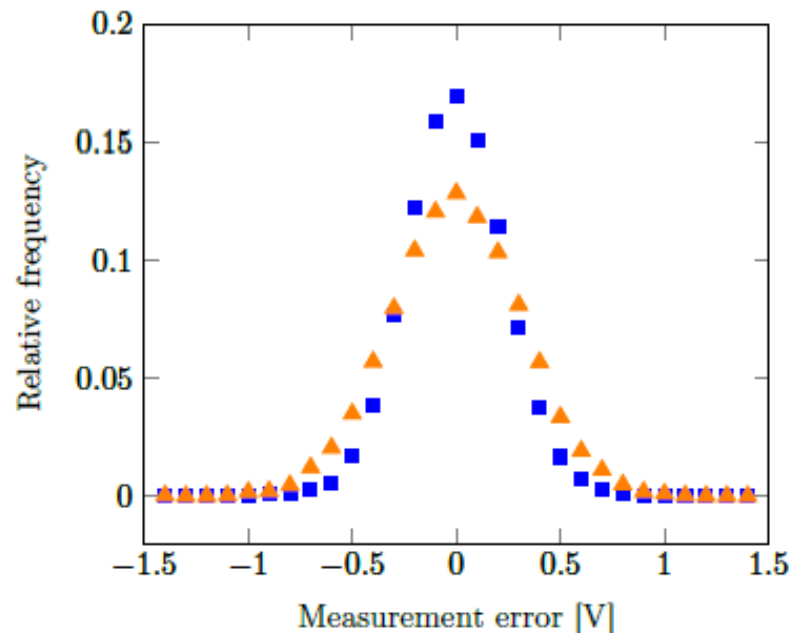
Netzzustandsinformationen aus Smart Plugs

Untersuchung ob Smart Plugs eine günstige (temporäre) Ergänzung zu Smart Metern (iMSys) zur Erfassung von Netzspannung darstellen können

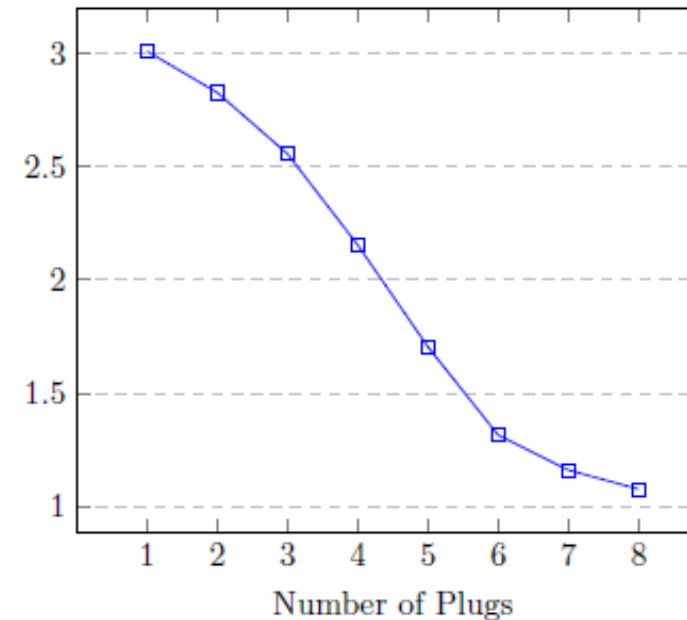
Ergebnisse:

- beobachtete Messfehler für Spannung gering (< 1 V)
- vergleichsweise hohe Frequenz der Messwernerfassung realisierbar (einige Sekunden)
- verschlüsselte Kommunikation möglich

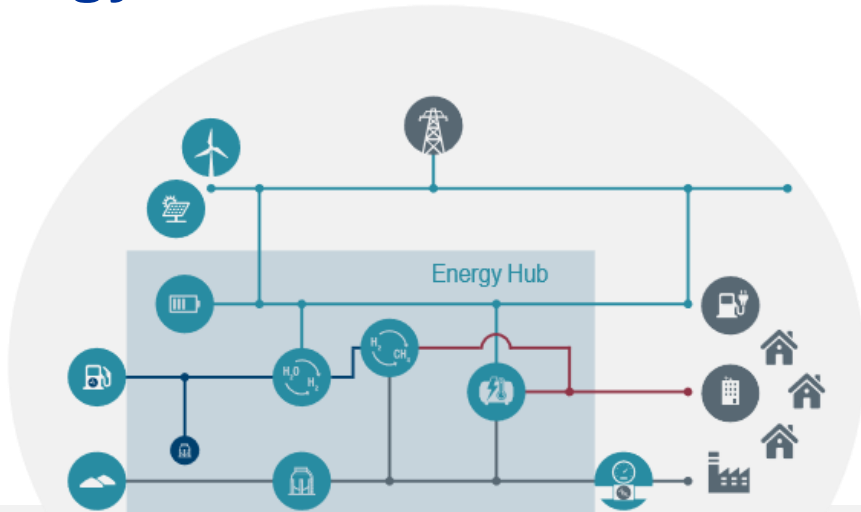
Isoliertes Smart Plug



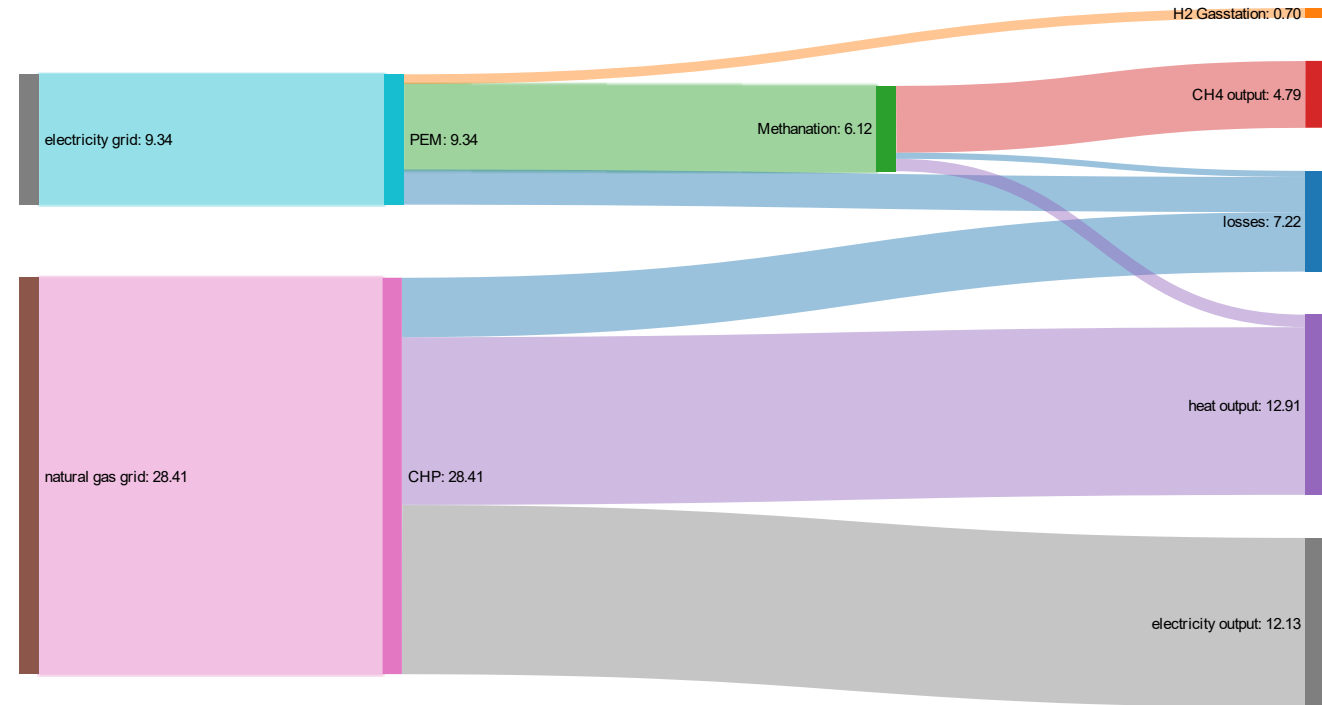
Netzsimulation



Energy Hub: Ein modulares Konzept zur lokalen Flexibilitätsbereitstellung



- Flexibler Ansatz in Bezug auf die Zusammensetzung
- Skalierbares System von Niederspannung bis Höchstspannung
- Adaptierbar an Vielzahl von Anwendungsfällen
- Kombination von verfügbaren Technologien
- Ganzheitlicher Ansatz zur Sektorenkopplung
- Fokus auf Netzentlastung durch dezentrale Integration von EE



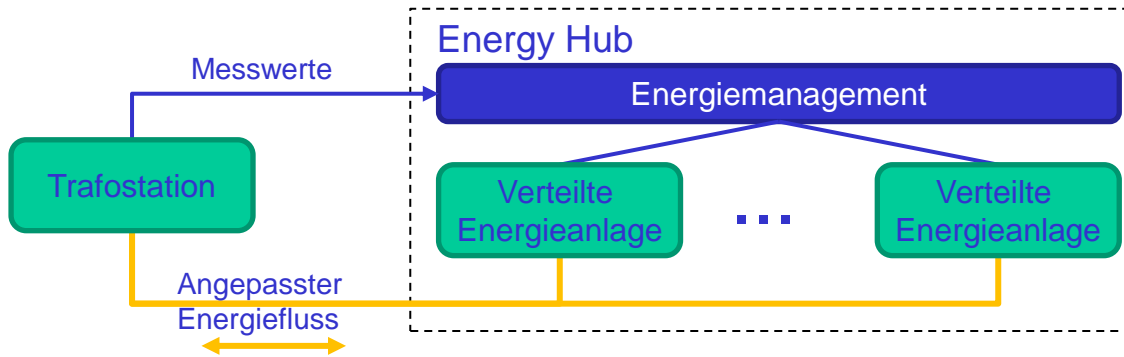
GEFÖRDERT VOM

KOPERNIKUS
ENSURE >>> PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Energy Hub: Robustheit durch intelligenten Einsatz von Flexibilität

Netzdienliche Komponente in der Steuerung von Energy Hubs

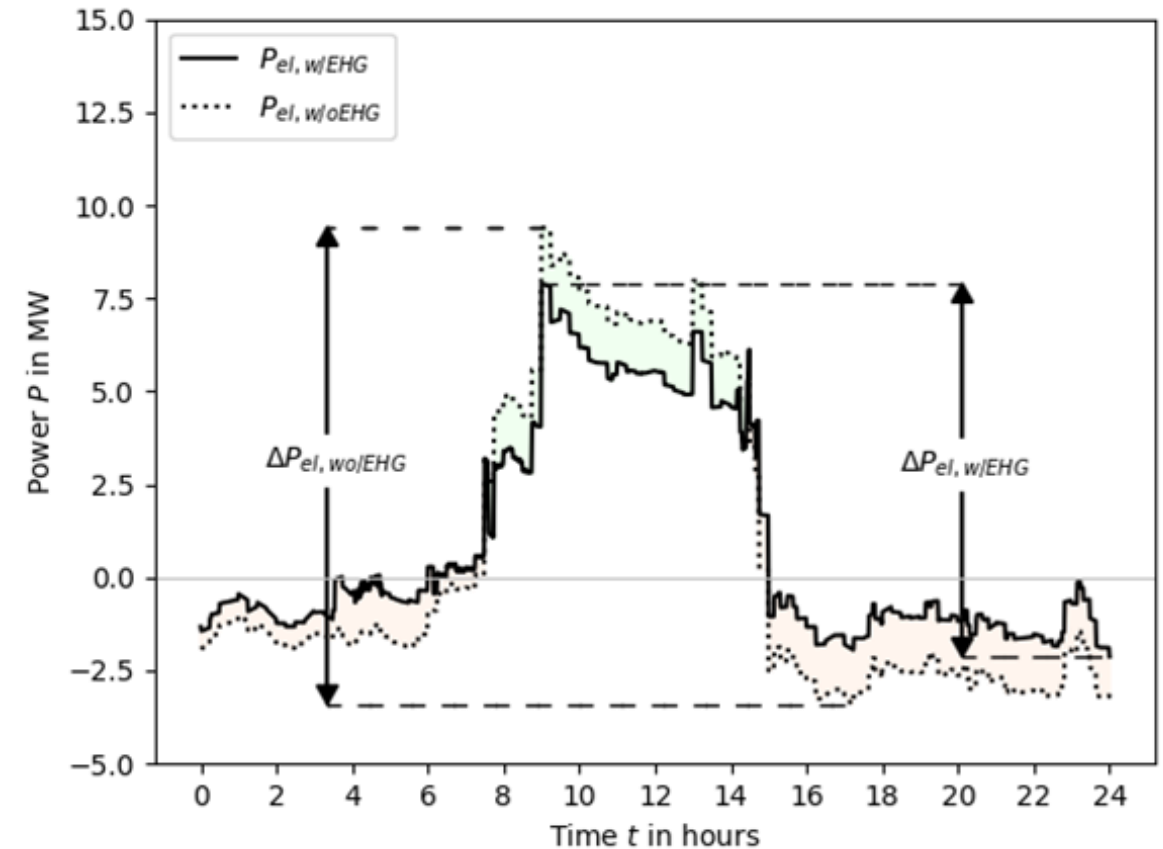


Energy Hub Zielgrößen:

- Kosten
- Volatilität der Last
- Lastvorgaben

Ergebnis:

- Geglätteter Leistungsfluss am Trafo
- Kapazität weitere EE aufzunehmen



Redispatch 3.0

Demonstrationsprojekt Redispatch und Vermarktung nicht genutzter Flexibilitäten von Kleinanlagen hinter intelligenten Messsystemen

- **Zielsetzung:** Integration von Mikroflexibilitäten mit Nennleistung < 100 kW.
- Definition von Datenaustauschanforderungen und Schnittstellen mit dem Controllable-Local-System (CLS) von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Smart Meter Gateways (SMG).
- Entwurf von automatisierten Softwarelösungen für Redispatch unter Berücksichtigung der Besonderheiten von Verteilungssystemen.
- Analyse der Wiederverwendung von Flexibilitäten für andere Hilfsdienste.
- Zwei Feldtests bei zwei deutschen VNB.



Redispatch 3.0

<https://www.redispatch3.eu>

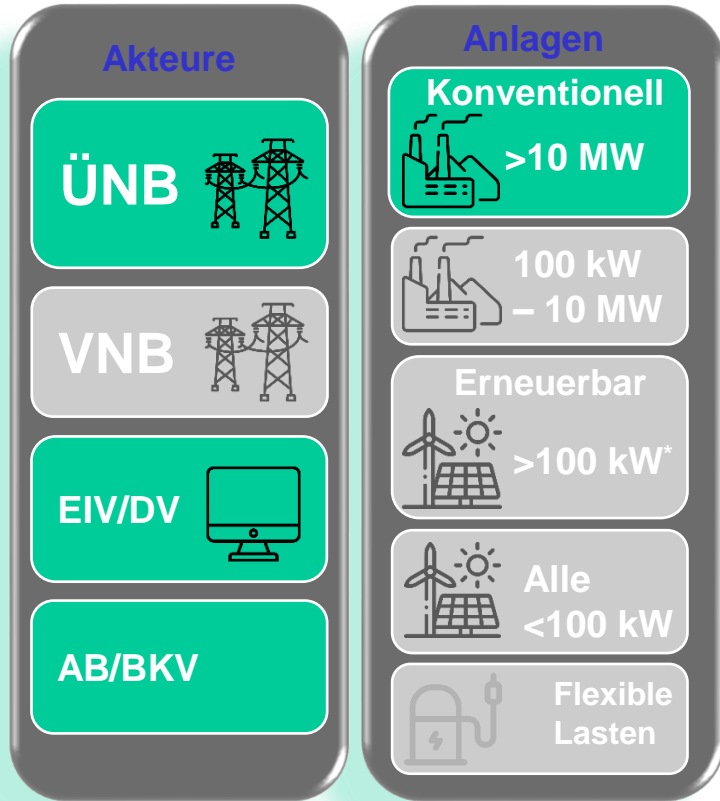
01/2022 - 12/2024



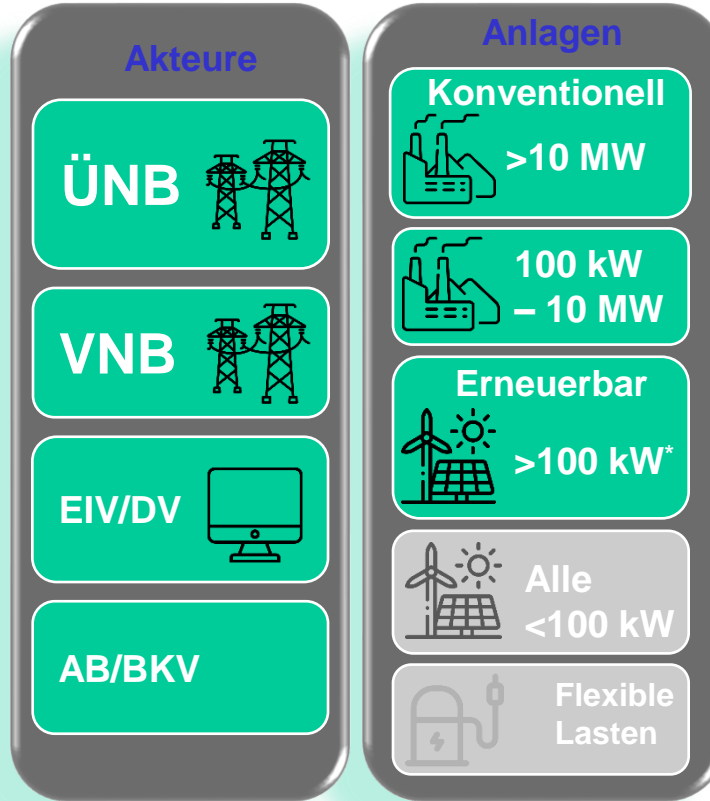
Redispatch 3.0

Redispatch im Wandel

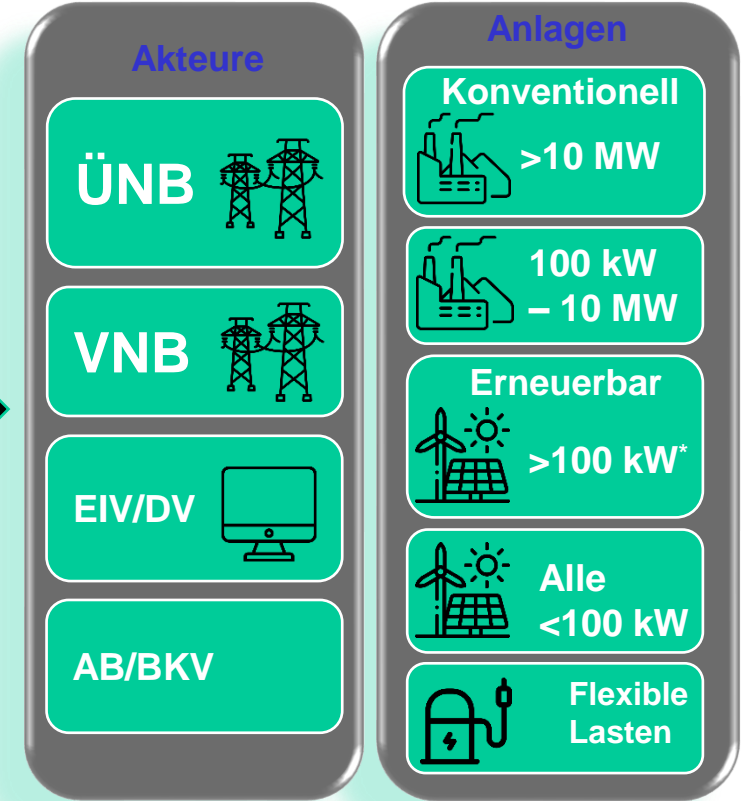
Redispatch 1.0



Redispatch 2.0



Redispatch 3.0



EIV- **Einsatzverantwortlicher
DV- **Direktvermarkter

AB- **Anlagenbetreiber
BKV- **Bilanzkreisverantwortlicher
* inkl. < 100 kW, falls ansteuerbar durch Netzbetreiber

<https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>

Struktur des Vortrags

Intelligente Betriebsführung

- Wie kann die intelligente Betriebsführung mit steuerbaren Lasten, wie Wärmepumpen und Ladestationen, deren Integration in das Stromnetz fördern?
- Wie verhalten sich dabei marktorientierte und netzdienliche Ansätze?
- Welche weiteren betrieblichen Ansätze gibt es für den optimierten Netzbetrieb?

Beitrag von Kleinstflexibilitäten zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement

- Wie können diese und andere Kleinstflexibilitäten in der Niederspannung in den Redispatch-Prozess integriert werden und zum Engpassmanagement auf allen Spannungsebenen beitragen?

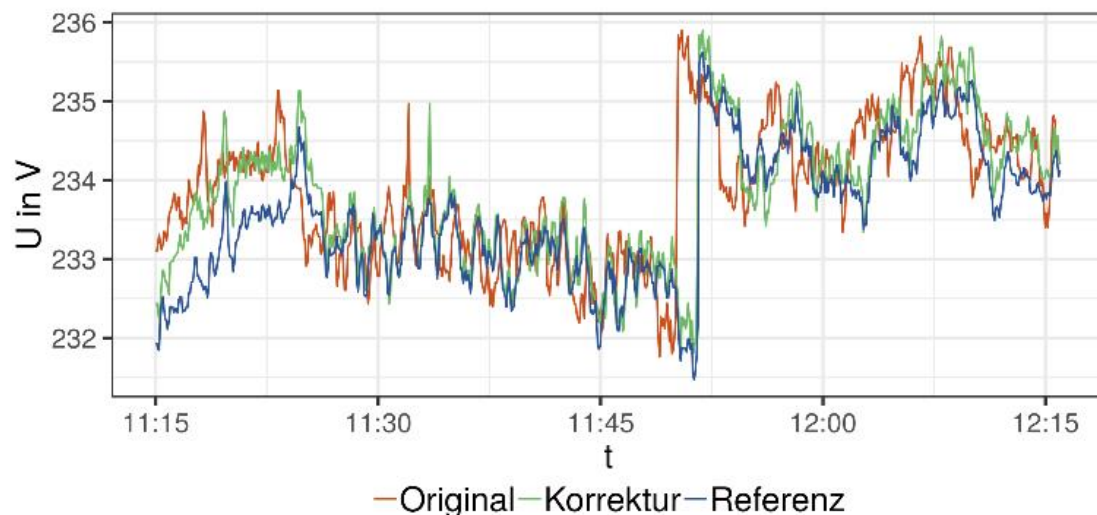
Digitalisierung in der Niederspannungsebene

- Welche Rolle spielt die Digitalisierung bei der Betriebsführung in der Niederspannungsebene?

EnEff:Stadt InEs – Robuste Algorithmen zur Auswertung hochgranularer Daten

Beispiel Messdaten

Man kann die Messungen verschiedener Sensoren anhand von Ähnlichkeitsbetrachtungen der Frequenz oder Spannung auf Synchronität prüfen und ggf. korrigieren.



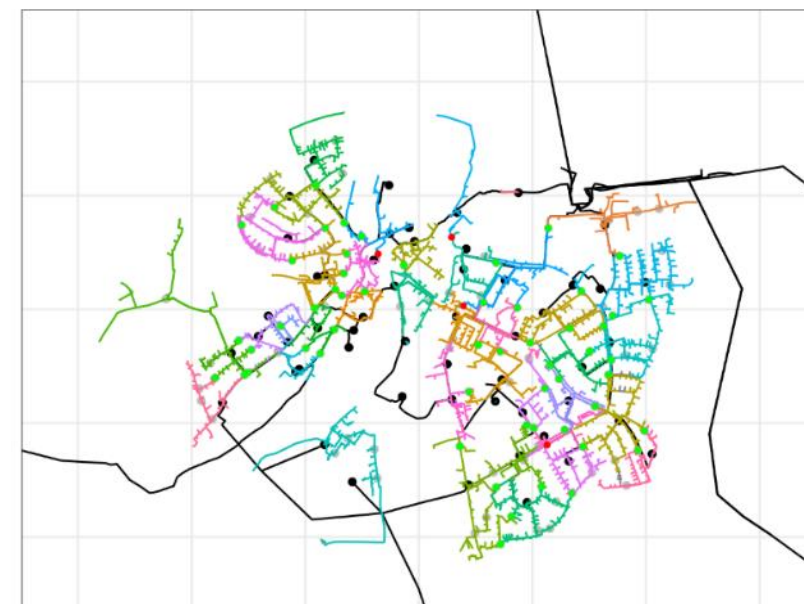
<https://ines-winterlingareal.de/>

Beispiel Netzpläne

Erfassung und Abgrenzung von Niederspannungsnetzen führt zur Ermittlung von Kennwerten für Ortsnetzstationen

Zum Beispiel:

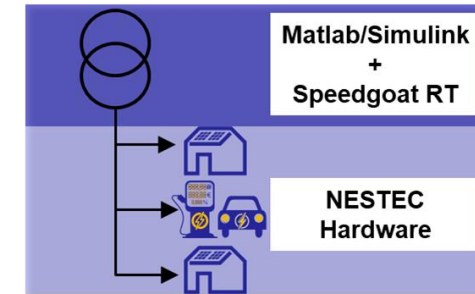
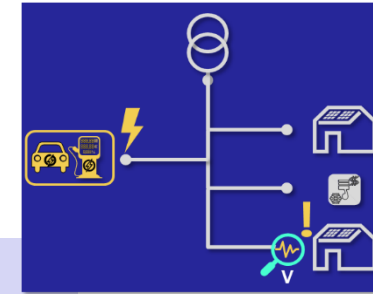
- Anzahl der Hausanschlüsse
→ zukünftige Ladeinfrastruktur
- Summe der angeschlossenen Wohngrundfläche
→ PV-Potenzial
→ Wärme- (pumpen-)bedarf



Zeit- & räumlich hochaufgelöste Informationen bedürfen automatisierter Ansätze mit hohem Visualisierungsgrad, um auf „einen Blick“ Ergebnisse prüfen zu können



Erkennung von Lasten in der lokalen Netzumgebung eines Netzanschlusspunktes



Motivation und Fragestellung

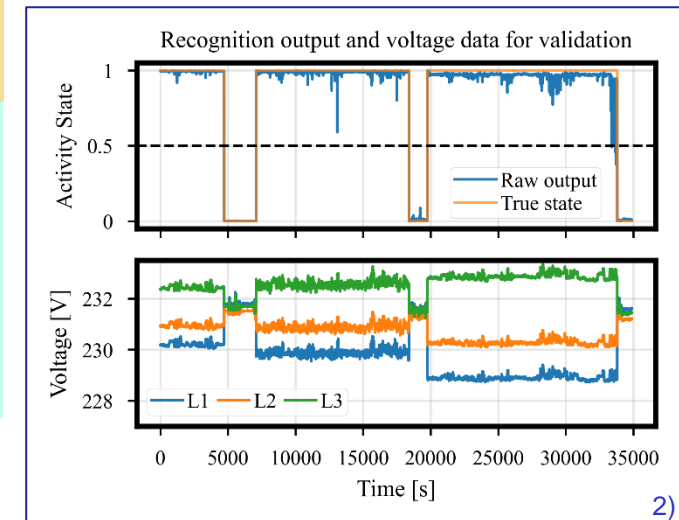
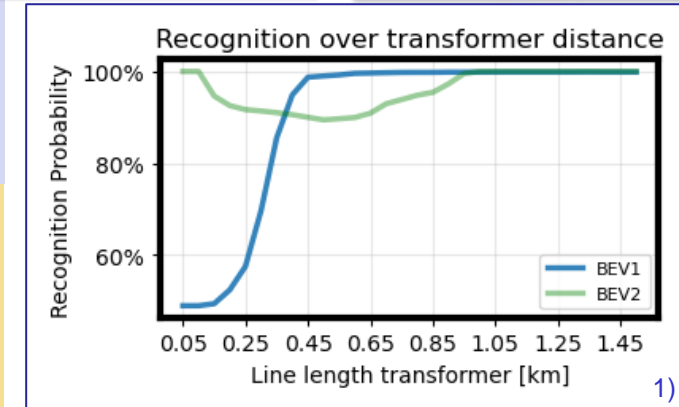
- Wie können bei steigender Anzahl an Lasten und Erzeugern vermehrte Verletzungen des **Spannungstoleranzbandes** von $\pm 10\%$ vermieden und Energie möglichst **effizient** genutzt werden?

Methode

- Erkennung von bestimmten **Lastmustern** im Spannungssignal mithilfe eines **Machine Learning** Algorithmus, um Lasten in der **lokalen Netzumgebung** eines Netzanschlusspunktes zu detektieren
- Netzsimulationen und **Grid-in-the-Loop-Ansatz** zur software-¹⁾ und hardware-basierten²⁾ Validierung

Ergebnisse

- Erkennungsrate ist abhängig von Leitungslängen zwischen Transformator, Last und Messpunkt¹⁾
- Methodik kann erfolgreich in realer Hardwareumgebung angewendet werden²⁾



1) Schlachter et al.: 2022. "Voltage-Based Load Recognition in Low Voltage Distribution Grids with Deep Learning" in *Energies* 15, no. 1: 104. doi: 10.3390/en15010104.

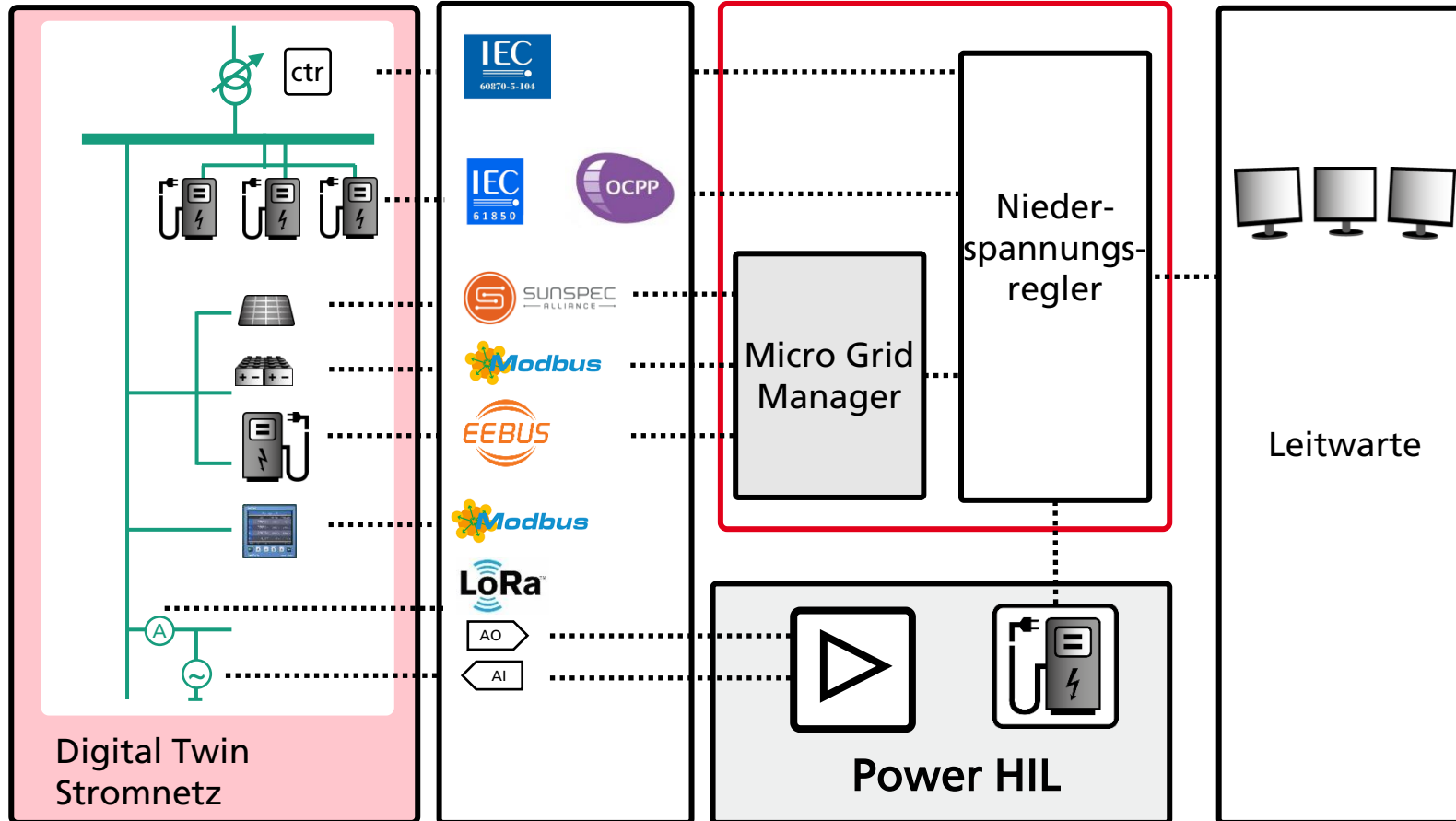
2) Schlachter et al.: 2023. "Load Recognition in Hardware-Based Low Voltage Distribution Grids using Convolutional Neural Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, doi: 10.1109/TSG.2023.3280326

Netzbetriebsführung im Digital Grid Lab

Hardware-in-the-Loop Computer

Kommunikations-Schnittstelle

Device under Test



- Digital Twin des Niederspannungsnetzes im HIL-Computer
- Verbindung zum Device unter Test
 - Kommunikationsschnittstelle
 - Power-HIL (Hardware)
- Verbindung zur Leitwarte
- Device unter Test
 - Niederspannungsregler
 - Micro Grid Manager

Zusammenfassung und Fazit

Intelligente Betriebsführung

- Verschiedene Konzepte zur intelligenten Betriebsführung werden aktuell entwickelt, die einen positiven Beitrag zum sicheren Netzbetrieb leisten können.

Beitrag von Kleinstflexibilitäten zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement

- Kleinstflexibilitäten können perspektivisch zum Redispatch-Prozess und Engpassmanagement beitragen, allerdings sind hier noch umfangreiche Entwicklungen und Forschung vor der flächendeckenden praktischen Anwendung notwendig.

Digitalisierung in der Niederspannungsebene

- Die Digitalisierung und Automatisierung der Niederspannungsebene ist eine wichtige Voraussetzung für die praktische Umsetzung der Netzbetriebsführung.








Die Umsetzung der Netzbetriebsführung ist entscheidend für den sicheren „Normalbetrieb“ des Netzes und somit für Mechanismen, die in Extremsituationen eingesetzt werden müssen. Sie ist damit eine Voraussetzung für die Erhöhung der Resilienz des Energiesystems.

Mit Beiträgen/Unterstützung von:

	<p>Sunke Schlüters, Nailya Maitanova, Henning Schlachter, Kristina Nienhaus, Seyedfarzad Sarfarazi</p>
	<p>Bernhard Wille-Haußmann, Wolfgang Biener</p>
	<p>Andrea Schön, Jan Ringelstein, Sebastian Wende-von Berg, Eric Tönges, Johannes Heid, Frank Marten, Benjamin Requardt, Florian Hirschmann, Denis Mende, Alexander Scheidler</p>
	<p>Thomas Leibfried, Frederik Gielnik, Kevin Förderer, Rafael Poppenborg</p>
	<p>Christoph Stegner</p>

Projekte und Förderer:

	<p>DLR Grundfinanzierung</p>
	<p>Digital Grid Lab</p>
	<p>Redispatch 3.0, Ladeinfrastruktur 2.0 BMWK</p>
	<p>TrafoKommunE RegEnZell flexQgrid BMWK</p>
	<p>EnEff:Stadt InEs BMWK</p>