



Grid-Predict Abschlussbericht

22. August 2019

Benjamin Matthi, Dennis Huschenhfer, Martin Felder,
Joaquim Klee Barillaz, Jann Binder

*Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW),
Stuttgart*

Falko Ebe, Matthias Casel, Gerd Heilscher

*Steinbeis Transferzentrum der Technischen Hochschule Ulm – Dezentrale
Regenerative Energiesysteme (DRE), Ulm*

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Vorhabensbezeichnung:

Grid-Predict — Netzleitwarte der Zukunft, Pradiktiver Netzbetrieb auf Verteilnetzebene

ZE: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) **FKZ:** 0325931

Laufzeit des Vorhabens: 01.12.2015 bis 31.12.2018

Projektleitung

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg
Meitnerstraße 1, 70563 Stuttgart
Dr. Jann Binder

Unterauftragnehmer

Steinbeis-Transferzentrum dezentrale regenerative Energiesysteme an der Technischen
Hochschule Ulm
Prittwitzstraße 10, 89075 Ulm
Prof. Gerd Heilscher

ZENNER Hessware GmbH
Harrlachweg 2, 68163 Mannheim
Herr Sebastian Heß

Kooperationspartner

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
Karlstraße 1-3, 89073 Ulm

sonnen GmbH
Am Riedbach 1, 87499 Wildpoldsried

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie unter Förderkennzeichen 0325931 gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Kurzfassung

Der steigende Anteil von lokaler Energieeinspeisung aus regenerativen Energiesystemen trägt zunehmend zur Deckung des lokalen Verbrauchs bei. Er führt darüber hinaus zu Rückspeisungen in das Verteilnetz, welche die in der Netzplanung angesetzten Spitzenlasten übersteigen und damit Betriebsmittel überlasten und Spannungsgrenzen verletzen können.

Im Vorhaben wurden Methoden und Bausteine entwickelt, um auch bei hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung im Niederspannungsnetz den Energiefluss, den resultierenden Netzzustand und insbesondere Spannungsbandverletzungen korrekt prognostizieren zu können. Dabei wurden Verfahren zur Prognose von Solarstromerzeugung und Haushaltslast mit einer netzbezogenen Gruppierung von Haushaltsanschlüssen kombiniert, um die hohe Unsicherheit von Einzelprognosen durch Aggregation mehrere Anschlüsse zu reduzieren. Für die Netzberechnung wurde ein rechenoptimiertes Verfahren entwickelt, das die Propagation von Prognoseunsicherheiten mit betrachtet.

Im Ergebnis können die entwickelten Algorithmen in die vorausschauende Optimierung des Netzbetriebs eingebunden werden. Bei dieser wird zum Beispiel durch gezielte Steuerung verteilter Speicher die Abregelung von Erzeugungsleistung zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen im Netz minimiert. Konkret wurde hierzu ein Algorithmus zur optimalen Platzierung von Speichern im Netz entwickelt. Weiterhin wurde untersucht, welche Messpunkte im Netz relevant sind, um die Unsicherheiten in der Netzzustandsberechnung am effektivsten zu reduzieren. Schließlich wurden die im Projekt entwickelten Methoden zur prädiktiven Netzberechnung an eine Leitwarte am Standort der Hochschule Ulm angekoppelt und gezeigt, dass Steuersignale von der Leitwarte in Ulm an einen Batteriespeicher am Standort des ZSW in Stuttgart über Smart Meter-konforme Übertragungswege gesendet werden können. Dadurch ist es nun möglich erwartete Spannungsbandverletzungen im Netz zu vermeiden.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	3
Abkürzungsverzeichnis	6
1. Projektübersicht	7
1.1. Stand der Wissenschaft zu Projektbeginn	9
1.2. Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele	12
1.3. Planung und Ablauf des Forschungsvorhabens	12
1.4. Arbeitsteilung und Kooperationspartner	15
1.5. Über diesen Bericht	16
2. Wissenschaftliche Ergebnisse	17
2.1. Nettolastgangschätzer (AP1)	17
2.1.1. Aufarbeitung der Last und Erzeugungsdaten	17
2.1.2. Statistische Analyse der Lastprofile und Erzeugung von Re- ferenzprofilen	18
2.1.3. Prädiktive Nettolast schätzung von Haushaltsgruppen	21
2.2. Prädiktive Netzzustandschätzung (AP2)	23
2.2.1. Aufarbeiten der Netzdaten	24
2.2.2. Netzzustandschätzung aus aktuellen Messwerten	25
2.3. Optimierter Prädiktiver Betrieb (AP3)	29
2.3.1. Festlegen der Zielfunktion und Implementieren der Optimie- rung	30
2.3.2. Ergebnisse von AP3	31
2.4. Kommunikation (AP4)	34
2.4.1. Kommunikation mit Steuerbaren Erzeugern, Lasten und Spei- cher	34
2.4.2. Inter-Prozess-Kommunikation	39

2.5. Ansteuerung von lokalen Erzeugern, Speicher und Lasten (AP5) . . .	45
2.5.1. Anbindung der Leitwarte an Lasten und Erzeuger	45
2.5.2. Test des Gesamtsystems	54
2.6. Ausblick	60
3. Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	62
4. Forschungsergebnisse anderer Stellen	64
5. Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen	66
Literatur	67
Datenblätter	73
A. Anhang	74
A.1. Verwendetes IEC 61850 Datenmodell der Merging-Unit ZSW	74
A.2. Verwendetes IEC 61850 Datenmodell für CLS-Module	76
A.3. Skript Listing der Datenweiterleitung	78

Abkürzungsverzeichnis

ASG	Analog Setting (IEC 61850-spezifisch)
BESS	Batterie Energiespeichersystem (battery energy storage system)
CDC	Common Data Class
CLS	Controllable Local System
DNN	Deep Neural Network
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE
HEO	höhere Optimierungsfunktionalität
HIL	Hardware in the Loop
IEC	International Electrotechnical Commission - Internationale Elektrotechnische Kommission
LN	Logical Node
LPL	Linearer probabilistischer Lastfluss
MC NR	Monte Carlo basierend auf dem Newton Raphson-Verfahren
MC RLV	Monte Carlo basierend auf dem linearisierten Lastfluss
nds	Not Derived Statistics
NLT	Netz-Leit-Technik
PMU	Phasor Measurement Unit
PresCond	Presence Condition
PV	Photovoltaik
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Description Language
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SPS	Speicher-Programmierbare-Steuerung

1. Projektübersicht

Ausgangspunkt des Projekts ist die in heutigen Verteilnetzen sehr geringe Beobachtung des aktuellen Netzzustands durch Messeinrichtungen. Lasten werden durch Standardlastprofile abgeschätzt, die erst ab einer Summierung von rund 100 Haushalten zu statistisch gesicherten Werten führen. Des Weiteren repräsentieren diese Lastprofile aufgrund von dezentralen Speichern und der Eigennutzung von Solarstrom nicht mehr die aktuellen Nettolasten von Haushalten. Hohe Anteile von dezentral eingespeisten Solarstrom bringen Netze vor allem im ländlichen Bereich an die Grenzen ihrer Belastungsfähigkeit.

Im Projekt Grid-Predict wurde das mit besonders hohem Anteil an dezentraler PV-Erzeugung ausgestattete Netz *Hittistetten* des Kooperationspartners SWU-Netze (Stadtwerke Ulm) als Beispielnetz genutzt und untersucht. Die Hochschule Ulm hat dem Projekt als Unterauftragnehmer die im Netz Hittistetten gesammelten Metadaten der vorhandenen PV-Anlagen und Gebäude beigestellt, sowie Messdaten von Haushaltslasten, PV-Erzeugung und Wetterdaten vorgelegt. Im Vorhaben wurden Methoden und Bausteine entwickelt, um auch bei hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung im Niederspannungsnetz den Energiefluss, den resultierenden Netzzustand und insbesondere Spannungsbandverletzungen korrekt prognostizieren zu können. Dabei wurden Verfahren zur Prognose von Solarstromerzeugung und Haushaltslast mit einer netzbezogenen Gruppierung von Haushaltsanschlüssen kombiniert, um die hohe Unsicherheit von Einzelprognosen durch Aggregation mehrere Anschlüsse zu reduzieren. Für die Netzberechnung wurde ein rechenoptimiertes Verfahren entwickelt, das die Propagation von Prognoseunsicherheiten mitbetrachtet.

Als Resultat können die entwickelten Algorithmen in die vorausschauende Optimierung des Netzbetriebs eingebunden werden, bei der zum Beispiel durch gezielte Steuerung verteilter Speicher die Abregelung von Erzeugungsleistung zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen im Netz minimiert wird. Konkret wurde

hierzu ein Algorithmus entwickelt, um Speicher optimal im Netz zu platzieren. Weiterhin wurde untersucht, welche Messpunkte sich im Netz auszeichnen, um die Unsicherheit in der Netzzustandsberechnung am effektivsten zu reduzieren.

Schließlich wurden die im Projekt entwickelten Methoden zur prädiktiven Netzbe-
rechnung an eine Leitwarte an der Hochschule Ulm angekoppelt und gezeigt, dass
Steuersignale von der Leitwarte in Ulm an einen Batteriespeicher am Standort
Stuttgart des ZSW über Smart Meter konforme Übertragungswege gesendet wer-
den können, um erwartete Spannungsbandverletzungen im Netz zu vermeiden. Die
Nachbildung des Netzanschlusspunktes in Stuttgart bestand dabei aus einem Netz-
simulator, einem Simulator für PV-Generation und Haushaltslasten, einem Wech-
selrichter, einem Batteriespeicher der Firma Sonnen GmbH und Batteriespeicher
der Firma ads-tec sowie einem Hutschienen-Controller der Firma WAGO. Die Kom-
munikation von der Leitwarte in Ulm zum Controller in Stuttgart geschieht über
das von Leitwarten unterstützte Protokoll IEC 61850. Die Umsetzung auf die von
den jeweiligen Batteriespeichern verstandenen Steuerbefehle erfolgt lokal im WA-
GO Controller.

Ein wesentlicher Aspekt des Projekts war es zu zeigen, dass Smart Meter-konforme
Kanäle von einer Leitwarte zum Hausanschluss genutzt werden können, um einer-
seits dezentrale Einheiten im intelligenten Netz ansteuern zu können und anderer-
seits kontinuierlich eine Vielzahl von Messwerten aus dem Netz zu erhalten, um
die Netzzustandsschätzung zu verbessern. Aufgrund des bis zum Projektabschluss
noch nicht erfolgten Smart Meter-Rollouts konnte lediglich die Kommunikation
zur Steuerung implementiert werden. Die Netzzustandsschätzung musste sich auf-
grund fehlender aktueller Messdaten aus Smart Metern auf eine Simulation des
prädiktiven Netzbetriebs mithilfe von historischen Messzeitreihen für Last und So-
larstromerzeugung, sowie auf historische Wetterprognosen beschränken.

Ziel der entwickelten Methoden ist es Fahrpläne zu berechnen, die bei absehba-
ren Netzengpässen zu einem kostenoptimalen Netzbetrieb durch geeigneten Spei-
chereinsatz, Netzumschaltungen oder gezielter Abregelung von PV-Anlagen an den
Punkten mit höchster Wirksamkeit für das Netz führen.

1.1. Stand der Wissenschaft zu Projektbeginn

Da sich das Forschungsvorhaben mit mehreren Aspekten von der Energiewirtschaft bis hin zur Kommunikationstechnik beschäftigt, ist auch ein Blick auf die verschiedenen Teilgebiete notwendig. Dabei zeigte sich, dass es in allen Bereichen noch Potential für Optimierungen gibt. Bei einem ersten Blick auf die Verteilnetzplanung fällt auf, dass wegen der steigenden dezentralen PV-Einspeisung und deren lokaler Nutzung sowohl genormte als auch dynamische Lastprofile wenig genutzt werden können. Dies entspricht Erkenntnissen verschiedener Studien, nach denen die Nutzung dieser Profile in lokalen Niederspannungsnetzen fragwürdig ist [1–3].

In Bezug auf die Netzplanung und den Netzausbaubedarf legten bereits die Verteilnetzstudie auf Bundesebene [4] und die EnBW-Verteilernetzstudie [5] für das Land Baden-Württemberg nahe, dass ein Ausbau auf Basis der Gesamtnennleistung der angeschlossenen PV-Anlagen gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll ist und deswegen ein Energiemanagement zur gezielten Abregelung eingesetzt werden soll. Diese Studien nutzen Vereinfachungen und Kategorisierung von Netzen, um zu Abschätzungen bzgl. des Ausbaubedarfs in der Fläche zu kommen. Sie gehen nicht im Detail auf die Umsetzung des Einspeise- oder Lastmanagements bzw. die Steuerung konkreter Netzabschnitte ein.

Zur Vermeidung der Nachteile der Standardlastprofile und um eine prädiktive Netzzustandsschätzung durchführen zu können, wird eine Vorhersage der Erzeugung und der Last benötigt. Im Bereich der Erzeugungsvorhersage existieren verschiedene Verfahren, um den Ertrag aus Wetterdaten vorherzusagen [6, 7]. Diese werden von kommerziellen Prognosedienstleistern bereits in verschiedenster Art eingesetzt. Auch das ZSW fertigt bereits operationelle Ertragsprognosen an. Unter anderem wurde der Nutzen einer Wolkenkamera zur Verbesserung der Kurzzeitfristprognose im Projekt VORKAST (FKZ 0325740A) erprobt.

Für die Lastvorhersage werden in der Literatur unterschiedliche Verfahren diskutiert. Diese reichen von verschiedenen Regressionsverfahren über stochastische Zeitreihenansätze bis hin zu maschinellem Lernen [8–11]. Die genannten Verfahren wurden bisher nur zur Erstellung von Summenlastprofilen einer großen Anzahl von Verbrauchern und für Vorhersagen mit einer relativ geringen zeitlichen Auflösung verwendet. Für den prädiktiven Betrieb auf Verteilnetzebene bedarf es jedoch einer deutlich höheren örtlichen Auflösung der Lastvorhersage zum Entgegenwirken

von Netzengpässen. Zur Vorhersage von Einzelhaushalten oder kleinen Haushaltsgruppen liegen bisher vergleichsweise wenige Studien vor [12, 13]. Zusätzlich kann der Einfluss von Demand Response- oder Demand Side Management-Verfahren die Vorhersage weiter verkomplizieren [14].

Im Gegensatz zur Netzplanung erfordert der Einsatz eines Netzberechnungsprogrammes im Netzbetrieb die Ermittlung des aktuellen und realen Netzzustandes für die Durchführung von weiterführenden Analysen. Von allen relevanten Hersteller von Netzberechnungssoftwarepaketen ist eine entsprechend Funktionalität erhältlich [15–17]. Kernfunktionalität ist hierbei die Anpassung der Wirk- und Scheinleistung der Lasten bzw. Erzeuger basierend auf den verfügbaren Messwerten. Die Softwarepakete waren aber ursprünglich für Hochspannungsnetze gedacht. Da es aber mehrere Unterschiede zwischen Hoch- und Niederspannungsnetz, wie dem Vermaßungsgrad und dem Fehlen von Betriebsmitteln wie z.B. Quer-Reglern, gibt, wird die Anwendung der Standardmethoden zur Netzzustandsschätzung im Niederspannungsnetz erschwert [18]. Die verfügbaren Echtzeitmesswerte sind im Niederspannungsnetz im Allgemeinen deutlich limitiert. Dadurch sind Teile des Netzes nicht beobachtbar und es bedarf entsprechender Ersatzwerte [19]. Dazu kommt, dass in Niederspannungsnetzen das Impedanzverhältniss R/X nicht mehr vernachlässigbar ist und die Algorithmen entsprechend angepasst werden müssen. Lösungsansätze inklusive einer Partikelschwarm-Optimierung wurden bereits vorgeschlagen [20–22]. Mit Hilfe dieser Verfahren kann ein optimierter Netzbetrieb realisiert werden. Ziel hierbei ist die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes unter ökonomischen Bedingungen und unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen. Dieses Problem ist aufgrund der inhärenten Nichtlinearität und der vielen Nebenbedingungen rechenaufwendig und oft schlecht konditioniert [23–25].

In neueren Studien wurden für diesen Zweck immer häufiger stochastische, metaheuristische Optimierungsverfahren wie evolutionäre Algorithmen oder Partikelschwarm-Strategien untersucht [26–30]. Diese Verfahren sind jedoch nicht für große Netze geeignet und machen keine Aussage darüber, wie sich Unsicherheiten in der Prognose von Erzeugung und Last in den Ergebnissen der Netzberechnung abbilden. Für eine Leitwarte, die potentielle Netzengpässe in der Zukunft voraussagen soll, sind jedoch regelmäßige von Netzberechnungen mit Zeitreihen der Belastung für alle kritischen Punkte für die nächsten 24 Stunden notwendig und eine Information über die Unsicherheit in der Prognose um ggf. mit Hilfe von Sicherheitszuschlägen den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten.

Damit eine dynamische Optimierung des Netzbetriebs von der Leitwarte aus möglich wird, muss diese mit Netzteilnehmer und dort mit den entsprechenden Anlagen, wie

Speichern und PV-Anlagen kommunizieren können. Zwischen Leitwarte und Betriebsmitteln im Verteilnetz werden aktuell verschiedene Protokolle eingesetzt [31]. Im Projekt wurde das in der Normenreihe IEC 61850 beschriebene Protokoll verwendet. Dieses Protokoll wird als Nachfolger der bisher in der Leittechnik zumeist eingesetzten Norm IEC 60870-5-104 gesehen. Es ist objektorientiert und beschreibt in einem hierarchischen Informationsmodell implizit in einer XML-basierten Beschreibungssprache Substation Configuration Description Language (SCL) die Systemkomponenten mit denen kommuniziert wird. Geräte in einem Umspannwerk, Wechselrichter, Windkraftanlagen oder andere Betriebsmittel in der Energietechnik können ebenso beschrieben werden wie Geräte bei verschiedensten Kunden, PV-Speichersysteme, verschiebbare Lasten oder Erzeuger wie Wärmepumpen bzw. Blockheizkraftwerke [32].

Somit bietet IEC 61850 nicht nur die Möglichkeit mit Betriebsmitteln aller Art zu kommunizieren, sondern auch diese Betriebsmittel bei der Planung zu beschreiben. Diese zukunftsfähige Kommunikationsschnittstelle kann sowohl zur Steuerung von Anlagen als auch zur Übermittlung des Netzzustandes am Einspeisepunkt an die Netzbetriebsführung genutzt werden, vergleiche Referenzen [33, 34]. Als Alternative zu einem solchen standardisierten Verfahren haben Herstellern lokaler Energiesysteme bisher meist proprietäre Protokolle entwickelt. Jedoch sind mit zunehmender Verbreitung von dezentralen Energiesystemen standardisierte Kommunikationsprotokolle zwingend notwendig, um diese kostengünstig und effizient betreiben zu können.

Damit diese Schnittstelle in die Netzleittechnik verfügbar ist, bedarf es Lösungen der gängigen etablierten Anbieter am deutschen Markt, da bisher nur begrenzt die Möglichkeit bestand vorhandene Messwerte aus dem Niederspannungsnetz zu verarbeiten. Algorithmen zur Berechnung von Fahrplänen für steuerbare Lasten und Erzeuger gibt es kaum und Möglichkeiten der Fernsteuerung von Verteilnetzen sind ebenfalls nur sehr begrenzt vorhanden. Im Projekt *Smart Solar Grid* wurde dieser Engpass durch Zusammenarbeit mit der Firma Hessware beseitigt. Die Lösung erlaubt die Erfassung der Daten aus dem Verteilnetz und teilweise deren Visualisierung. Zusätzlich erlaubt diese Plattform die Kommunikation mit Smart Meter Gateways über eine entsprechende Gateway Administrator-Funktion [35]. Zur Wahrung der Sicherheit der Daten und des Netzbetriebs ist ein Einspeisemanagement unter Berücksichtigung des BSI-Schutzprofils für Smart Meter Gateways notwendig [36]. Diese Vorgaben und das „Positionspapier zu den technischen Vorgaben“

nach § 6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2012 [37] diene als Grundlage für die Wahl der kryptographischen Verfahren. Ähnliche Vorgaben wurden auch vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb des VDE (FNN) sowie parallel zu den Bemühungen des FNN im Projekt Smart Solar Grid an der Hochschule Ulm entwickelt.

1.2. Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele

Für die effiziente und kostengünstige Umsetzung der Energiewende sind neben modernen Technologien zur Erzeugung von elektrischem Strom auch neue Lösungen für einen optimierten Netzbetrieb notwendig. Die Entwicklung solcher Lösungen waren Ziel dieses Projekts.

Dazu sollten zunächst Verfahren zur orts aufgelösten Schätzung der aktuellen und zukünftigen Netzlast sowie zur Netzzustandsmessung entwickelt werden. Dadurch sollten möglichst realistische Angaben aller Spannungen und Ströme zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. einer Reihe von quasistatisch behandelten Zeitpunkten ermittelt werden können. Die zuvor gewonnenen Erkenntnissen sollten zur Realisierung eines vorausschauenden Netzbetriebs inklusive Last- und Erzeugungsmanagement dienen. Damit die entwickelten Verfahren und Lösungen in der Praxis überprüft werden können, wurde die bereits beschriebene, notwendige Kommunikationsschnittstelle entwickelt und in eine Test-Leitwarte eingebunden. Abschließend sollte gezeigt werden, dass die Verfahren, Lösungen und Kommunikationsschnittstellen in einer Leitwarte der Zukunft eingesetzt werden können und deren Funktionsfähigkeit gegeben ist. Dafür wurde ein sogenannter Hardware-in-the-loop-Test vorgesehen.

1.3. Planung und Ablauf des Forschungsvorhabens

Die Projektlaufzeit betrug 37 Monate und der Bearbeitungszeitraum reichte vom 01.12.2015 bis zum 31.12.2018. Die Arbeitspakete des Projektes sind in Abbildung 1.1 in einen funktionalen Zusammenhang dargestellt.

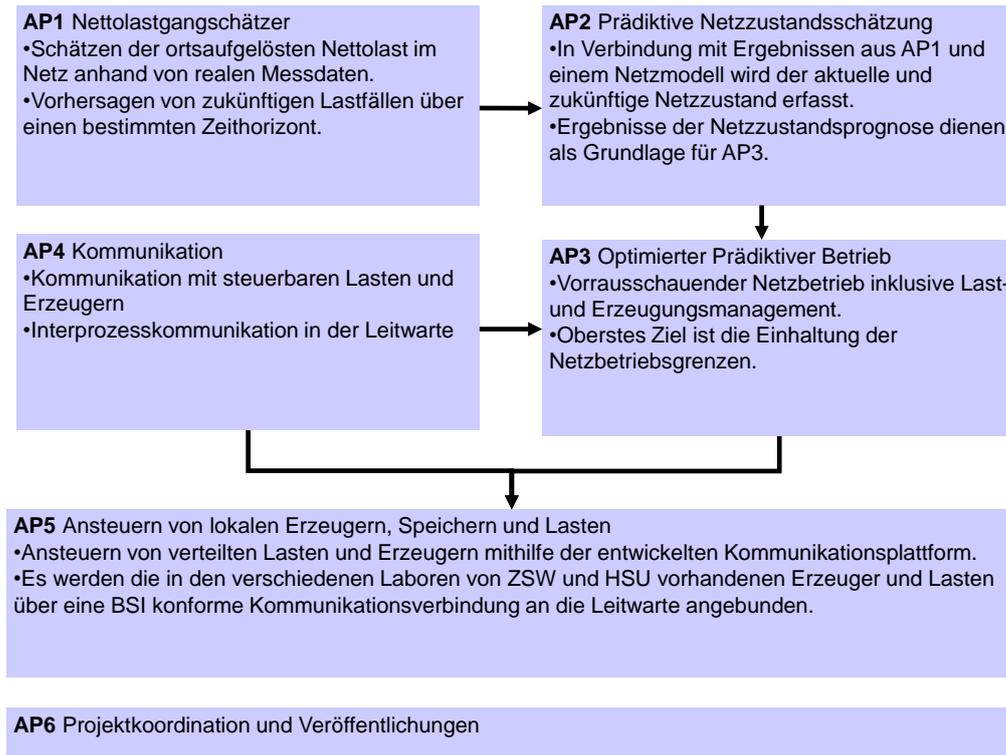


Abbildung 1.1. – Strukturdiagramm der Arbeitspakete.

Die wissenschaftliche Fragestellung wurde in folgende sechs Arbeitspakete aufgeteilt:

- In Arbeitspaket 1 „Nettolastgangschätzer“ wurden Verfahren zur orts aufgelösten Schätzung der aktuellen und zukünftigen (Stunden bis Tage) Netzlast entwickelt. Dafür wurden die zur Verfügung stehenden Daten aufgearbeitet, mögliche Aggregationsstufen zur Lastprognose untersucht und entsprechend aggregierte Referenzprofile erzeugt. Zudem erfolgte eine prädiktive Nettolastsschätzung von Haushaltsgruppen.
- Der Fokus des Arbeitspakets 2 „Prädiktive Netzzustandsschätzung“ lag auf der Netzzustandsschätzung, d.h. die möglichst genaue Bestimmung aller Spannungen und Ströme im Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. einer Reihe von quasistatisch behandelten Zeitpunkten. Dafür wurden zunächst Netzdaten aufgearbeitet. Anschließend wurde eine Netzzustandsschätzung aus aktuellen Messwerten mit Unsicherheiten sowie eine prädiktive Netzzustandsschätzung unter Einbindung des Nettolastgangschätzers entwickelt. Hierbei

wurde ein recheneffizientes Verfahren gesucht unter der Berücksichtigung, dass für die Netzlast weniger die Unsicherheit in der Einzelprognose als vielmehr die Wirkung der Summenlast sowie deren Prognosefehler für ein Netzgebiet und für dortige Netzengpässe von Bedeutung ist.

- Im Arbeitspaket 3 „Optimierter Prädiktiver Betrieb“ wurden die zuvor in AP1 und AP2 gewonnen Erkenntnisse genutzt, um einen vorausschauenden Netzbetrieb inklusive Last- und Erzeugungsmanagement zu realisieren. Dazu zählte die Festlegung der Zielfunktion, die Implementierung der Optimierung und das Einbinden der prädiktiven Netzzustandsschätzung. Teil der Optimierung war es Orte im Netz zu bestimmen, an denen mit größter Wirkung einer Netzüberlastung entgegengewirkt werden kann, etwa durch Abregelung der PV-Anlagen oder Nutzung eines Speichers. Abschließend erfolgte in diesem Arbeitspaket die Anbindung der Optimierung an die Leitwarte.
- In Arbeitspaket 4 „Kommunikation“ wurden die für das Projekt notwendigen Kommunikationsprotokolle zusammengestellt und konfiguriert. Ein einigen Stellen war die Erstellung von Protokollumsetzer auf IEC 61850 notwendig, da auf der Seite der Einspeiser, Lasten und Speichern noch proprietäre Protokolle verwendet wurden und keine offenen Standards zur Anbindung der Anlagen an die Netzleittechnik existieren. Außerdem wurde die Kommunikation mit Smart Meter-Gateways entwickelt.
- Im Arbeitspaket 5 „Ansteuern von lokalen Erzeugern, Speichern und Lasten“ wurden die Ergebnisse von AP 3 und AP 4 kombiniert, die entsprechenden Kommunikationsschnittstellen implementiert und getestet sowie der Kommunikationsweg zwischen Leitwarte, Smart Meter-Gateway beim Kunden und Endgeräten entwickelt und aufgebaut. Es folgte ein dezentraler Laboraufbau unter Verwendung von kryptographischen Verfahren für die Kommunikation. Abschließend erfolgte der Test des Gesamtsystems.
- Das Arbeitspaket 6 „Projektkoordination“ diente der Gewährleistung eines reibungslosen, effizienten und erfolgreichen Ablaufs des Projekts.

1.4. Arbeitsteilung und Kooperationspartner

Im Forschungsprojekt wurde das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) von den Unterauftragnehmern Technische Hochschule Ulm und Hessware unterstützt. Als Kooperationspartner waren die Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm Netze GmbH und Sonnen GmbH beteiligt.

Neben der Koordination des Projekts und Beiträgen zu allen Arbeitspaketen, lag der Fokus des ZSW auf der Nettolastgangschätzung, der prädiktiven Netzzustandschätzung und dem Optimierten prädiktiven Betrieb, mit Leitung der zugehörigen Arbeitspakete 1, 2 und 3. Das Steinbeis-Transferzentrum (STZ) an der Hochschule Ulm brachte im Projekt Fachkenntnisse bzgl. der Kommunikation durch Konfiguration und Umsetzung von Fernwirkprotokollen ein. Weiterhin wurde das Projekt mit Vergleichsrechnungen in Bezug auf Netzsimulationen, sowie durch Auswertung von Netzdaten unterstützt. Schließlich war die Bereitstellung, Konfiguration und Einbindung der Forschungsleitwarte der HS Ulm für die praktische Umsetzung des „Hardware-in-the-Loop“ Test innerhalb des Projekts entscheidend. Die Hochschule Ulm leitete entsprechend die Arbeitspakete 4 und 5.

Der Unterauftragnehmer Hessware lieferte Kommunikationskomponenten und eine Plattform, um die Anbindung der Geräte (Controllable Local System (CLS)-Komponenten) beim Kunden über Smart Meter bzw. Smart Meter-Gateways an die Leitwarte zu ermöglichen. Aufgrund des während der Projektlaufzeit nicht erfolgtem Smart Meter-Rollouts, der nach Freigabe von drei BSI-zertifizierten Smart Metern erfolgen sollte, wurde im Projekt mit entsprechenden Vorläuferkomponenten von Hessware gearbeitet. Als erstem Unternehmen war es Hessware gelungen, eine nationale Zulassung für ein Smart Meter Gateway nach Vorgaben der PTB A50.7 zu erreichen.

Der Kooperationspartner Sonnen GmbH stellte Erfahrung und Details zu den Steuerungsmöglichkeiten des im Projekt verwendeten Li-Ionen Batteriespeichers „Sonnenbatterie“ bereit, sowie eine detaillierte Dokumentation ihrer REST API-Schnittstelle zur Anbindung der Speicherhardware an die CLS-Komponenten.

Schließlich wurde das Vorhaben durch den Kooperationspartner Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm Netze GmbH (SWU) unterstützt, indem topologischen Daten von realen Netzsegmenten mit hoher PV-Einspeisung aus deren Netzgebiet in der Forschungsleitwarte des HS Ulm abgebildet werden durften und als Gegenstand der beispiel-

haften Implementierung der Prognose und Simulation der optimierten Steuerung genutzt werden konnten.

1.5. Über diesen Bericht

Dieser Abschlussbericht ist in fünf Kapitel untergliedert. Kapitel 1 bietet zunächst einen Überblick über das Vorhaben, die beteiligten Partner und die Projektziele. Die wichtigsten wissenschaftlichen Ergebnisse sind in Kapitel 2 zusammenfasst. Kapitel 3 gibt Auskunft darüber, wie die Ergebnisse in den Folgeprojekten verwertet wurden. In Kapitel 4 sind die Forschungsergebnisse anderer Stellen auf dem Gebiet des Vorhabens dargestellt. Schließlich sind in Kapitel 5 die erfolgten und geplanten Veröffentlichungen der Ergebnisse dargestellt.

2. Wissenschaftliche Ergebnisse

Im Folgendem werden die wissenschaftlichen Erkenntnisse und Ergebnisse der jeweiligen Arbeitspakete beschrieben.

2.1. Nettolastgangschätzer (AP1)

Um Verteilernetze inklusive der vorhandenen Speicher optimal zu betreiben, ist es wichtig Informationen über den zukünftigen Verlauf von Einspeisung und Verbrauch zu erhalten. Darum wurde in AP1 ein Prognosemodul für die Nettolast (lokale Erzeugung – lokale Last) entwickelt. Dieses ermöglicht sowohl die Vorhersage einzelner Haushaltslasten als auch die Berechnung geeigneter Lastprofil-Aggregationen im Netz, welche den Rechenaufwand für Prognosen verringern ohne dass die Netzzustandsschätzung hierbei zu stark beeinträchtigt wird.

2.1.1. Aufarbeitung der Last und Erzeugungsdaten

Als Eingangsdaten für den Nettolastgangschätzer dienen reale Messwerte (Last- und Erzeugungswerte sowie Trafomessungen), weitere relevante Daten (Gebäudedaten, Zählerwerte, Standardlastprofile, Dachpotentiale und Geodaten) aus dem Netz der Stadtwerke Ulm/ Neu-Ulm Netze GmbH (SWU) und meteorologische Messungen. Sämtliche Daten wurden durch das STZ auf ihre Qualität hin untersucht und in ein für die weitere Verarbeitung geeignetes Format gebracht. Zu diesem Zweck wurden mit dem Datenverarbeitungstool Knime und mit Python mehrere Auswertebzw. Datenverarbeitungsskripte erstellt und auf die SWU-Rohdaten angewendet. Die Rohdaten (Abgangsscharfe Messwerte für Strom, Spannung, Blind- und Wirkleistung) der Trafomesstation im Testgebiet der SWU wurden auf fehlende bzw. unlogische Werte hin geprüft (ggf. Ersatzwertbildung), aggregiert und in ein weiterverwendbares Ausgabeformat überführt. Mittels eines Python-Skriptes wurden

die einzelnen Zähler (Last- und Erzeugungsanlagen im Testgebiet) über das Webportal der Hessware GmbH ausgelesen, ebenfalls auf Fehler hin geprüft und in ein weiterverwendbares Ausgabeformat überführt.

Ein simulationsfähiges Netzmodell im PowerFactory-Format [17] des Testgebietes der SWU wurde auf Grundlage verschiedenster Datenquellen des Netzbetreibers (Geoinformationssystem, Assetmanagement, Messwesen) mit Hilfe des STZ-Datendrehscheibenframeworks erstellt und an das ZSW übergeben. Zusätzlich wurden für AP 1.2 150 gemessene Haushaltsprofile von früheren Messungen aus dem Netzgebiet der SWU aufbereitet.

2.1.2. Statistische Analyse der Lastprofile und Erzeugung von Referenzprofilen

Die Vorhersage von einzelnen Haushaltslasten ist aufgrund fehlender Zeitreihen oft nicht möglich. Zudem ist die Vorhersage einzelner Profile für ein gesamtes Netzgebiet mit erheblichem Rechenaufwand verbunden. Deshalb wurde untersucht, welcher Fehler sich im Vergleich zur exakten Berechnung mit einzelnen Lastprofilen in der Lastflussberechnung ergibt, wenn Lastprofile mehrerer benachbarter Knoten im Niederspannungsnetz in einer Gruppe aggregiert (gruppiert) werden.

Weiterhin haben Haushaltslastprofile eine hohe Variabilität untereinander. In der Summe (ab etwa 100 Haushalten) ergeben sich jedoch statistische Mittelwerte, die traditionell mit Standardlastprofilen abgebildet werden können. Dies ist ein weiterer Effekt welcher für eine Aggregation spricht.

In Abbildung 2.1 ist der Graph des Niederspannungsnetzes in Hittistetten dargestellt. Um die Auswirkungen der Aggregation auf die Netzspannung im Niederspannungsnetz möglichst gering zu halten, werden nur benachbarte Knoten aggregiert, welche sich innerhalb eines bestimmten Impedanzradius befinden.

Der Impedanzradius R ist definiert als derjenige Radius, der sich durch die Multiplikation der mittleren Leitungsimpedanz des Netzes und einem Faktor ergibt, der die Anzahl an zu aggregierenden Haushalten berücksichtigt. In Abbildung 2.2 ist der Ablauf der Aggregation mit dem Impedanzradius R veranschaulicht.

Ausgehend von dem Zentralknoten wird der erste Impedanzradius um den Haushalten, welcher dem Zentralknoten am nächsten ist, gelegt. Alle Haushalte, welche

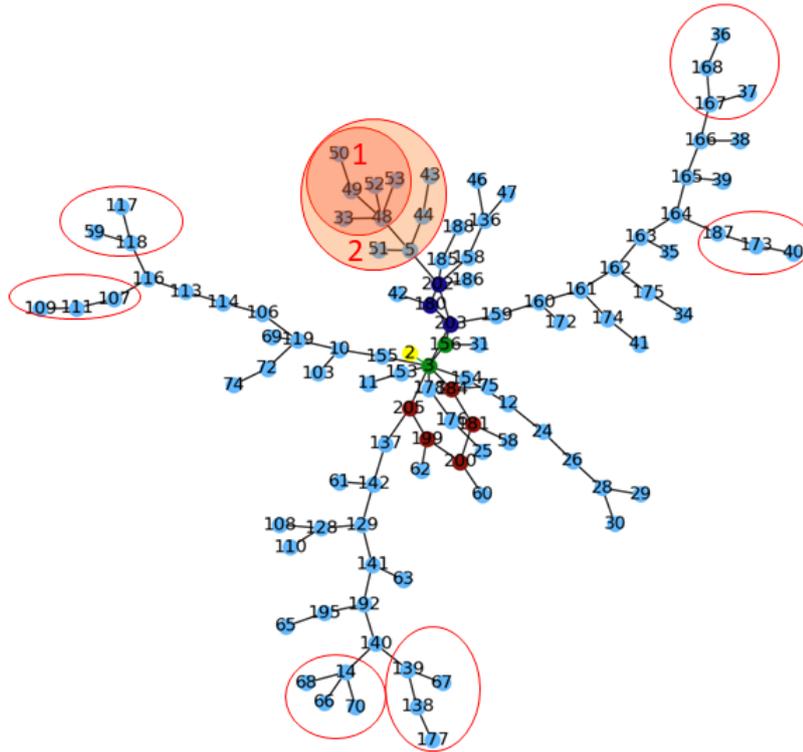


Abbildung 2.1. – Graph des Niederspannungsnetzes in Hittistetten mit möglichen Aggregationskreisen. Die roten Aggregationskreise sind beispielhaft dargestellt, da im beschriebenen Beispiel die Aggregation von Häusergruppen vom Zentralknoten ausgehend beginnt.

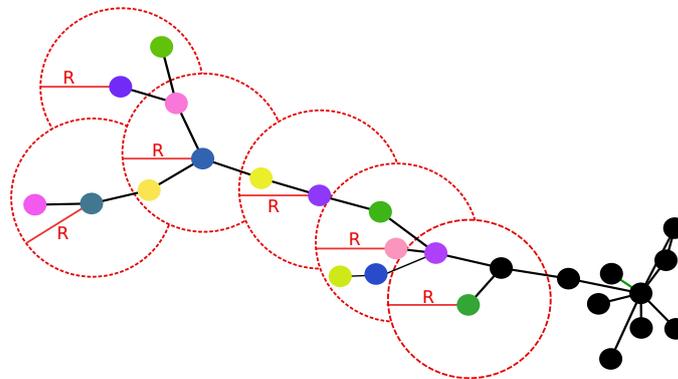


Abbildung 2.2. – Schematische Darstellung zur Aggregation von Lastprofilen unter Anwendung des Impedanzradius [38]. Zunächst wird das Haus am nächsten zum Zentralknoten identifiziert und ein Kreis mit Impedanzradius R aufgespannt (rechter Kreis). Alle Häuser innerhalb dieses Kreises werden aggregiert. Das nächste Haus außerhalb des ersten Impedanzradius wird gesucht und erneut ein Kreis mit Impedanzradius \bar{R} gebildet (v.r.n.l.). Erneut wird aggregiert und der Prozess so lange iterativ fortgesetzt, bis alle Häuser aggregiert sind. Insgesamt sind in der Abbildung sechs Häusergruppen aggregiert worden.

sich innerhalb des Impedanzradius befinden, werden aggregiert. Im nächsten Schritt wird derjenige nächstgelegene Haushalt außerhalb eines bestehenden Impedanzradius als neuer Ausgangspunkt für die nächste Aggregation verwendet. Dieser Prozess wird iterativ solange wiederholt bis alle Haushalte aggregiert sind.

In Abbildung 2.3 ist die Auswirkung der Aggregation auf die Netzspannung für verschiedene Szenarien dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die mittlere Spannungsabweichung selbst bei einer Aggregation von acht Knoten noch relativ gering ausfällt.

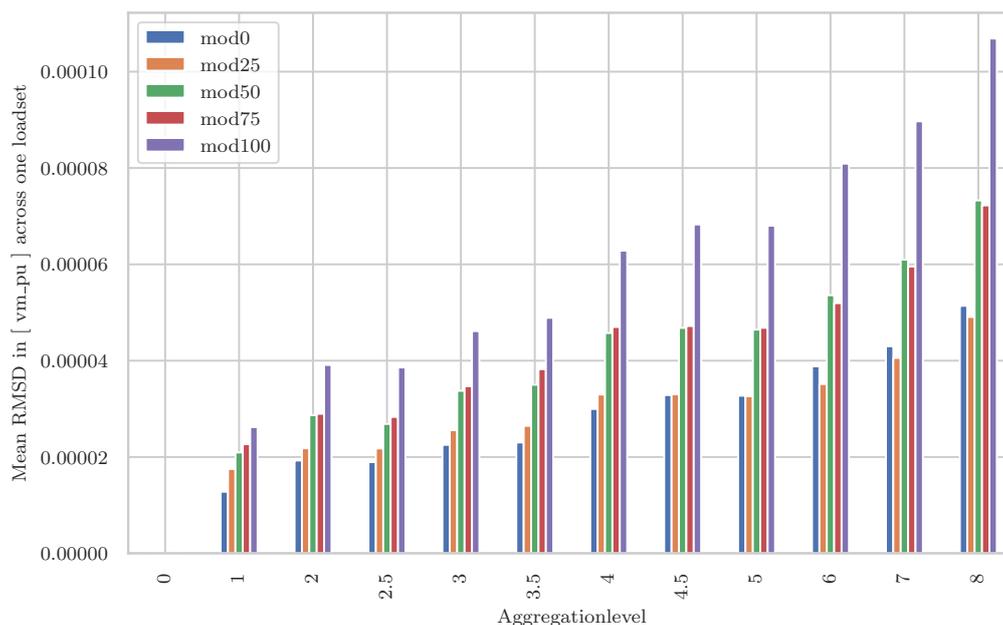


Abbildung 2.3. – Auswirkung der Aggregation auf die Netzspannung.

Modellierung der PV-Erzeugung

Um die Analyse von Last- und Erzeugungsprofilen zu präzisieren, wurden die installierten PV-Anlagen sogenannter Prosumer in der Simulation berücksichtigt und mögliche Ausbauvarianten des Netzes in Hittistetten in verschiedenen Stufen einbezogen. Zur Abschätzung der Erzeugung der genannten PV-Anlagen wurden relevante Geodaten und hausspezifische Daten (z.B. Ausrichtung, nutzbare Fläche und Neigung des Daches) herangezogen. Auf Basis dieser Daten, mit Hilfe von Referenzmodellen bereits installierter Module aus einer Datenbank, und mit Einstrahlungszeitreihen über ein Jahr (charakterisiert durch direkte und diffuse Strahlung) kann

Prädiktor	Details	Erläuterung
Zeit	Tageszeit, Tag des Jahres	Saisonale und Arbeitszeiteffekte
Tagesart	Wochentag, Feiertage	Arbeits- und Freizeiteffekte
GFS-4 Wettermodell	relevante Vorhersagefelder	Frei verfügbares Globalmodell
ARPEGE Wettermodell	relevante Vorhersagefelder	Frei verfügbares Regionalmodell
IFS Wettermodell	relevante Vorhersagefelder	Globalmodell des ECMWF
aktuelle Last	15 min verzögert	Last der letzten Stunden

Tabelle 2.1. – Prädiktoren für das Training der Vorhersagemodelle. Von den Wettermodellen wurden typischerweise Bodenwind und -temperatur, Niederschlag, sowie solare Einstrahlung am Boden verwendet. Die Wettermodelle wurden auf den mittleren Standort der Anlagen interpoliert, da sie horizontale Auflösungen im Kilometerbereich aufweisen. Die Last der letzten Stunden bis 15 min vor den aktuellen Zeitpunkt erleichtert implizite Persistenzvorhersagen.

die zu erwartende Stromerzeugung in Bezug auf die jeweils installierte Leistung näherungsweise berechnet werden.

2.1.3. Prädiktive Nettolastschätzung von Haushaltsgruppen

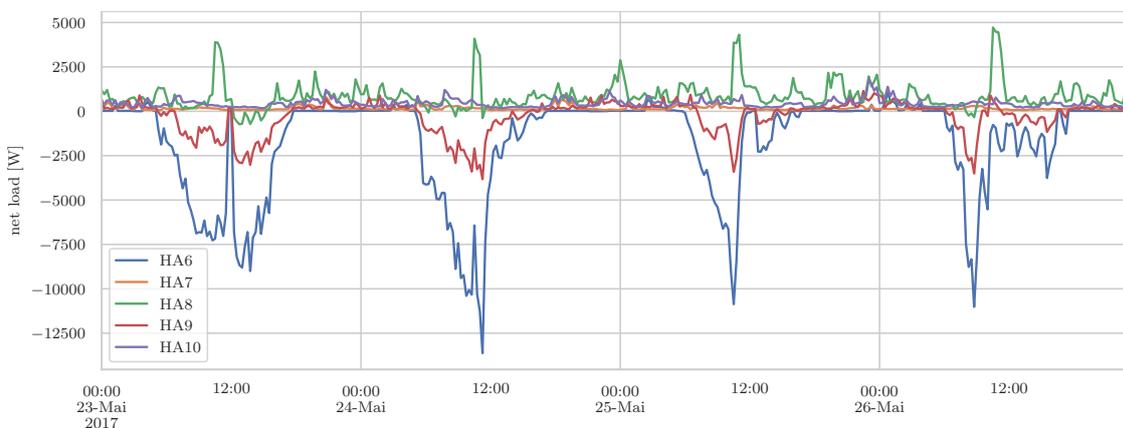


Abbildung 2.4. – Beispiel für aggregierte Nettolastkurven. Hier wurden für jede Kurve zwei Haushalte gemittelt. Die Größe der installierten PV-Anlagen – sofern vorhanden – schwankt hierbei stark. Negative Lasten entsprechen einer Einspeisung ins Netz.

Die Kurzfristvorhersage von Lasten der Haushalte in verschiedenen Aggregationsstufen erfolgte auf Basis tiefer neuronaler Netze. Als Trainingsziele dienten die gemessenen Nettolasten, wie beispielhaft in [Abbildung 2.4](#) dargestellt ist. Die Eingangsdaten umfassten Zeitreihen für das Jahr 2017 in viertelstündlicher Auflösung.

Die Nettolast zu einem bestimmten Zeitpunkt hängt typischerweise von einer ganzen Reihe sozialer und physikalischer Faktoren ab. Diese wurden soweit möglich als Prädiktoren (weitere Eingangsdaten) für die Vorhersagemodelle benutzt. Eine Übersicht gibt Tabelle 2.1.

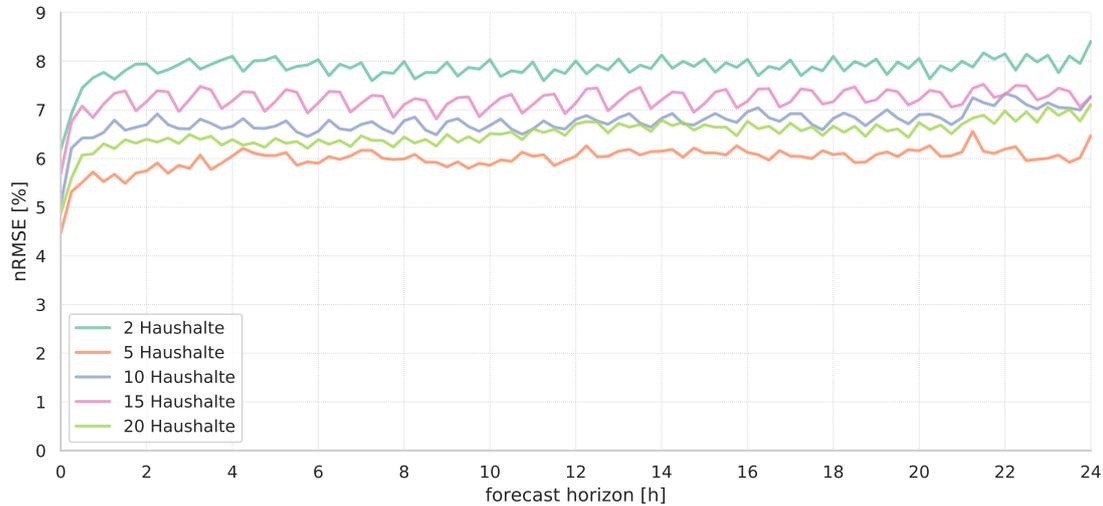


Abbildung 2.5. – Auf die maximal beobachtete Last normierte quadratische Fehler der Lastvorhersage für unterschiedliche Aggregationsstufen (ohne PV-Einspeisung). Die Lage der Kurven zueinander spielt hier keine Rolle, da die Maximalwerte in unterschiedlichem Verhältnis zu den typischerweise auftretenden Werten stehen. Zu erkennen ist die Aufprägung eines Sägezahnmodells auf die 15 min-Daten durch die höchstens stündliche Auflösung der Wettermodellvorhersagen. Die häufig nur schwache Zunahme des Vorhersagefehlers mit der Zeit deutet auf mangelnde Relevanz der Wettermodell-Prädiktoren hin.

Die Daten wurden für das ZSW proprietäre Deep Neural Network (DNN)-Trainingstool Learn-O-Matic aufbereitet und die DNNs auf den GPU-Servern des ZSW trainiert. Dabei kamen DNNs mit zwei versteckten Schichten mit je 128 Neuronen zum Einsatz. 15% der Daten wurden als Validationsset verwendet, als Lernalgorithmus diente ADAM [39]. Vor der Belernung wurden die Tage 7 bis 13 jeden Monats aus dem Datensatz extrahiert, um als sogenannter Testdatensatz für die spätere Evaluierung zu dienen. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Testdaten keine systematischen statistischen Unterschiede (Jahreszeiten, Wochentage etc.) zum Trainingsdatensatz aufweisen.

Damit sich die mit dem Vorhersagehorizont tendenziell zunehmende Unsicherheit der Wettermodellprognosen und Persistenzannahmen nicht negativ auf die frühen Vorhersagehorizonte auswirkt, hat sich eine Aufteilung des Vorhersagehorizonts in

mehrere überlappende DNNs bewährt. Im vorliegenden Fall handelt es sich um acht DNNs, die den Bereich von 0 bis 24 Stunden abdecken.

Ein direkter statistischer Vergleich der Vorhersageergebnisse erweist sich als schwierig, da sowohl Wertebereich als auch Variabilität der Zielwert-Zeitreihen stark schwanken. Einige typische Effekte bei den Lastvorhersagen ohne PV sind in Abbildung 2.5 dargestellt. Die Nettolastvorhersage verhält sich prinzipiell ähnlich, jedoch spielen hier naturgemäß die Wettermodellvorhersagen eine größere Rolle.

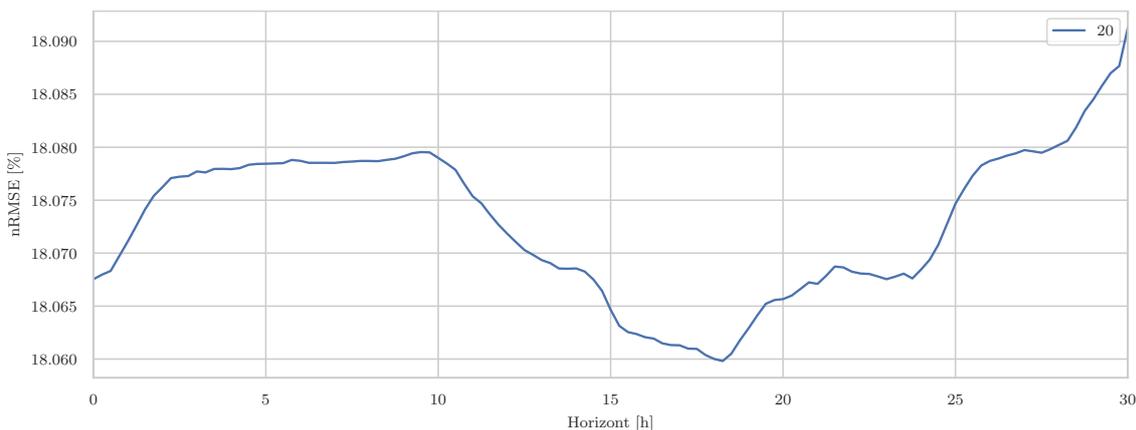


Abbildung 2.6. – Prognosefehler für eine Gruppe von 20 Haushalten wenn das Standardlastprofils H0 verwendet wird [40].

Zum Vergleich ist in Abbildung 2.6 die Vorhersagegüte des Standardlastprofils für eine Gruppe von 20 Haushalten dargestellt. Der Vorhersagefehler beträgt nahezu konstant 18 %, ist also deutlich schlechter als die Vorhersagen mit neuronalen Netzen.

2.2. Prädiktive Netzzustandschätzung (AP2)

Damit die Netzgrenzen in der probabilistischen Optimierung in Abschnitt 2.3 berücksichtigt werden, müssen die Netzzustände basierend auf den unsicheren Nettolastvorhersagen aus Arbeitspaket 1 bestimmt werden. Hierfür wurden in diesem Arbeitspaket Algorithmen zur probabilistischen Netzzustandsbestimmung entwickelt und getestet sowie die benötigten Daten aufbereitet.

2.2.1. Aufarbeiten der Netzdaten

Um die Verwendbarkeit des Netzmodells im Optimierer (siehe Abschnitt 2.2.2) des ZSW zu gewährleisten, wurde das in AP 1.1 beschriebene Netzmodell des Testgebiets Hittistetten in ein Impedanzmodell überführt. Hierzu wurde ein PowerFactory DGS-Export erstellt, dieser in einem Knime-Workflow [41] eingelesen und die relevanten Parameter in ein Kantenmodell überführt. Als Beiwerte dieses Kantenmodells wurde aus Leitungslänge und Leitungstyp der Wirk- bzw. Blindwiderstand berechnet und am Ende in eine Knotenmatrix Darstellung überführt.

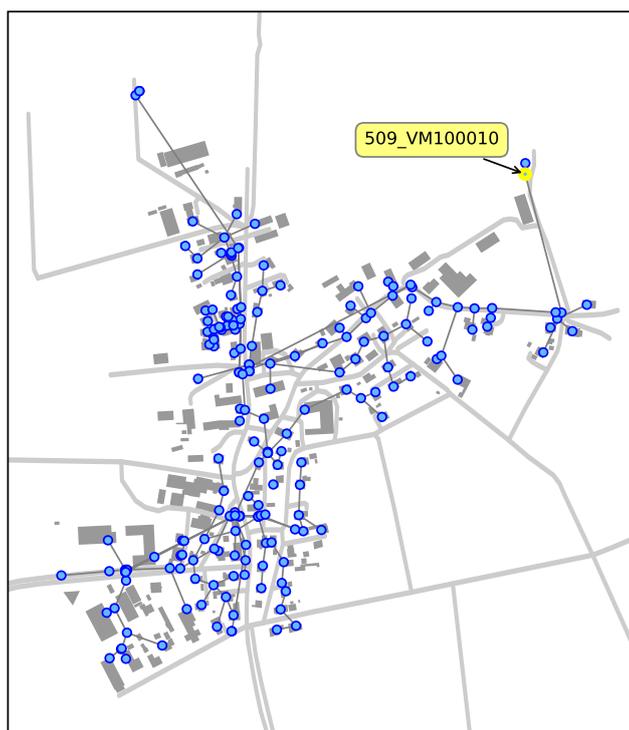


Abbildung 2.7. – Beispielhafte Netzabbildung durch das ZSW-Einlesetool. Durch unterschiedliche Visualisierungen können die Netze auf ihre Korrektheit überprüft werden.

Am ZSW wurde ein umfangreiches Einlesetool für PowerFactory DGS-Dateien erstellt. Dies ermöglicht es Netzdaten von PowerFactory einzulesen und die gesamten zugrunde liegenden Informationen wie zum Beispiel Geodaten oder Netzbereiche in das ZSW Python-Tool einzulesen. Hierbei wird auch eine umfangreiche Prüfung der Daten vorgenommen. Unter Anderem wird die Topologie geprüft und alle für den Lastfluss nicht relevanten Informationen entfernt. So werden nicht ans Netz angeschlossene Knoten oder ungenutzte Leitungen entfernt und bestimmte Netztrans-

formationen angewendet (Stern-Dreieck-Transformation, etc.). Hierdurch stehen in der Simulation geprüfte Netzdaten zur Verfügung.

2.2.2. Netzzustandschätzung aus aktuellen Messwerten

In diesem Arbeitspaket wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher es ermöglicht aus mit Unsicherheiten behafteten Messwerten (z.B. Spannung oder Leistung) und Vorhersagen (Nettleistung) einen wiederum probabilistischen Netzzustand zu berechnen. Da für die weitere Verwendung in einer probabilistischen Optimierung nicht nur der Zustand des Netzes, sondern auch die entsprechenden Fehlerverteilung wichtig ist, basiert der Algorithmus auf dem probabilistischen Lastfluss. Hierbei wurde darauf geachtet, dass die Komplexität der Berechnungen möglichst gering gehalten wird, um eine Integration in die Optimierung zu ermöglichen. Auch aus diesem Grund wurde hier nicht auf die klassische Netzzustandschätzung gesetzt.

Die recheneffiziente Implementierung wird durch die Nutzung eines linearisierten Netzmodells ermöglicht, welches sowohl in radialen [42] als auch in vermaschten Netzen [43] funktioniert.

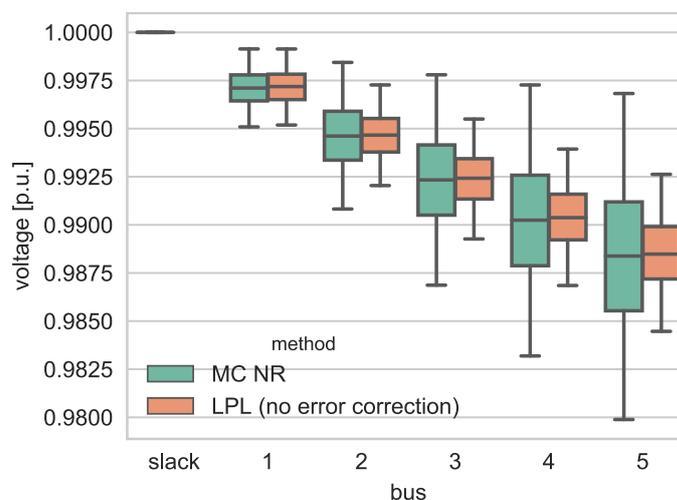


Abbildung 2.8. – Vergleich des linearen probabilistischen Lastflusses (LPL) ohne Korrektur mit der als Referenz genutzten Monte Carlo Analyse (MC NR) verglichen. Die Güte der Varianzschätzung nimmt ab dem zweiten Knoten stark ab [42].

Aufgrund der Akkumulation von Linearisierungsfehlern kommt es mit zunehmender Entfernung vom Referenzknoten zu einem anwachsenden Fehler in der Varianzschätzung (siehe Abbildung 2.8). Um dies zu vermeiden, wurde eine entsprechende

Fehlerkorrektur implementiert [42], welche nur von der Netztopologie abhängig ist und entsprechend einmal kalibriert werden muss.

Beispielhafte Ergebnisse aus den Versuchen sind in Abbildung 2.9 dargestellt. Hierbei werden zwei Monte Carlo Varianten (Monte Carlo basierend auf dem Newton Raphson-Verfahren (**MC NR**) und Monte Carlo basierend auf dem linearisierten Lastfluss (**MC RLV**)) mit dem linearen probabilistischen Lastfluss (**LPL**) verglichen. Es ist zu erkennen, dass sowohl die Mittelwerte als auch die geschätzte Spannungsverteilung gut abgebildet werden. Details sind den entsprechenden Veröffentlichungen zu entnehmen, die im Rahmen des Projekts entstanden sind [42, 43].

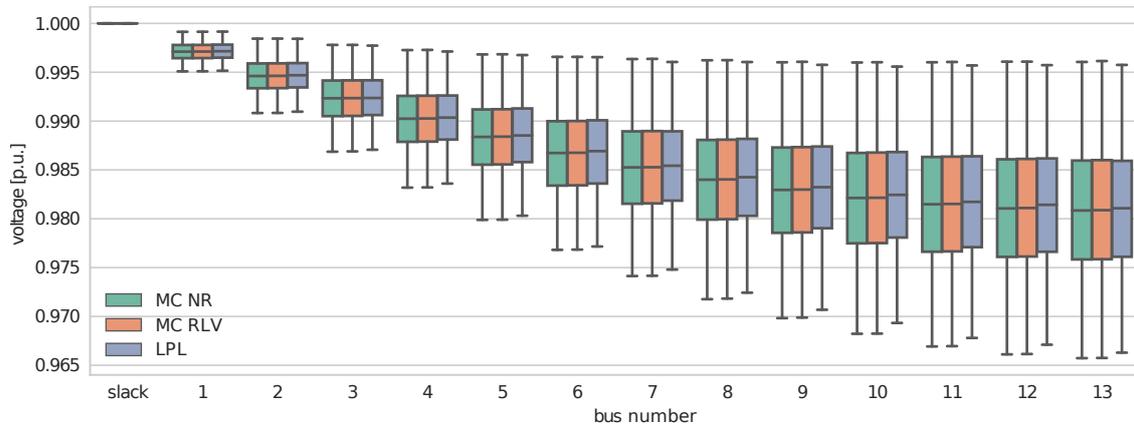


Abbildung 2.9. – Vergleich zwischen dem **LPL** und den zwei Monte Carlo-Methoden **MC NR** und **MC RLV**.

Messtellenplatzierung

Schätzfehler im Netz können durch die Installation zusätzlicher Messtellen reduziert werden. Hierbei ist jedoch die Platzierung entscheidend für den Einfluss, den die zusätzliche Messtelle auf die Netzzustandsschätzung hat. Den Optimalfall stellt sicher ein komplett beobachtbares Niederspannungsnetz dar. Um dies mit einer minimalen Anzahl an Messtellen zu erreichen, wurde ein Platzierungsalgorithmus nach Referenz [44] für Phasor Measurement Units (**PMUs**) implementiert und am Ortsnetz Hittistetten getestet.

Die Netzzustandsschätzung mittels zeitsynchronisierter Zeigermessgeräte ist nur dann möglich, wenn das betrachtete Netz durch die **PMUs** beobachtbar ist. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde eine Methode zur optimalen Platzierung von

PMUs implementiert, um alle Netzzustände ermitteln zu können, wobei die Anzahl an PMUs minimiert wird.

Die minimale Anzahl an nötigen PMUs zur Erreichung von Beobachtbarkeit erfolgt bei der Verwendung eines binären Suchalgorithmus [44]. Beim Start des entwickelten Algorithmus besitzt jeder Knoten im Netz eine PMU. Die Eliminierung der PMUs startet bei den Knoten, die am wenigsten Verbindungen mit anderen Knoten haben, z.B. Knoten am Ende eines Strangs, die nur an einem weiteren Knoten angeschlossen sind. Diese Knoten sind beobachtbar solange sich eine PMU sich im Knoten oder einem direkt benachbarten Knoten befindet, was die Beobachtung weiterer Knoten ermöglicht. Aus diesem Grund werden PMUs aus den Endknoten eliminiert. Die Eliminierung wird an den Knoten mit höheren Verbindungen bis hin zu den Knoten mit den maximalen Verknüpfungen fortgeführt. Bei der Eliminierung werden PMUs an wichtigen Stellen festgehalten, an denen mehrere Knoten gleichzeitig beobachtet werden und an denjenigen Knoten, an denen die Beobachtbarkeit des Stromnetzes nicht erfüllt werden kann. Der Algorithmus benötigt die Stromnetz-Topologie, in der die Knotenverbindungen und deren elektrischen Eigenschaften beschrieben sind.

Angewendet wurde der Algorithmus wiederum beispielhaft auf das Stromnetz von Hittistetten, das aus 205 Knoten und 203 Verbindungen besteht. Das Stromnetz ist mit mindestens 78 PMUs vollständig beobachtbar, sofern diese an den korrekten Knoten installiert sind.

Da PMUs relativ teuer sind, ist eine Installation in allen Verteilnetzen unwahrscheinlich. Deshalb wurde ein weiterer Platzierungsalgorithmus für Spannungsmessgeräte implementiert und getestet. Dieser Algorithmus ermöglicht die Platzierung von Messstellen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Aggregationsstufen (siehe Kapitel 2.1.2) und für verschiedene Verteilungen von Last und Erzeugung.

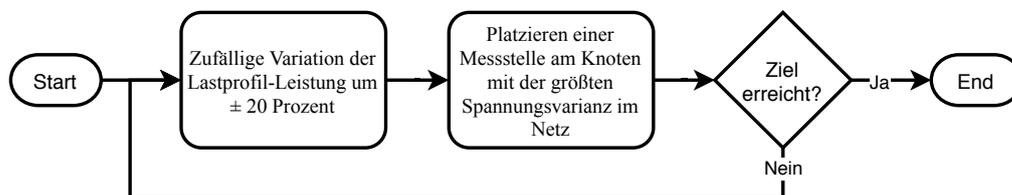


Abbildung 2.10. – Implementierter Algorithmus zur Messstellenplatzierung.

Abbildung 2.10 zeigt einen Ablaufplan der zentralen Schritte des Algorithmus. Im ersten Schritt werden die Lastprofile um den Faktor $\pm 20\%$ variiert. Dabei werden

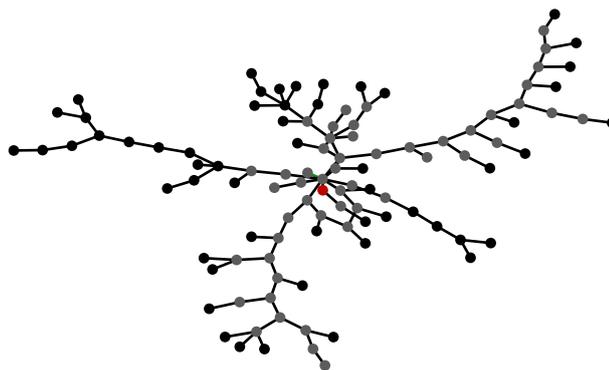


Abbildung 2.11. – Beispielhafte Platzierung der ersten Messstelle mithilfe des zuvor beschriebenen Algorithmus.

für jede Wiederholung die berechneten Spannungen an allen Knoten im Netz gespeichert. Die Auswahl des Knotens, an dem eine Messstelle platziert werden soll, wird anhand der an den Knoten auftretenden Spannungsvarianzen getroffen. Der Knoten, welcher die höchste Spannungsvarianz aufweist, wird als Messstelle vorgemerkt. Diese Variation wird mit unterschiedlichen Lastprofilzuweisungen mehrfach iteriert, um eine stabile Lösung zu erreichen. Falls mehrere Messstellen im Netz platziert werden sollen, ist das Vorgehen und der Entscheidungsprozess analog zur Platzierung einer einzelnen Messstelle. In [Abbildung 2.11](#) ist die Position der ersten Messstellenplatzierung am Beispiel eines Testnetzes dargestellt.

Alternative Tools zur Zustandsschätzung

Um eine alternative Möglichkeit der Zustandsschätzung für die Leitwarte bereitzustellen, wurde der Zustandsschätzer von DIGSILENT PowerFactory verwendet. Ziel der Einbindung war die Nutzung des Zustandsschätzers als Vergleichsbasis für die zu entwickelnden Verfahren und gleichzeitig eine Sensitivitätsanalyse des PowerFactory Tools selbst. Der Test des PowerFactory-Zustandsschätzers wurde mittels des Kerber-Netzmodells [1] durchgeführt und die allgemeinen Voraussetzungen sowie die Fehlereinflüsse durch Veränderung der Eingangsparameter ermittelt. Für den Einsatz des PowerFactory-Zustandsschätzers gilt grundsätzlich, dass um eine valide Schätzung des Netzzustandes durchführen zu können, die Anzahl an unabhängigen Messungen größer sein muss als die Anzahl der Netzknoten. Dabei können als Berechnungsgrundlage sowohl Spannungs- als auch Wirkleistungsmessungen eingesetzt werden.

Sind diese Zustände im Niederspannungsnetz vollständig bekannt, ergeben sich lediglich marginale Abweichungen bedingt durch die eingesetzten numerischen Verfahren. Bei lückenhafter Messdichte können alternativ Standardlastprofile (SLP – z.B. das für Haushalte gültige SLP H0) für die Bildung von Ersatzwerten für die Zustandsschätzung herangezogen werden, sofern keine dezentralen Einspeiser (z. B. PV-Anlagen) an entsprechender Messstelle angeschlossen sind.

2.3. Optimierter Prädiktiver Betrieb (AP3)

Im Arbeitspaket 3 wurden die zuvor in den Arbeitspaketen 1 und 2 gewonnen Erkenntnisse genutzt, um einen vorausschauenden Netzbetrieb, inklusive Last- und Erzeugungsmanagement, zu realisieren. Die Einbettung des Arbeitspakets in das Projekt inklusive der ausgetauschten Daten ist in Abbildung 2.12 zu sehen.

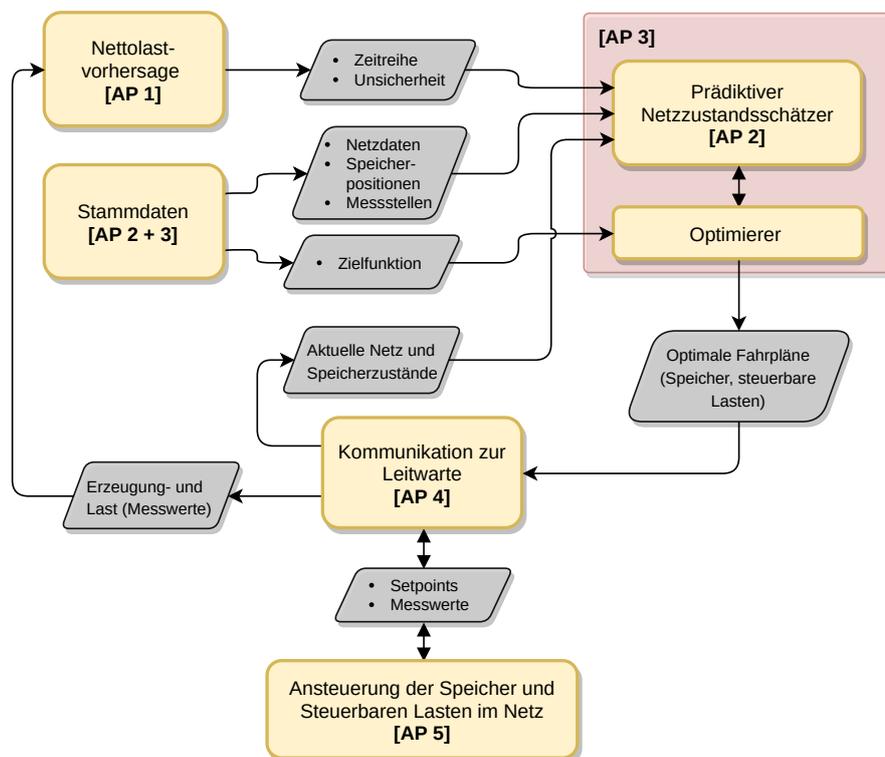


Abbildung 2.12. – Flussdiagramm der Einbettung von AP3 in das Gesamtprojekt mit den entsprechenden Datenflüssen.

2.3.1. Festlegen der Zielfunktion und Implementieren der Optimierung

In diesem Arbeitspaket wurde der Algorithmus zur Bestimmung der optimalen Fahrpläne entwickelt und die Zielfunktion zur objektiven Bewertung der Optimierungsgrößen definiert. Hauptkriterien sind hierbei die Einhaltung des Spannungsbandes und die Minimierung der Übertragungsverluste (lokaler Verbrauch der Erzeugung) sowie die eventuelle Schonung der Betriebsmittel. Gleichzeitig ist eine Abregelung der dezentralen Erzeugung erneuerbarer Energien weitestgehend zu vermeiden. Der Optimierer kann dabei das Netz stützen, indem er vorhandene Speicher sowie steuerbaren Lasten und Erzeuger regelt. Damit die zu erreichende Betriebssicherheit in der Optimierung berücksichtigt werden kann, wurden die Auswirkungen der in den Prognosen vorhandenen Unsicherheiten auf die Netzzustände mithilfe der in Abschnitt 2.2.2 entwickelten Technik abgebildet. So kann z. B. sichergestellt werden, dass ein bestimmtes Spannungsintervall mit 99%iger Wahrscheinlichkeit eingehalten wird. Zudem können für einige Komponenten Restriktionen in Form von Mindestlaufzeiten und/oder Kosten für An-/Abschaltvorgänge eingepflegt werden.

κ_{batt}	0,15 €/kWh
$\kappa_{\text{grid, draw}}$	0,30 €/kWh
$\kappa_{\text{grid, feedin}}$	0,03 €/kWh
$\kappa_{\text{RES, curtailment}}$	0,30 €/kWh

Tabelle 2.2. – Kosten, die für die dargestellten Simulations-Szenarien angenommen wurden.

Optimale Speicherplatzierung

Damit das zuvor beschriebene Lastmanagement effektiv zur Netzstabilität beitragen kann, sollten die Batterien an den entsprechenden Punkten mit dem größtmöglichen Einfluss auf die Netzspannung platziert werden. Die Verfügbarkeit von Speichern ermöglicht es auch, die Energieeffizienz zu maximieren, die Netzverluste zu verringern sowie Steuerungs- oder Reserveenergie für das Netz bereitzustellen. In diesem Abschnitt wird die optimale Platzierung und Dimensionierung eines Batterie-Energiespeichersystems (BESS) zur Netzentlastung im Netzgebiet Hittistetten untersucht. Das verwendete Verfahren basiert auf einem linearisierten Lastflussverfahren [42, 43] und wird mit Daten aus dem realen Verteilnetz getestet.

Typ	rel. Anteil	Kosten / Wert
Kapazität	42 %	130 €/kWh
System	28 %	87 €/kWh
Leistungselektronik	30 %	93 €/kW
Installation	-	20 000 €/batt
Batterie Lebensdauer	-	10 yr

Tabelle 2.3. – Angenommene Batterie Installationskosten für die Optimierung [45].

In Abbildung 2.13 sind die Ergebnisse der optimalen Platzierung dargestellt. Der Batteriebedarf variiert mit zunehmender PV-Durchdringung und Spannungsanforderungen im Netz.

2.3.2. Ergebnisse von AP3

Die Ergebnisse der Batterieplatzierung werden in Tabelle 2.4 für die verschiedenen Szenarien zusammengefasst. Für das Szenario einer 50 %-Penetration und einer maximalen Spannungsabweichung von 5 % relativ zu V_{nom} ist keine Batterieplatzierung erforderlich. Wenn die maximale Spannungsabweichung auf 3 % reduziert wird, müssen zwei Batterien eingesetzt werden, um das geforderte Spannungsband einzuhalten. Für das Szenario mit 80 % PV-Penetration und einer maximale Spannungsabweichung von 5 % relativ zu V_{nom} müssen wie bei dem Szenario zuvor ebenfalls zwei Batterien platziert werden. Die Positionen der Batterien bleiben fast unverändert, aber die Kapazitäten werden größer. Wenn die maximale Spannungsabweichung in diesem Fall auf 3 % reduziert wird, muss eine dritte Batterie hinzugefügt werden.

PV pen.	ΔV_{max} [$P_{\text{PV, max}}$] [V_{nom}]	batt. 1		batt. 2		batt. 3	
		C [kWh]	bus #	C [kWh]	bus #	C [kWh]	bus #
50 %	5 %	-	-	-	-	-	-
	3 %	57	30	120	42	-	-
80 %	5 %	68	30	149	43	-	-
	3 %	497	29	426	45	116	59

Tabelle 2.4. – Platzierung und Dimensionierung der Batterien im Testnetz Hittistetten.

Abregelung wird in den zuvor genannten Szenarien nicht berücksichtigt, um ein worst-case-Szenario darzustellen. Diese kann aber ohne Weiteres in das Optimie-

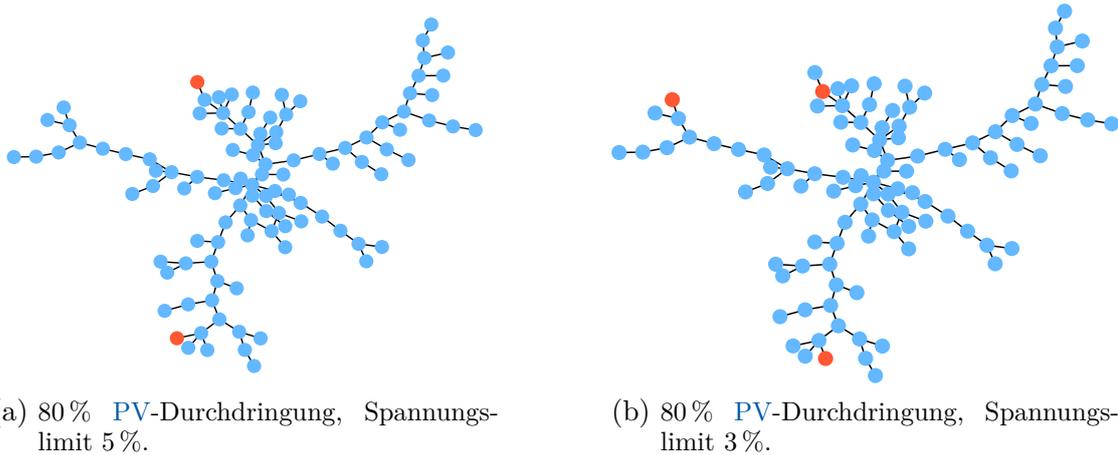


Abbildung 2.13. – Optimale Batterieplatzierung zur Spannungshaltung im Testnetz Hit-tistetten.

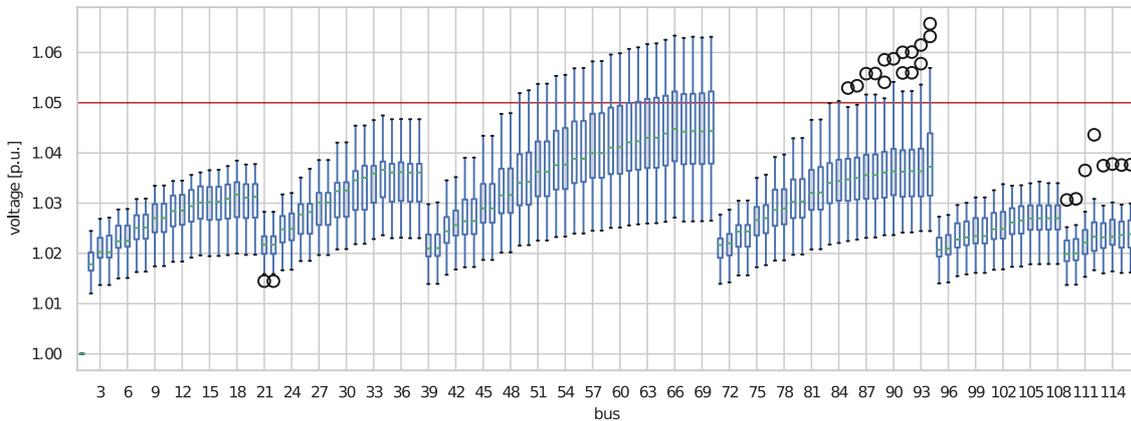
rungsproblem mit aufgenommen werden, um somit eine kostenoptimale Dimensionierung der Speicher unter Berücksichtigung der Abregelung zu erreichen.

Die Ergebnisse sind zusätzlich in [Abbildung 2.13](#) dargestellt. Hier sind die Platzierungen der Batterien für 80 % PV-Penetration rot dargestellt. In [Abbildung 2.13a](#) ist die optimale Platzierung für ein Spannungslimit von 5 % bezüglich der Nennspannung abgebildet. In diesem Fall ist die Platzierung von zwei Batterien an den Enden der Stränge optimal. Falls das Spannungslimit auf 3 % verringert wird, sollte eine zusätzliche Batterie installiert werden um die Netzspannung in den geforderten Grenzen zu halten ([Abbildung 2.13b](#)).

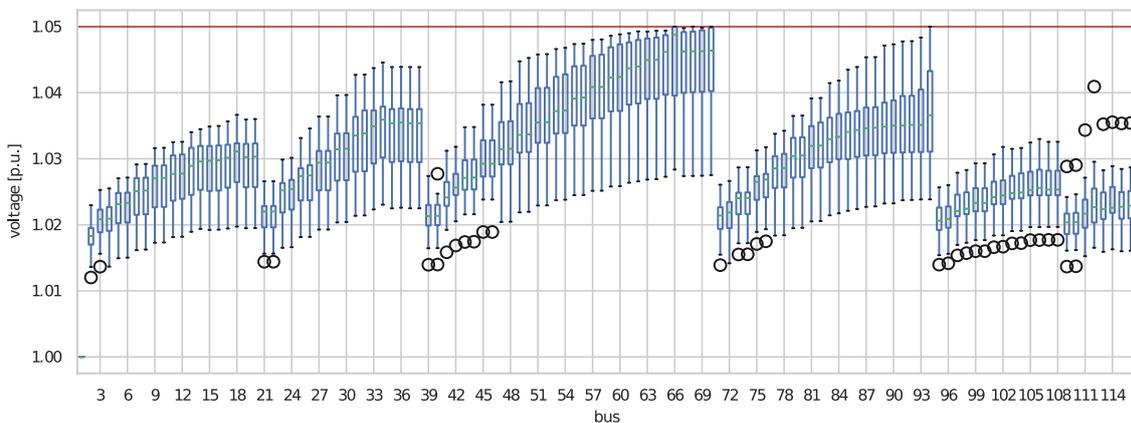
Auswirkungen auf die Netzspannung Werden die zuvor platzierten Batterien nun mithilfe des Optimierers prädiktiv angesteuert, können die Netzgrenzen bei gleichzeitiger Optimierung der Gesamtkosten eingehalten werden. Grund hierfür ist die entsprechende Einbindung des probabilistischen Lastflusses in das Optimierungsproblem. Die maximal erlaubten Spannungsüberschreitungen können genauso wie die erlaubte Wahrscheinlichkeit für eine aufgrund von Prognosefehlern verursachte Überschreitung festgelegt werden. Hierfür müssen naturgemäß die statistischen Parameter der Nettolastvorhersage bekannt sein, welche in dem Projekt durch AP1 bereitgestellt wurden.

In [Abbildung 2.14a](#) ist die Spannungsverteilung für einen Tag mit hoher PV-Einspeisung ohne steuerbare Speicher im Verteilnetz und ohne die Möglichkeit fernwirkend abzuregeln, dargestellt. Das Spannungslimit beträgt in diesem Fall 1,05 p.u. und wurde deutlich überschritten. In [Abbildung 2.14b](#) ist zum Vergleich der

optimierte Betrieb mit zwei platzierten Batterien zu sehen. In diesem Fall kann die Überschreitung des Spannungslimits verhindert werden.



(a) Spannungsverteilung ohne steuerbare Speicher im Verteilnetz und ohne die Möglichkeit fernwirkend abzuregeln. Das Spannungslimit (horizontale rote Linie) wurde deutlich überschritten.



(b) Spannungsverteilung mit optimal platzierten und gesteuerten Speichern im Verteilnetz. Das Spannungslimit wurde in allen Fällen eingehalten.

Abbildung 2.14. – Spannungsverteilung für drei sonnige Juni-Tage für den Fall von 80 % PV-Durchdringung. Es werden zwei Szenarien betrachtet: einmal das Netz Speicher und einmal mit optimal platzierten Speichern welche auch optimal betrieben werden. Das Spannungslimit beträgt in beiden Fällen 1.05 p.u. Die blauen Boxen repräsentieren das 25% bzw. 75%-Quantil. Die schwarzen Punkte repräsentieren Datenpunkte, welche außerhalb des abgebildeten Interquartilabstands liegen.

2.4. Kommunikation (AP4)

Damit die entwickelten Softwarelösungen in der Realität eingesetzt werden können, ist eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig, mit Hilfe derer relevante Daten gesammelt und Anlagen gesteuert werden können. Da zu Beginn des Projektes noch keine standardisierte Lösung dafür existierte, wurde im Rahmen des Arbeitspakets 4 nach verfügbaren Lösungen gesucht und eigene entwickelt. In diesem Abschnitt wird näher darauf eingegangen und die Ergebnisse des Vorhabens dargestellt.

2.4.1. Kommunikation mit Steuerbaren Erzeugern, Lasten und Speicher

Für die Anbindung von Prosumern ergibt sich die Anforderung einer kostengünstigen und sicheren Anbindung an ein übergeordnetes System. Die Anforderung *Sicher* umfasst sowohl die Aspekte der *IT-Sicherheit* wie auch den Aspekt der *Zuverlässigkeit*. Die Anforderung, auf Leittechnikenebene Feldbusprotokolle zu implementieren bzw. auf Feldebene Fernwirkprotokolle z.B. in Wechselrichter zu implementieren, wird durch die Verwendung von Protokollumsetzern (auch Gateways genannt) realisiert. In Abbildung 2.15 ist dieses Konzept dargestellt. Relevante Feldbusprotokolle sind hierbei die dargestellten Modbus/TCP bzw. die Erweiterung SunSpec, welches diesen um ein standardisiertes Datenmodell ergänzt. Weitere Möglichkeiten sind herstellereigene Lösungen. Dies umfasst auch die REST API-Lösung des Speichersystems des Herstellers Sonnen. Für die Einbindung wurde das Fernwirkprotokoll IEC 61850 verwendet. Dieses Protokoll findet auch in der Steuerung von Schaltanlagen in Verteil- und Übertragungsnetzen Verwendung. Für die Einordnung des Anwendungsfalls wird auf das Smart Grid Architecture Model (*SGAM*) zurückgegriffen [46, 47]. Dies ist in vereinfachter Form in Abbildung 2.16 dargestellt. In Ergänzung zu den Komponenten erfolgt eine Darstellung der typischen Verwendung von Kommunikationsmethoden und zugehörigen Normen entsprechend der Maßgabe der *IEC*.

Erstellung des IEC 61850 Datenmodells

Die relevanten Normungsdokumente für die Abbildung eines Batteriespeichersystems sind in Tabelle 2.5 angegeben. Aus der Verfügbarkeit der Datenmodelle wurden die für die relevanten Anwendungsfälle notwendigen Datenpunkte ermittelt und in

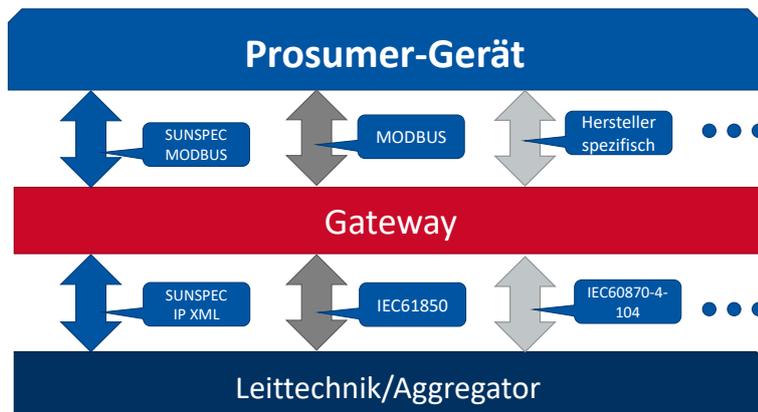


Abbildung 2.15. – Darstellung des grundsätzlichen Konzeptes für die Anbindung von Prosumergeräten. Die Verbindung zwischen Leittechniksystem und dem Gerät erfolgt durch eine Kommunikation mit Fernwirkprotokoll bis zu einem Protokollumsetzer, welcher zwischen Fernwirkprotokoll und Feldbusprotokoll die Datenpunkte übersetzt. Relevante Protokolle wie z.B. IEC 61850 sind aufgeführt. Eingesetztes Protokoll zwischen Leittechnik und Gateway war im Projekt IEC 61850.

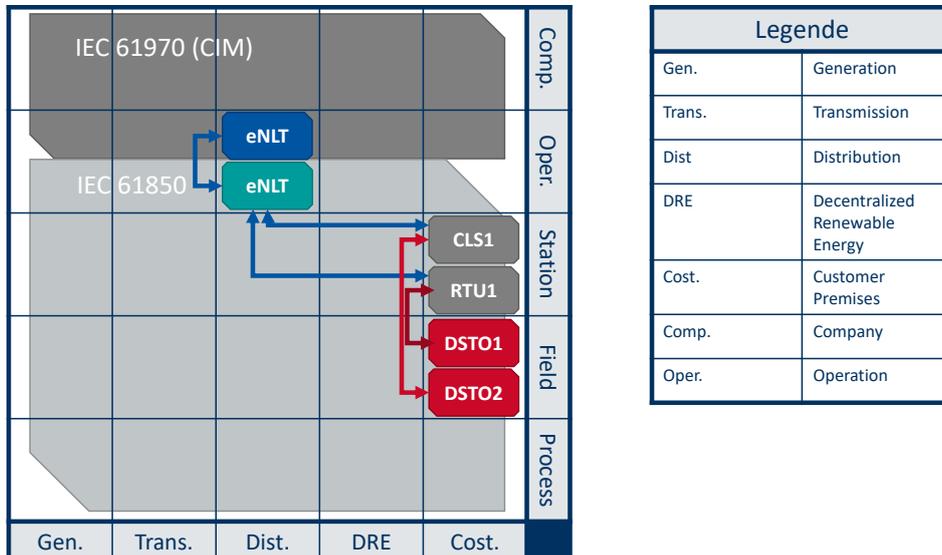


Abbildung 2.16. – Vereinfachte SGAM-Darstellung der Komponenten. Abgrenzung zwischen Protokollen für Fernwirkanbindungen und Datenmodelle für Datenaustausch

Abstimmung mit den Herstellern die IEC 61850-Datenpunkte den Datenpunkten der gerätespezifischen Datenmodelle zugeordnet.

Logischer Knoten	Beschreibung	Norm-Referenz
<i>LLN</i>	Basis-Logisch-Knoten für einen IEC 61850-Server als Anforderung aus der Norm	IEC 61850-7-4
<i>LPHD</i>	Basis-Logisch-Knoten für einen IEC 61850-Server für das physikalische System des Servers als Anforderung aus der Norm	IEC 61850-7-4
<i>MMXU</i>	Mehrphasiges Messsystem für elektrische Energie	IEC 61850-7-4
<i>DSTO</i>	Batteriespeichersystem als Zentral-knoten für die Modellierung von Speichersystemen	IEC 61850-90-9
<i>ZINV</i>	Logischer Knoten für die Abbildung von Wechselrichtern insbesondere für Abbildung der Leistungsregelung bzw. Leistungsbegrenzung	IEC 61850-90-9
<i>DBAT</i>	Logischer Knoten für die Beschreibung und Überwachung von elektrochemischen Speicherzellen	IEC 61850-90-9
<i>ZINV</i>	Einfache Modellierung von PV-Anlagen mittels des logischen Knoten für die Abbildung von Wechselrichtern insbesondere für Abbildung der Leistungsregelung bzw. Leistungsbegrenzung	IEC 61850-7-420
<i>FSCC</i>	Modellierung von Fahrplänen	IEC 61850-90-10
<i>FSCH</i>	Modellierung von Fahrplänen	IEC 61850-90-10

Tabelle 2.5. – Übersicht über die relevanten Dokumente für die Modellierung von Systemen im Rahmen des Projekts

Die vollständigen Datenmodelle für die Anbindung der Laborsysteme sind im Anhang in den Abschnitten [A.1](#) sowie [A.2](#) umrissen.

Implementierung von Protokollumsetzern

Im Rahmen des Projekts wurden in den Laboren der Projektpartner die nachfolgend aufgeführten Schnittstellen bzw. Protokolle implementiert:

- Protokollumsetzer für SonnenBatterie ECO: von proprietärer JSON API zu IEC 61850 auf Basis eines [CLS](#)-Moduls sowie alternativ auf Basis einer Remote Terminal Unit ([RTU](#)). Der Umsetzer ist auf der *iGrids*-Komponente von Hesseware installiert
- Protokollumsetzer für Batteriespeicher StoraXe von ads-tec: von REST API zu IEC 61850 auf Basis einer [RTU](#). Der Umsetzer ist auf dem WAGO Hutschienen-Controller installiert, der gleichzeitig als IEC 61850-Server im [HIL](#)-Test dient.
- Protokollumsetzer für SMA SunnyBoy: von SunSpec (Modbus) entsprechend Herstellerangaben zu IEC 61850 auf Basis einer RTU. Dieser Umsetzer ist ebenfalls auf dem zuvor genannten WAGO Hutschienen-Controller installiert.

Diese Anbindungen sind in Anlehnung an die Darstellung in [Abbildung 2.15](#) für die konkreten Anwendungsfälle in [Abbildung 2.17](#) dargestellt. Die einzelnen Anbindungen der Systeme wird nachfolgend genauer erläutert. Eine detaillierte Darstellung des Zusammenwirkens dieser Systeme im Gesamtsystem ist im [Abschnitt 2.5.1](#) dargestellt.

Anbindung SonnenBatterie ECO In Zusammenarbeit mit der Sonnen GmbH erfolgte die Anbindung der Batteriespeicher-Systeme des Typs SonnenBatterie ECO [\[48\]](#). Hierbei wurde die bereitgestellte und dokumentierte Schnittstelle auf Basis des REST-Prinzips verwendet. In Abstimmung mit der Sonnen GmbH erfolgt die Parameterzuordnung und -konvertierung zwischen den produktspezifischen Datenpunkten und den Datenpunkten der IEC 61850-Modelle entsprechend der in [Tabelle 2.5](#) angegebenen Normen und technischen Reports. Die definierte Datenpunktkonvertierung stellt die Grundlage für die Implementierung auf einer durch die Zenner Hesseware GmbH bereitgestellte Feldkomponente ([CLS](#)) dar. Das Funktionsprinzip dieser Anbindung ist auf der rechten Seite der [Abbildung 2.17](#) dargestellt. Die Informationen werden aus dem Batteriespeichersystem ausgelesen, verarbeitet und

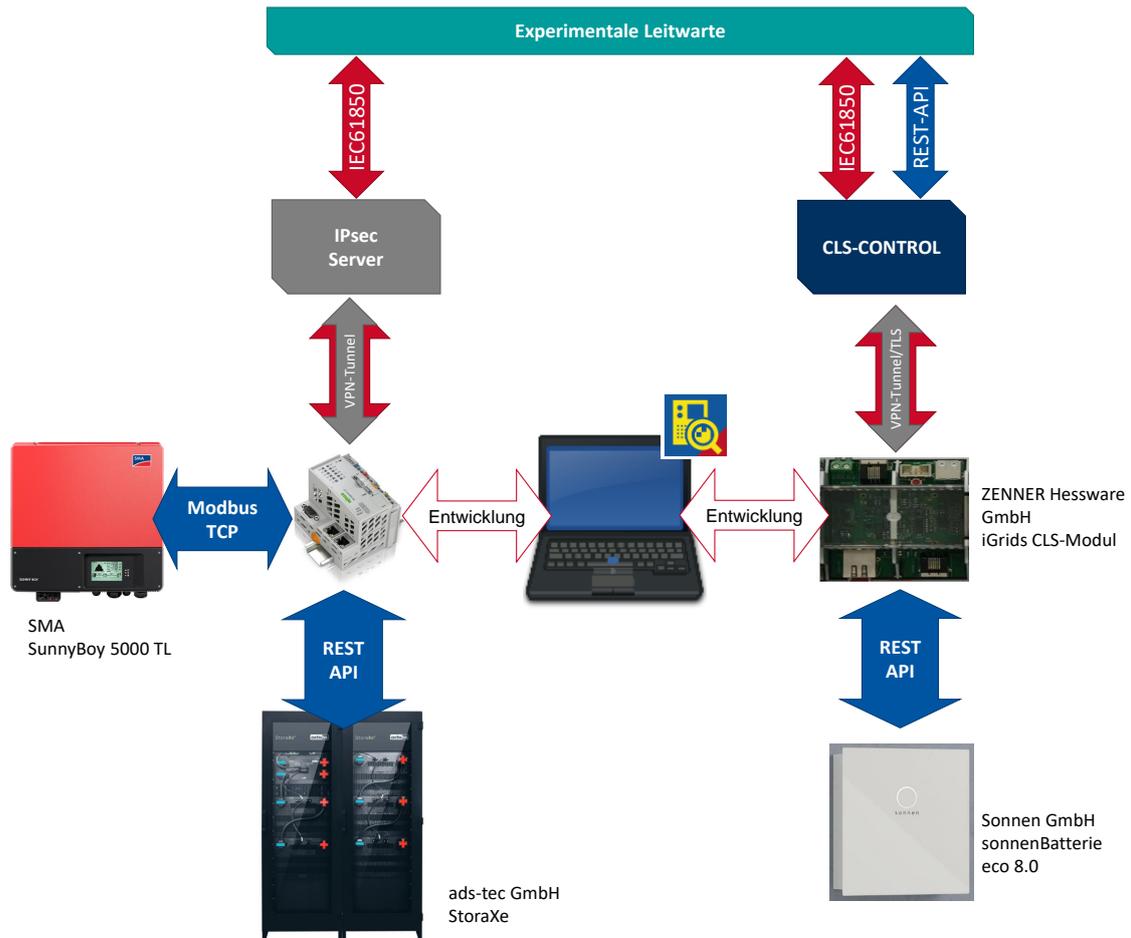


Abbildung 2.17. – Darstellung der umgesetzten Systemanbindung der verschiedenen Batteriespeichersysteme. Links mit der SPS von WAGO als Protokollumsetzer und rechts dem CLS-Modul iGrids von Hessware sowie dem Steuercomputer in der Mitte

mittels IEC 61850-Kommunikation an das Zielsystem, die experimentelle Verteilnetzleitwarte, weitergeleitet. Hierzu kommt ein Backend-System zum Einsatz, welches die sichere Durchleitung der Kommunikation zwischen dem CLS-Modul und der Leittechnik ermöglicht.

Technologisch kommt hierbei ein TLS-Kanal zum Einsatz, welcher in Übereinstimmung mit den Maßgaben des BSI, eine Einbindung des Moduls in die Smart Meter-Infrastruktur potentiell ermöglicht.

Anbindung ads-tec StoraXe Zur Anbindung des Speichers StoraXe von ads-tec wurden Erkenntnisse aus vorherigen Projekten genutzt. Dort wurde eine Ansteuerung des Speichers via der REST API für einen Laborcomputer in LabView entwickelt. Da diese Software nicht für die Speicher-Programmierbare-Steuerung (SPS) exportierbar war, konnte nur die grundlegende Funktionsweise des Kommunikationsprotokolls übernommen werden. Mit diesem Wissen wurde eine Bibliothek für die Programmierung der SPS geschaffen. Die Bibliothek bildet die Grundlage sowohl für die lokale Steuerung als auch für den Protokollumsetzer von der REST-API auf IEC 61850. Dieser stellt außerdem eine Verbindung zwischen der lokalen Steuerung und dem IEC 61850-Servers dar, der auf der SPS eingerichtet wurde. Die umgesetzte Systemanbindung ist in Abbildung 2.17 auf der linken Seite dargestellt.

Anbindung SMA SunnyBoy Im verwendeten Wechselrichter SunnyBoy 5000TL von SMA ist sowohl eine proprietäre Modbus-Schnittstelle als auch eine genormte auf Modbus basierende SunSpec-Schnittstelle implementiert. Zur Kommunikation zwischen der RTU und dem Wechselrichter wurde die SunSpec-Schnittstelle gewählt und eine Bibliothek für die SPS entwickelt. Mit Hilfe dieser Bibliothek wurde als erstes eine lokale Steuerung und anschließend der Protokollumsetzer programmiert. Dieser ermöglicht das Auslesen und die externe Steuerung des Wechselrichters über die SPS via IEC 61850. Der Testaufbau ist in Abbildung 2.17 auf der linken Seite dargestellt.

2.4.2. Inter-Prozess-Kommunikation

Netzleittechnik-Systeme und Komponenten – Einordnung der neu entwickelten Funktionalitäten

Ein modernes Netzführungssystem besteht aus mehr als nur einem Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-System im eigentlichen Sinne. Dies umfasst neben den Systemen für die Anbindung von Feldkomponenten oder auch Remote Terminal Unit (RTU) genannt, die Systeme für Status- und Messwertvisualisierung sowie Archivierung und Systeme für höhere Funktionalitäten. Solche höhere Optimierungsfunktionalität (HEO) dienen der Abbildung von komplexeren Vorgängen, welche über die Steuerung und Messwernerfassung von Anlagen hinausgehen. Dies

umfasst die Themenfelder Prognose, Bilanzierung, Fahrplanerstellung, usw. Der Zusammenhang ist in Abbildung 2.18 schematisch dargestellt. Der im Rahmen des Projektes Grid-Predict entwickelte Zustandsschätzer und Optimierer (vgl. Kapitel 2.2 und 2.3) stellt solch eine höhere Optimierungsfunktionalität dar.

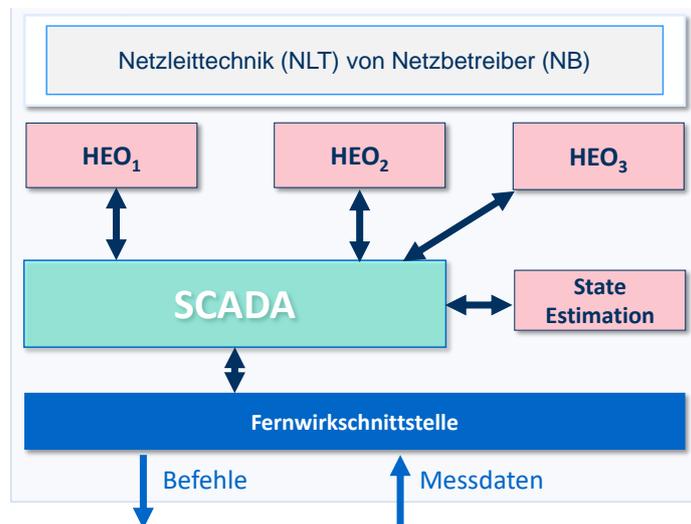


Abbildung 2.18. – Komponenten eines modernen Leitesystems

Für die Einbindung einer solchen HEO in ein bestehendes Leitesystem stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Diese umfassen eine

- direkte Kopplung in das System,
- Anbindung mittels einer bereitgestellten API der Leitesystem,
- Anbindung mittels eines ggf. proprietären Datenbussystems oder
- Anbindung mittels Fernwirkprotokoll.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde ein universell einsetzbares System angedacht, entsprechend ist die direkte Einbindung in das System bzw. auch die Anbindung mittels API nicht geeignet. Das genutzte Netzleitesystem verfügt über eine OPC UA-Schnittstelle. Diese ist jedoch nur uni-direktional ausgeführt und wurde zur Anbindung des Programms PowerFactory verwendet. Entsprechend wurde eine Anbindung mittels einer Fernwirkverbindung entsprechend des IEC 61850-Standards notwendig. Diese Lösung ist zwar aufwendig in der Implementierung, zeichnet sich aber durch ein objektorientiertes Datenmodell aus und ist für den Betrieb in einem sicherheitskritischen Umfeld ausgelegt.

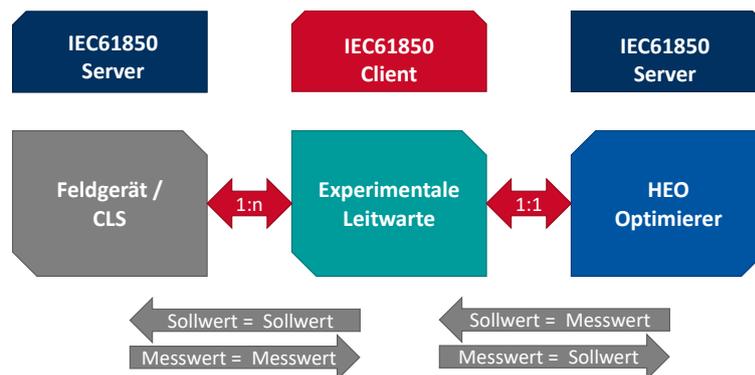


Abbildung 2.19. – Darstellung der umgesetzten Systemanbindung des Softwarepaketes *Optimierer*.

Erstellung eines IEC 61850-Datenmodells zur Systemintegration eines externen Optimierers

Entsprechend der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Auswahl erfolgte die Anbindung mittels der Client-/Server-Fernwirkkommunikation entsprechend der IEC-61850-Normenreihe. Feldgeräte, wie zum Beispiel Speichersysteme oder PV-Anlagen, werden im Rahmen der Kommunikation als *Server* bezeichnet. Das zugehörige Leitsystem nimmt hierbei die Rolle des *Clients* ein. Dieser Systemaufbau ist in Abbildung 2.19 (linke Seite) dargestellt. Die Anbindung der HEO-Optimierer erfolgt in gleicher Weise. Entsprechend nimmt der Optimierer die Rolle eines IEC-61850-Servers ein. Hieraus resultiert, dass es zu einer Invertierung der Wertelogik kommt. Vom HEO-Optimierer an das Leitsystem zu übertragene Sollwerte verwenden den zugrunde liegenden Common Data Class (CDC) für einen Messwert. In der umgekehrten Kommunikationsrichtung der Messwertweiterleitung aus dem Feld hin zum HEO-Optimierer müssen Messwerte als Sollwerte deklariert werden. Dieser Umkehrung ist ebenso in Abbildung 2.19 dargestellt.

Für die Datenübermittlung wurde ein individueller Logical Node (LN) basierend auf der CDC der IEC 61850-Normenreihe verwendet. Entsprechend der Konvention zur Verwendung von vier Buchstaben zur Klassifikation eines LN wurden die Bezeichner *ZXCH* bzw. *DXCH* gewählt. Die Unterscheidung resultiert aus den zugrundeliegenden Normendokumenten. Der erste Buchstabe *Z* referenziert auf einen Hilfsknoten entsprechend dem Normendokument IEC 61850-7-4, wohingegen der Buchstabe *D* einer Anlehnung an das Normendokument IEC 61850-7-420 entspricht. Die Datenmodelle sind für beide Kommunikationsrichtungen in den Tabellen 2.6 und 2.7 aufgeführt.

ZXCH bzw. DXCH (NLT ist Server)			
Data Object Name	Common Data Class	Explanation	PresConds/ds
Descriptions			
NamPlt	LPL	inherited from: DomainLN	O
DeviceNamPlt	DPL	inherited from: DomainLN	M
FlexTyp	ENS (Flex-Kind)	Enumeration for the description of the source	M
Rating Information			
WRtg	INS	Active Power Rating of the system	M
Cap	INS	Useable Capacity of Storage System	O
Measured and Metered Values			
TotW	MV	Total active power of the system (the consumer load notation is used)	M
TotVar	MV	Total reactive power of the system	O
SoC	MV	State of Charge of a storage system within the range of normal operation	O
Vol	MV	Voltage at the PCC	O
PhV	WYE	Voltage at the PCC (3 Phase)	O
Controls			
SetW	ASG	Set a new setpoint or limitation for active power	M
SetVar	ASG	Set a new setpoint or limitation for reactive power	O

Tabelle 2.6. – Logischer Knoten *ZXCH* bzw. *DXCH* für Datenaustausch von System – Reguläre Datenflussrichtung

ZXCH bzw. DXCH (NLT ist Client)			
Data Object Name	Common Data Class	Explanation	PresConds/ds
Descriptions			
NamPlt	LPL	inherited from: DomainLN	O
DeviceNamPlt	DPL	inherited from: DomainLN	M
FlexTyp	ENG (Flex-Kind)	Enumeration for the description of the source	M
Rating Information			
WRtg	ING	Active Power Rating of the system	M
Cap	ING	Useable capacity of a storage system	O
Measured and Metered Values			
TotW	ASG	Total active power of the system (the consumer load notation is used)	M
TotVar	ASG	Total reactive power of the system	O
SoC	ASG	State of Charge of a storage systems within the range of normal operation	O
Vol	ASG	Voltage at the PCC	O
PhV	N.A.	Voltage at the PCC (3-Phase)	Θ
Controls			
SetW	MV	Set a new setpoint or limitation for active power	M
SetVar	MV	Set a new setpoint or limitation for reactive power	O

Tabelle 2.7. – Logischer Knoten *ZXCH* bzw. *DXCH* für Datenaustausch von System – Inverse Datenflussrichtung. Veränderungen der Daten Typen sind blau hinterlegt. Durchgestrichene Einträge finden keine äquivalente Darstellung in der inversen Kommunikationsrichtung und entfallen.

Die Veränderungen in den CDC zur Anpassung an die im Projekt verwendete Architektur sind in Tabelle 2.7 durch blau hinterlegte Zellen gekennzeichnet. Darüber hinaus muss eine dreiphasige Übertragung der Spannungsmesswerte entfallen, da kein entsprechender Datentyp zur Verfügung steht. Für jede durch die HEO zu überwachende bzw. zusteuerte Anlage erfolgt die Instanziierung eines Logischen Knoten des Typs *DXCH*. Das Datenmodell ist in vier Abschnitte aufgeteilt:

- **Beschreibung** (Descriptions): Identifikation des Systems mittels Typenschild-Informationen
- **Kennwerte** (Rating Information): Grundlegende Kennwerte
- **Messwerte** (Measured and Metered Information): Messwerte des Systems
- **Steuerung** (Controls): Sollwerte zur Ansteuerung des Systems

Für die Identifikation des Typs einer Anlage wurde der Aufzählungsdatentyp mit der Zuordnungstabelle entsprechend Tabelle 2.8 erstellt. Eine Berücksichtigung der Ergänzungen der aktuellen Kommentierungsphase der Aktualisierung (Edition 2) des Normendokuments IEC 61850-7-420 erfolgte nicht [49].

ENS:FlexKind bzw. ENG:FlexKind		
Wert	Bezeichnung	Beschreibung
0	unkown	Unbekannter Typ
10	PV-System	Generischer Typ
11	PV-System (Nachführung)	spezifischer Typ von PV-System zur Defintion von Nachführung
20	Windkraftanlage	Generischer Typ
30	
...	
80	Speichersystem	Generischer Typ
81	Speichersystem Elektro-Chemisch	spezifischer Type für Batteriespeichersystem

Tabelle 2.8. – Wertetabelle für den definierten Datentypen FlexKind. Erweiterung über noch nicht definierte Nummernkreise möglich.

2.5. Ansteuerung von lokalen Erzeugern, Speicher und Lasten (AP5)

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Arbeitspakets 5 dargestellt. Ziel war es die Ergebnisse aus den Arbeitspaketen 3 und 4 zu kombinieren, die entsprechenden Kommunikationsschnittstellen zu implementieren und die Funktion der vorrausschauenden Netzbetriebsoptimierung in einem Hardware in the Loop (HIL)-Test darzustellen. Dazu wurden die im Projekt entwickelten Methoden zur prädiktiven Netzberechnung an eine Leitwarte am Standort der Hochschule Ulm angekoppelt. Es wurde u.a. auch gezeigt, dass Steuersignale von der Leitwarte in Ulm an einen Batteriespeicher, der Teil eines im Labor des ZSW nachgebildeten Hausanschlusspunktes ist, über Smart Meter-konforme Übertragungswege gesendet werden können. Weitere in AP5.1 beschriebenen Erzeuger und Speicher wurden in den Laboren der Hochschule Ulm und des ZSW installiert und mit Hilfe der zuvor beschriebenen Kommunikationstechnologien und kryptographischen Verfahren angesteuert.

Zur Steuerung dieses dezentralen Netzes wurde an der Hochschule Ulm eine Leitwarte installiert. Diese wurde ausgerüstet, um Prognosen des entwickelten Optimierers zu empfangen und Befehle zur Steuerung von Netzteilnehmern zu verschicken.

2.5.1. Anbindung der Leitwarte an Lasten und Erzeuger

Die für den Test des Gesamtsystems umgesetzte Architektur der Systeme und Komponenten ist in Abbildung 2.20 schematisch dargestellt. Auf der linken Seite befindet sich die experimentelle Leitwarte, die durch eine Firewall sowie dem IPsec-Server geschützt ist. Auf der rechten Seite befinden sich die Feldkomponenten mit den dazugehörigen Protokollumsetzern.

Beim Aufbau der Testumgebungen wurden verschiedene Arten von Komponenten verwendet. Sie wurden in die drei Klassen *Betriebsführungssysteme*, *Protokollumsetzer* sowie *Erzeugungsanlagen und Speicher* gegliedert und sind in den Tabellen 2.9, 2.10 sowie 2.11 aufgeführt und beschrieben.

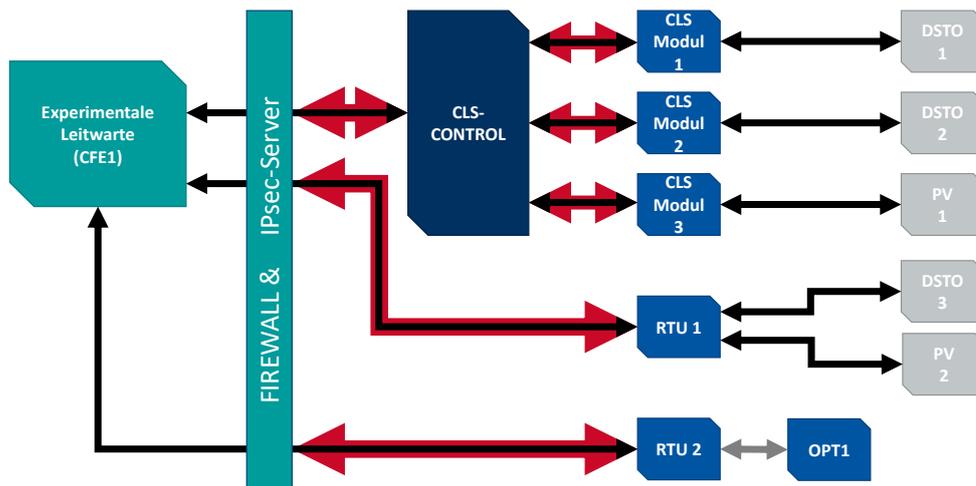


Abbildung 2.20. – Schematische Darstellung des Systemaufbaus und der Anbindung der Feldkomponenten an das Leitsystem. Schwarze Pfeile stellen Kommunikationsverbindungen und rote Pfeile die zusätzliche Absicherung durch kryptographische Verfahren dar.

Für die Anbindung der verschiedenen Komponenten an die Netzleitwarte sind unterschiedliche Kommunikationsverbindungen notwendig. Außerdem ist teilweise eine Absicherung bzw. Kryptographie notwendig. In [Abbildung 2.20](#) sind die netzwerktechnischen Verbindungen auf Basis von kryptographischen Verfahren (rote Pfeile in der Abbildung) und die Fernwerkverbindungen sowie die Feldbusverbindungen (Schwarze Pfeile) dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung dieser Kommunikationsverbindungen erfolgt in der [Tabelle 2.12](#). Die Datenmodelle, welche für die Anbindung der Komponenten an das Leitsystem verwendet werden, sind in [Abschnitt 2.4.1](#) bereits beschrieben.

Systemvisualisierung

Entsprechend dem Verwendungszweck eines [SCADA](#)-Systems wurde für die Durchführung eine individuelle Ansicht der Statusmeldungen und Messwerte erstellt. Zusätzlich werden ebenso die Sollwerte des Optimierers für die Weiterleitung an die Feldgeräte umgesetzt. Die Darstellung der Ansicht auf dem Netzführungssystem ist in [Abbildung 2.21](#) dargestellt. Die Überwachung einzelner Feldgeräte erfolgt mittels eines PowerAnalysers vom Type DEWE-800 [58].

Betriebsführungssysteme		
Bezeichnung	Beschreibung	Genutztes System
<i>NLT</i>	Experimentelle Verteilnetzleitwarte der Technische Hochschule Ulm, die als das zentrale System des umgesetzten Demonstrationsfalls dient. Das Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)-System dient der Überwachung und Verwaltung von verteilten Systemen und Prozessen sowie der Anbindung der Feldgeräte über die jeweiligen Kommunikationspfade und Weiterleitung der Befehle des Optimierers (<i>OPT1</i>)	Siemens <i>SPECTRUM POWER 5.40</i>
<i>CLS-MGNT</i>	Zentrales Managementsystem für die Verwaltung von CLS -Modulen zur Anbindung der dezentralen Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Bereitstellung des Kommunikationskanals für die Einbindung der Feldkomponenten in die Verteilnetzleitwarte.	Zenner Hessware <i>CLS-Control</i>
<i>OPT1</i>	HEO für die Berechnung und Optimierung des Netzbetriebs im festgelegten Bereich.	Entwicklung des ZSW im Rahmen dieses Projekts
<i>FW1</i>	Firewall zur Absicherung der experimentellen Verteilnetzleitwarte sowie Bereitstellung eines IPsec-Servers für die sichere Einbindung von nicht- CLS -Fernwirkgeräten	CISCO <i>ASA 5512</i>

Tabelle 2.9. – Übersicht über die relevanten Betriebsführungssysteme

Protokollumsetzer		
Bezeichnung	Beschreibung	Genutztes Systems
<i>CLS1</i>	Protokollumsetzer auf Basis einer Hardwareplattform in Anlehnung an das FNN -Pflichtenheft [50]. Realisiert die Anbindung des Systems <i>DSTO1</i> an das Netzleitsystem <i>NLT</i> .	Zenner Hessware <i>iGrids CLS-Modul</i> [51]
<i>CLS2</i>	Vgl. <i>CLS1</i> . Dient der Anbindung des Systems <i>DSTO2</i> .	Zenner Hessware <i>iGrids CLS-Modul</i> [51]
<i>CLS3</i>	Vgl. <i>CLS1</i> . Dient der Anbindung des Systems <i>PV1</i> .	Zenner Hessware <i>iGrids CLS-Modul</i> [51]
<i>RTU1</i>	Protokollumsetzer auf Basis eines Industrieautomatisierungssystem (SPS). Für eine prototypische und individuelle Umsetzung eines Protokollumsetzers. Nutzung der des implementierten IEC 61850-Stacks.	WAGO <i>PFC200</i> (750-8202/025-001) [52]
<i>RTU2</i>	Vgl. <i>RTU1</i> . Protokollumsetzer zur Verbindung von <i>OPT1</i> und <i>NLT</i> sowie des <i>OPT1</i> mit dem Laborrechner	WAGO <i>PFC200</i> (750-8202/025-001) [52]

Tabelle 2.10. – Übersicht über die relevanten Protokollumsetzer

Erzeugungsanlagen und Speicher		
Bezeichnung	Beschreibung	Genutztes Systems
<i>DSTO1</i>	Heimspeichersystem im Labor des ZSW	Sonnen [53] <i>Sonnen Batterie ECO</i>
<i>DSTO2</i>	Heimspeichersystem im Labor des STZ	Sonnen <i>Sonnen Batterie ECO</i>
<i>DSTO3</i>	Heimspeichersystem im Labor des ZSW	ads-tec <i>StoraXe</i> [54]
<i>PV1</i>	Photovoltaik-Wechselrichter im Labor des STZ	Kaco <i>Powador TL10</i> [55]
<i>PV2</i>	Photovoltaik-Wechselrichter im Labor des ZSW	SMA <i>SunnyBoy 5000TL</i> [56]

Tabelle 2.11. – Übersicht über die relevanten Erzeugungsanlagen und Speicher

System A	System B	Beschreibung
Fernwirkverbindungen		
<i>NLT</i>	<i>RTU1</i>	
<i>NLT</i>	<i>CLS1</i>	IEC 61850-Fernwirkverbindung entsprechend der
<i>NLT</i>	<i>CLS2</i>	Beschreibung in Abschnitt 2.4.1
<i>NLT</i>	<i>CLS3</i>	
<i>NLT</i>	<i>OPT1</i>	Anbindung erfolgt mittels IEC 61850. Details zur Beschreibung des Datenmodells vgl. 2.4.2 . Verbindung entsprechend des Architekturentwurfs.
Feldbusverbindungen		
<i>RTU1</i>	<i>OPT1</i>	Behelfsverbindung mittels Modbus zur Ermöglichung der IEC 61850 Verbindung <i>NLT</i> ↔ <i>PT1</i> .
<i>RTU1</i>	<i>DSTO3</i>	Proprietäres Protokoll auf Basis einer JSON-API. Details in Abschnitt 2.4.1
<i>RTU1</i>	<i>PV2</i>	Proprietäres Protokoll auf Basis einer Modbus TCP-Schnittstelle
<i>CLS1</i>	<i>DSTO1</i>	Proprietäres Protokoll auf Basis einer REST-API.
<i>CLS2</i>	<i>DSTO2</i>	Details in Abschnitt 2.4.1
<i>CLS3</i>	<i>PV2</i>	Anbindung erfolgt mittels standardisierter SunSpec-Schnittstelle
Absicherung bzw. Kryptographie		
<i>CLS-MGNT</i>	<i>CLS1</i>	Verschlüsselte TLS-Verbindung zur Absicherung der
<i>CLS-MGNT</i>	<i>CLS2</i>	Verbindung sowie zur Vorbereitung zur Integration
<i>CLS-MGNT</i>	<i>CLS3</i>	in das <i>iMsys</i> . Vergleiche Referenzen [50 , 57].
<i>NLT</i>	<i>RTU1</i>	Anbindung mittels IPsec-Site-to-Site VPN-Verbindung.

Tabelle 2.12. – Übersicht über die relevanten Verbindungen zwischen Komponenten

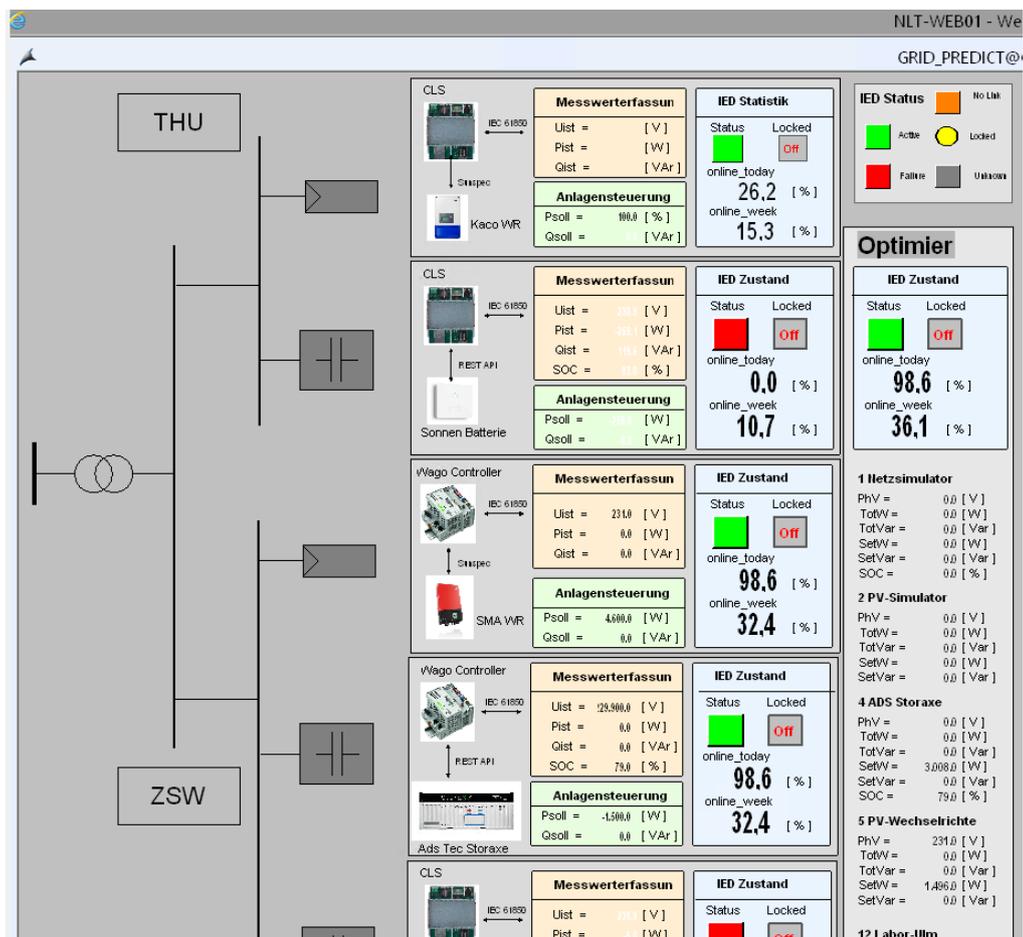


Abbildung 2.21. – Visualisierung auf dem SCADA-System für den verwendeten Anlagenpark

Befehlsweiterleitung

Die Verknüpfung der Feldgeräte in den Laboren des STZ sowie des ZSW mit dem Optimierungs-System erfolgte entsprechend der Umsetzung, welche in den Abschnitten 2.4.1 und 2.4.2 beschrieben ist. Die Leittechnik dient in dem gewählten Systemaufbau als Systemtrenner zwischen den Feldgeräten sowie der übergeordneten Optimierung. Die für die Funktion des Gesamtsystems notwendige Messwert- und Befehlsweiterleitung wurde mittels eines Leittechnik-Skriptes umgesetzt. Dessen Funktionsweise ist in Abbildung 2.22 dargestellt und umfasst die Eingangs- und Ausgangsvariablen, welche sich aus den nachfolgenden Komponenten zusammensetzen:

- **Input:** Gibt die Datenmodellreferenz an, von welcher der Wert übertragen werden soll.
- **Output:** Gibt die Datenmodellreferenzen an, an welche der Input-Wert als Steuerbefehl geschrieben werden soll. Entsprechend muss es sich hierbei um einen Datenpunkt handeln, welcher im IEC 61850-Datenmodell auf einen CDC des Typs Analog Setting (IEC 61850-spezifisch) (ASG) verknüpft ist.
- **Enable:** Gibt die Datenmodellreferenz an, welche auf den Freigabewert überprüft wird, bevor die Weiterleitung erfolgt.
- **Status:** Ist eine optionale Variable zur Zustands- und Funktionsüberwachung. Es wird sowohl der Zustand wie auch die Ausführungszeit codiert.

Dieses Skript wird im 10-Sekunden-Rhythmus ausgeführt. Die Beschreibung der IEC 61850-Datentypen, insbesondere der notwendigen Invertierung der Datentypen, ist in Abschnitt 2.4.2 dargestellt. Es wurden zwei Datenpunkte für Enable-Eingangsvariable angelegt. Dies ermöglicht die getrennte Freigabe der Messwert- bzw. der Befehlsweiterleitung, welche in der Abbildung als *En* bzw. *EnC* dargestellt sind.

Funktionstest der Komponenten und Verbindungen

Bevor ein Gesamttest durchgeführt werden kann, ist es notwendig alle einzelnen Komponenten sowie die einzelnen Verbindungskanäle zu testen. Für diese Tests und dem später folgenden HIL sind weitere Geräte notwendig. So wird im Labor

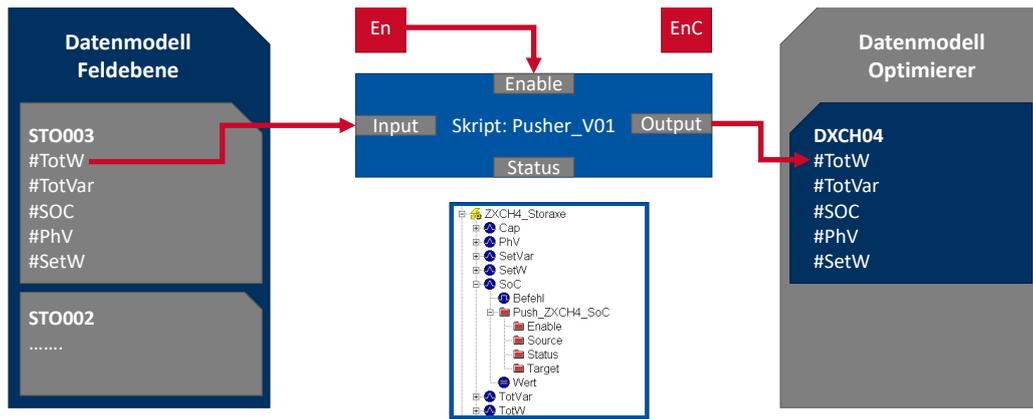


Abbildung 2.22. – Funktionsweise der Messwert- und Befehlsweiterleitung zwischen Feldgeräten und Optimierungssystem auf der experimentellen Leittechnik (SPECTRUM POWER 5). Darstellt sind die zwei relevanten Datenmodelle auf Feld- und Optimierer-Ebene sowie die relevanten Eingangs- und Ausgangsvariablen des Skripts.

des ZSW zum Funktionstest des Wechselrichters ein PV-Simulator eingesetzt. Mit Hilfe dieses Simulators kann eine PV-Stromerzeugung simuliert werden. Der PV-Wechselrichter kann sich dadurch wie im realen Betrieb verhalten. Des Weiteren simuliert ein Lastsimulator den Stromverbrauch an dem Netzknoten. Zur Simulation der Netzspannung wird ein Netzsimulator eingesetzt. Die Steuerung dieser Simulatoren erfolgt durch den Steuerungscomputer mit der Software LabView. Er wurde auch für die lokale Überwachung der Speicher eingesetzt. Die Messung der lokalen Netzparameter wie z.B. Leistung und Spannung erfolgte mit Leistungsmessklemmen von WAGO (750-495). Am Netzanschlusspunkt wurde außerdem ein Netzanalysator des Unternehmens Janitza zum Vergleich verwendet. Die exakte Analyse von Spannungswerten und Leistungsflüssen zu den einzelnen Komponenten am Netzanschlusspunkt wurde mit Netzanalysatoren (Abbildung 2.23) durchgeführt.

Nach dem Aufbau der Testumgebung wurde die Kommunikation zwischen den Komponenten und zum Steuerungsrechner für die Konfiguration und das Monitoring der Komponenten stufenweise in Betrieb genommen. Dies sei hier für die Installation im ZSW-Labor beispielhaft beschrieben: Für den ersten Test wurde die proprietäre Kommunikation der Komponenten zum Steuerungsrechner (2.17) genutzt. Anschließend wurde die Funktion der Protokollumsetzer über die Vorgabe von Werten auf dem lokalen IEC 61850-Server und Kontrolle der erfolgten Steuerung der Komponente verifiziert. Nach dem erfolgreichen Abschluss der lokalen Tests wurde die Steuerung von der Netzleitwarte unter Verwendung von krypto-

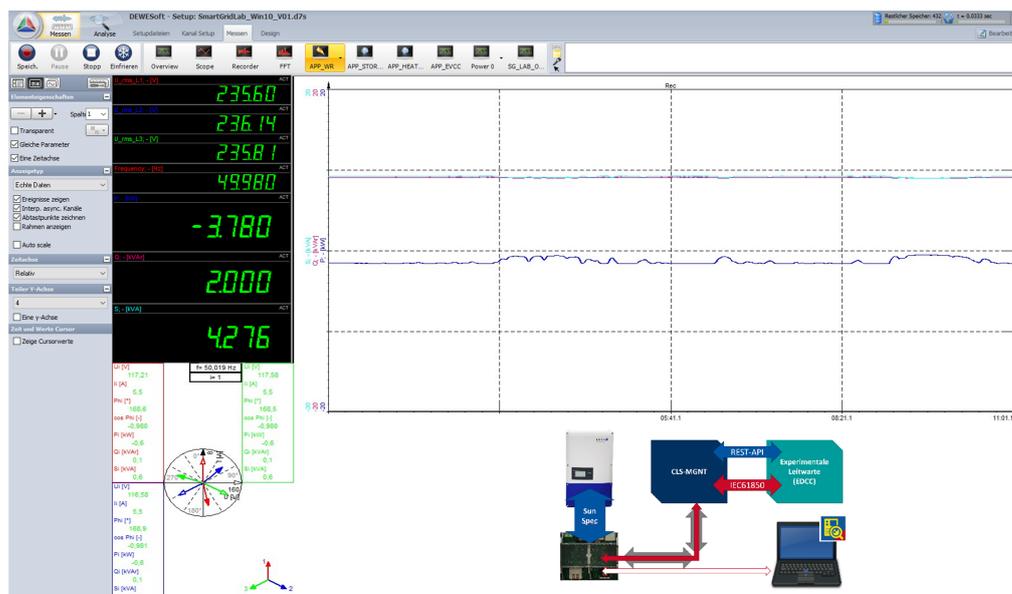


Abbildung 2.23. – Visualisierung der Versuchsüberwachungsmesstechnik an der Technischen Hochschule Ulm – DEWE-800-System [58].

graphisch gesicherten Verfahren in Betrieb genommen und das gewünschte Verhalten aufgrund der übertragenen Messwerte und Steuerungsdaten verifiziert. Die Entwicklung der notwendigen Sprachelemente zur Kommunikation zwischen den verschiedenen Komponenten im *HIL*-Test, die Anpassung auf die genutzten Protokolle, die Entwicklung der notwendigen Protokollumsetzer zur Adaption auf die eingesetzten Geräte und weitere kommunikationstechnische Details zum gesicherten Verbindungsaufbau zwischen Komponenten in von Firewalls geschützten abgeschlossenen Kommunikationsnetzen (STZ in Ulm und ZSW in Stuttgart) waren mit einem sehr hohen Arbeitsaufwand im Projekt verbunden. Es war jedoch ein Anliegen im Projekt nicht zur Kommunikation der Komponenten untereinander vereinfachte proprietäre Verfahren zu nutzen. Es sollte stattdessen eine moderne Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut werden, die für die Steuerung elektrischer Netze und deren Betriebsmitteln aktuell und in Zukunft verstärkt eingesetzte Protokolle und Methoden nutzt.

Dies ist gelungen. Damit sind sehr anwendungsnahe Protokollkomponenten zur Ankopplung der Geräte beim Kunden an die Leitwarte (*CLS*-Komponenten) zur Umsetzung von *Smart Grid*-Funktionalität, d.h. intelligente vorausschauende Steuerung innerhalb von Verteilnetzen, entstanden.

2.5.2. Test des Gesamtsystems

Zum Test der entwickelten Softwarekomponenten wurde ein **HIL**-Test durchgeführt. Mit diesem Verfahren werden Probleme sichtbar, die nicht in der Simulation abgedeckt und daher erst bei der Umsetzung in der Realität erkannt werden. Teil des Testes ist auch die Verbindung des Labors des ZSW in Stuttgart (Abbildung 2.24) mit der Netzleitwarte an der Technischen Hochschule Ulm. Die Tests der einzelnen Komponenten und Verbindungen wurden in dem vorherigen Abschnitt beschrieben. Im folgendem Abschnitt wird der Gesamtaufbau des **HIL**-Testes und anschließend die Durchführung beschrieben. Abschließend erfolgt eine Auswertung des Tests und die Diskussion der Ergebnisse.



Abbildung 2.24. – Laboraufbau des ZSW zur Simulation eines Netzanschlusspunkts für den **HIL**-Test mit den Speicherbatterien der Firma Sonnen (weiß) und ads-tec (schwarz, Aufschrift StoraXe), sowie dem Lastgenerator (grau) und dem Wechselrichter (rot). Links im Rack befinden sich oben die Anschlussfelder mit diversen Strom- und Spannungsmessklemmen sowie der **SPS** von WAGO, darunter der Netzanalysator, der PV-Simulator und der Netzsimulator.

Testdefinition

Der für den Gesamttest gewählte Aufbau ist in Abbildung 2.25 dargestellt. Es wurden im Labor des ZSW für den Gesamttest die zuvor beschriebenen Feldkomponenten eingesetzt. Die Software-Komponenten der Protokollumsetzer waren auf dem CLS-Center der Firma Hessware bzw. auf der WAGO SPS installiert. Die Netzsimulation mit Optimierung war in Python programmiert und lief auf einem Desktoprechner am ZSW. Die Optimierungssoftware kommunizierte über eine weitere WAGO SPS mit der Leitwarte der Technischen Hochschule Ulm, die (wie zuvor beschrieben) Messwerte für bzw. Steuerungsbefehle aus der Optimierungssoftware in das IEC 61850-Protokoll einsetzt und so an die Leitwarte weitergibt.

Durchführung des Gesamttests

Im Folgenden ist das Ergebnis eines Tests des Gesamtsystems dargestellt. Hierfür findet das zuvor beschriebene Szenario, in dem der ads-tec Batteriespeicher gesteuert wird, mit dem Ziel die Spannungsüberschreitung am Netzanschlusspunkt zu reduzieren, Anwendung. Dies baut auf den zuvor durchgeführten einzelnen Integration- und Systemtests auf. Der Gesamttest wurde sowohl durch die Leittechnik als auch mittels der jeweiligen Versuchsmesstechniken überwacht (siehe Abbildung 2.26).

Exemplarisch ist die Überwachung und Weiterleitung der Mess- und Sollwerte für die Systeme *DSTO3* und *PV1* in den Abbildungen 2.27 und 2.28 dargestellt.

Auswertung des Gesamttests

Der Gesamttest wird entsprechend des Testszenarios hinsichtlich der verschiedenen Aspekte evaluiert. Dies umfasst die nachfolgenden Auswertungen.

Die erste Auswertung stellt die Regelgüte innerhalb der Systemgrenzen Netz-Leit-Technik (NLT) bis zur energietechnischen Anlage dar. Eingangsdaten für diese Auswertung sind hierbei die übertragenen Mess- sowie Sollwerte aus der NLT in der spezifizierten Auflösung von 10 Sekunden. In Abbildung 2.29 ist dies unter Zuhilfenahme eines Violin-Diagramms für den Energiespeicher *DSTO3* dargestellt. Die schwarzen horizontalen Balken stellen hierbei die Extremwerte sowie den Median dar. Die farbig hinterlegte Fläche zeigt die relative Dichteverteilung der Abweichung auf. Die Berechnung der Regelabweichung ergibt sich entsprechend der nachfolgenden Gleichung, wobei P die Leistung bezeichnet.

$$P_{\text{diff}} = (P_{\text{soll}} - P_{\text{ist}}) \quad (2.1)$$

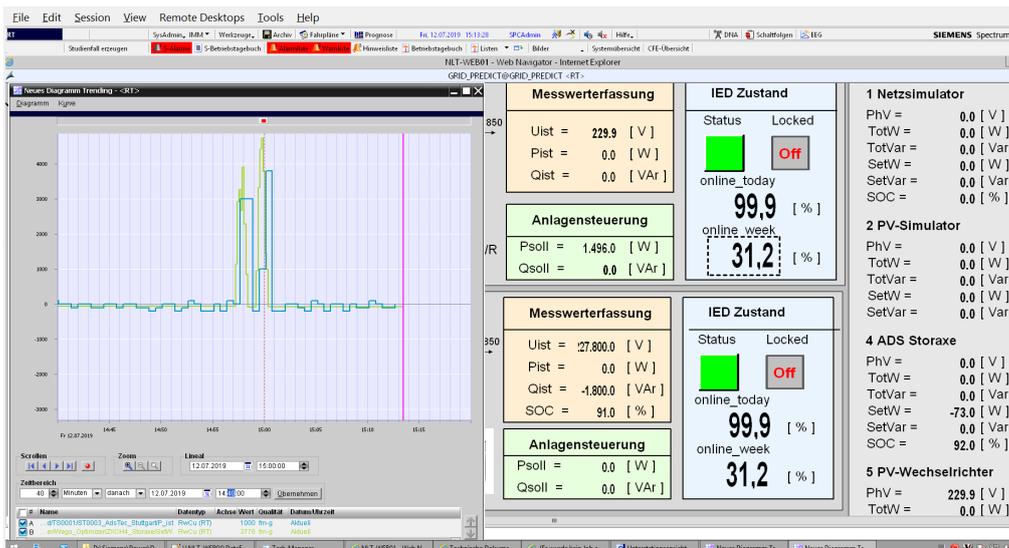
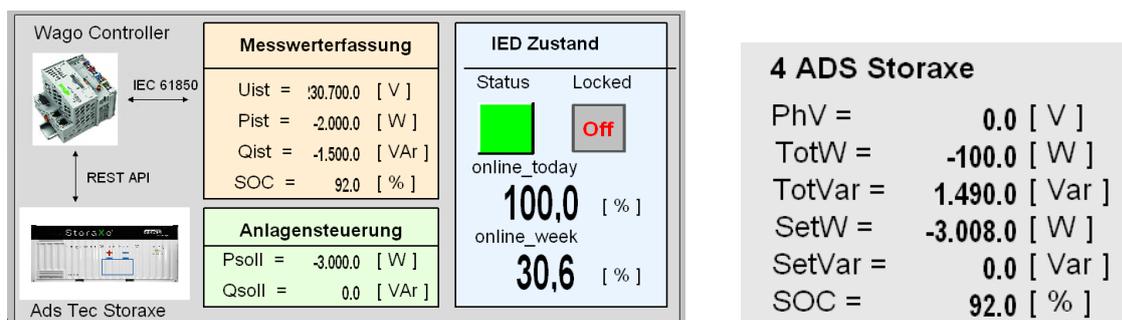


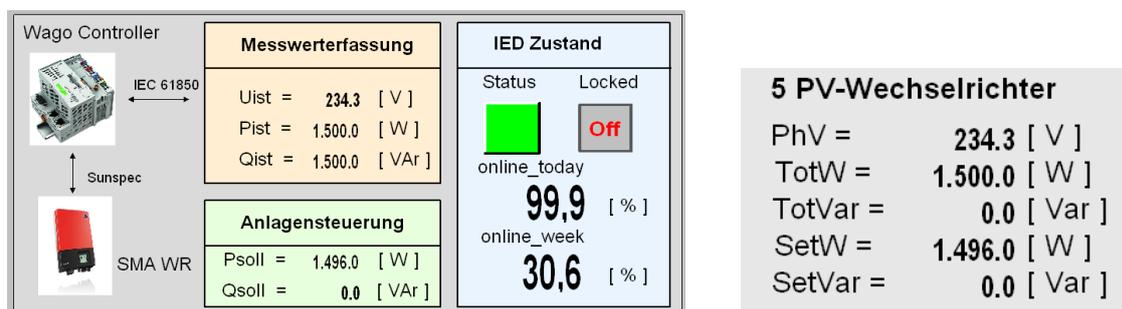
Abbildung 2.26. – Leittechnik-Visualisierung bei der Versuchsdurchführung des Gesamtests. Dargestellt sind sowohl die Feldmesstechnik (Mitte), die an den Optimierer übertragenen Messwerte (Rechts) sowie Darstellung des Zeitlichen Verlaufs der Mess- und Sollwerte (Links).



(a) Mess- und Statuswerte.

(b) Vorgabewerte.

Abbildung 2.27. – Leittechnik-Darstellung des Batteriespeichersystems DSTO3 während der Versuchsdurchführung.



(a) Mess- und Statuswerte.

(b) Vorgabe-Werte.

Abbildung 2.28. – Leittechnik-Darstellung des PV-Wechserrichters PV1 während der Versuchsdurchführung.

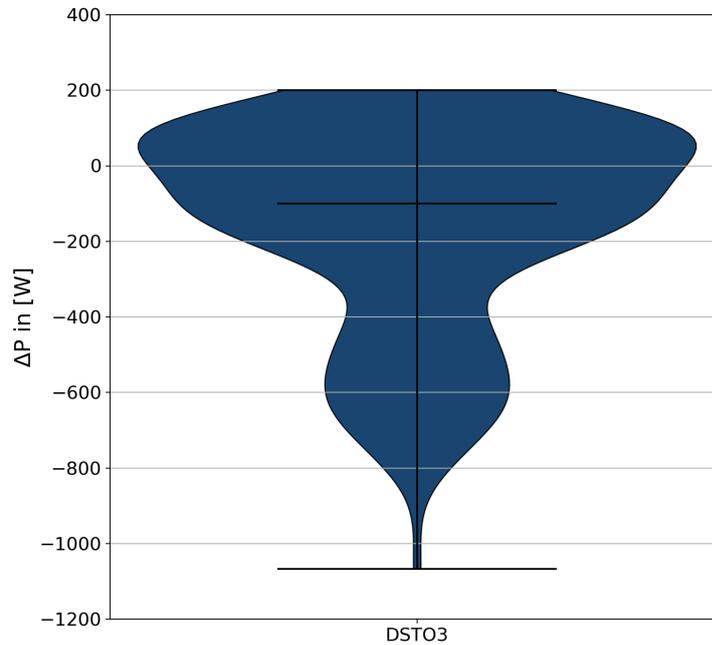


Abbildung 2.29. – Violin-Diagramm zur Darstellung der Dichteverteilung der Regelabweichung des Speichersystems.

Es zeigen sich hohe Anteile der Differenzwerte um die Bereiche bei -600 Watt sowie $+100$ Watt. Dies weist auf zwei Aspekte, welche im Nachfolgenden im zeitlichen Verlauf der Mess- und Sollwerte diskutiert werden, hin: Verzögerung bei der Sollwertübermittlung bzw. Sollwertumsetzung im System sowie die Granularität der Messwertrückmeldung des spezifischen Feldgeräts.

Die Berechnung der zeitgewichteten Güte der Sollwertübermittlung und Regelung ergibt sich entsprechend der nachfolgenden Formel:

$$K_{\text{NLT}} = \frac{\int_{t=0}^{t_{\text{max}}} |P_{\text{soll}}(t) - P_{\text{ist}}(t)| dt}{\int_{t=0}^{t_{\text{max}}} P_{\text{soll}}(t) dt} \quad (2.2)$$

Für das Gerät *DSTO3* ergibt sich in einer ersten Auswertung eine Güte von $K_{\text{NLT}} = 0.18$. Diese relativ hohe Abweichung von 18% ist durch den Betrieb bei geringer relativer Leistung des Systems und schnellen Änderungen der Leistung im Rahmen des gewählten Szenarios bedingt. Im Feldeinsatz werden durch ein geändertes Einsatzszenario deutlich niedrigere Kennwerte erwartet.

Die Informationsweitergabe in der Leittechnik ist der zentrale Untersuchungsgegenstand im Rahmen des Gesamttests. Abbildung 2.30 stellt einen Schritt des Steuerungsprozesses dar. Im oberen Abschnitt der Abbildung sind sowohl der Sollwert wie auch der aktuelle Messwert der Kommunikationsstrecke NLT \leftrightarrow Optimierer dargestellt. Der unter Teil der Abbildung stellt die Kommunikationsstrecke NLT \leftrightarrow Speichersystem dar. Die vertikalen gestrichelten Linien dienen als Hilfslinie zur Veranschaulichung des Steuerungsprozesses. Der Prozess der Weiterreichung von Sollwerten vom Optimierer an das Feldgerät zeigt eine durch die Implementierung der Informationsweiterleitung bedingte Verzögerung (vgl. Abschnitt 2.5.1). Des Weiteren ist bei den Messwerten, welche auch im 10-Sekunden-Raster übertragen werden, ein Schwanken um den vorgegebenen Sollwert zu beobachten. Dies resultiert aus den ausgewählten Sollwerten im Vergleich zu der Nennleistung des Systems sowie der Diskretisierung des Leistungsmesswertes auf 100 Watt.

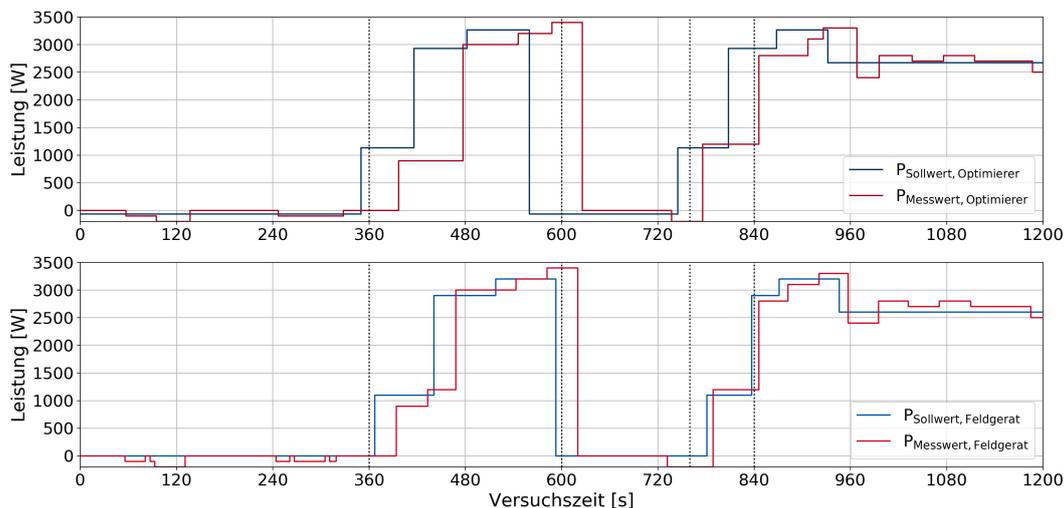


Abbildung 2.30. – Zeitlicher Ablauf der Übertragung bzw. Weiterleitung der Information vom überlagerten Optimierer an ein Batteriespeichersystem im Laborumfeld.

Ergebnisse des Gesamttests

Im Rahmen des durchgeführten Gesamttests konnten verschiedene Ergebnisse erzielt werden. Dazu zählt die Demonstration, dass die Ansteuerung von Feldgeräten mittels IEC 61850 aber auch gleichzeitig die Anbindung von den im Projekt entwickelten Methoden zur prädiktiven Netzberechnung an eine Leitwarte am Standort

der Hochschule Ulm mittels IEC 61850 realisiert werden konnte. Dadurch wurden die Vorteile einer Implementierung mittels IEC 61850 aufgezeigt, welche insbesondere in der Selbstbeschreibung der Datenpunkte sowie der Interoperabilität durch die Verwendung eines internationalen Standards liegen. Für die Demonstration wurden die notwendigen Elemente für eine sichere Kommunikation der entsprechenden Monitoring- und Steuersignalen entwickelt. Die realisierte Steuerung der Feldgeräte konnte mit Hilfe der Vorgabe der Sollwerte des Optimierers im Gesamttest erfolgreich getestet werden. Hierbei zeigte sich aber, dass es bei der technischen Entwicklung und der Implementierung noch Hürden gibt. Diese konnten im Zeitrahmen des Projektes nur prototypisch bewerkstelligt werden.

Bei dem Gesamttest zeigte sich weiterhin, dass die fixen 10-Sekunden-Intervalle für die Messwert- und Sollwert-Weiterleitung in der Leittechnik entsprechend der gewählten technischen Lösung (vgl. Abschnitt 2.5.1) zu Verzögerungen im Ablauf und der Regelbarkeit innerhalb eines Zeitbereichs von einer Minute führen. Weitere Untersuchungen zur Charakterisierung wie auch Optimierung sind hier notwendig. Es ist insbesondere eine Anforderungsanalyse für die Häufigkeit der Regelungsumsetzung notwendig. Des Weiteren wurde festgestellt, dass durch ungenaue Regelung des Speichers die Vorgaben des Optimierers nicht umgesetzt werden können. Um solche Beschränkungen zu erkennen und um auf sie reagieren zu können, sind Weiterentwicklungen des Optimierers notwendig. Auch gilt es im Weiterentwicklungsprozess die Skalierbarkeit der Anzahl der Kommunikationsgeräte zu berücksichtigen und entsprechend die richtige Wahl zwischen zeit- oder eventgesteuerten Kommunikationsmodellen zu finden.

Es wurde außerdem gezeigt, dass der Algorithmus des Optimierers trotz der auftretenden Verzögerungen in der Kommunikation weiterhin funktionierte, allerdings mit geringerer Regelgenauigkeit im Spannungsband.

2.6. Ausblick

Die geleistete Forschungsarbeit und die erzielten Ergebnisse können zur Weiterentwicklung von vorhandenen Leitwarten verwendet werden. Allerdings wäre eine Implementierung der Erkenntnisse in gleicher Weise wie im Forschungsprojekt sehr aufwendig. Im Hinblick auf zukünftige automatisierte Systeme, wie sie für einen kosteneffizienten Betrieb in modernen Leitwarten notwendig sind, besteht so an

dieser Stelle noch hoher Entwicklungsbedarf. Insbesondere sei hier die Weiterentwicklung der Plug&Play-Automatisierung von **CLS**-Komponenten und der Extraktion von Systeminformationen (IEC 61850-Datenmodelle) genannt, um den Parametrierungsaufwand in **SCADA**-Systemen sowie weiteren **HEO** zu reduzieren. Der konkrete Einsatzort (zentral vs. dezentral) des Optimierers ist zu klären.

Zudem ist eine Erweiterung der Funktionalität des Optimierers auf weitere Netzebenen sinnvoll, da der jetzige Optimierer aufgrund von Näherungen in den Gleichungen nur für das Niederspannungsnetz einsetzbar ist. Eine solche Erweiterung ist aber für netzebenenübergreifenden Betrieb notwendig.

Ein weiterer Punkt zur Verbesserung der Auslastung der Netze ist die Einbindung von thermischen Speichern und deren Energiewandler, wie z.B. Wärmepumpen, in die Optimierung. Hierdurch könnte in einem Niederspannungsnetz die verfügbare Flexibilität erhöht werden.

3. Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Das ZSW strebt eine Verwertung der Ergebnisse des Vorhabens in laufenden sowie Folgeprojekten an.

Verwertung finden Erkenntnisse aus Grid-Predict z.B. im Rahmen des vom BMWi geförderten „Schaufenster intelligente Energie – Digital Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) Projekt „*C/sells*“ mit der Laufzeit Januar 2017 bis Dezember 2020. Dabei koordiniert das ZSW das Arbeitspaket AP3.4 „Hochrechnung, Prognose und Bilanzierung“ und liefert eigene Forschungsbeiträge. So ist die im Grid-Predict entwickelte Methode zur Berechnung der PV Einspeisung für PV Anlagen ohne Monitoringdaten aus Metadaten und der gemessenen PV-Leistung von Referenzanlagen (s.o.) bereits am Beispiel der Verteilnetzes Schwäbisch Hall angewendet worden. Weiterhin beschäftigt sich das ZSW im Rahmen des vom Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst Baden-Württemberg geförderten Projekts „*EnSource*“ mit urbanen Energiesystemen und hier mit der Umsetzung von dezentraler Steuerung zur Anpassung von Erzeugung und Verbrauch für nachhaltige Energiesysteme.

Außerdem ist das ZSW Forschungspartner im vom BMWi geförderten Verbundprojekt „*Aufbau von Ladeinfrastruktur zur Reduktion der NO_x-Belastungen in Baden-Württemberg – LINO_x-BW*“. Dieses Verbundprojekt startete im November 2018. Ein wesentliches Ziel des ZSW ist dabei die Entwicklung einer Optimierungs- und Steuerungslösung zur Verringerung des Netzausbaubedarfs bei der steigenden Zahl Ladeinfrastruktursysteme für batteriebetriebene Elektrofahrzeuge durch die intelligente Steuerung der Ladeleistung.

Ein weiteres Projekt, in dem Ergebnisse aus Grid-Predict weiterverwertet werden, ist das vom baden-württembergischen Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft geförderten Vorhaben „*E-Ladeinfrastruktur intelligent Steuern und*

Anbinden in Baden-Württemberg – eLISA-BW“ [59]. Hier sollen mittels einem innovativen und intelligenten Lade-, Last- und Nutzungskonzepts hohe Netzbelastungen, Leistungsnachfragen und Gleichzeitigkeiten und ein damit einhergehender notwendiger Netzausbau vermieden werden. Insbesondere unter Nutzung von Buchungsdaten soll das intelligente Lastmanagement die zur Verfügung gestellte Ladeleistung jedes Ladepunkts steuern. Dabei sollen auch die zuvor in Grid-Predict entwickelten Lastprognosealgorithmen eingesetzt werden.

Die Arbeiten im Bereich Optimierung und Zustandsschätzung werden im Era-Net Projekt „*Nemo Grid*“ weiterverwendet [60]. Hier werden verschiedene neue Marktmodelle entwickelt, implementiert und getestet, welche eine bessere Integration verteilter erneuerbarer Energieerzeugung unter Berücksichtigung der Netzgrenzen erlauben sollen. Unter anderem wird ein dezentraler Markt entwickelt, an dem die Prosumer Energie direkt zwischen den Erzeuger und Verbraucher handeln können. Hierbei ist es essentiell, dass dieser Markt die Belange des Netzes abbildet.

Die im Labor des ZSW aufgebaute Testumgebung soll weiterhin zum [HIL](#)-Test von neuen Algorithmen und Batteriespeichern verwendet. Die im Labor des STZ aufgebaute Testumgebung inklusive der Schnittstellen wird weiterhin z.B. im Rahmen des InnoSüd Programms zur Förderung des Wissenstransfers in die Wirtschaft verwendet. Auch steht das innerhalb dieses Projektes erweiterte Smart Grid-Labor an der Hochschule Ulm für zukünftige weitere Projekte zur Verfügung.

4. Forschungsergebnisse anderer Stellen

Während der Projektlaufzeit wurde vom [FNN](#) das Konzept der FNN-Steuerboxen weiterentwickelt. Zu diesem Konzept gehören Lastenhefte, in denen die technischen Spezifikationen beschrieben sind, die ein intelligentes Messsystem erfüllen soll. Zielgruppe der Lastenheften sind unterschiedlichen Akteure, vom Hersteller bis zum Messstellenbetreiber. Außerdem wurden Testfälle spezifiziert, die für die Überprüfung der entwickelten Geräte dienen sollen [61].

Unter anderem auf Basis des Konzeptes der [FNN](#)-Steuerbox wurden während der Projektlaufzeit von verschiedenen Herstellern Lösungen und Geräte entwickelt. Dazu zählen sowohl Smart Meter-Gateways als auch Management-Lösungen. So wurde beispielsweise von der Power Plus Communications AG (PPC) und der BTC AG eine herstellerunabhängige Steuerbox-Lösung auf den Markt gebracht. Mit ihr soll die Anbindung von Geräten verschiedener Hersteller möglich sein. Dazu soll die implementierte [CLS](#)-Schnittstelle dienen. Sie soll auch von externen Marktteilnehmern gesteuert werden können [62].

Der Fortschritt im Bereich der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft wurde zuletzt für das Berichtsjahr 2018 das Barometer Digitalisierung der Energiewende erstellt. Dabei wurde festgestellt, dass es noch an vielen Stellen Potential gibt. So sind einerseits Smart Meter-Gateways noch nicht ausreichend zertifiziert, andererseits hat der Rollout von modernen Messeinrichtungen zwar begonnen, jedoch wird dabei selten auf intelligente Messsysteme gesetzt. Des Weiteren wird festgestellt, dass es eine mangelnde Koordination sowie fehlende Abstimmungen gibt und sich dadurch Standards teilweise parallel oder auch in verschiedene Richtungen entwickeln. Im Hinblick auf die Steuereinheiten und Gateways stellen die Autoren des Barometers fest, dass diese entweder noch nicht ausreichend weit ent-

wickelt oder entsprechend den Vorgaben des BSI zertifiziert sind. Zusammenfassend beurteilen die Autoren den aktuellen Stand als noch sehr ausbaufähig [63].

Einen ähnlichen Stand stellte die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) im Rahmen des Projektes C/sells fest. Dazu gehört die Feststellung, dass bis zur Veröffentlichung des Digitalisierungsleitfadens des FfE zum Thema „Smart Meter“ im Dezember 2018 noch nicht mindestens drei Unternehmen vollständig zertifiziert wurden. Außerdem wurden die noch offenen Punkte zu Datenschutz und anderen Sicherheitsaspekten sowie die Möglichkeiten für Mehrwert durch die digitalisierte Infrastruktur untersucht. Die Autoren stellen fest, dass es weiterer interdisziplinärer Forschung zu den verschiedenen Aspekten bedarf [64].

5. Veröffentlichungen von Forschungsergebnissen

Im Rahmen des Projekts wurden bereits mehrere peer-reviewte Artikel auf internationalen Konferenzen veröffentlicht. Bei allen Konferenzen wurde neben dem eingereichten Paper ein Vortrag über die entsprechenden Projektergebnisse gehalten.

So wurde der Algorithmus, welcher für den optimalen probabilistischen Lastfluss verwendet wurde, in zwei Schritten auf der *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering* veröffentlicht [42, 43]. Die erste Veröffentlichung beschreibt eine Variante des probabilistischen Lastflusses, welche ausschließlich in radialen Verteilnetzen funktioniert. In der zweiten Veröffentlichung wurde diese dann verallgemeinert, wodurch sie nun auch in vermaschten Netzen verwendet werden kann.

Die Methode zur optimalen Batterieplatzierung wurde ebenfalls auf einer Konferenz mit Vortrag veröffentlicht [45]. Hierbei wurden unter anderem die optimale Batterieplatzierung und Betrieb mit dem alternativ möglichen Netzausbau verglichen.

Des Weiteren ist eine Veröffentlichung der Ergebnisse des Gesamttests in einem open-access Journal in diesem Jahr geplant. Hierbei werden die Testergebnisse und Erkenntnisse im Detail aufgearbeitet und bereitgestellt.

Literatur

- [1] Georg Kerber. „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen Für Die Einspeisung Aus Photovoltaikkleinanlagen“. München: Technische Universität München, 11. Okt. 2010 (siehe S. 9, 28).
- [2] J Dickert und P Schegner. „Neue Ansätze Der Modellierung Synthetischer Lastgänge Für Planung Und Betrieb von Smart Grids“. In: Internationaler ETG-Kongress. 2011 (siehe S. 9).
- [3] Jörg Dickert und Peter Schegner. „Lastgänge Als Grundlage Für Die Analyse von Smart Grids–Anforderungen Und Vergleich von Lastgangsynthesen“. In: *VDE-Kongress 2012*. VDE VERLAG GmbH, 2012 (siehe S. 9).
- [4] J Büchner u. a. *Moderne Verteilernetze Für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. BMWi, 2014 (siehe S. 9).
- [5] Christian Rehtranz u. a. *EnBW Verteilnetzstudie*. TU-Dortmund, ef.Ruhr GmbH, 2013 (siehe S. 9).
- [6] Saurabh S. Soman u. a. „A Review of Wind Power and Wind Speed Forecasting Methods with Different Time Horizons“. In: *North American Power Symposium 2010*. 2010 North American Power Symposium (NAPS 2010). Arlington, TX, USA: IEEE, Sep. 2010, S. 1–8 (siehe S. 9).
- [7] Aoife M. Foley u. a. „Current Methods and Advances in Forecasting of Wind Power Generation“. In: *Renewable Energy* 37.1 (1. Jan. 2012), S. 1–8 (siehe S. 9).
- [8] B.-J. Chen, M.-W. Chang und C.-J. Lin. „Load Forecasting Using Support Vector Machines: A Study on EUNITE Competition 2001“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 19.4 (Nov. 2004), S. 1821–1830 (siehe S. 9).
- [9] Eugene a. Feinberg. „LOAD FORECASTING“. In: *APPLIED MATHEMATICS FOR POWER SYSTEMS* (siehe S. 9).

- [10] Hesham K. Alfares und Mohammad Nazeeruddin. „Electric Load Forecasting: Literature Survey and Classification of Methods“. In: *International Journal of Systems Science* 33.1 (2002), S. 23–34 (siehe S. 9).
- [11] L.C.M de Andrade und I.N da Silva. „Very Short-Term Load Forecasting Based on ARIMA Model and Intelligent Systems“. In: *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*. 2009, S. 1–6 (siehe S. 9).
- [12] Wessam El-Baz und Peter Tzscheutschler. „Short-Term Smart Learning Electrical Load Prediction Algorithm for Home Energy Management Systems“. In: *Applied Energy* 147 (Juni 2015), S. 10–19 (siehe S. 10).
- [13] Benjamin Matthiss u. a. „Model Predictive Control Schemes for PV Storage Systems to Increase Grid Compatibility and Optimize Energy Costs“. In: *EU PVSEC Proceedings. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam: VIP, 25. Sep. 2014, S. 3581–3586 (siehe S. 10).
- [14] Andrea Garulli, Simone Paoletti und Antonio Vicino. „Models and Techniques for Electric Load Forecasting in the Presence of Demand Response“. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 23.3 (Mai 2015), S. 1087–1097 (siehe S. 10).
- [15] Neplan. *Neplan Electricity*. 2019. URL: <http://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/> (besucht am 22.06.2015) (siehe S. 10).
- [16] Siemens. *PSSE - Planung von Übertragungsnetzen*. 2019. URL: <http://w3.siemens.com/smartgrid/> (besucht am 22.06.2015) (siehe S. 10).
- [17] DIgSILENT Germany. *Power System Analysis and Engineering*. 2019. URL: <http://www.digsilent.de/> (besucht am 22.06.2015) (siehe S. 10, 18).
- [18] Yih-Fang Huang u. a. „State Estimation in Electric Power Grids: Meeting New Challenges Presented by the Requirements of the Future Grid“. In: *IEEE Signal Processing Magazine* 29.5 (Sep. 2012), S. 33–43 (siehe S. 10).
- [19] George N. Korres, Nikos D. Hatziargyriou und Petros J. Katsikas. „State Estimation in Multi-Microgrids“. In: *European Transactions on Electrical Power* 21.2 (März 2011), S. 1178–1199 (siehe S. 10).
- [20] Sungyun Choi u. a. „Feasibility Study: Autonomous State Estimation in Distribution Systems“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 26.4 (Nov. 2011), S. 2109–2117 (siehe S. 10).

- [21] Efthymios Manitsas u. a. „Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 27.4 (Nov. 2012), S. 1888–1896 (siehe S. 10).
- [22] S. Naka u. a. „A Hybrid Particle Swarm Optimization for Distribution State Estimation“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 18.1 (Feb. 2003), S. 60–68 (siehe S. 10).
- [23] I. A. Hiskens und R. J. Davy. „Exploring the Power Flow Solution Space Boundary“. In: *IEEE Power Engineering Review* 21.8 (Aug. 2001), S. 57–57 (siehe S. 10).
- [24] Aaron Schecter und Richard O’Neil. *Exploration of the ACOPF Feasible Region for the Standard IEEE Test Set*. 2013 (siehe S. 10).
- [25] M. Huneault und F.D. Galiana. „A Survey of the Optimal Power Flow Literature“. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 6.2 (Mai 1991), S. 762–770 (siehe S. 10).
- [26] R.L. Kherfane u. a. „Solving Economic Dispatch Problem Using Hybrid GAMGA“. In: *Energy Procedia* 50 (2014), S. 937–944 (siehe S. 10).
- [27] Y. del Valle u. a. „Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems“. In: *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 12.2 (Apr. 2008), S. 171–195 (siehe S. 10).
- [28] D. P. Kothari. „Power System Optimization“. In: Conference: Computational Intelligence and Signal Processing (CISP). IEEE, März 2012, S. 18–21 (siehe S. 10).
- [29] Sanjeev Kumar und D.K. Chaturvedi. „Optimal Power Flow Solution Using Fuzzy Evolutionary and Swarm Optimization“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 47 (Mai 2013), S. 416–423 (siehe S. 10).
- [30] Frank Sehnke u. a. „Parameter-Exploring Policy Gradients“. In: *Neural Networks* 23.4 (Mai 2010), S. 551–559 (siehe S. 10).
- [31] T Kaufmann u. a. „Stand Der Technik: Einspeisemanagement Mit Dem Smart Meter Gateway“. In: 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, OTTI. Bd. 1. Regensburg, 2015 (siehe S. 11).
- [32] *Ernst & Young GmbH: Kosten-Nutzen-Analyse Für Einen Flächendeckenden Einsatz Intelligenter Zähler*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2013 (siehe S. 11).

- [33] Christoph Kondzialka u. a. „Kommunikation von SunSpec-Fähigen Wechselrichtern Mit IEC61850-Systemen“. In: 30. Symposium Photovoltaische Solar-energie, OTTI. Regensburg: OTTI, 2015 (siehe S. 11).
- [34] SunSpec Alliance. *Communicating the Customer Benefits of Information Standards*. 2012 (siehe S. 11).
- [35] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. *BSI TR-03109 Technische Vorgaben Für Intelligente Messsysteme Und Deren Sicherer Betrieb*. 2013 (siehe S. 11).
- [36] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. *Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP)*. URL: <https://www.bsi.bund.de> (siehe S. 11).
- [37] Bundesnetzagentur. *Positionspapier Zu Den Technischen Vorgaben Nach § 6 Abs. 1 Und Abs. 2 EEG 2012*. 2012. URL: <http://www.bundesnetzagentur.de/> (siehe S. 12).
- [38] Jonathan Erb. „Optimale Messstellen-Platzierung und Lastprofil-Gruppierung Zur Zustandsschätzung im Smart Grid“. Karlsruhe Institute of Technology, 2019 (siehe S. 19).
- [39] Diederik Kingma und Jimmy Ba. „Adam: A method for stochastic optimization“. In: *arXiv preprint arXiv:1412.6980* (2014) (siehe S. 22).
- [40] BDEW. *Standardlastprofile Strom*. URL: <http://www.bdew.de/energie/standardlast%5C-profile-strom/> (besucht am 02.08.2019) (siehe S. 23).
- [41] Knime. *Knime Analytics Platform*. URL: <https://www.knime.com/knime-software/knime-analytics-platform> (besucht am 06.08.2019) (siehe S. 24).
- [42] Benjamin Matthiss u. a. „Probabilistic Loadflow Methods for Energy Management Schemes in Distribution Grids“. In: *IEEE IEEEIC Proceedings*. IEEE IEEEIC. Milano: IEEE, Juni 2017, S. 1–5 (siehe S. 25, 26, 30, 66).
- [43] Benjamin Matthiss, Matthias Kraft und Jann Binder. „Fast Probabilistic Load Flow for Non-Radial Distribution Grids“. In: *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC/I&CPS Europe)*. IEEE, 2018, S. 1–6 (siehe S. 25, 26, 30, 66).

- [44] B. K. Saha Roy, A. K. Sinha und A. K. Pradhan. „An Optimal PMU Placement Technique for Power System Observability“. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 42.1 (1. Nov. 2012), S. 71–77 (siehe S. 26, 27).
- [45] Benjamin Matthiss, Arghavan Momenifarhani und Jann Binder. „Storage Placement and Sizing in a Distribution Grid with High PV-Generation“. In: 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe). Genoa, 2019 (siehe S. 31, 66).
- [46] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. *Smart Grid Reference Architecture*. 2012 (siehe S. 34).
- [47] R. Santodomingo u. a. „The discern tool support for knowledge sharing in large smart grid projects“. In: *CIREN Workshop 2016*. Institution of Engineering and Technology, 2016, 128 (4.)–128 (4.) (Siehe S. 34).
- [49] IEC TC57. *Project Overview IEC 61850-7-420 ED2 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-420*: Hrsg. von IEC (siehe S. 44).
- [50] VDE FNN Netztechnik/Netzbetrieb. *FNN-Hinweis: Lastenheft Steuerbox: Funktionale und konstruktive Merkmale*. VDE e.V., 2018 (siehe S. 48, 49).
- [57] German Federal Office for Information Security. *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. 2013 (siehe S. 49).
- [59] Klima und Energiewirtschaft Ministerium für Umwelt. *INPUT Intelligente Netzanbindung von Parkhäusern und Tiefgaragen*. URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/SDA/190605_Anlage-zu-PM129-Uebergabe-Foerdervertraege-INPUT.pdf (besucht am 06.08.2019) (siehe S. 63).
- [60] NEMoGrid. *NET SG-Project*. 2019. URL: <http://nemogrid.eu/> (besucht am 30.07.2019) (siehe S. 63).
- [61] VDE - Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *Steuerung Mit Dem Intelligenten Messsystem: Schrittweise Weiterentwicklung*. 2017 (siehe S. 64).

- [62] Zeitung für kommunale Wirtschaft. *Herstellerunabhängige Steuerbox-Lösung am Markt*. URL: <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-energy/artikel/hersteller%5C-unabhaengige-steuerbox-loesung-am-markt-2018-05-08/> (besucht am 01.08.2019) (siehe S. 64).
- [63] Ernst and Young. *Barometer Digitalisierung Der Energiewende Modernisierungs- Und Fortschrittsbarometer Zum Grad Der Digitalisierung Der Leitungsgebundenen Energiewirtschaft*. 2018 (siehe S. 65).
- [64] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). „Smart Meter – UMFELD TECHNIK MEHRWERT“. 2018 (siehe S. 65).

Datenblätter

- [48] Sonnen GmbH. *Technische Daten sonnenBatterie eco 8.0*. 2018 (siehe S. 37).
- [51] Zenner Hessware GmbH. *Dummy Technische Daten sonnenBatterie eco 8.0*. 2019 (siehe S. 48).
- [52] WAGO Kontakttechnik GmbH & Co. KG. *Datenblatt | Artikelnummer: 750-8202/025-001*. 2019 (siehe S. 48).
- [53] sonnen GmbH. *KACO New Energy GmbH, Data Sheet: Powador 12 - 20 TL3*. 2019 (siehe S. 48).
- [54] ads-tec Energy GmbH. *Technisches Datenblatt: StoraXe Home & Small Business*. 2019 (siehe S. 48).
- [55] KACO new energy GmbH. *Technische Daten sonnenBatterie eco 8.0*. 2016 (siehe S. 48).
- [56] SMA GmbH. *Dummy Technische Daten sonnenBatterie eco 8.0*. 2016 (siehe S. 48).
- [58] DEWETRON GmbH. *DEWETRON Technical Reference Dewe-800*. 2016 (siehe S. 46, 53).

Anhang A mit Skript Listings wurde entfernt, da einige Firewalls den Transfer dieses Dokuments mit Skript Listings blockieren.

Gerne wird der Code Ihnen zugesandt.
Kontakt: Dennis.Huschenhoefer@zsw-bw.de