



GridAnalysis – KI-basierte Systemanalyse von Stromverteilnetzen im Normal- und Kurzschlussbetrieb

Abschlussbericht

Laufzeit 01.09.2020 – 29.02.2024

Zuwendungsempfänger

Organisationen	Förderkennzeichen	Ansprechpartner	E-Mail
htw saar ^{*)}	03EI6034A	Igel, Michael	michael.igel@htwsaar.de
VSE Verteilnetz GmbH	03EI6034C	Fixemer, Roman	roman.fixemer@vse-verteilnetz.de
DFKI GmbH	03EI6034D	Brandherm, Boris	Boris.Brandherm@dfki.de
Stadtwerke Saarlouis GmbH	03EI6034B	Levacher, Ralf	levacher@swsls.de

^{*)} Gesamtprojektleitung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Liste der Autoren

Name	Organisation	E-Mail
Igel, Michael	htw saar	michael.igel@htwsaar.de
Winter, Andreas	htw saar / VSE Verteilnetz GmbH	andreas.winter@vse-verteilnetz.de
Marx, Tobias	htw saar	tobias.marx@htwsaar.de
Kiefer, Gian-Luca	DFKI GmbH	gian-luca.kiefer@dfki.de
Brandherm, Boris	DFKI GmbH	boris.brandherm@dfki.de
Ndiaye, Alassane	DFKI GmbH	alassane.ndiaye@dfki.de
Schmeyer, Thomas	DFKI GmbH	thomas.schmeyer@dfki.de
Schwarz, Michael	Stadtwerke Saarlouis GmbH	schwarz@swsls.de
Eich, Steven	Stadtwerke Saarlouis GmbH	eich@swsls.de
Thinnes, David	VSE Verteilnetz GmbH	david.thinnes@vse-verteilnetz.de
Deckarm, Michael	VSE Verteilnetz GmbH	michael.deckarm@vse-verteilnetz.de

Für den Inhalt dieser Veröffentlichung haften die Autoren.

Liste der Projektmitarbeiter

htw saar



Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Institut für Elektrische Energiesysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes
Goebenstrasse 40
66117 Saarbrücken
Tel.: +49 175 6452194
E-Mail: michael.igel@htwsaar.de

Andreas Winter, M. Sc.
Institut für Elektrische Energiesysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes
Goebenstrasse 40
66117 Saarbrücken

Mathias Andres, M. Sc
Tobias Marx, M. Sc
Sonja Hauer, M. Sc
Selina Prinz, M. Sc
Philip Raß, M. Sc
Steven Eich, M. Sc

SWSLs



Dr.-Ing. Ralf Levacher
E-Mail: levacher@swwsls.de
Jörg Rink
Steven Rink, M.Sc.
Steven Eich, M. Sc.
Dr. rer. nat. Christian Braun
Guillem Tänzer, M. Eng.
Henri Oliveras
Henning Backes
Manuel Zitt

VSE



Markus Albert, M. Sc.
Dr. rer. nat. Michael Deckarm
David Thinnest, M. Sc.
Enrico Scibetta, M. Sc.
Stefan Rupp, Dipl.-Ing.



Gian-Luca Kiefer, E-Mail: Gian-Luca.Kiefer@dfki.de
Dr. Boris Brandherm, E-Mail: Boris.Brandherm@dfki.de
Dr. Alassane Ndiaye, E-Mail: Alassane.Ndiaye@dfki.de
Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH
Campus D3_2, Stuhlsatzenhausweg 3,
D-66123 Saarbrücken, Germany

Glossar:

- Gesamtsystem: Hochintegrierte Lösung bestehend aus den *GridAnalysis* Teilsystemen (Netzsimulation, Netzschutzanalyse und -diagnose, KI-Verfahren, Messdatenerhebung, Datenbanken und Datenschnittstellen) bzw. deren Ergebnisse
- KI: Künstliche Intelligenz / Maschinelles Lernen / Deep Learning: Künstliche Generierung von Wissen aus Beispieldaten und Erfahrung
- Systemkomponenten: Einzelkomponenten der *GridAnalysis* Teilsysteme (Netzsimulation, Netzschutzanalyse und -diagnose, KI-Verfahren, Messdatenerhebung, Datenbanken und Datenschnittstellen)
- Zustandsüberwachung: Erfassung von Informationen über den physischen Zustand oder Betriebsparameter (IEV 192-06-28)
- Netzzustandsvariante – Eine Netzzustandsvariante wird u.a. durch die Netztopologie des Stromnetzes, dessen Schaltzustand sowie Merkmale wie Normalbetrieb oder Kurzschlussbetrieb definiert.
- Netzzustandsszenario: Unter einem Netzzustandsszenario wird im Folgenden die Kombination einer Netzzustandsvariante und einem Netzschutzkonzept verstanden.
- Netzschutzkonzept: Das Netzschutzkonzept umfasst alle Maßnahmen wie z.B. den Einsatz von Netzschutzsystemen, normativ unzulässige Betriebszustände eines Stromnetzes in angemessener Zeit selektiv zu erkennen und die betroffenen Betriebsmittel allseitig und allpolig aus dem Stromnetz abzuschalten.
- Netzschutzanalyse: Unter der Netzschutzanalyse wird die Ermittlung der Reaktionen von Netzschutzsystemen auf Basis generischer Modelle und quasistationärer Netzzustände in einem Netzberechnungsprogramm verstanden.
- Netzschutzdiagnose – Die modellbasierte Netzschutzdiagnose führt auf Basis der Ergebnisse der Netzschutzanalyse eine Bewertung und Optimierung des Zeitstaffelschutzplans unter der Berücksichtigung allgemeingültiger und anwenderdefinierter Anforderungen durch.
- Im Vorhaben wird unter einer Netzzustandsanalyse die Ermittlung des durch geeignete Größen gekennzeichneten Zustandes eines Stromnetzes verstanden. Bei einer Netzzustandsdiagnose handelt es sich um eine nachgelagerte Bewertung der Ergebnisse, die sich aus der Netzzustandsanalyse ergeben.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	10
Abkürzungen	11
1 Projektintergrund	13
1.1 Zielsetzung	14
1.2 Grundlagen, Anforderungen und Szenarien	16
1.3 Netzschutztechnik und Messtechnik	29
1.4 Leitung und Steuerung des Vorhabens	31
2 Normative Grundlagen	33
2.1 Normen, technische und rechtliche Richtlinien (Auswahl)	33
2.2 DIN EN 50160 [23]	37
2.3 DIN VDE 0276-1000 [24]	39
2.4 VDE 0532-76-1 [25]	39
2.5 BDEW-Ampelkonzept [28]	41
3 Daten- und softwaretechnische Projektstruktur	43
3.1 Smart Grid Architecture Model (SGAM)	44
3.2 Netzberechnungsprogramm ATPDesigner	52
3.3 Netzschutzanalysetool GridProtect	53
4 Feldtestgebiete und Referenznetze	53
4.1 Automatisierter Netzimport auf Basis der GIS-Daten	54
4.2 Synthetische Referenznetze	55
4.3 Urbanes Niederspannungsnetz	60
4.4 Ländliche Niederspannungsnetze	64
4.5 Ländliches Mittelspannungsnetz	68
4.6 Hochspannungsnetz	69
5 KI-basierte Netzsimulation	71
5.1 Datengrundlage und Datenerhebung	72
5.2 Grundlagen zur Entwicklung eines KI-Systems	73
5.3 KI-basierte Netzzustandsschätzung	82
5.4 KI-basierte Lastflussberechnung	91
5.5 KI-basierte Netzzustandsoptimierung	95
6 KI-basiertes Assistenzsystem	109
6.1 Energiedatenpipeline und Prognosemethoden	109
6.2 Grafische Benutzeroberfläche	110
7 Netzschutztechnik	114
7.1 Projekterstellung	114
7.2 Herausforderungen	116
7.3 Referenznetze	120
7.4 Feldtestgebiet 20-kV-Netz	125
7.5 Feldtestgebiet 110-kV-Netz	126
7.6 Schlussfolgerung	127

8	Feldtest und Evaluation	128
8.1	Vorbereitung des Feldtests – Urbane Netze	129
8.2	Vorbereitung des Feldtests – Ländliche Stromnetze.....	130
8.3	Vorbereitung des Feldtests – Hochspannungsnetz	132
8.4	Durchführung des Feldtests – Urbane Netze	133
8.5	Durchführung des Feldtests – Ländliches Niederspannungsnetz	141
8.6	Durchführung des Feldtests – Ländliches Mittelspannungsnetz.....	141
8.7	Durchführung des Feldtests – Hochspannungsnetz	142
8.8	Analyse und Bewertung der Ergebnisse aus dem Feldtest – Urbane Stromnetze.....	142
8.9	Analyse und Bewertung der Ergebnisse aus dem Feldtest – Ländliches Mittelspannungsnetz und Hochspannungsnetz	143
9	Fazit, Ergebnisse, Empfehlungen.....	145
10	Veröffentlichungen.....	149
11	Weiterführende Dokumente.....	151
12	Literaturverzeichnis	152

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Prinzip der Zustandsschätzung [14]	19
Abbildung 1-2: Standardlastprofil – HO	21
Abbildung 1-3: Beschreibung der Erstellung von Einzellastprofilen für E-Mobile (nach [18])	22
Abbildung 1-4: Einspeiseprofile für PV-Anlagen (2020-2022)	23
Abbildung 1-5: Flussdiagramm für den Fallgenerator	24
Abbildung 1-6: Datenpipeline zur Generierung der Trainingsdaten	25
Abbildung 1-7: Tabelle der SQL-Datenbank für Lastflussberechnungen mit Lastprofilen	26
Abbildung 1-8: Verteilung der Trainingsdaten	27
Abbildung 1-9: Ablauf des Trainingsprozesses	27
Abbildung 1-10: Arbeitspakete des Vorhabens <i>GridAnalysis</i>	32
Abbildung 2-1: Beispiel eines im Vorhaben verwendeten synthetischen Referenznetzes (Kapitel 4.2)	36
Abbildung 2-2: Auszug aus einem automatisiert erzeugten Bericht	37
Abbildung 3-1: Schematische Übersicht über die Entwicklungsschritte und das Zusammenwirken des Informationsflusses zwischen den Teilsystemen	43
Abbildung 3-2: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Es werden synthetische Daten für Referenznetze generiert.	45
Abbildung 3-3: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Es werden synthetische Daten für die Stromnetze der Feldtestgebiete generiert.	46
Abbildung 3-4: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Training der Künstlichen Intelligenz mit den synthetisch generierten Daten	48
Abbildung 3-5: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Prognose mit den generierten Klassifikatoren	49
Abbildung 3-6: Sequenzdiagramm zu Phase 2 – KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber	50
Abbildung 3-7: Sequenzdiagramm zu Phase 3 – Quasistationäre KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber	51
Abbildung 4-1: Referenznetz aus <i>SimBench</i> im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner	58
Abbildung 4-2: Referenznetz aus <i>Synthetische NS-Netzmodelle</i> im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner	59
Abbildung 4-3: urbanes Niederspannungsreferenznetz (Stand Juli 2023)	61
Abbildung 4-4: Struktur des urbanen Niederspannungsnetzes mit Industrie und Gewerbe	62
Abbildung 4-5: Städtisches Niederspannungsnetz	64
Abbildung 4-6: Niederspannungsreferenznetz NS-0,4kV-222.001 <i>KuWi</i> (Stand Juli 2023)	65
Abbildung 4-7: Netztopologie des untersuchten Niederspannungsnetzes NS-L-2 nach [21]	67
Abbildung 4-8: Mittelspannungs-Feldtestgebiet der energis-Netzgesellschaft.	69
Abbildung 5-1: Plattform der KI-basierten Netzsimulation	71
Abbildung 5-2: Datentransformation für saisonale und periodische Aspekte mittels der Funktionen Sinus und Cosinus am Beispiel der Monatsangabe [29]	74
Abbildung 5-3: Datensätze kombiniert aus Messdatensätzen und Wettervorhersagedatensätzen	74
Abbildung 5-4: Entwicklungsprozess für Modelle nach der Datenaufbereitung [29]	76
Abbildung 5-5: Beispiel eines Neuronalen Netzes zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage. Es sind mehrere Schichten mit unterschiedlicher Anzahl an Knoten dargestellt.	77
Abbildung 5-6: Bagging ist eine parallele Methode, bei der jedes Basismodell auf seiner Trainingsmenge trainiert wird	79
Abbildung 5-7: Entscheidungsbaum und Random Forest	80
Abbildung 5-8: Fusion nach dem Ensemble Learning Prinzip	82
Abbildung 5-9: Struktur der KI-basierten Netzzustandsschätzung und der KI-basierten Lastflussberechnung [21]	83
Abbildung 5-10: Ergebnisse der Ausführung der KI-SE in den synthetischen Referenznetzen [31]	86
Abbildung 5-11: Ergebnisse der Hyperparameteroptimierung für KI-SE (Boxplots: 95 % Quantil) ([21])	88
Abbildung 5-12: Ergebnisse der KI-SE für den Knoten 16 (K16) (Boxplot: 95 % Quantil) ([21])	89

Abbildung 5-13: Ergebnisse der KI-SE für den Knoten 11 (K11) (Boxplot: 95 % Quantil) ([21])	89
Abbildung 5-14: Leiter-Erd-Spannungen 01.07-08.07.2021, KI-basierte Netzzustandsschätzung	90
Abbildung 5-15: Leiter-Erd-Spannungen 06.07.2021, KI-basierte Netzzustandsschätzung.....	90
Abbildung 5-16: Box-Plot: Relativer Fehler - Betrag Leiter-Erd-Spannung bei den Testdaten	91
Abbildung 5-17: Ergebnisse der Hyperparameteroptimierung für KI-LF (Boxplots: 95 % Quantil) ([21]).....	94
Abbildung 5-18: Abgang des ländlichen Niederspannungsnetzes KuWi ([21])	94
Abbildung 5-19: Ergebnisse der KI-LF für den Abgang nach Abbildung (Boxplots: 95 % Quantil) ([21]).....	95
Abbildung 5-20: Leiter-Leiter-Knotenspannung des kompletten Stromnetzes – vor der Optimierung	98
Abbildung 5-21: Abgang mit der geringsten Spannung im gesamten Stromnetz – vor der Optimierung	99
Abbildung 5-22: Leiter-Leiter- Spannungen des gesamten Stromnetzes- nach der Optimierung.....	100
Abbildung 5-23: geringste Spannung im gesamten Stromnetz - nach der Optimierung	100
Abbildung 5-24: Box-Plot: Relativer Fehler des KNN bei den Testdaten	101
Abbildung 5-25: Ablaufplan des MPC basierten Verfahrens.....	102
Abbildung 5-26: Ablaufplan der Prädiktion.....	103
Abbildung 5-27: Ablaufplan der Optimierung.....	105
Abbildung 5-28: Teil eines möglichen Individuums.....	106
Abbildung 5-29: Verlauf der Netzspannung über die Netzknoten.....	108
Abbildung 5-30: Betriebsmittelauslastung der Leitungen.....	108
Abbildung 6-1: Architektur der eingesetzten Energiedaten-Pipeline.	109
Abbildung 6-2: Webbasierter Prototyp des Assistenzsystems.....	111
Abbildung 6-3: Umschalten zwischen zwei verschiedenen KI-Modellen.....	112
Abbildung 6-4: Erklärungskomponente für KI-Modelle	112
Abbildung 7-1: Beispiel Ergebnisdarstellung GridProtect	116
Abbildung 7-2: Beispielnetz ohne Gegen- bzw. Zwischeneinspeisung.....	117
Abbildung 7-3: Beispielnetz ohne Gegen- bzw. mit Zwischeneinspeisung	118
Abbildung 7-4: Beispielnetz mit Zwischeneinspeisung Anpassung GridProtect	118
Abbildung 7-5: Beispielnetz mit Gegeneinspeisung und neg. Steigung	119
Abbildung 7-6: Auslösekennlinie P4 nach Lehrbuchgleichungen.....	119
Abbildung 7-7: Auslösekennlinie P4 durch GridProtect ermittelt.....	120
Abbildung 7-8: Referenznetz zur Validierung GridProtect Netzschema	121
Abbildung 7-9: Referenznetz zur Validierung GridProtect Koordinationsergebnis	121
Abbildung 7-10: Netzschema Modellnetz I der Dissertation von Herrn Jörg Scheel [36]	123
Abbildung 7-11: Scheel-Netz Koordinationsergebnis.....	124
Abbildung 7-12: 20-kV-Feldtestgebiet Netzschema	125
Abbildung 7-13: 20-kV-Feldtestgebiet Koordinationsergebnis	126
Abbildung 8-1: Szenariengenerierung für die untersuchten Feldtestgebiete.....	128
Abbildung 8-2: Zentrale Lösung.....	129
Abbildung 8-3: Hybride Lösung	129
Abbildung 8-4: Integration der KI-basierten Netzsimulation in einer Ortsnetzstation	131
Abbildung 8-5: Messleisten	134
Abbildung 8-6: Messleisten PLPlano	135
Abbildung 8-7: Sentron NH-Sicherungsinsatz mit POC 3000	138
Abbildung 8-8: Mobile Messtechnik A. Eberle	139
Abbildung 8-9: Auswertung eines Niederspannungsabgangs mit einer 4-Leiter-Messung.....	140
Abbildung 9-1: Big Picture des Vorhabens <i>GridAnalysis</i>	145
Abbildung 10-1: Anzahl der Veröffentlichungen.....	150

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Teilvorhaben der Verbundpartner	14
Tabelle 1-2: Zustandsschätzverfahren in Abhängigkeit der Spannungsebene	18
Tabelle 1-3: Variablen und Parameter des OPFEs ist eine ungültige Quelle angegeben.	20
Tabelle 1-4: Standardlastprofile nach VDEW	20
Tabelle 1-5: Inhaltliche Beschreibung der Arbeitspakete	33
Tabelle 2-1: Ausschnitt aus dem Szenario spezifischen Bericht mit Ergebnissen der Netzzustandsdiagnose..	35
Tabelle 2-2: Die drei Ampelphasen in Anlehnung an BDEW	41
Tabelle 4-1: Betriebsmitteldaten des städtischen Referenznetzes aus <i>SimBench</i> (1-LV-urban--0-sw)	58
Tabelle 4-2: Betriebsmitteldaten des ländlichen Referenznetzes aus <i>Synthetische NS-Netzmodelle</i>	59
Tabelle 4-3: Betriebsmitteldaten des Niederspannungsreferenznetzes.....	62
Tabelle 4-4: Übersicht der Betriebsmittel im urbanen Niederspannungsnetz mit Industrie und Gewerbe.....	63
Tabelle 4-5: Niederspannungsabgänge NS-0,4kV-222.001 <i>KuWi</i> (Stand: 25.07.2023).....	66
Tabelle 4-6: Niederspannungsabgänge NS-0,4kV-222.001 <i>KuWi</i> (Stand: Juli 2023).....	66
Tabelle 4-7: Ausbauziele Projekt <i>Koalitionsvertrag</i>	67
Tabelle 5-1: Vergleich des relativen Fehlers, des WLS-Algorithmus und dem neuronalen Netz, des städtischen synthetischen Netzes.....	85
Tabelle 5-2: Vergleich des relativen Fehlers, des WLS-Algorithmus und dem neuronalen Netz, des ländlichen synthetischen Netzes.....	86
Tabelle 5-3: Untersuchte Hyperparameter Konfigurationen für KI-SE ([21]).....	87
Tabelle 5-4: Untersuchte Hyperparameter-Konfigurationen für KI-LF ([21]).....	93
Tabelle 5-5: Rechenzeiten der Lastflussberechnungen (CPU: Intel Core i5-6200U, 2,3 GHz; RAM: 8GB) ([21])	95
Tabelle 5-6: Variablen und Parameter des OPF (Schäfer K. F. (2020) Netzberechnung – Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze).....	97

Abkürzungen

Abkürzung	Erläuterung
ATP	Alternative Transients Program
AP	Arbeitspaket
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CGMES	Common Grid Model Exchange Standard
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZS	Erzeugerzählpeilsystem
GAN	Generative Adversarial Network
GIS	Geografisches Informationssystem
GET	http-Befehl
http	Hypertext Transfer Protocol
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMSys	Intelligentes Messsystem
JSON	JavaScript Object Notation
KI	Künstliche Intelligenz
KNN	Künstliches neuronales Netz
MPC	Model Predictive Control-Algorithm
NAP	Netzanschlusspunkt
OPF	Optimal Power Flow
POST	http-Befehl
PV	Photovoltaik
REST-API	Representational State Transfer - Application Programming Interface
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SGAM	Smart Grid Architecture Model
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAF	Tarifanwendungsfall
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol

VNB	Verteilnetzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
VM	Virtuelle Maschine
VZS	Verbraucherzählpeilsystem
XML	Extensible Markup Language

1 Projekthintergrund

In Deutschland entsprechen Topologie und Ausstattung der heutigen Stromübertragungs- und Stromverteilnetze häufig noch dem technischen Stand der Einweg-Energieflüsse von zentralen Kraftwerken top down zu den Verbrauchern. Die deutsche Energiewende führte dazu, dass im April 2023 wie geplant die letzten Kernkraftwerke vom Netz genommen und endgültig abgeschaltet wurden. Die Bedeutung der verbleibenden fossil betriebenen Kraftwerke nimmt durch den weiter stark ansteigenden Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in den Stromverteilnetze stetig ab. Dieser Prozess stellt die Stromverteilnetze der Niederspannung, die ca. 75% der verbauten Leistungslänge der Stromnetze der öffentlichen Stromversorgung aufweisen, vor Herausforderungen wie z.B. unüberwachte Überlastungen oder Überschreitungen des Spannungsbereichs. Eine der Ursachen ist die nur geringe bis teilweise nicht vorhandene Instrumentierung der Stromnetze zur Erfassung von Messwerten mit dem Ziel einer verlässlichen Schätzung des aktuellen oder zukünftigen Netzzustandes. Darüber hinaus erschwert die Volatilität der Lasten und der Einspeisung erneuerbarer Energien die Vorhersage zukünftiger Netzzustände, weshalb die Generierung vorbeugender Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität eine Herausforderung für die Netzbetreiber darstellt.

Aktuelle Ansätze zur Zustandsschätzung von Verteilungssystemen sind zeit- und ressourcenintensiv und daher für Echtzeitschätzungen mit hoher Aktualisierungsrate ungeeignet. Stattdessen stellt das Konsortium ein leichtgewichtiges KI-basiertes Prognosesystem vor, das die Schätzung zukünftiger Netzzustände, elektrische Strom- und Spannungswerte auf Versorgungsebene für den folgenden Tag mit einer Granularität von 15 Minuten oder weniger ermöglicht. Da im Stromverteilnetz nur wenige Messpunkte verfügbar sind, werden Spannungen und Ströme in aller Regel nur in den Umspannanlagen (UA) oder Ortsnetzstationen (ONS) gemessen. Dies führt zu einem gravierenden Mangel an gemessenen Trainingsdaten, die für KI-basierte Modelle aber in sehr großer Anzahl benötigt werden. Daher werden synthetische Messwerte (Daten) mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner mit Hilfe klassischer Lastflussberechnungen in der benötigten sehr großen Anzahl generiert, um die künstlichen neuronalen Netze (KNN) der KI-Systeme zu trainieren. Die Datengenerierung und das Training erfolgen offline im Labor und benötigen eher große Ressourcen, d.h. Rechenleistung der Prozessoren und Speicherbedarf. Die finale Online-Anwendung der trainierten KNN für den Stromnetzbetrieb ist jedoch leichtgewichtig, benötigt nur geringe Ressourcen und verwendet nur die trainierten Modelle (KNN), was eine hoch performante und schnelle Vorhersage des Netzzustands ermöglicht. Außerdem erlauben KNN eine neben netzphysikalischen Eingangsdaten grundsätzlich auch die Nutzung weiterer, unabhängiger Datenquellen wie z.B. Wetterprognosen, womit der hier vorgestellte Ansatz zukünftig flexibel erweitert werden könnte. Während klassische Ansätze zur Schätzung des Netzzustands weit verbreitet sind, fehlt es den aktuellen KI-basierten Ansätzen noch an breiter Akzeptanz. Daher entwickelt das Konsortium ein Assistenzsystem für KI-basierte Systeme, um das Vertrauen zukünftiger Betreiber in KI-basierte Prognosesysteme und Prognosen zu erhöhen und darauf basierende Entscheidungsfindungen zu erleichtern. Das Assistenzsystem wird abschließend in einem realen Szenario getestet.

1.1 Zielsetzung

Das Forschungshaben *GridAnalysis – KI-basierte Systemanalyse von Stromverteilnetzen im Normal- und Kurzschlussbetrieb* hatte das Ziel, einen Beitrag zur Sicherstellung des Stromerzeugungsanteils mit erneuerbaren Energien zu leisten. Außerdem sollte der Weg für die Integration eines stetig steigenden Anteils erneuerbaren Energien und zeit variabler Bezugsanlagen mittlerer und hoher Leistung in den Stromverteilnetzen angebahnt werden. Die Analyse und Bewertung von Netzzustandsszenarien zur präventiven und prädiktiven Erkennung kritischer Netzzustände unter Berücksichtigung des Netzschutzkonzeptes und der Netzschutzsysteme stand dabei im Vordergrund. Das Konsortium der Verbundpartner hatte, getrieben durch aktuelle politische, regulatorische und technische Entwicklungen im Bereich der Stromverteilnetze, weitere große Herausforderungen zur Sicherung der Zuverlässigkeit der Stromversorgung im Sinne der Netzstabilität erwartet.

Die Energiewende erfordert innovative technologische Lösungen, um auch in Zukunft die bisher hohe Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu gewährleisten. Dies bedarf gemeinsamer Anstrengungen von Forschungseinrichtungen und Netzbetreibern, die paritätisch im Konsortium vertreten sind. Es sollte ein interdisziplinärer Lösungsansatz von einerseits netzphysikalisch, ingenieurwissenschaftlichen und andererseits informationstechnischen Lösungsmethoden entwickelt und untersucht werden.

Ziel des Vorhabens sollte die Entwicklung neuer Modelle, Methoden und Verfahren zur quasistationären und zeitreihenbasierten Simulation von Stromverteilnetzen in Kombination klassischer Netzberechnung mit Verfahren des maschinellen Lernens (wie beispielsweise Deep Learning oder Fallbasiertes Schließen (engl. Case-Based Reasoning, kurz CBR)) sowie die Erarbeitung eines Leitfadens sein, der einen (teil)automatisierten Betrieb von Stromverteilnetzen auch mit der Möglichkeit einer Topologieänderung bei Sicherstellung einer hohen Versorgungsqualität und unter der Wahrung der Selektivität des Netzschutzkonzeptes ermöglicht. Um eine performante Lösung zu erhalten, sollte dies mithilfe der Kombination von klassisch ingenieurwissenschaftlichen mit KI-basierten Methoden geschehen. Dadurch sollten sich zukünftig eine große Anzahl an Netzzustandsszenarien in möglichst geringer Zeit prädiktiv analysieren, bewerten und nach Möglichkeit optimieren lassen. Um diesem Ziel des Vorhabens gerecht zu werden, wurden verschiedene Teilvorhaben definiert, die von den Verbundpartnern bearbeitet werden sollten (Tabelle 1-1).

Verbundpartner	Teilvorhaben
htw saar	KI-basierte Netzsimulation (KIN)
DFKI	KI-basierte Systemanalysen und Assistenzsystem (KISA)
SWLS	KI-unterstützter Netzbetrieb urbaner Verteilnetze (KINUV)
VSE	KI-unterstützter Netzbetrieb und modellbasierte Netzschutzdiagnose (KINMON)

Tabelle 1-1: Teilvorhaben der Verbundpartner

Die beschriebene interdisziplinäre Kombination wird im Folgenden als **KI-basierte Netzsimulation** bezeichnet. Mit Hilfe der KI-basierten Netzsimulationen können hoch performante Prognosen zur Prädiktion kritischer Netzzustände und daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen für den Einsatz von Flexibilitäten und der Auswirkung auf das Netzschutzkonzept und die Netzschutzsysteme ermittelt werden. Die KI-basierte Netzsimulation sollte die Analyse und Bewertung von Planungs-, Betriebs- und Kurzschlusszenarien auf Basis von Fahrplänen im Sinne einer zeitreihenbasierten Netzauslastungsanalyse (Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose) ermöglichen.

Ein weiteres Ziel des Vorhabens war es die **Digitalisierung der Stromversorgung** voranzutreiben. Es war geplant, die KI-basierte Netzsimulationen mit Schnittstellen und IKT-Systemen an die operativen Systeme der Netzbetreiber zu adaptieren. Es war nicht geplant, der KI-basierten Netzsimulationen einen direkten Zugriff auf die operativen Systeme der Netzbetreiber zu gewähren. Eine Umsetzung von Ergebnissen der KI-basierten Netzsimulation mit den operativen Systemen der Netzbetreiber erforderte im Rahmen des Vorhabens immer eine Überprüfung und Bewertung durch den Netzbetreiber. Die Datenbanken für die Daten der Feldtestgebiete sollten nur innerhalb der gesicherten IT-Infrastruktur der Netzbetreiber und nicht von außen einsehbar sein.

Netzzustandsüberwachung und Netzzustandsdiagnose sind vor allem in Nieder- und Mittelspannungsnetzen auch aktuell nur in geringem Maße oder nicht vorhanden. Bei der Netzzustandsschätzung handelt es sich um die Erfassung von Informationen über den physikalischen Zustand des Netzes (Netzzustand), wohingegen die Netzzustandsdiagnose Maßnahmen zur Identifizierung und Bewertung eines Netzzustandes definiert. Ein weiterer Schwerpunkt war die Untersuchung der Auswirkungen von Flexibilitäten und Topologieänderungen auf den Netzzustand sowie auf die Netzschutzkonzepte.

Die Netzzustandsdiagnose knüpft an die Netzzustandsanalyse an und führt eine normative Bewertung der berechneten Leiterströme und Spannungen durch. Auch nicht normative Bewertungskriterien, sofern diese als aktueller Stand des technischen Wissens anzusehen waren, wie das BDEW-Ampelkonzept wurden verwendet.

Prognosen von Einspeise- und Bezugsanlagen sowie die dem Netzbetreiber zur Verfügung stehenden vertraglich gesicherten Flexibilitäten wurden eng an den Anforderungen der KI-basierten Netzsimulation angelehnt ermittelt und die dafür benötigten Prognoseverfahren mit Hilfe maschineller Lernverfahren weiterentwickelt. Das Ziel, die Ergebnisse der KI-basierten Netzsimulation in einem akzeptablen Zeitraum zur Verfügung zu stellen, sollte wegen der sehr hohen Anzahl an zu betrachtenden Zeitpunkten einer Analyse von Stromverteilnetzen durch die interdisziplinäre Kombination klassischer netzphysikalisch begründeter Methoden der Netzbeurteilung mit Verfahren der Künstlichen Intelligenz, d.h. dem Verfahren der KI-basierten Netzsimulation, erreicht werden.

Prognosen von Einspeise- und Bezugsanlagen sowie Flexibilitäten sollten nicht nur als zeitlich unveränderliche also (quasi)stationäre Leistungswerte, sondern auch als zeitreihenbasierte Werte angelehnt an die heute üblichen 15min-Intervalle beschrieben werden. Die KI-basierte Netzsimulation sollte darauf aufbauend prädiktive Netzzustandsdiagnosen, z.B. Day-Ahead durchführen, um präventive Maßnahmen zur Wahrung eines sicheren Netzzustandes innerhalb der normativ zulässigen technischen Grenzen zu identifizieren.

1.2 Grundlagen, Anforderungen und Szenarien

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2	htw saar, DFKI, VSE, SWSLS

1.2.1 Künstliche Intelligenz

Als Teilgebiete der Künstlichen Intelligenz setzen sich Machine Learning und darüber hinaus das Deep Learning als Aufgabe neue Algorithmen (Modelle) zu finden, die auf Basis von vorgegebenen und aufbereiteten Daten Entscheidungen und Bewertungen liefern können. Im Gegensatz zu traditionellen Machine Learning Verfahren wird bei Deep Learning durch eine erhöhte Anzahl an Eingabeparametern eine direkte Abbildung auf die zu erwartenden Ausgaben durchgeführt (siehe [1], [2]). Diese angesprochene Abbildung bezeichnet man als Training, wobei besonders bemerkenswert ist, dass Deep Learning aus repräsentativen Daten lernt. Hierbei können datengesteuerte Entscheidungen, Klassifizierung oder Vorhersagen getroffen werden, die auf neuen Daten beruhen (siehe [3], [4], [5], [6], [7]). Deep Learning-Ansätze haben in den Bereichen autonomes Fahren, Bilderkennung, Spracherkennung und –übersetzung [8], Vorhersage von Arzneimittelaktivitäten, Genmutationen und Krankheiten und sogar beim Spiel Go (eine KI mit dem Namen AlphaGo besiegt alle menschlichen Spieler) einen großen Sprung nach vorne gemacht (siehe [3], [4], [5], [6], [7]). Ein Meilenstein in der Geschichte der Benutzung neuronaler Netze als Teilgebiet der Künstlichen Intelligenz ist der Vorschlag einer neuartigen Modell-Architektur in Form eines Deep Belief Netzwerks im Jahr 2006 (siehe [2]). Der gesamte Prozess bei Deep Learning hängt in erster Linie von Qualität und Quantität der Eingabedaten ab und erfordert eine hohe Rechenleistung, damit eine hohe Genauigkeit des Trainings erzielt wird. Für Teildomänen (z. B. Medizin, Sport oder Wirtschaft) werden sogenannte frei verfügbare Daten als strukturierte Daten im Internet von Benutzern und Data Scientists bereitgestellt, um wissenschaftliche und analytische Probleme zu lösen (siehe [9], [10], [11], [12], [13]). Die Daten wurden bereits aufbereitet und auf Vollständigkeit überprüft und können nach einer Analysephase als Eingabedaten für das Training eines neuronalen Netzes eingesetzt werden. Bestimmte Domänen, wie z. B. Netzstatusanalyse und -diagnose für Stromnetze, sind bei diesen frei verfügbaren Datensets nicht vertreten. Aus diesem Grund muss hier mit hohem Aufwand eine gründliche, im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* durchzuführende Datenerhebung für die ländlichen, vorstädtischen und städtischen Feldtestgebiete erfolgen. Dabei hat die Qualität der Eingabedaten einen direkten Einfluss auf das Training der Modelle. Die Herausforderung bei der Erstellung dieser Modelle besteht darin, dass die kontinuierliche Anpassung der Gewichtungen und die korrekte Wahl der Aktivierungsfunktionen der Algorithmen richtig durchgeführt werden. Darüber hinaus werden zahlreiche Programmbibliotheken innerhalb von Deep Learning Frameworks angeboten (wie z. B. TensorFlow oder Keras), die u. a. die notwendigen Werkzeuge für die komfortable und domänenspezifische Erstellung von Modellen anbieten (siehe [8]).

Das Vorhaben *GridAnalysis* hat davon die Anforderung abgeleitet, den datenbasierten Lösungsansatz des Deep Learning auf die Aufgaben der Netzstatusüberwachung und der Netzstatusdiagnose von Stromnetzen anzuwenden. Es sollte untersucht werden, welche innovativen Lösungen KI-basierte Systeme für den Netzbetrieb und die Netzschutztechnik zur Verfügung stellen können. Es sollte auch die Frage beantwortet werden, ob und in welchem Maße mathematisch-algorithmische Lösungen, die etabliert und heute verfügbar sind, durch KI-basierte Systeme ersetzt werden können und welche Vorteile sich daraus ergeben können. Eine KI-Assistenzsystem sollte eine Erklärungskomponente für den Anwender bereitstellen.

1.2.2 Lastflussberechnung

Historisch gesehen versteht man unter einer Lastflussberechnung die Berechnung von Leistungsflüssen (Wirk- und Blindleistung) im fehlerfreien symmetrischen Normalbetrieb von Stromnetzen. In einem symmetrischen fehlerfreien Normalbetrieb können Gegensystem und Nullsystem vernachlässigt und sich auf das Mitsystem beschränkt werden.

Bei einer Netzberechnung wird zwischen der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge in Stromnetzen und der Berechnung des stationären Netzzustandes eines Stromnetzes unterschieden. Die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge basiert in der Regel auf Modellen und Methoden, die lineare Differentialgleichungen höherer Ordnung durch Integrationsverfahren numerisch lösen. Das Ergebnis sind die zeitlichen Verläufe der physikalischen Größen wie z.B. von Spannungen $u(t)$ und Strömen $i(t)$. Wird auf den Aspekt der Netzdynamik verzichtet ist eine Lastflussberechnung oder erweiterte Lastflussberechnung ausreichend.

Die Vorgehensweise einer Lastflussberechnung von Stromnetzen lässt sich wie folgt beschreiben. Im Grundsatz wird von einem physikalisch eingeschwungenen, dem sog. (quasi)stationären Netzzustand (d.h. alle dynamischen Ausgleichsvorgänge sind vollständig abgeklungen) ausgegangen, bei dem die Spannungen, Ströme, etc. an beliebigen Knoten gegen das Bezugspotential (i.a. Erde) oder zwischen zwei beliebigen Netzknoten in Form eines komplexen Zeigers mit Hilfe z.B. der Knotenpotentialanalyse berechnet werden. Mit diesem komplexen Zeiger sind der Betrag (z.B. in V oder A) und der absolute Phasenwinkel (z.B. in Grad oder Radiant) oder Real- und Imaginärteil im Sinne einer komplexen Zahl der physikalischen Größe angegeben. Durch diese Zeiger (auch Vektoren genannt) der Spannungen und Ströme an allen Knoten im Stromnetz kann wiederum an allen Zweigen im Stromnetz die Leistung getrennt nach Scheinleistung S , Wirkleistung P und Blindleistung Q berechnet werden. Durch die Auswertung der Phasenwinkel lässt sich die Flussrichtung der Ströme und Leistungen bezogen auf die Spannungen als Referenzgröße bestimmen.

Werden unsymmetrische Netzzustände mit oder ohne Kurzschluss berechnet, wird die vollständige Betrachtung des Stromnetzes in Symmetrischen Komponenten in Mit-, Gegen- und Nullsystem notwendig. Denn neben dem beschriebenen mathematischen Verfahren für symmetrische Netzzustände ist auch die Betrachtung von unsymmetrischen Netzzuständen möglich. Dies wird auch als erweiterte Lastflussberechnung bezeichnet.

Als Ergebnis der erweiterten Lastflussberechnung stehen den Stromnetzbetreibern Daten zu Verfügung, um die mechanischen und thermischen Auswirkungen von Lasten oder auch Kurzschlussströmen auf die Betriebsmittel in den Stromnetzen sowie ggfs. unzulässig hohe Netzspannungen z.B. in Folge eines Blitzeinschlages in eine Freileitung bewerten zu können. Damit lassen sich planerische Maßnahmen zur Vermeidung dauerhafter Schäden an den Betriebsmitteln aber auch zum Schutz von Personen ergreifen. Zur Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung wurde im Vorhaben das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner¹ verwendet (Kapitel 3.2).

¹ www.atpdesigner.de

1.2.3 Netzzustandsschätzung

Allgemein definiert die Zustandsschätzung (engl.: State Estimation) in Stromverteilnetzen „die Berechnung der mit größter Wahrscheinlichkeit auftretenden Strom- und Spannungsverteilung in einem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt durch Lösung eines meist nichtlinearen Gleichungssystems, das aufgrund von redundanten, gemessenen Netzvariablen überbestimmt ist.“ (DKE-IEV 603-02-09). Der meistverbreitete Algorithmus zur Lösung dieses mathematischen Optimierungsproblems ist der WLS-Algorithmus (engl.: Weighted Least-Squares Algorithm). Die Tabelle 1-2 zeigt eine Übersicht über die Unterschiede der Zustandsschätzung in Abhängigkeit der Spannungsebene.

Spannungsebene	Gleichungssystem	Strategie	Berechnungsverfahren
Höchst- und Hochspannungsebene	Überbestimmt	Ausgleich von Messfehlern	State Estimation
Mittel- und Niederspannung	Unterbestimmt	Begrenzung der Lösungsmannigfaltigkeit	Grid Reduction, Sensitivitätsanalyse, Partitionierung, Boundary Load Flow, Weighted Least Squares

Tabelle 1-2: Zustandsschätzverfahren in Abhängigkeit der Spannungsebene

Die angegebenen Verfahren beruhen alle auf mathematischen **Optimierungsalgorithmen**.

Eine **Zustandsschätzung** ist ein Verfahren, bei dem ein System oder eine Umgebung anhand von verfügbaren Daten und Modellen analysiert wird, um den aktuellen Zustand dieses Systems abzuschätzen. In Bereichen wie Robotik, Steuerungssystemen und Finanzwesen werden solche Schätzungen genutzt, um eine präzise Vorstellung von nicht direkt messbaren Größen zu erhalten.

„Die Netzzustandsschätzung oder State Estimation dient der Bereitstellung eines konsistenten (widerspruchsfreien) Datensatzes zur Beschreibung des stationären Netzzustandes. Ein konsistenter Datensatz ist nichtredundant und in sich schlüssig, er bildet einen Zustandsvektor des Netzes. Aus dem Zustandsvektor können zusammen mit den Netzdaten weitere abhängige Größen berechnet werden. Die Knotenspannungen nach Betrag und Winkel bilden einen solchen Zustandsvektor.“ [14]

Ein solcher Zustandsvektor kann beispielsweise aus der Knotenspannung nach Betrag und Winkel gebildet werden.

Sind die Knotenspannungen nach Betrag und absolutem Phasenwinkel bekannt lässt sich mithilfe der Betriebsmittelparmeter und der korrekten Netztopologie alle weiteren interessierenden Größen wie Ströme und Leistungen berechnen. Diese Größen können zum Zweck der Überwachung des aktuellen Netzzustandes und zur Analyse und Bewertung der Netzsicherheit herangezogen werden.

Eine gleichzeitige, fehlerfreie Messung aller vorhandenen Knotenspannungen ist in der Praxis eher nicht realisierbar, da der Spannungswinkel als Messgröße sich eher unvorteilhaft erweist, weil die Winkeldifferenzen der Knotenspannungen sich nur unwesentlich voneinander unterscheiden. Außerdem ist die Bestimmung des

Spannungswinkels wegen den Oberschwingungsanteilen schwierig. Diese Problematik wird durch die Messung von möglichst vielen einfach zugänglichen Messgrößen umgangen. Zu diesen erfassten Messgrößen gehören die Wirk- und Blindleistungen, die Bezugs- und Einspeiseleistungen und die Spannungsbeträge. Aus diesem redundanten Satz abhängiger Messgrößen werden mithilfe eines mathematischen Netzmodells nach der Gaußschen Ausgleichsrechnung Schätzwert für die Beträge und Phasenwinkel der Knotenspannungen bestimmt. Die Abbildung 1-1 Abbildung beschreibt das Prinzip der Zustandsschätzung.

Eine Anforderung an die im Vorhaben eingesetzten KI-Systeme (KNN) ist es, die Netzzustandsschätzung vollständig bei mindestens gleicher Genauigkeit ersetzen. Als Referenzsystem wurden im Vorhaben das in der Fachwelt anerkannte Softwaresystem *pandapower*¹¹ verwendet.

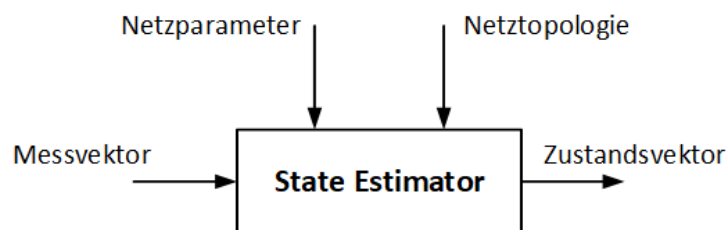


Abbildung 1-1: Prinzip der Zustandsschätzung [14]

1.2.4 Netzzustandsoptimierung

Eine Netzzustandsoptimierung wird für den Fall, dass im betrachteten Stromnetz ein gefährdeter Netzzustand detektiert wird, eingesetzt. Diese Optimierung hat das Ziel, den Netzzustand des Stromnetzes mindestens wieder in einen sicheren und normativ zulässigen Netzzustand zurückzuführen.

Die Realisierung der KI-basierten Optimierung des Netzzustandes beruht in dem Vorhaben auf dem *Optimal Power Flow (OPF)* und dem *Model Predictive Control-Algorithm (MPC)*. Der optimale Lastfluss (OPF) beschreibt ein Optimierungsproblem des elektrischen Energiesystems. Ziel ist es, die wirtschaftlich optimalen Betriebsgrößen zu berechnen und dabei die zulässigen Leistungsflüsse und normativen Grenzwerte für den zulässigen Betrieb von Stromnetzen einzuhalten. Das Ergebnis einer OPF-Berechnung ist ein Zustandsvektor mit den Spannungsbeträgen und den zugehörigen Spannungswinkeln an allen Netzknoten, sowie den Wirk- und Blindleistungsflüssen an allen Zweigen eines Stromnetzes.

Um das auftretende Optimierungsproblem zu lösen und später zu beheben, müssen zunächst Entscheidungsvariablen, Zustandsvariablen und Parameter definiert werden. Entscheidungsvariablen sind Größen, die in fest definierten Grenzen variabel sind. Im Gegensatz dazu müssen die Parameter vor der Optimierung festgelegt werden, da sie zum einen das Stromnetz netzphysikalisch beschreiben und zum anderen die technischen bzw. normativen Grenzwerte des Stromnetzes definieren. Zustandsvariablen beschreiben die Antwort des Systems auf Änderungen der Entscheidungsvariablen.

Entscheidungs-/Steuervariablen r	Zustandsvariablen x	Parameter y
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einspeisung der Erzeugungsanlagen ▪ Einstellbare Knotenspannung an den Erzeugungsanlagen ▪ Schalterstellungen ▪ Transformatorstufungen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Betrag der Spannung an jedem Netzknoten (außer Slack) ▪ Absoluter Phasenwinkel an jedem Netzknoten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netztopologie ▪ Leitungsparameter ▪ Grenzen von Spannungen, Strömen und Leistungen ▪ Generatorbegrenzungen

Tabelle 1-3: Variablen und Parameter des OPFEs ist eine ungültige Quelle angegeben.

Eine Anforderung an die im Vorhaben eingesetzten KI-Systeme (KNN) ist es, die Netzzustandsoptimierung bei mindestens gleicher Genauigkeit zu ersetzen. Als Referenzsystem wurden im Vorhaben ebenfalls das in der Fachwelt anerkannte Softwaresystem *pandapower*¹¹ verwendet.

1.2.5 Lastprofile für PQ-Knoten: Haushalte

Die Versorgung von Kunden, deren Jahresarbeit geringer als 100 MWh ist, wird unter Verwendung von synthetischen Standardlastprofilen, welche auf einen jährlichen Verbrauch von 1000 kWh normiert sind, beschrieben. Dabei ergeben sich repräsentative Lastgänge, welche auf den gemessenen Daten des VDEW [15] basieren. Die Standardlastprofile werden im Verlauf einer Woche durch verschiedene Tagesarten beschrieben (Werktag, Samstag, Sonntag), während diese Tagesarten in unterschiedliche Saisonarten (Sommer, Winter, Übergangszeit) unterteilt werden. In Tabelle 1-4 ist die Beschreibung der Standardlastprofile aufgeführt. Jedes Standardlastprofil wird anhand einer Lastprofilkennziffer, dem Lastprofilnamen und dem Lastprofilkürzel definiert. Die verschiedenen Gruppen von Letztverbrauchern sind nach § 12, Abs. 2, StromNZV zu unterscheiden. Um Stromverteilnetze zu planen, werden die Standardlastprofile oftmals verwendet, um den aktuellen Netzzustand zu berechnen. Hierbei können die in den Stromnetzen vorliegenden Messdaten mit Profilen für Verbraucherlasten und Einspeiseanlagen kombiniert werden.

Lastprofilkennziffer	Lastprofilname	Lastprofilkürzel
0	Haushalt allgemein	H0
1	Haushalt allgemein dynamisch	H0dyn
2	Gewerbe allgemein	G0
3	Gewerbe werktags 08-18 Uhr	G1
4	Gewerbe mit starkem Verbrauch am Abend	G2
5	Gewerbe durchlaufend	G3
6	Laden/Friseur	G4
7	Bäckereien mit Backstube	G5
8	Wochenendbetrieb	G6
9	Landwirtschaftsbetrieb	L0
10	Landwirtschaftsbetrieb mit Milch und Vieh	L1
11	Übrige Landwirtschaftsbetriebe	L2

Tabelle 1-4: Standardlastprofile nach VDEW

Abbildung 1-2 zeigt beispielhaft das Standardlastprofil nach VDEW [15] H0 für Haushalte allgemein für Sommer, Winter und Übergangszeiten zu den Tagesarten Werktag, Samstag und Sonntag.

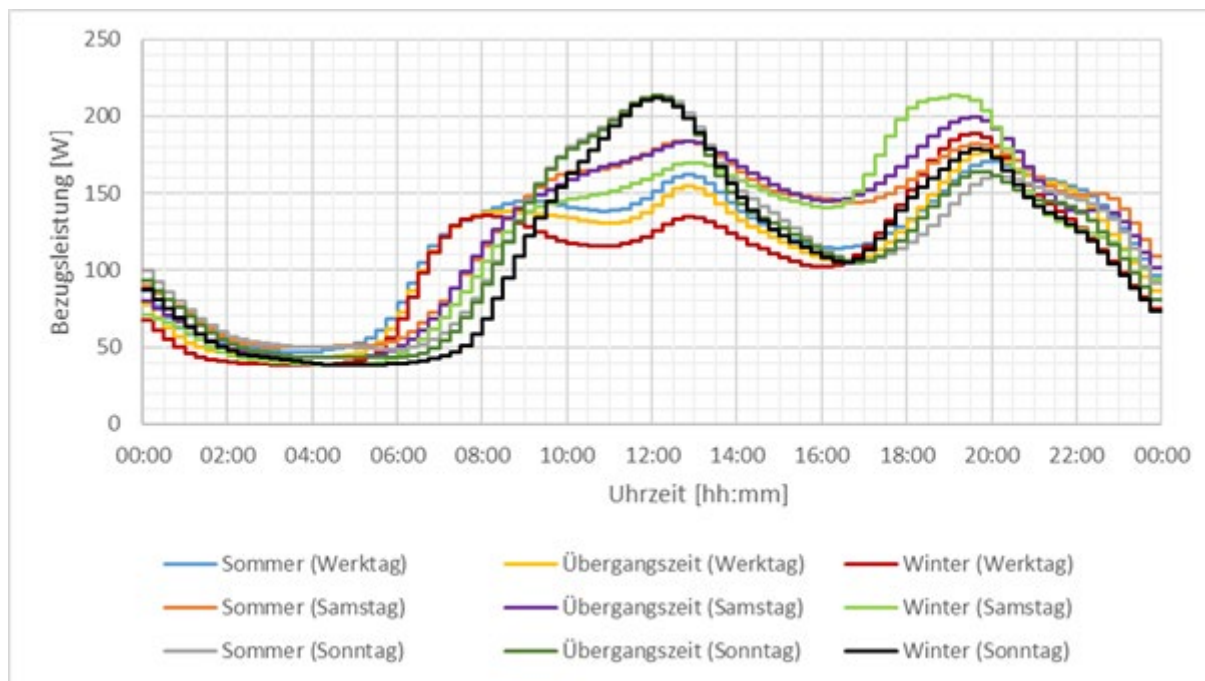


Abbildung 1-2: Standardlastprofil – H0

In Anlehnung an die Spezifikation nach VDEW [15] können anwenderspezifische Lastprofile definiert werden, die das Bezugs- und/oder Einspeiseverhalten mit Hilfe des auf 1000kWh normierten Jahresenergieverbrauches mit 15min-Leistungswerten beschreiben. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, das im Vorhaben eingesetzt wurde, ist in der Lage, Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen nach VDEW [15] durchzuführen.

1.2.6 Lastprofile für PQ-Knoten: Wärmepumpen

Die Szenarien für die Wärmepumpen basieren auf dem VDN-Praxisleitfaden „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“ [16] und dem dort beschriebenen Verfahren zur temperaturabhängigen Lastprognose, das zusammen mit dem Energieressourcen Institut e.V. (ERI) der Universität Cottbus entwickelt wurde.

Das Lastprofil einer Anlage $\bar{P}_k(t)$ ergibt sich aus dem Produkt des normierten Lastprofils des Netzbetreibers $p(t)$ mit dem spezifischen Jahresenergieverbrauch dieser Anlage a . Das in dieser Arbeit verwendete normierte Lastprofil $p(t)$ stammt von der Website der SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, den Stadtwerken München [17].

Um eine Aussage über den Lastgang treffen zu können, werden erstens die Jahresenergieverbräuche der einzelnen Anlagen benötigt. Zweitens fließen die Temperaturmaßzahlen im Betrachtungszeitraum in die Erstellung des jeweiligen Profils ein. Die dafür benötigten Temperaturdaten stammen aus dem Climate Data Center des Deutschen Wetterdienstes² von der Station Saarbrücken (Stations-ID: 04336³) aus dem Jahr 2017.

1.2.7 Lastprofile für PQ-Knoten: Ladeinfrastruktur für E-Mobile

Die Ladeinfrastruktur und das damit verbundene Ladeverhalten des Anwenders wird auf Basis der Dissertation von Probst [18] nachgebildet. Hierbei werden verschiedene Faktoren betrachtet wie die Fahrstrecke, die Ladeenergie oder der Ladezeitpunkt, der auf Basis einer Probabilistik ermittelt wird. Anhand dieser wird zu jedem E-Mobil ein individuelles Lastprofil (Einzellastprofil) ermittelt. In Abbildung 1-3 ist der prinzipielle Ablauf der Profiluweisung in Form eines Ablaufdiagramms aufgeführt.

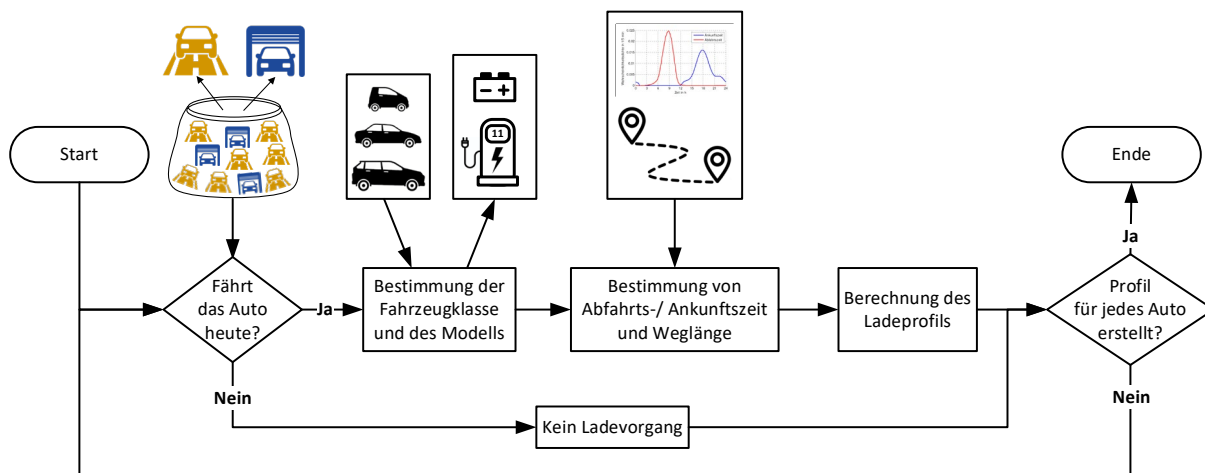


Abbildung 1-3: Beschreibung der Erstellung von Einzellastprofilen für E-Mobile (nach [18])

1.2.8 Lastprofile für PQ-Knoten: PV-Anlagen

Die verwendeten Einspeiseprofile der PV-Anlagen basieren auf saarlandweiten registrierenden Leistungsmessungen (RLM) innerhalb eines Netzgebietes. Durch einen bestimmten Verteilungsschlüssel wurden entsprechende Anlagen ausgewählt, sodass die Messungen einen guten durchschnittlichen Wert aller PV-Anlagen im Netzgebiet widerspiegeln. Um das Lastprofil in Anlehnung an die Spezifikation nach VDEW [15] zu erstellen, werden die Messwerte aus den Jahren 2020, 2021 und 2022 verwendet. In Abbildung 1-4 sind die Einspeiseprofile für die drei Jahre aufgeführt. Diese drei betrachteten Jahre sind hierbei in die drei Saisonarten Sommer, Winter und Übergang eingeteilt.

² <https://www.dwd.de/DE/leistungen/cdc/climate-data-center.html>

³ https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/air_temperature/historical/

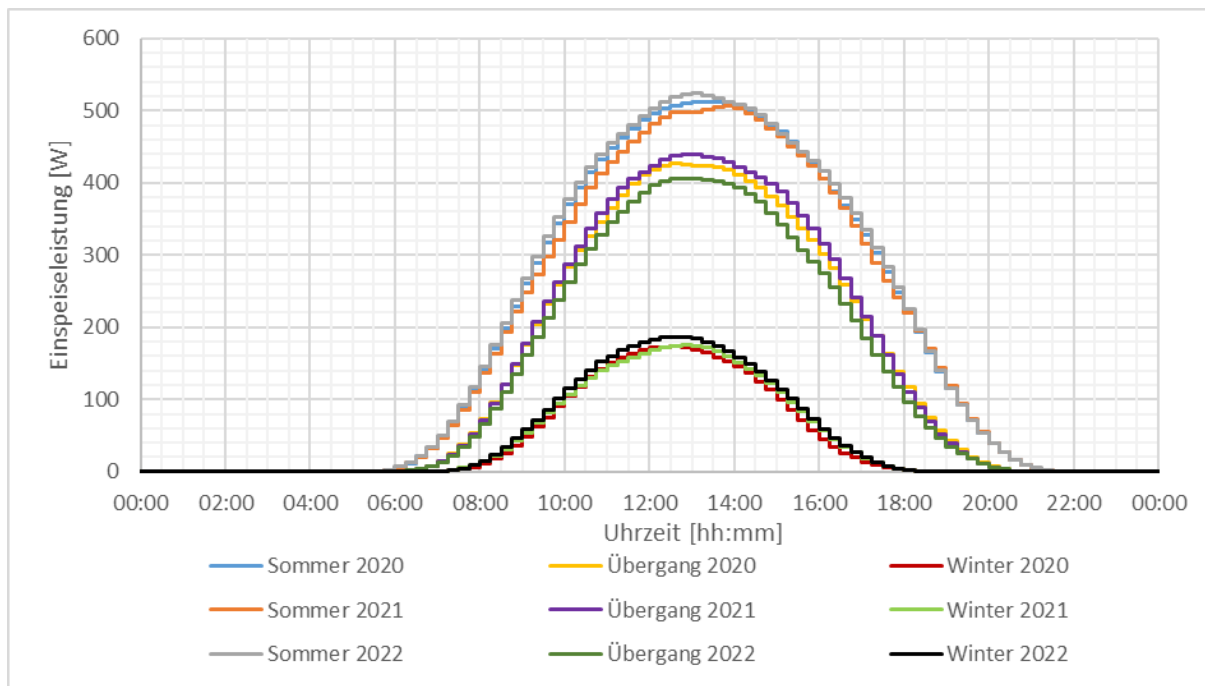


Abbildung 1-4: Einspeiseprofile für PV-Anlagen (2020-2022)

Für den durchgeführten Trainingsprozess werden die jeweils drei zusammengehörigen gemittelten Jahreszeiten-Kurven verwendet.

1.2.9 Trainingsdaten für KI-Systeme: Fallgenerator

In Abbildung 1-5 ist das Flussdiagramm des Fallgenerators mit den prinzipiellen Einzelschritten dargestellt. Der Fallgenerator wird verwendet, um Trainingsdaten für das Training von KI-Systemen mit KNN durch eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen zu erzeugen. Nach der Initialisierung der Netztopologie erfolgt die Skalierung der Leistungsprofile nach den Jahresenergieverbräuchen der Anlagen sowie die Parametrierung der Betriebsmittel. Um eine Variabilität zwischen Anlagen gleichen Typs zu erreichen, wird ein Gaußsches Rauschen den Profilwerten der Leistungsprofile (siehe 2.4.1.2) überlagert. Nach der Parametrierung der Betriebsmittel erfolgt eine Netzzustandsanalyse, Netzzustandsdiagnose und Speicherung der Ergebnisse in einer Datenbank.

Im Rahmen des Vorhabens wurde das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner¹ (Kapitel 3.2) als Forschungs- und Entwicklungsplattform verwendet, um die beschriebenen Anforderungen an den Fallgenerator in eine vollautomatisierte Softwarelösung umzusetzen. Es wurden lauffeiertoptimierte Open Source Komponenten eingesetzt, um eine möglichst geringe Rechenzeit zu erreichen. Im Laufe des Vorhabens zeigte sich, dass der Hauptspeicherbedarf (RAM) für den Fallgenerator durch die extrem große Anzahl von Lastflussberechnungen zur Generierung der Trainingsdaten mit der Anzahl Netzknoten des Stromnetzes stark überproportional ansteigt. Mit Hilfe einer Umstellung des Netzberechnungsprogramms auf einen 64Bit-Adressraum konnte der adressierbare Hauptspeicher (RAM) deutlich vergrößert und das Problem gelöst werden. Im Weiteren zeigte sich, dass die Größe des in den Trainingssystemen verfügbaren (Hardware)Hauptspeichers (RAM) sehr stark die Performance des Fallgenerators beeinflusst. Ausstattungen des (Hardware)Hauptspeichers (RAM) von

mindestens 64GByte und mehr haben die Rechenzeiten des Fallgenerators deutlich reduziert und sind zu empfehlen.

Die nachfolgende Abbildung 1-5 zeigt das prinzipielle Konzept des Fallgenerators, das als Grundlage zur Entwicklung und Implementierung des Fallgenerators in das Netzberechnungsprogramm verwendet wurde.

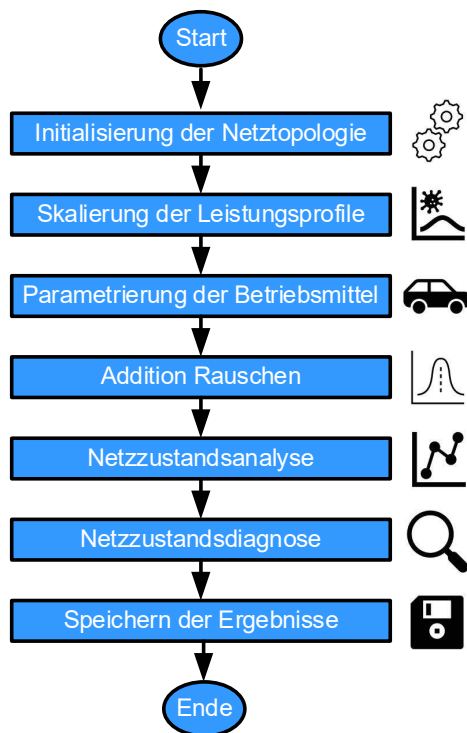


Abbildung 1-5: Flussdiagramm für den Fallgenerator

Eine weitere Möglichkeit zur Generierung realitätsnaher Last- und Einspeiseprofile bietet ein Generative Adversarial Network (GAN). Hierbei handelt es sich um ein Modell des maschinellen Lernens zur Generierung von Daten und gehört zur Kategorie des unüberwachten Lernens. GANs wurden im Jahr 2014 von Ian J. Goodfellow [19] entwickelt und bestehen aus zwei konkurrierenden KNNs, dem Generator und Diskriminator. Der Generator entwickelt Daten, die der Diskriminator dann auf Basis von echten Daten z. B. Messdaten auf Echtheit überprüft. Ziel des Generators ist es, möglichst realistische Daten zu generieren und so den Diskriminator zu Fehlern bei der Bewertung auf Echtheit zu verleiten.

1.2.10 Trainingsdaten für KI-Systeme: SQL-Datenbank zum Speichern der Ergebnisse

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Ergebnisse der Berechnung stationärer Netzzustände, d.h. Messwerte von Spannungen, Ströme und Leistungen von Betriebsmitteln und von Netzberechnungsmethoden wie z.B. Kurzschlussimpedanzen von Netzschutzsystemen in einer SQL-Datenbank auf einem Server zu speichern, der durch ein TCP/IP-basiertes Kommunikationsnetzwerk mit dem Netzberechnungsprogramm Daten austauschen kann. Wird das Gaußsche Rauschen zu den Profilwerten der Leistungsprofile addiert, werden auch diese Werte in dieser SQL-Datenbank abgespeichert und können je nach Bedarf eingesehen und heruntergeladen werden.

Der Datenfluss zur Generierung der Trainingsdaten ist in Abbildung 1-6 Abbildung ausgehend von der Netzbe-
rechnung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bis hin zur Speicherung der Daten in einer SQL-Daten-
bank und dem Training der KI-Systeme dargestellt.

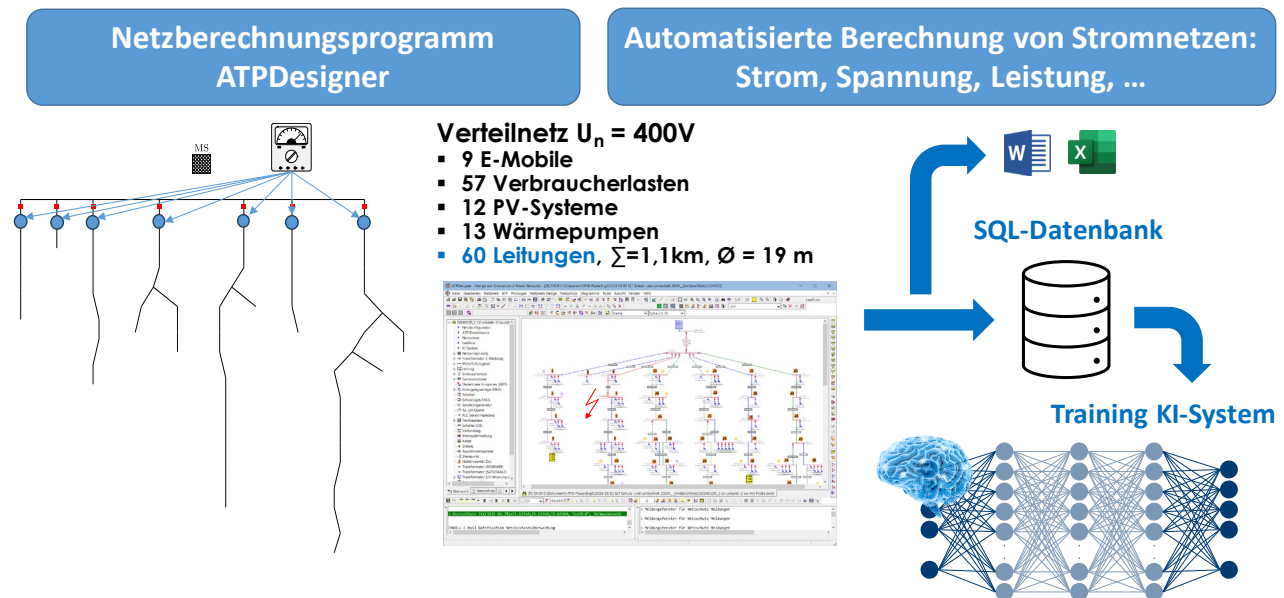


Abbildung 1-6: Datenpipeline zur Generierung der Trainingsdaten

Durch die Ausführung von Lastflussberechnungen mit Lastprofilen zur Generierung der Trainingsdaten werden in aller Regel sehr viele einzelne Lastflussberechnungen ausgeführt, deren Berechnung sich von Stunden bis hin zu mehreren Tagen abhängig von der Anzahl Netzknoten des Stromnetzes erstrecken können. Daher war die Implementierung eines Dateninterfaces zu einer SQL-Datenbank in das Netzberechnungsprogramm erforderlich. Im Weiteren wurde der SQL-Datenbankserver durch eine USV ausfallsicher betrieben.

„SQL ist die Abkürzung für **Structured Query Language** und ist eine Datenbanksprache zur Definition, Abfrage und Manipulation von Daten in relationalen Datenbanken. Wer mit Datenbanken arbeitet, sollte SQL können; dies bedeutet im genauen, SQL-Befehle zu kennen und diese richtig einzusetzen. Im Vergleich zu Programmierhochsprachen wie z.B. C++ hat SQL eine relativ einfache Syntax. Viele „SQL-Befehle“ sind an die englische Umgangssprache angelehnt. So kann man zum Beispiel mit den zwei einfachen, englischen Wörtern: CREATE TABLE eine Tabelle erstellen, wie die zwei Wörter es auch aus-sagen.“⁴

Es wurde eine Datenbank nach dem SQL-Standard gewählt. Auch hier sind Open Source Lösungen verfügbar. Diese durchgeführten Lastflussberechnungen sind sogenannte Leistungsszenarien, die als Trainingsdaten im

⁴ <http://www.sql-lernen.de/>

Trainingsprozess dienen. Die Berechnungsergebnisse werden ausfallsicher in Tabellen einer SQL-Datenbank gespeichert und können anschließend durch dritte Softwaretools weiterverwendet werden.

In Abbildung 1-7 ist beispielhaft eine Tabelle der SQL-Datenbank abgebildet, bei der die Ergebnisse als Zeitreihe abgespeichert werden.

IDNummer	IDRechnung	RefName	Zone	Area	Name	P	Q	S	UL1E	UL
IDNummer Autolnkrement	ID/Zeitpunkt der Rechnung	Referenzname	Zonennummer	Areanummer	Anwenderspezifischer Name	Wirkleistung in kW	Blindleistung in kVar	Scheinleistung in kVA	Betrag Leiter-Erd- Spannung UL1E in V	Betra Spar V
1	1700085937609	Load 1	0	0	Last H0	6.780704	0	6.780704	11564.674327	115
2	1700085937609	Load 2	0	0	Load G0	6.572069	0	6.572069	11564.676655	115
3	1700085938894	Load 1	0	0	Last H0	6.10265	0	6.10265	11564.689797	115
4	1700085938894	Load 2	0	0	Load G0	6.275175	0	6.275175	11564.687872	115
5	1700085940254	Load 1	0	0	Last H0	5.504836	0	5.504836	11564.703686	115

Abbildung 1-7: Tabelle der SQL-Datenbank für Lastflussberechnungen mit Lastprofilen

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen werden für jedes 15min-Intervall in Tabellen der SQL-Datenbank gespeichert. Für jedes Betriebsmittel des Stromverteilnetzes wird eine eigene Tabelle in der Datenbank angelegt. Ist diese Tabelle nicht vorhanden, so wird die entsprechende Tabelle automatisch vor dem ersten Speichervorgang in der SQL-Datenbank generiert.

1.2.11 Trainingsprozess für KI-Systeme (KNN)

Der Trainingsprozess ist ein mathematisch beschreibbarer Prozess, mit dem Ziel die Gewichtungen innerhalb des KI-Modell so anzupassen, dass das Ergebnis der KI-basierten Schätzung möglichst genau wird. Im ersten Schritt generiert der Fallgenerator eine sehr große Anzahl an relevanten Lastflussszenarien [20], die in der SQL-Datenbank ausfallsicher gespeichert werden. In der Szenariendefinition wird zwischen Verbraucherlasten, Wärmepumpen, PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen unterschieden. Zur Simulation des zeitlichen Bezugs- und/oder Einspeiseverhaltens werden Lastprofile für PQ-Knoten mit einer zeitlichen Auflösung von 15min oder kleiner benötigt. Als Grundlage für diese dienen die bereits vorgestellten Standardlastprofile für die Verbraucherlasten, die temperaturabhängigen Leistungsprofile für Wärmepumpen, gemittelte Einspeiseprofile für die PV-Anlagen und die probabilistischen Ladeprofile der Ladestationen für E-Mobile [21].

1. Aufbau des digitalen (numerischen) Stromnetzmodells in der Netzsimulation und Zuordnung der Last- und Einspeiseprofile zu den Verbrauchern und Einspeiseanlagen
2. Skalierung der gemittelten Lastprofile zur Berücksichtigung von Last- und Erzeugungsspitzen
3. Gaußverteiltes Verrauschen der Lastprofile zur Vermeidung von Überanpassung der KNN und zur Steigerung der Variabilität zwischen Verbrauchern und Einspeiseanlagen gleichen Typs und gleicher Nennleistung

Im Rahmen der oben genannten Punkte werden Datensätze erzeugt. Für den anschließenden Trainingsprozess ist es von Vorteil, eine möglichst große Menge an Datensätzen zu generieren. Damit kann das KI-System im Trainingsprozess auf eine sehr große Bandbreite von Szenarien trainiert werden.

Die Trainingsdaten, also die Daten, die für das Training der KI-Modelle eingesetzt werden, inklusive Validierungsdaten, umfassen in der Regel 80 % der Gesamtdaten [8]. Die restlichen 20 % der Daten werden zur Überprüfung der trainierten KI-Modelle genutzt (siehe Abbildung 1-8).

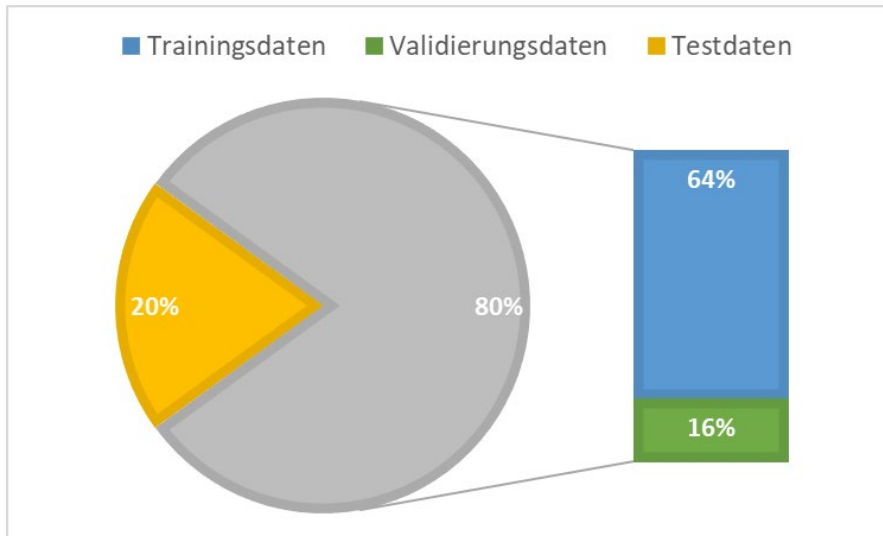


Abbildung 1-8: Verteilung der Trainingsdaten

Die Trainings- und Validierungsdaten wiederum werden stochastisch in Teildatensätze (Batches) unterteilt. Die Batch Size gibt an, wie viele Trainings- und Validierungsdaten sich in einem Batch befinden. Wurden alle Batches genau einmal durchlaufen, ist eine Epoche abgeschlossen [22]. Die Anzahl an Iterationen beschreibt, wie viele Batches für eine Epoche benötigt werden. Sie berechnet sich aus dem Quotienten der Gesamtanzahl der Trainings- und Validierungsdaten und der Batch Size. Die Anzahl an Epochen legt fest, wie oft der Trainingsalgorithmus die kompletten Datensätze verwendet. Nach jeder Epoche werden die Trainings- und Validierungsdaten nach dem Zufallsprinzip in neue Batches unterteilt.

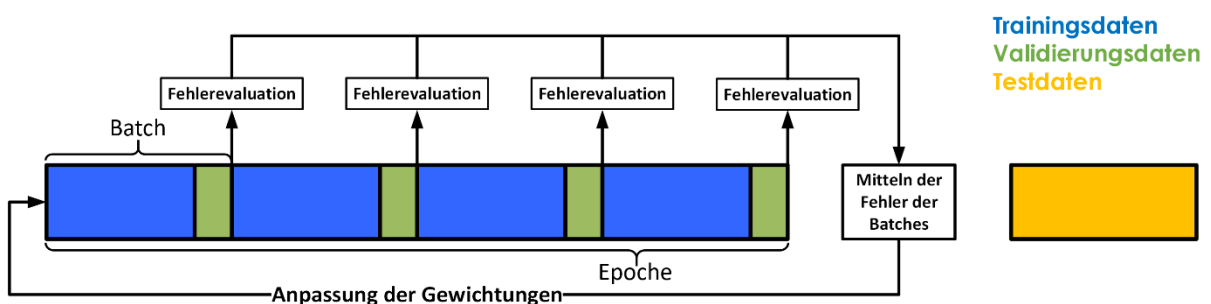


Abbildung 1-9: Ablauf des Trainingsprozesses

Mit den Trainingsdaten werden die Gewichtungen angepasst. Während des Trainingsprozesses wird die Genauigkeit des KNN als KI-System immer wieder mit den Validierungsdaten überprüft. Das Ergebnis dieser Überprüfung dient zur Überwachung des Trainingsprozesses. Die Testdaten, auch Evaluierungsdaten genannt werden erst nach abgeschlossenem Training angewendet, um die Genauigkeit, d.h. die Qualität des KNN als Modell zu berechnen und zu bewerten.

Problem treten dann auf, wenn sich die Topologie des Stromverteilnetzes durch Schalthandlungen ändert oder eine neue Erzeugungs- oder Einspeiseanlage im Netz installiert wird, die dem KNN des KI-Systems nicht bekannt sind. Für diesen Fall müssen neue Trainingsdatensätze generiert werden und das KI-System auf die neue Topologie angepasst werden.

1.3 Netzschutztechnik und Messtechnik

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	htw saar, DFKI, VSE, SWSLS

Durch den punktuellen Last- und Einspeisezuwachs steigen die Anforderungen an die Netzführung in dieser Spannungsebene - der Bedarf an Digitalisierung in Form von Mess- und Steuerungstechnik steigt. So wurde bislang zumeist nur in der Ortsnetzstation Ströme mittels eines Schleppzeigers als maximale Gesamtlast ohne Zeitstempel gemessen. Diese Form der Messung verlangt eine zeitlich regelmäßige Ablesung der Instrumente, um die tatsächliche Maximallast im Normalbetrieb zu erfassen, da Schleppzeiger auch kurzzeitige Umschaltmaßnahmen oder temporärer Zusatzlasten (z.B. Baustrom) erfassen, die im Niederspannungsnetz relativ häufig auftreten.

Eine abgangsscharfe digitale Messung mit ggf. zusätzlicher Übertragung der Messwerte war in der Vergangenheit aufgrund des fehlenden Bedarfs (unidirektionaler Lastfluss) und den damit verbundenen Aufwendungen nicht vorgesehen. Getrieben durch die vermehrte Installation von Dezentraler Erzeugungsanlagen, der Elektrifizierung des Wärmesektors z.B. mittels Wärmepumpen und Infrarotheizungen sowie der punktuellen Lastzunahme durch die zusätzlich benötigte Leistung installierter Wallboxen, befinden sich die Niederspannungsnetze im Wandel hin zu einer Ausstattung mit digitalen Messsystemen.

Aufgrund dieser beschriebenen sich verändernden Anforderungen wurde in verschiedenen Forschungsprojekten (z.B. Designnetz, PolyEnergyNet) Messelektronik sowohl für Ortsnetzstationen als auch Kabelverteiler entwickelt und erprobt, die angebunden an ein Kommunikationsgateway die Messdaten z.B. über Glasfaser, GSM, Digitalfunk, o.ä. an ein Überwachungssystem übermitteln können. Anhand dieser gemessenen Netzqualitätsparameter aus intelligenten Messsystemen an neuralgischen Punkten im Stromnetz, lässt sich der Netzzustand in der Niederspannungsebene abschätzen. Des Weiteren war es das Ziel zu erproben, inwieweit der Einsatz von KI-Systemen den Einsatz von Messelektronik auf ein Minimum reduzieren kann. Es kann aber damit gerechnet werden, dass der Anteil von intelligenten/digitalen Ortsnetzstationen kontinuierlich zunehmen wird.

Mit Hilfe der Messsensorik können andauernde hohe Belastungen der Betriebsmittel und Spannungsschwankungen, die auf Dauer die Störanfälligkeit von Betriebsmitteln und Geräten beeinflussen, prognostiziert und identifiziert werden. Die sich daraus ergebenden Erkenntnisse können in Netzausbaumaßnahmen und die Zielnetzplanung einfließen.

Die Messtechnik in den Mittelspannungsnetzen beschränkt sich klassischerweise auf die Fernüberwachung von Spannungen, Strömen und Leistungen an den Abgängen in Umspannanlagen (UA). Die Weiterleitung an die Netzleitstelle erfolgt bei vielen Bestandsanlagen für Strom und Leistung häufig noch einphasig, d.h. diese Größen werden unter Annahme eines symmetrisch belasteten Netzes als repräsentativer Einzelwert übertragen. Die Messung der einzelnen Ströme bzw. Leistungen findet zur Umsetzung des digitalen Netzschutzes zwar seit Jahrzehnten mit hoher zeitlicher Auflösung statt, wird aber nicht aus der Umspannanlage (UA) ausgeleitet.

Die Situation in den Hochspannungsnetzen ist ähnlich wie in den Mittelspannungsnetzen. Die Spannungen an den Sammelschienen der Umspannanlagen und die Ströme und Leistungen der einzelnen Abgänge werden

gemessen und fern überwacht, wobei in der Regel auch hier wieder nur repräsentative Einzelwerte für Ströme und Leistungen an die Netzleitstelle übertragen werden.

Neben Messtechnik liefert in erster Linie die Netzschutztechnik einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Stromversorgung.

Die Aufgabe der **Netzschutztechnik** besteht darin, fehlerbetroffene Betriebsmittel selektiv und in angemessener Auslösezeit allseitig und allpolig abzuschalten, um Menschen und Betriebsmittel vor Schäden zu bewahren und in angemessener Zeit ggfs. automatisch die Stromversorgung für alle Bezugs- und Einspeiseanlagen wiederherzustellen.

Folgende Anforderungen ergeben sich daraus im Allgemeinen aus Sicht eines Netzbetreibers: Selektivität, Genauigkeit, Schnelligkeit, Verfügbarkeit, Empfindlichkeit und Wirtschaftlichkeit.

Die zunehmende Auslastung der Betriebsmittel und somit der zunehmende Betrieb der Stromnetze an den Auslastungsgrenzen und darüber hinaus im Bereich einer zeitlich geduldeten Überlast birgt die Gefahr, dass Unter- oder Überfunktionen von Netzschutzgeräten in Folge einer mangelnden oder gar unzulässigen Koordination der Netzschutzgeräte zu einer Einschränkung der Stromversorgung oder einem Ausfall des Stromnetzes führen.

Unter einer **Überfunktion** eines Netzschutzgerätes wird hier verstanden, dass ein Betriebsmittel allseitig und allpolig abgeschaltet wird, obwohl diese Maßnahme aus Sicht der Netzsicherheit und Netzstabilität nicht erforderlich ist.

Unter einer **Unterfunktion** eines Netzschutzgerätes wird hier verstanden, dass ein Betriebsmittel nicht allseitig und allpolig abgeschaltet wird, obwohl diese Maßnahme aus Sicht der Netzsicherheit und Netzstabilität erforderlich ist.

Grundsätzlich ist es in der Netzschutztechnik das Ziel, sowohl Überfunktionen als auch Unterfunktionen der Netzschutzgeräte zu vermeiden.

Aus diesem Grund beschäftigen sich Netzbetreiber zunehmend mit der Aufgabe, Einstellungen der Netzschutzgeräte wie z.B. Anregesysteme abhängig vom aktuellen und/oder einem prognostizierten Netzzustand anzupassen. Diese Aufgabe wird durch neuartige Bezugsanlagen wie z.B. Ladestationen für E-Mobile oder Wärmepumpen in Niederspannungsnetzen oder dezentrale Erzeugungsanlagen in Mittel- und Hochspannungsnetzen tendenziell erschwert.

Im Niederspannungsverteilstromnetz wird der Netzschutz heutzutage im Wesentlichen über NH-Sicherungen als Überstromzeitschutz gewährleistet, der eine Selektivität von der Ortsnetzstation gegenüber den unterlagerten Verteilungspunkten aufweist. Aufgrund der Vielzahl an Stromkreisen und Verteilungen in dieser Spannungsebene kommen Software betriebene Netzschutzgeräte wie Überstromzeitschutzgeräte (UMZ) oder Distanzschutzgeräte aus wirtschaftlichen Gründen nicht in Frage. Wesentliches Kriterium zur Auslösung eines

Fehlers (Abschaltung) ist die maximale Abschaltzeit in Verteilerstromkreisen von 5 s (VDE 0100-410)⁵, die z.B. auf Basis des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms nach VDE 0102⁶ eingehalten werden muss. In der Niederspannungsebene müssen für sich ändernde dynamische Netztopologien bestehende Schutzkonzepte vollständig überdacht und an neue Anforderungen angepasst werden, um beispielsweise bei der Überführung eines Ringnetzes mit offenen Trennstellen in ein Ringnetz mit geschlossenen Trennstellen die stets geforderte Selektivität und die Abschaltzeiten einzuhalten. Eine zeitlich begrenzte Topologieänderung kann zukünftig dazu führen, vorhandene Netzkapazitäten besser auszunutzen, Netzausbaumaßnahmen in Netzen zu vermeiden oder wenigstens zeitlich zu verzögern und weitere Erzeugungsanlagen aufgrund eines optimierten Lastflusses besser integrieren zu können.

Die dynamische Veränderung der Schaltzustände findet ebenso immer mehr Einzug in die Mittel- und Hochspannungsebene. In der Praxis wird bei der Auslegung der Schutzkonzepte insbesondere auf den Normalschaltzustand geachtet.

Der **Normalschaltzustand** beschreibt den Schaltzustand eines Stromnetzes, der in der deutlich überwiegenden Zeit eines Betrachtungszeitraums, typischerweise ein Kalenderjahr, vorliegt.

Für beispielsweise Bauarbeiten, Inbetriebnahmen neuer Betriebsmittel oder auch Vermeidung von Engpässen kann von diesem Normalschaltzustand zeitbegrenzt mit einem Sonderschaltzustand abgewichen werden. Neben dem Normalschaltzustand werden im Netzschutzkonzept in aller Regel auch Sonderschaltzustände berücksichtigt. Je komplexer die Topologie des Stromnetzes ist und je mehr Sonderschaltzustände zusätzlich zum Normalschaltzustand zu berücksichtigen sind, desto komplexer und zeitaufwändiger wird die Identifikation eines Parametersatzes von Einstellwerten für die vorhandenen Netzschutzgeräte, welcher die oben genannten Kriterien erfüllt. Aufgrund dieser Aufgabenstellung sind Planung und Anpassung von Schutzkonzepten auf softwaretechnische Unterstützung angewiesen.

1.4 Leitung und Steuerung des Vorhabens

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 5	htw saar (Gesamtleitung), DFKI, VSE, SWSL

Abbildung 1-10 zeigt die Arbeitspakete des Vorhabens *GridAnalysis* mit der zugehörigen Zeitplanung. Die Arbeitspakete 1 bis 5 wurden jeweils durch einen Verbundpartner verantwortlich geleitet. Die Gesamtleitung des Vorhabens (Konsortialführung) mit dem dazugehörigen Berichtswesen wurde von der htw saar übernommen. Bei AP1 bis AP4 handelt es sich um zeitlich überlappende Arbeitspakete, wobei AP5 mit Beginn des Vorhabens gestartet und mit dessen Ende beendet wurde.

⁵ DIN VDE 0100-410 Errichten von Niederspannungsanlagen: 2018-10; Teil 4-41; Schutzmaßnahmen

⁶ DIN EN 60909-0:2016 (VDE 0102) Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme

Es wurden acht Konsortialtreffen durch den Konsortialführer vorbereitet und durchgeführt. Zu den Konsortialtreffen wurden die Projektbetreuer des PTJ sowie in Absprache und nach vorheriger Zustimmung der Projektpartner Gäste aus den Häusern der Projektpartner und externe Gäste eingeladen. Im Rahmen des Konsortialtreffens stellte jeder Projektpartner die bisher durchgeführten Aktivitäten mit Ergebnissen zur Diskussion im Kreis der Anwesenden ausführlich vor.

Zusätzlich wurden vom Konsortialführer regelmäßige Online-Meetings (Zwei- bis Dreiwochenintervall) mit den Leitern der Teilvorhaben der Partner durchgeführt, um den aktuellen Stand und Fortschritt der Aktivitäten im Vergleich zur Vorhabenplanung vorzustellen und in diesem Kreis zu diskutieren. Projektmitarbeiter der Partner konnten bei Bedarf ebenfalls teilnehmen. Diese Online-Meetings dienten der feingranularen inhaltlichen und zeitlichen Abstimmung und Koordination der gemeinsamen Aktivitäten nach Vorhabenplanung. Die Partner stellten auf einem 1-Seiten-Berichtsblatt die seit dem letzten Online-Meeting abgeschlossenen Aktivitäten, den aktuellen Stand und die zeitnah geplanten Aktivitäten dar. Es wurden falls erforderlich fachliche und zeitliche Risiken benannt, mit den Partner diskutiert und Lösungen gesucht. In diesen Meetings wurde auch die zeitliche Koordination der Zwischenberichte der Partner durchgeführt und die Konsortialtreffen vorbereitet.

Die Berichte der Konsortialtreffen und der Online-Meetings wurden vom Konsortialführer auf eine DSGVO-gesicherte Cloud der htw saar gespeichert. Jeder Projektpartner hatte einen Web-basierten passwortgeschützten Zugang zu der Cloud.

Arbeitspakete GridAnalysis

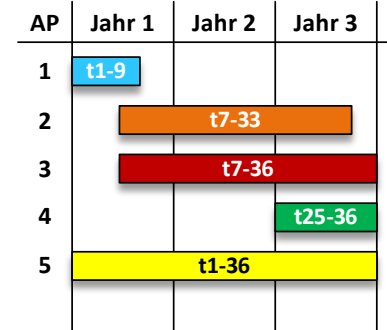


Abbildung 1-10: Arbeitspakete des Vorhabens GridAnalysis

Tabelle 1-5 gibt einen Überblick über die wichtigsten Inhalte der Arbeitspakete.

AP	Kurzbeschreibung
AP 1	Anforderungsanalyse und Szenariendefinition [AP-Leitung: htw saar] Identifikation der Anforderungen an Netzzustandsüberwachung/-analyse/-bewertung, Festlegung von relevanten Szenarien für den Normal- und Kurzschlussbetrieb, Auswahl von Feldtestgebieten, Identifikation der Anforderung an kombinierte KI-basierte und netzphysikalische Verfahren der Netzberechnung (KI-basierte Netzsimulation)

AP 2	Netzsimulation und Netzschutztechnik [AP-Leitung: DFKI] Entwicklung eines hybriden Systems bestehend aus klassischer sowie KI-basierter Netzsimulation und einer Erklärungskomponente, die einem Anwender eine vom System getroffene Einschätzung nachvollziehbar machen kann, um so die Akzeptanz in das System zu erhöhen.
AP 3	Integration in die Systemlandschaft, Feldtest und Evaluation [AP-Leitung SWLS] Aufbauend auf der Anforderungs- und Szenarienanalyse aus AP 1 sowie der Simulation und Evaluierung unterschiedlicher Use-Cases in AP 2 werden entwickelte Komponenten an die Systemlandschaft der Netzbetreiber adaptiert und im realen Feldtest soweit möglich erprobt.
AP 4	Analyse und Bewertung [AP-Leitung: VSE] Basierend auf den Ergebnissen der Feldtests und Use-Cases werden die Chancen- und Risiken des Einsatzes einer KI-basierten Netzsimulation und eines adaptiven Netzschutzkonzeptes innerhalb eines Leitfadens für den zukünftigen Netzbetrieb unter Berücksichtigung der Ergebnisse der KI-basierten Netzsimulation identifiziert.
AP 5	Koordination und Kommunikation [AP-Leitung: htw saar] Administrative AP-übergreifende Aufgaben und Arbeiten, Leitung und Steuerung des Gesamtvorhabens, Öffentlichkeitsarbeit

Tabelle 1-5: Inhaltliche Beschreibung der Arbeitspakete

2 Normative Grundlagen

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1	htw saar, SWLS

2.1 Normen, technische und rechtliche Richtlinien (Auswahl)

Nachfolgend ist eine Auswahl an Normen und Richtlinien aufgelistet, die für die Durchführung des Vorhabens von Relevanz waren. Die Auswahl der Normen erfolgte in aller Regel auf Vorschlag eines Partners. Inhalt und Bedeutung für das Vorhaben wurden in den Online-Meetings vorgestellt und bei Bedarf diskutiert. Damit wurde der Wissenstransfer innerhalb des Vorhabens gefördert.

- BDEW – Technische Anschlussbedingungen TAB 2007, 2011
- BSI TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2019
- BSI TR-03109-4: Smart Metering PKI – Public Key Infrastruktur für Smart Meter Gateways, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), 2017
- VDE|FNN – AR-N 4105: Energieerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2018
- VDE|FNN – AR-N 4110: Energieerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2018
- VDE – AR-N 4101: Anforderungen an Zählerplätze, 2015
- VDE-AR-N 4140: Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen, 2017
- VDE AR-N 4141: Engere Zusammenarbeit an der Schnittstelle von Übertragungs- und Verteilnetz, 2019
- Verordnung (EU) 2017/1485 - SOGL (System Operation Guideline)

- VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb, 2019
- VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb, 2018
- VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb, 2018
- VDE 0102: Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, 2016
- VDE 0414: Messwandler, 2008
- VDE 0435: Messrelais und Schutzeinrichtungen, 2020
- VDE 0636: Niederspannungssicherungen, 2015
- VDE 0670: Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, 2014
- DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2020
- ISO/IEC 27001: Informationssicherheit, Cybersicherheit und Datenschutz - Informationssicherheitsmanagementsysteme – Anforderungen
- VDE 0532-76-5: Leistungstransformatoren, Teil 5: Kurzschlussfestigkeit
- VDE 0532-76-7: Leistungstransformatoren, Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren
- VDE 0532-76-1: Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines
- BSI-TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems
- BSI: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende
- BSI-TR-03109-5: Kommunikationsadapter
- VDE FNN Lastenheft Steuerbox
- VDE FNN Lastenheft Mikroprozesse für das Smart-Meter-Gateway

Ausgewählte normativen Vorgaben und Richtlinien wurden zur Netzzustandsbewertung der Stromnetze durch das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner (Kapitel 3.2) verwendet. Die Ergebnisse der Netzzustandsdiagnose werden durch das Netzberechnungsprogramm u.a. in einem Szenario spezifischen Bericht⁹, der mit Standardtextverarbeitungssystemen weiterverarbeitet werden kann, automatisch dokumentiert. Die wichtigsten normativen Vorgaben und Richtlinien als Grundlage der Netzzustandsdiagnose werden in nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Abbildung 2-1 zeigt beispielhaft ein im Vorhaben erstelltes und verwendetes synthetisches Referenznetz (Kapitel 4.2). Tabelle 2-1 zeigt einen Ausschnitt aus dem Szenario spezifischen Bericht⁹, der die Ergebnisse der Netzzustandsdiagnose dokumentiert. In Abbildung 2-1 ist zu erkennen, dass ausgewählte Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. die Leitungsauslastung oder Knotenspannungen direkt in der Netzgrafik dargestellt werden. Auch werden Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. durch Einfärbung der Betriebsmittel direkt in der Netzgrafik visualisiert.

Netzzustandsanalyse: Leitungen			
Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	96	---	0
BDEW-Ampelkonzept	96	0	0
EN 50160	96	---	0

Tabelle 2-1: Ausschnitt aus dem Szenario spezifischen Bericht mit Ergebnissen der Netzzustandsdiagnose

Die automatisierte Aufbereitung der Ergebnisse der Netzzustandsdiagnose und die automatisierte Generierung in einem standardisierten Bericht, der mit Standardtextverarbeitungssystemen weiterverarbeitet werden kann, hat im Vorhaben erheblich dazu beigetragen, eine große Anzahl an Szenarien zu untersuchen und zu analysieren als Grundlage z.B. für das Konzept und die Realisierung des Fallgenerators zur Generierung der Trainingsdaten für KI-Systeme. Weiter hat sich als sehr vorteilhaft erwiesen, dass die Bewertungskriterien durch den Anwender bei Bedarf angepasst werden konnten. Dadurch war es im Vorhaben möglich, der in technischen nicht normativen Empfehlungen wie z.B. das BDEW-Ampelkonzept gegebene Freiraum zu nutzen.

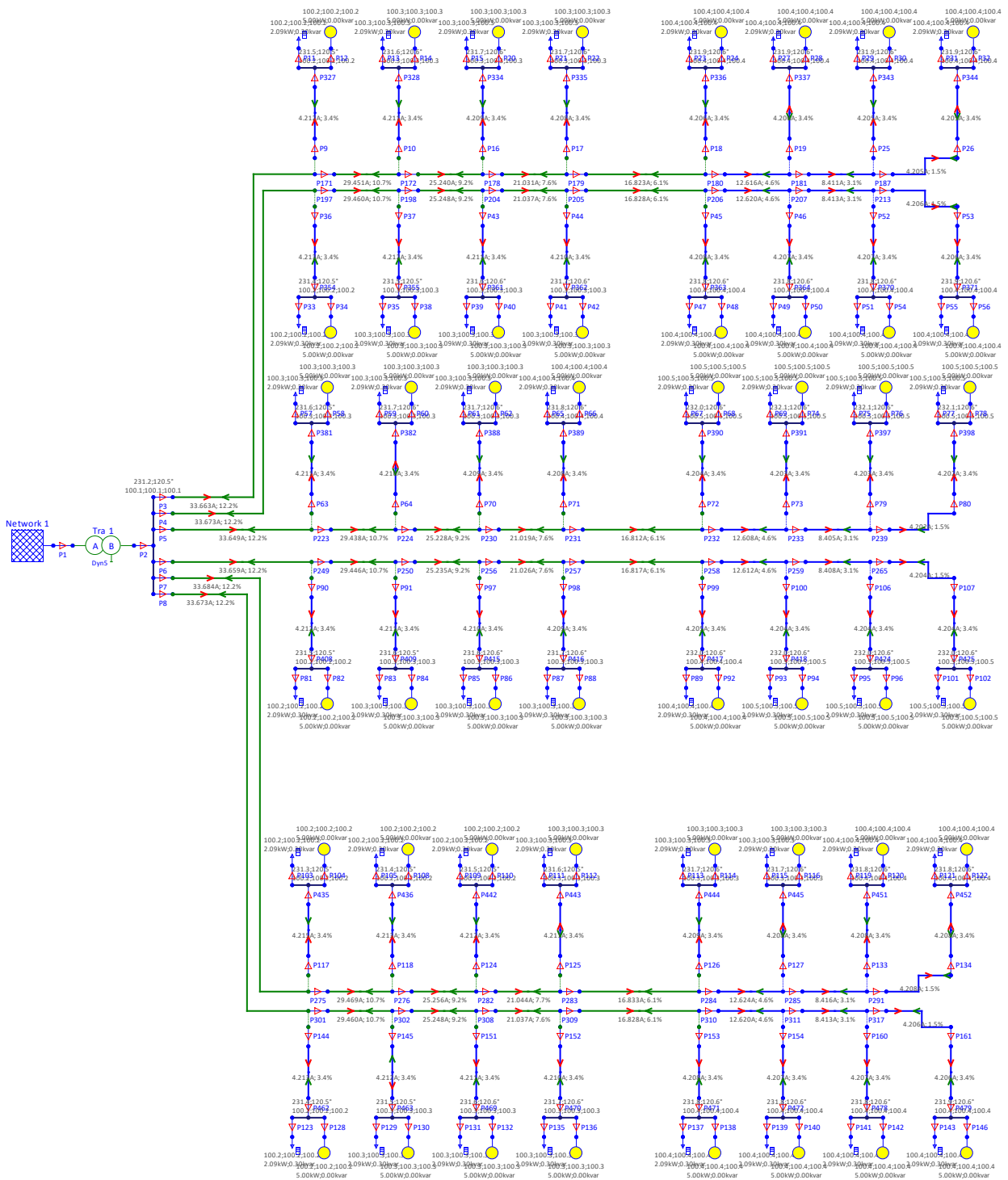


Abbildung 2-1: Beispiel eines im Vorhaben verwendeten synthetischen Referenznetzes (Kapitel 4.2)

Die nachfolgende Abbildung 2-2 zeigt einen Ausschnitt aus dem vom Netzberechnungsprogramm automatisch erstellten Bericht. Im Rahmen des Vorhabens wurden Struktur und Inhalt der Berichte an die spezifischen Anforderungen der Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose des Vorhabens angepasst und erweitert.

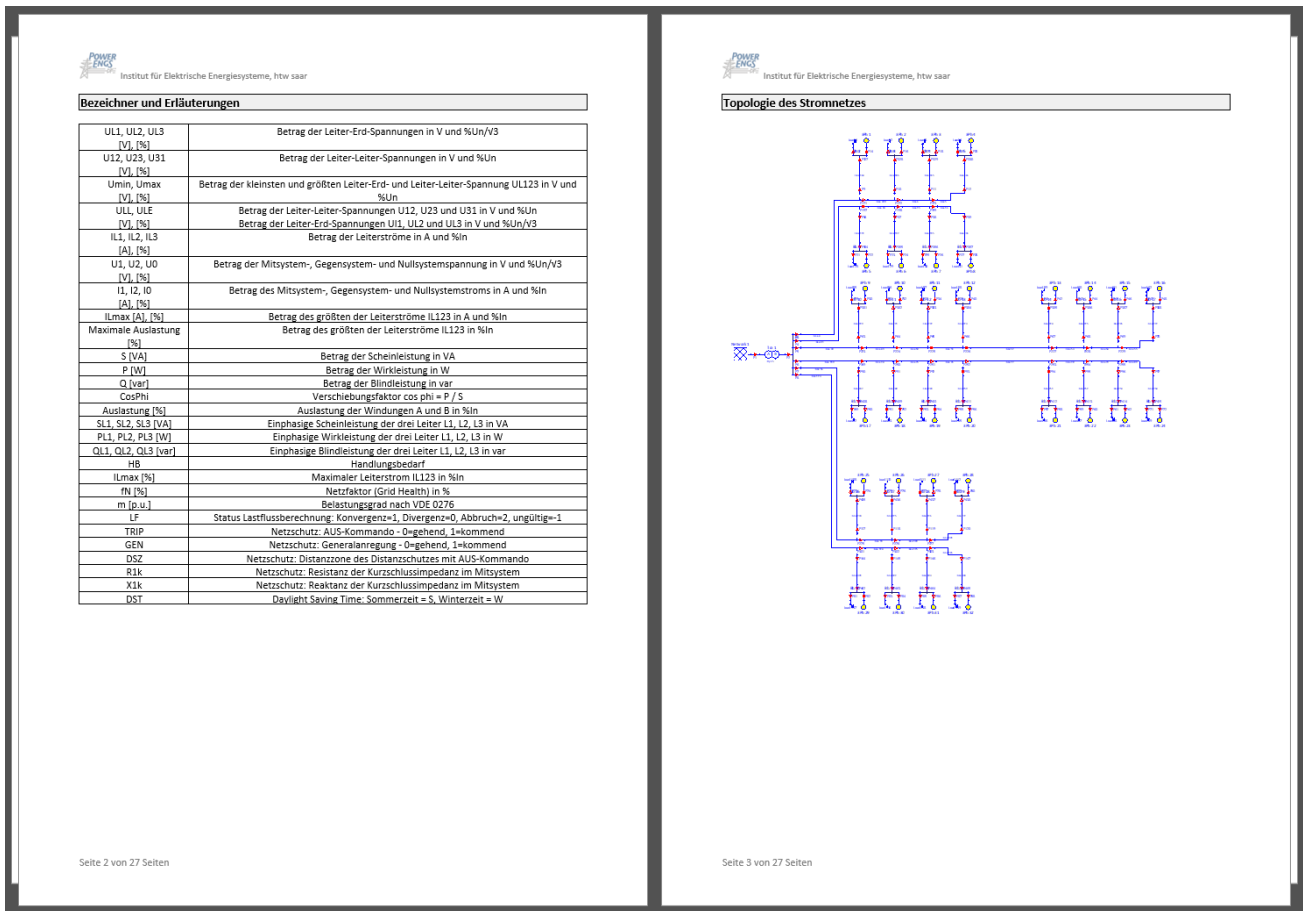


Abbildung 2-2: Auszug aus einem automatisiert erzeugten Bericht⁹

2.2 DIN EN 50160 [23]

Die DIN EN 50160 mit dem Titel „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ „definiert, beschreibt und spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen“ [23]. Zu diesen Merkmalen gehören die Frequenz, die Höhe, die Kurvenform und auch die Symmetrie der Leiterspannungen.

- **Symmetrie der Versorgungsspannung**

Die Versorgungsspannung ist im Normalbetrieb symmetrisch, wird aber durch einphasige Verbraucher und Fehler im Netzbetrieb verzerrt. Diese Verzerrung der Spannung ist bis zu einem maximalen Effektivwert der Gegensystemkomponente von 2% der Mitsystemkomponente zulässig, wobei dieses Kriterium lediglich für 95 % aller 10 min Mittelwerte eines beliebigen Wochenintervalls erfüllt sein muss. Das gilt in allen Spannungsebenen.

- **Schnelle Spannungsänderung**

Eine schnelle Spannungsänderung in der Netzspannung wird oft durch Laständerungen, Schalthandlungen oder Fehler im Netz bedingt. Der Beobachtungszeitraum für die schnelle Spannungsänderung

wird in der Norm auf einen Tag festgelegt, wobei die Integrationsintervalle 10 ms betragen. Über diesen Zeitraum müssen alle Mittelwerte der Effektivwerte der Spannungen über den Integrationszeitraum zwischen $\pm 5\%$ und maximal $\pm 10\%$ des Effektivwertes liegen.

- **Langsame Spannungsänderung**

Das Spannungsband für die Niederspannung und die Mittelspannung ist durch eine maximale Abweichung des Effektivwertes der Leiter-Erdspannung von $\pm 10\%$ von der Nennspannung U_n festgelegt (Nennspannung NS = 400 V). Für NS und MS unterscheiden sich jedoch die Prüfbedingungen und die absoluten Grenzwerte der Spannung. In der NS müssen mindestens 95 % der 10-min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung innerhalb einer Woche im oben definierten Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten die absoluten Grenzen $+10\%$ und -15% von U_n . In der MS müssen jedoch mindestens 99 % der 10-min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung innerhalb einer Woche im $\pm 10\%$ Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten als absoluten Grenzen $\pm 15\%$ von U_n . Für die Hochspannung sind in der DIN EN 50160 keine Angaben zum Spannungsband enthalten. Für die Hochspannung gilt der Spannungsbereich von 90% der Nennspannung bis 111,8 % der Nennspannung. gemäß Artikel 27 der EU-Verordnung 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

- **Oberschwingungsspannung**

Der gesamte Oberschwingungsanteil (THD) muss für NS und MS Netze $\leq 8\%$ der Versorgungsspannung sein. Zusätzlich dürfen 95 % der 10 min Mittelwerte der Effektivwerte der einzelnen Oberschwingungen die Werte in Tabelle 1 (NS), Tabelle 4 (MS) und Tabelle 7 (HS) der DIN EN 50160 nicht übersteigen. Grenzwerte für Zwischenharmonische sind in der DIN EN 50160 (Stand 2011) noch nicht enthalten.

- **Netzfrequenz**

Die Nennfrequenz beträgt auf allen Spannungsebenen 50 Hz. Während 99,5 % eines Jahres darf die Netzfrequenz von der Nennfrequenz maximal $\pm 1\%$ abweichen, muss aber immer im Intervall zwischen 47 Hz (-6 %) und 52 Hz (+4 %) liegen. Diese Grenzen gelten für alle Spannungsebenen gleichermaßen.

- **Flicker**

Die Langzeit-Flickerstärke sollte in 95% der Zeit in beliebigen Wochenintervallen in der NS und MS maximal 1 betragen. Dabei muss auf Seiten der MS sichergestellt werden, dass der Grenzwert für die Langzeit-Flickerstärke in der unterlagerten NS nicht durch den Flicker der MS in einem unzulässigen Bereich liegt, so dass in der MS unter Umständen in der Praxis der Grenzwert niedriger als 1 sein kann. Gleiches gilt analog für die HS.

- **Netz-Signalübertragungsspannungen auf der Versorgungsspannung**

Die Verteilnetze werden zur Übertragung von Signalen (z.B. Rundsteuertechnik) verwendet. Der 3 Sekunden Mittelwert der Signalspannung darf innerhalb eines Tages zu 99% der Zeit die signalfrequenzabhängigen Grenzwerte in Bild 1 (NS) und Bild 2 (MS) der DIN EN 50160 nicht überschreiten. Für die HS werden aufgrund der niedrigen Resonanzfrequenz des Hochspannungsnetzes keine Grenzwerte angegeben.

In der Norm wird u.a. festgelegt, dass die Änderung der Versorgungsspannung unter normalen Betriebsbedingungen nicht größer als +/- 10 % der vereinbarten Versorgungsspannung U_c sein darf. Im Normalfall entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung U_c der Nennspannung U_n , außer es liegen entsprechende Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer vor.

2.3 DIN VDE 0276-1000 [24]

Die Norm DIN VDE 0276-1000 „enthält allgemeine Hinweise zur Ermittlung der Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln, die in Erde oder frei in Luft verlegt sind.“ [24] Mithilfe dieser Norm wird in der Folge eine Bewertung der Auslastung der verschiedenen Leitungen durchgeführt. Die Belastbarkeit I_z einer Leitung berechnet sich nach der DIN VDE 0276-1000 aus dem Produkt des Bemessungsstroms I_r und den beiden Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 . Für die Ströme werden „sinusförmige, symmetrisch auf die belastenden Leiter aufgeteilte Ströme mit einer Frequenz von 50 Hz angenommen.“ [24]

$$I_z = I_r \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot \prod f$$

Gl. 2-1

Bei Verlegung von Kabel in Erde müssen die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 berücksichtigt werden, bei Verlegung in Luft unter den Normalbedingungen besitzen sie beide den Wert 1. Für den Fall, dass die Temperatur von der vereinbarten Normaltemperatur abweicht, wird der Faktor f_1 angepasst. Der Faktor f_2 bringt z.B. den Einfluss gehäufte Leitungsverlegung mit in die Gleichung ein. Außerdem sind die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand und vom Belastungsgrad m abhängig.

2.4 VDE 0532-76-1 [25]

Die Norm DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1) [25] legt allgemeinen Randbedingungen für den Betrieb von Transformatoren fest. Außerdem werden Begriffe definiert. Bei Transformatoren gibt der Hersteller eine Bemessungsscheinleistung des Transformators bei üblichen Betriebsbedingungen an, die für den Dauerbetrieb bei Bemessungsspannung gilt. Liegen unübliche Betriebsbedingungen vor, wie z.B. alternative Kühlverfahren, Betrieb bei einer anderen als der Bemessungsspannung, eingeschränkte Belüftung etc. vor, so sind diese dem Hersteller des Transformators anzugeben. Die Spezifikationen für den Betrieb des Transformators müssen unter solchen Umständen individuell zwischen Hersteller und Stromnetzbetreiber vereinbart werden.

„Bemessungsdaten

Zahlenwerte, die den Größen zugeordnet sind, die den Betrieb des Transformators unter den in diesem Teil von IEC 60076 festgelegten Bedingungen kennzeichnen, die der Hersteller garantiert und auf denen die Prüfungen basieren“ [25]

Die definierte Bemessungsleistung eines Transformators gilt für festgelegte Grenzen der Kühlmitteltemperatur, Dauerbetrieb und einer normalen Lebensdauererwartung. Da Transformatoren im Netzbetrieb oft im Teillastbetrieb arbeiten und sich in vielen Stunden des Jahres die Kühlmitteltemperatur unterhalb ihrer Grenztemperatur befindet ergibt sich hierbei eine Belastungsreserve [26]. Grundsätzlich dürfen nach DIN IEC 60076-

1 Transformatoren über ihrer Bemessungsleistung betrieben werden (Notbetrieb). Dies kann eine beschleunigte Alterung nach sich ziehen. Man spricht von einem Lebensdauerverbrauch. Näheres dazu regeln die Teile der Reihe DIN IEC 60076-1 (z.B. DIN IEC 60076-7 für ölgefüllte Leistungstransformatoren). In [26] wird dringend angeraten, die Bemessungsleistung im praktischen Betrieb für Netzstationstransformatoren nicht als Belastungsgrenze anzusehen und das Erreichen dieser Last auch nicht als Signal für die Notwendigkeit einer Transformatorüberplanung zu betrachten.

- Bemessungsleistung S_r
„Der Transformator muss im Dauerbetrieb in der Lage sein, die Bemessungsleistung (bei einem Mehrwicklungstransformator: die festgelegte(n) Kombination(en) der Wicklungsbemessungsleistungen) unter Bedingungen zu führen, die in Abschnitt 4 beschrieben sind, ohne die in IEC 60076-2 festgelegten Grenzwerte für die Übertemperaturen von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren zu überschreiten.“ [25]
- Bemessungsspannung U_r
Nach DIN 40200 wird die Bemessungsspannung definiert als *„der Effektivwert der größten Außenleiterspannung, der der höchsten Netzspannung entspricht, für die ein Betriebsmittel bemessen ist.“ [27]*

„Wenn bei einem Transformator die Bemessungsspannung an die Primärwicklung gelegt wird und über die Anschlüsse einer Sekundärwicklung der Bemessungsstrom fließt, nimmt der Transformator für dieses Wicklungspaar die entsprechende Bemessungsleistung auf.“ [25]
- Bemessungsstrom I_r
„der über einen Leiteranschluss einer Wicklung fließende Strom, der aus der Bemessungsleistung S_r und der Bemessungsspannung U_r dieser Wicklung bestimmt wird“ [25]

$$I_{Lmax} = I_r$$

GI. 2-2

Im Rahmen der Untersuchungen des Vorhabens *GridAnalysis* wurde angenommen, dass die in den Stromnetzen vorhandenen und in den digitalen (numerischen) Modellen der Stromnetze modellierten Transformatoren nach VDE 0532-76-1 [25] immer unter üblichen Betriebsbedingungen betrieben werden. Es wurde daher immer angenommen, dass ein Dauerbetrieb der Transformatoren innerhalb der Grenzen der Bemessungsdaten zulässig ist.

2.5 BDEW-Ampelkonzept [28]

Im BDEW-Ampelkonzept [28] werden die Netzzustände in verständliche Phasen unterteilt. Laut dem Smart-Grids-Ampelkonzept basierend auf der Einteilung des BDEW⁷, der die Netzzustände in drei verschiedene Phasen unterteilt, ergibt sich Tabelle 2-2.

	GRÜN Marktphase	GELB Übergangsphase	ROT Netzstabilität gefährdet
Strom I_{Lmax}/I_z	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Spannung $(U_{LL}/U_n) - 1$	+/- 8 %	-10 % bis -8 % +8 % bis +10 %	< -10 % > +10 %

Tabelle 2-2: Die drei Ampelphasen in Anlehnung an BDEW⁷

Mit:

- I_z : Belastbarkeit der Betriebsmittel nach DIN VDE 0276-1000
- I_{Lmax} : Maximaler Betrag der Leiterströme ($I_{L1}; I_{L2}; I_{L3}$)

Die Anwendung beschreibt hier beispielhaft die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL}/U_n . Bei Verwendung der Leiter-Erd-Spannung $U_{LE}/\frac{U_n}{\sqrt{3}}$ gelten die gleichen Grenzen. Es wird ein symmetrischer Netzzustand angenommen.

Innerhalb der **grünen** Ampelphasen werden keine Maßnahmen durch den Netzbetreiber ergriffen. In der **roten** Ampelphase dagegen ist wegen einer Gefährdung der Netzsicherheit z.B. durch einen Kurzschluss ein Eingreifen vom Netzbetreiber in Form von Netzsicherungsmaßnahmen unerlässlich, da sonst Personen oder Betriebsmittel geschädigt werden könnten. Ziel ist es hierbei die Gefährdung der Netzsicherheit zu beenden und das Stromnetz möglichst schnell wieder in einen sicheren Betriebszustand, möglichst in die grüne Ampelphase zu führen. Zwischen der **roten** und **grünen** Ampelphase ist die sogenannte **gelbe** Ampelphase vorgesehen. Diese Ampelphase wird als Interaktionsphase bezeichnet. Befindet sich der Netzzustand in der **gelben** Ampelphase, dann darf der Netzbetreiber aktiv in den Netzzustand eingreifen, um einen sich anbahnenden unzulässigen Netzzustand mit **roter** Ampelphase zu verhindern. Dies wird erreicht, indem er den Netzzustand durch Maßnahmen, d.h. den Einsatz von Flexibilitäten, verbessert oder zumindest so weit stabilisiert, dass sich der Netzzustand nicht weiter verschlechtert.

⁷ Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz; Diskussionspapier; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW; Berlin, 10, Februar 2017

Die Grenzen der Ampelphasen sind durch technische Grenzwerte definiert. Beim **Strom** liegt der technische Grenzwert nach DIN VDE 0276-1000 bei 100% der Belastbarkeit I_z des begrenzenden Betriebsmittels (Netzengpass) in einem Stromkreis.

Bei der **Spannung** liegen die Grenzwerte bei $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n oder der vereinbarten Betriebsspannung (U_b) gemäß EN 50160. Die Grenzen liegen hier nach oben und nach unten,

$$[90\% \cdot U_n, 110\% \cdot U_n] \quad \text{Gl. 2-3}$$

da auch Unterspannungen

$$U_{LL} < 90\% \cdot U_n \quad \text{Gl. 2-4}$$

einen Ausfall von angeschlossenen Geräten verursachen können und als Versorgungsunterbrechung zählen. Für einen Transformator mit dem Bemessungsstrom I_r gilt:

$$I_{Lmax} = I_r \quad \text{Gl. 2-5}$$

3 Daten- und softwaretechnische Projektstruktur

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2, AP 3, AP 4	htw saar (Gesamtleitung), DFKI, VSE, SWSLS

Die nachfolgende Abbildung 3-1 zeigt die daten- und softwaretechnische Struktur des Projektes, das im Verlauf des Vorhabens konzeptioniert, entwickelt und verwendet wurde. Die zur Zielerreichung benötigten Datensysteme und Softwarekomponenten werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert. Die Umsetzung der Projektstruktur erfolgte im Vorhaben in enger Abstimmung zwischen den Partnern mit Koordination durch den Konsortialführer. Um ein möglichst effizientes Zusammenwirken der Teilsysteme der Partner sicherzustellen, wurden für den Datenaustausch standardisierte Dateninterfaces und Datenformate bevorzugt aus dem Open Source Bereich verwendet.

Die Struktur des Projektes wurde beginnend mit dem Start des Vorhabens von den Partnern gemeinsam konzipiert, diskutiert und initial definiert. Während des Vorhabens wurde die Struktur des Projektes am inhaltlichen Fortschritt des Vorhabens gespiegelt und bei Bedarf weiterentwickelt bzw. angepasst. Insofern war die Struktur des Projektes nicht anfänglich unveränderlich festgelegt, sondern wurde von den Partnern als kontinuierlicher Verbesserungsprozess behandelt.

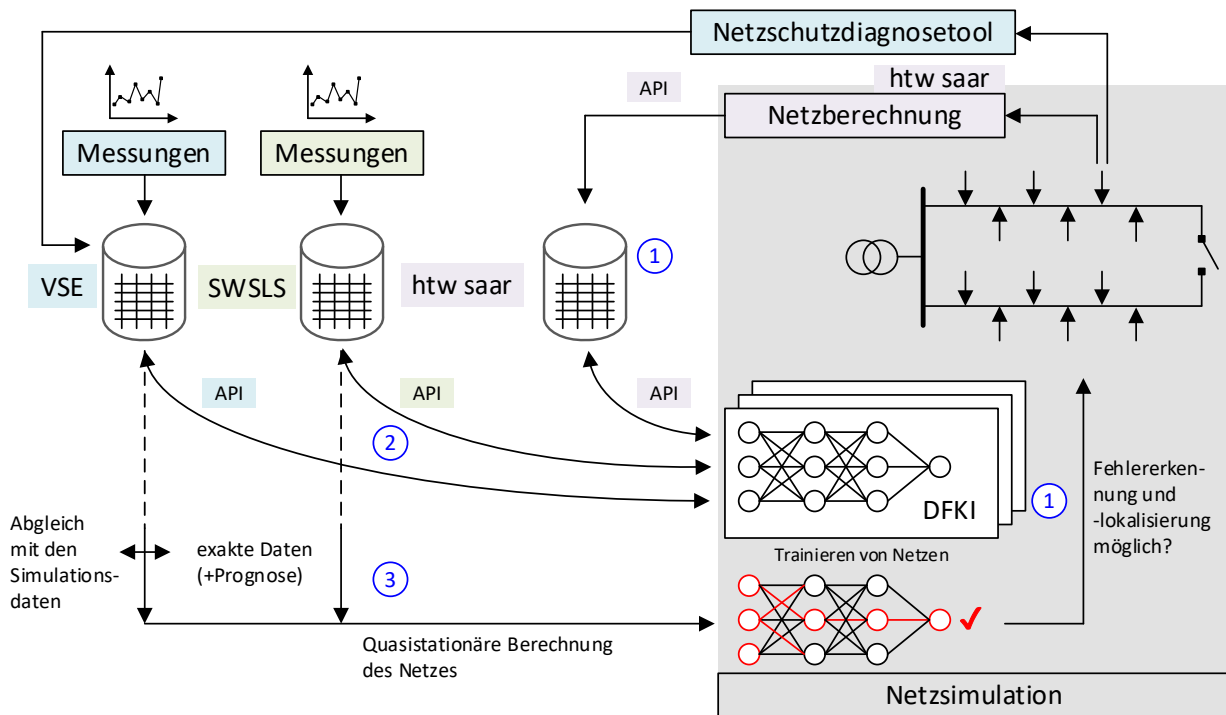


Abbildung 3-1: Schematische Übersicht über die Entwicklungsschritte und das Zusammenwirken des Informationsflusses zwischen den Teilsystemen

Für die Projektumsetzung wurden folgende Softwarewerkzeuge verwendet. Die wichtigsten Softwarewerkzeuge werden nachfolgend kurz vorgestellt. Darüber hinaus eingesetzte Softwarewerkzeuge werden in den entsprechenden Kapiteln des Abschlussberichtes benannt und referenziert.

3.1 Smart Grid Architecture Model (SGAM)

Aus Abbildung 3-1 wurden verschiedene Sequenzdiagramme erzeugt, die für das *Smart Grid Architecture Model* (SGAM) relevant sind. Das *Smart Grid Architecture Model* wurde im Vorhaben *GridAnalysis* verwendet, um zentrale Prozesse, die für Design und Training der KI-Systeme von grundlegender Bedeutung sind, mit Hilfe von Sequenzdiagrammen allgemeingültig zu beschreiben.

- Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Referenznetze“
- Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Stromnetze der Feldtestgebiete“
- Sequenzdiagramm „Training der Künstlichen Intelligenz“
- Sequenzdiagramm „Prognose mit den generierten Klassifikatoren“
- Sequenzdiagramm „KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“
- Sequenzdiagramm „Quasistationäre KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“

3.1.1 Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Referenznetze“

Das Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Referenznetze“ beschreibt schematisch, wie für ausgewählte Referenznetze synthetische Daten generiert werden, die dann für das Trainieren der Künstlichen Intelligenz zur Verfügung gestellt werden sollen.

[GridAnalysis] Stromnetzsimulation Phase 1 – Generierung synthetischer Daten (Referenznetze) v02

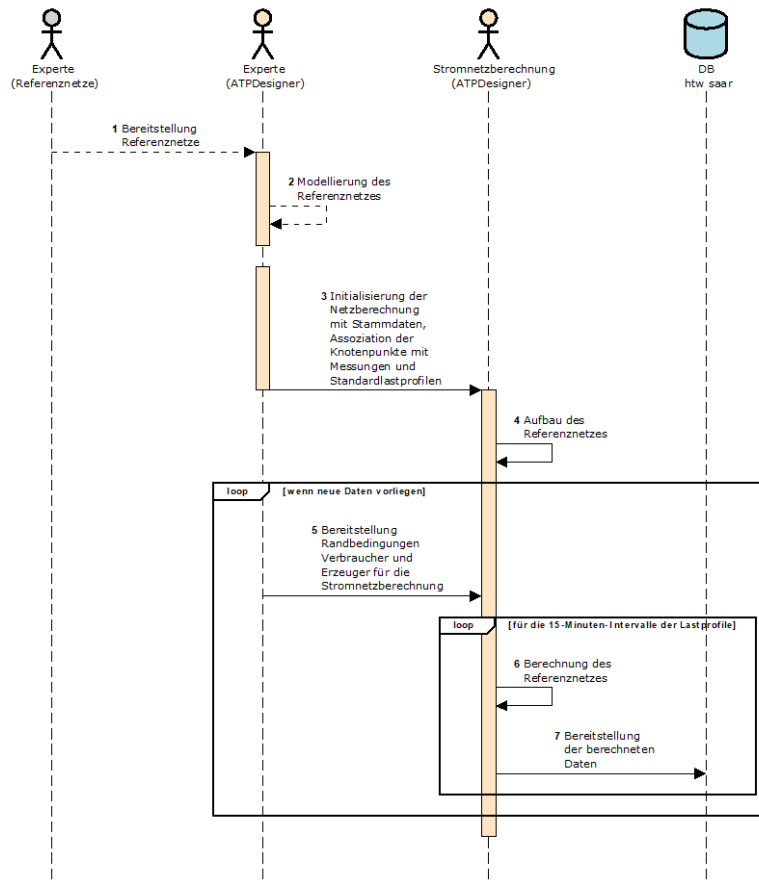


Abbildung 3-2: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Es werden synthetische Daten für Referenznetze generiert.

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Referenznetze werden bereitgestellt.	Der Experte (Referenznetze) stellt dem Experten (ATPDesigner) Referenznetze zur Verfügung.	REPORT	Experte (Referenznetze)	Experte (ATPDesigner)
02	Modellierung des Referenznetzes	Der Experte (ATPDesigner) modelliert die Referenznetze, so dass sie im Stromnetzrechnungssystem (hier ATPDesigner) verwendet werden können.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Experte (ATPDesigner)
03	Initialisierung der Stromnetzberechnung	Der Experte (ATPDesigner) initialisiert die Stromnetzberechnung mit den Stammdaten. Die Knotenpunkte im Stromnetzprogramm werden mit den Daten bestehend aus den Messungen und den Standardlastprofilen assoziiert.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)
04	Aufbau des Referenznetzes	Das Referenznetz wird in der Stromnetzberechnung aufgebaut.	REPORT	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)

05	Daten werden zur Verfügung gestellt.	Der Experte (ATPDesigner) stellt die Randbedingungen der Verbraucher und Erzeuger für die Stromnetzberechnung zur Verfügung.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)
06	Berechnung der Referenznetze	Die Referenznetze werden mit den Werten der 15-Minuten-Intervalle der Lastprofile berechnet.	REPORT	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)
07	Daten werden zur Verfügung gestellt.	Die berechneten Daten werden zur Verfügung gestellt.	REPORT	Stromnetzberechnung (ATPDesigner)	Datenbank htw saar

3.1.2 Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Stromnetze der Feldtestgebiete“

Das Sequenzdiagramm „Generierung synthetischer Daten für Stromnetze der Feldtestgebiete“ beschreibt schematisch, wie für die Stromnetze der Feldtestgebiete synthetische Daten generiert werden, die dann für das Trainieren der Künstlichen Intelligenz zur Verfügung gestellt werden sollen.

[GridAnalysis] Stromnetzsimulation Phase 1 – (1) Generierung synthetischer Daten (Stromnetze) v02

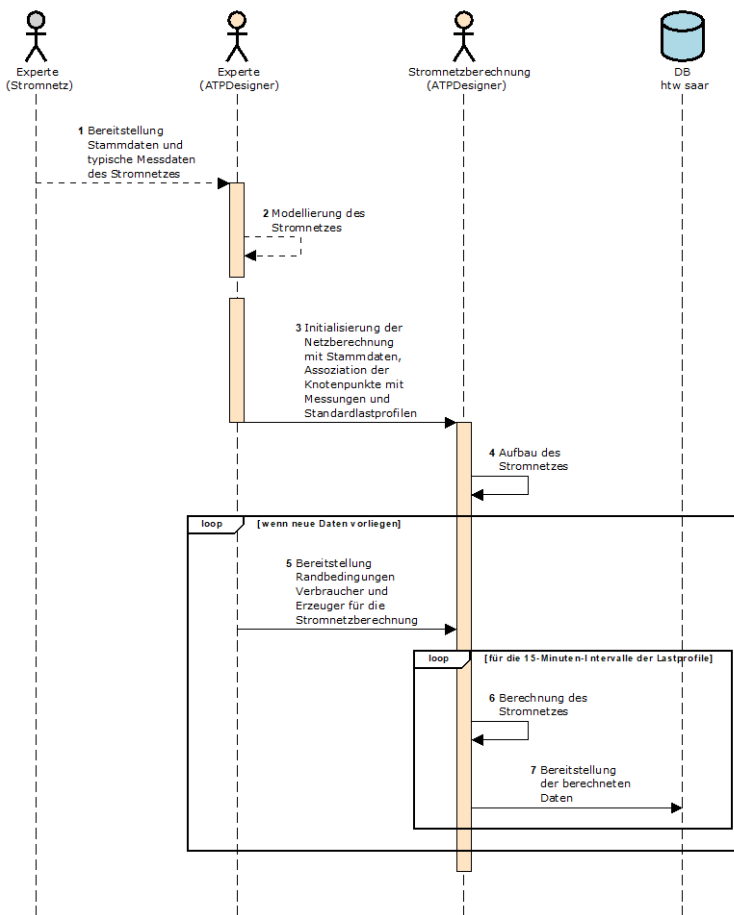


Abbildung 3-3: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Es werden synthetische Daten für die Stromnetze der Feldtestgebiete generiert.

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Topologie des Stromnetzes und typische Messdaten des Stromnetzes werden bereitgestellt.	Der Experte (Stromnetz) stellt dem Experten (ATPDesigner) die Topologie sowie typische Messdaten des Stromnetzes zur Verfügung.	REPORT	Experte (Stromnetz)	Experte (ATPDesigner)

02	Modellierung des Referenznetzes	Der Experte (ATPDesigner) modelliert die Referenznetze, so dass sie im Stromnetzrechnungssystem (hier ATPDesigner) verwendet werden können.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Experte (ATPDesigner)
03	Initialisierung der Stromnetzrechnung	Der Experte (ATPDesigner) initialisiert die Stromnetzrechnung mit den Stammdaten. Die Knotenpunkte im Stromnetzprogramm werden mit den Daten bestehend aus den Messungen und den Standardlastprofilen assoziiert.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)
04	Aufbau des Referenznetzes	Das Referenznetz wird in der Stromnetzrechnung aufgebaut.	REPORT	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)
05	Daten werden zur Verfügung gestellt.	Der Experte (ATPDesigner) stellt die Randbedingungen der Verbraucher und Erzeuger für die Stromnetzrechnung zur Verfügung.	REPORT	Experte (ATPDesigner)	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)
06	Berechnung der Referenznetze	Die Referenznetze werden mit den Werten der 15-Minuten-Intervalle der Lastprofile berechnet.	REPORT	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)
07	Daten werden zur Verfügung gestellt.	Die berechneten Daten werden zur Verfügung gestellt.	REPORT	Stromnetzrechnung (ATPDesigner)	Datenbank htw saar

3.1.3 Sequenzdiagramm „Training der Künstlichen Intelligenz“

Das Sequenzdiagramm „Training der Künstlichen Intelligenz“ beschreibt schematisch, wie die Künstliche Intelligenz mit den synthetisch generierten Daten für (a) die Referenznetze und (b) die Stromnetze der Feldtestgebiete trainiert werden.

[GridAnalysis] Stromnetzsimulation Phase 1 – (2) Training KI v04

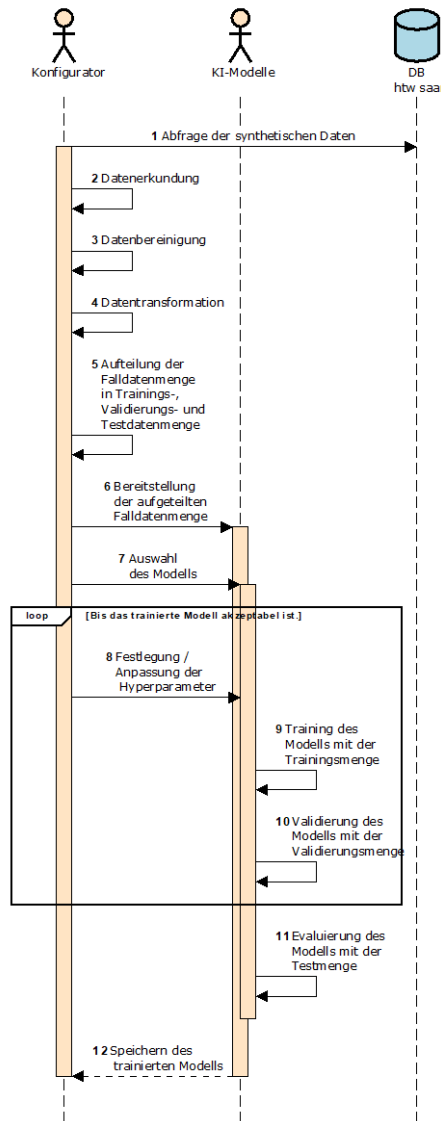


Abbildung 3-4: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Training der Künstlichen Intelligenz mit den synthetisch generierten Daten

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Abfrage der synthetischen Daten		REPORT	Konfigurator	Datenbank htw saar
02	Datenerkundung		REPORT	Konfigurator	Konfigurator
03	Datenbereinigung		REPORT	Konfigurator	Konfigurator
04	Datentransformation		REPORT	Konfigurator	Konfigurator

05	Aufteilung der Falldatenmenge		REPORT	Konfigurator	Konfigurator
06	Bereitstellung der aufgeteilten Falldatenmenge		REPORT	Konfigurator	KI-Modelle
07	Auswahl des Modells		REPORT	Konfigurator	KI-Modelle
08	Festlegung / Anpassung der Hyperparameter		REPORT	Konfigurator	KI-Modelle
09	Training des Modells		REPORT	KI-Modelle	KI-Modelle
10	Validierung des Modells		REPORT	KI-Modelle	KI-Modelle
11	Evaluierung des Modells		REPORT	KI-Modelle	KI-Modelle
12	Speichern des Modells		REPORT	KI-Modelle	Konfigurator

3.1.4 Sequenzdiagramm „Prognose mit den generierten Klassifikatoren“

Das Sequenzdiagramm „Prognose mit den generierten Klassifikatoren“ beschreibt schematisch, wie die Künstliche Intelligenz mit den synthetisch generierten Daten für (a) die Referenznetze und (b) die Stromnetze der Feldtestgebiete Prognosen berechnen.

[GridAnalysis] Stromnetzsimulation Phase 1 – (2) Prognose KI v03

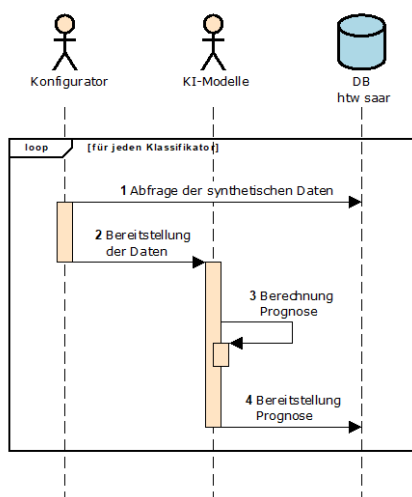


Abbildung 3-5: Sequenzdiagramm zu Phase 1 – Prognose mit den generierten Klassifikatoren

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Abfrage der synthetischen Daten		REPORT	Konfigurator	Datenbank htw saar
02	Bereitstellung der Daten		REPORT	Konfigurator	KI-Modelle
03	Berechnung der Prognose		REPORT	KI-Modelle	KI-Modelle
04	Bereitstellung der Prognose		REPORT	KI-Modelle	Datenbank htw saar

3.1.5 Sequenzdiagramm „KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“

Das Sequenzdiagramm „KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“ beschreibt schematisch, wie die Künstliche Intelligenz mit den Messdaten aus den Feldtestgebieten der Stromnetzbetreiber Prognosen berechnet.

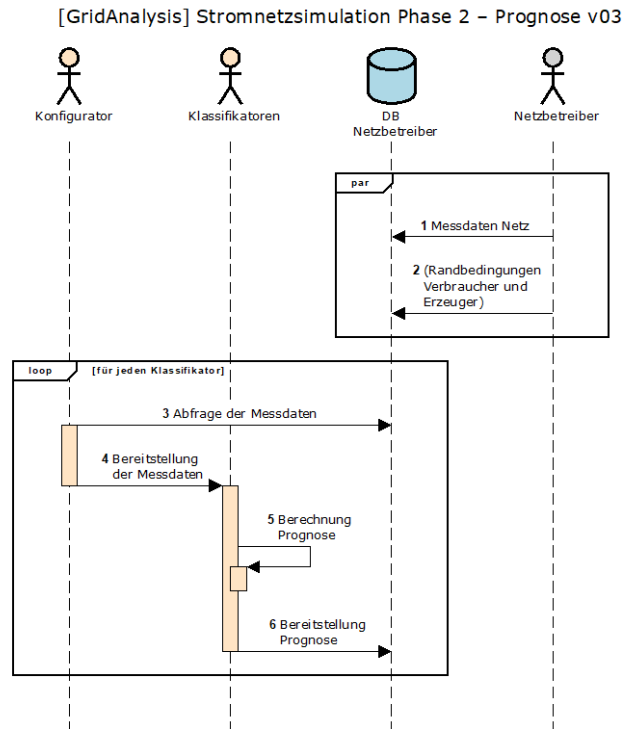


Abbildung 3-6: Sequenzdiagramm zu Phase 2 – KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Bereitstellung Messdaten Netz		REPORT	Netzbetreiber	Datenbank Netzbetreiber
02	(Bereitstellung Randbedingungen)		REPORT	Netzbetreiber	Datenbank Netzbetreiber
03	Abfrage der Messdaten		REPORT	Konfigurator	Datenbank Netzbetreiber
04	Bereitstellung der Messdaten		REPORT	Konfigurator	Klassifikatoren
05	Berechnung der Prognose		REPORT	Klassifikatoren	Klassifikatoren
06	Bereitstellung der Prognose		REPORT	Klassifikatoren	Datenbank Netzbetreiber

3.1.6 Sequenzdiagramm „Quasistationäre KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“

Das Sequenzdiagramm „Quasistationäre KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber“ beschreibt schematisch, wie die Künstliche Intelligenz mit den Messdaten aus den Feldtestgebieten der Stromnetzbetreiber und den verschiedenen Prognosen (PV-Erzeugung und Lastgang) quasistationäre Prognosen berechnet.

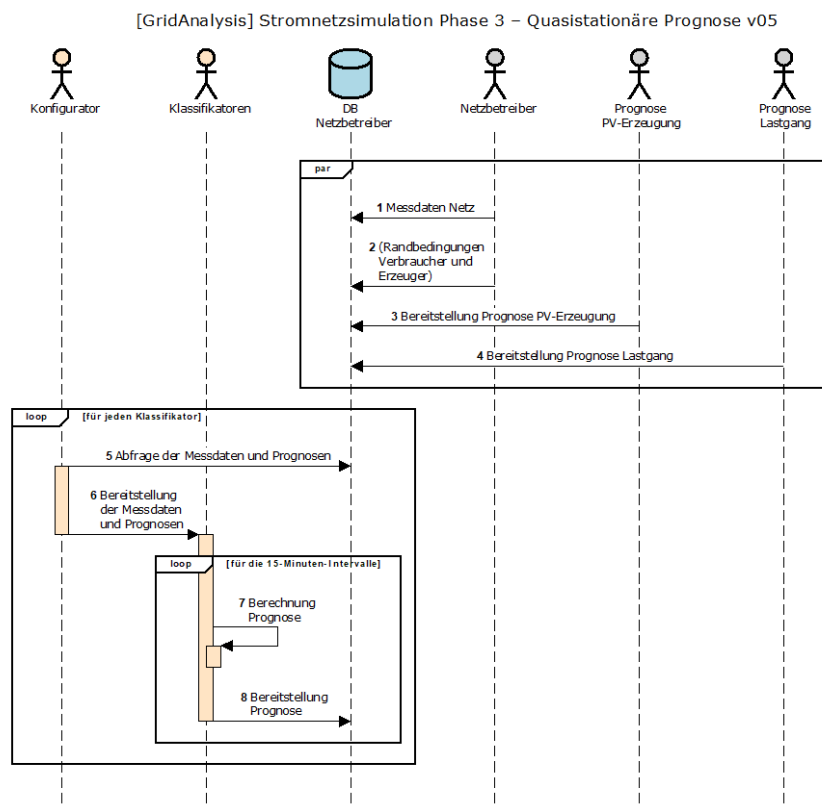


Abbildung 3-7: Sequenzdiagramm zu Phase 3 – Quasistationäre KI-Prognose für die Feldtestgebiete der Stromnetzbetreiber

Step No.	Event	Description of process/ activity	Service	Information producer (actor)	Information receiver (actor)
01	Bereitstellung Messdaten Netz		REPORT	Netzbetreiber	Datenbank Netzbetreiber
02	(Bereitstellung Randbedingungen)		REPORT	Netzbetreiber	Datenbank Netzbetreiber
03	Bereitstellung Prognose PV-Erzeugung		REPORT	Prognose PV-Erzeugung	Datenbank Netzbetreiber
04	Bereitstellung Prognose Lastgang		REPORT	Prognose Lastgang	Datenbank Netzbetreiber
05	Abfrage der Messdaten und Prognosen		REPORT	Konfigurator	Datenbank Netzbetreiber
06	Bereitstellung der Messdaten und Prognosen		REPORT	Konfigurator	Klassifikatoren

07	Berechnung der Prognose		REPORT	Klassifikatoren	Klassifikatoren
08	Bereitstellung der Prognose		REPORT	Klassifikatoren	Datenbank Netzbetreiber

3.2 Netzberechnungsprogramm ATPDesigner

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, das am Institut für elektrische Energiesysteme der htw saar in Forschung und Lehre verwendet wird, ist eine Software zur Berechnung von elektrischen Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. in Stromversorgungsnetzen aller Spannungsebenen. Es stellt Funktionen aus dem Bereich der Netzschutztechnik zur Verfügung und kann das Verhalten von Schutzgeräten nachbilden. ATPDesigner verwendet eine intuitive grafische Benutzeroberfläche, um Stromversorgungsnetze aufzubauen und untersuchen zu können. Im Forschungsvorhaben dient das Programm dazu, Berechnungen von stationären Netzzuständen (Netzberechnungen) mit Zeitreihen (Lastprofilen) durchzuführen und normativ unzulässige Betriebszustände festzustellen.

Stationäre Lastflussberechnungen bzw. Leistungsflussberechnungen als auch Zeitreihenberechnungen, werden in ATPDesigner über eine Knotenpotentialanalyse mit Strom- bzw. Lastiteration umgesetzt. Die Knotenpotentialanalyse erfolgt innerhalb des als Background-Rechenkern eingebundenen ATP. Das ATP (Alternative Transients Program, European EMTP Users Group, www.eeug.org) ist ein weltweit eingesetztes Softwarewerkzeug zur Berechnung der dynamischen Ausgleichsvorgänge sowie stationärer Netzzustände mehrphasiger, elektrischer Stromnetze.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner stellt eine grafische Benutzeroberfläche und Betriebsmittelverwaltung mit dem ATP als Background-Rechenkern zur Verfügung, um auf einfache Art elektrische Stromnetze mit umfangreichen und komplexen Netztopologien aufzubauen und zu berechnen. Das ATP stellt grundlegende mathematisch-physikalische Modelle für Netzbetriebsmittel sowie das Knotenpotentialverfahren zur Berechnung stationärer Netzzustände zu Verfügung. Darauf aufbauend bietet das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner höherwertige Funktionen wie z.B. Lastflussberechnung oder Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen. Auch eine Verarbeitung von Daten in Formaten wie z.B. JSON⁸ und die automatisierte Generierung von Berichten im Office Open XML⁹ Format ist enthalten.

Es muss hier angemerkt werden, dass die genannten Datenschnittstellen international genormte Datenformate sind, die von einer großen Zahl von kostenfreien teilweise Open Source Softwarewerkzeugen im IT-Arbeitsgebiet unterstützt und verarbeitet werden können. Der Zugang zu den Spezifikationen der Datenformate ist in aller Regel ebenfalls kostenfrei. Insofern ist die Übertragbarkeit der im Vorhaben eingesetzten Datenformate in andere Projekte der Partner außerhalb des Vorhabens möglich.

⁸ JavaScript Object Notation <http://www.w3schools.com> The JSON Data Interchange Syntax; ECMA 404

⁹ <http://officeopenxml.com>

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wurde als hoch performante Forschungs- und Entwicklungsplattform im Vorhaben *GridAnalysis* eingesetzt.

3.3 Netzschutzanalysetool GridProtect

Das im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* weiterentwickelte Netzschutzanalysetool GridProtect der VSE, wird zur automatisierten Bewertung und Erstellung von Netzschutzkonzepten verwendet. Das Netzschutzanalysetool GridProtect bietet die Möglichkeit durch den Benutzer die Anforderungen an das zu erstellende bzw. zu prüfende Netzschutzkonzept individuell zu definieren. Anhand der definierten Anforderungen und der vorgegebenen Szenarien wird in Kombination mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ein vorhandenes Netzschutzkonzept bewertet bzw. ein entsprechendes Netzschutzkonzept erstellt. Die Erstellung erfolgt hierbei in mehreren Prozessschritten. Da dieser Vorgang immer wieder mit erheblichen Berechnungszeiten verbunden ist, kann es zu Wartezeiten kommen. Die Schnittstelle zwischen dem Netzschutzanalysetool GridProtect und dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist vollständig automatisiert, d.h. es bedarf keinerlei manuellen Eingaben während der Erstellung von Netzschutzkonzepten und deren Bewertung.

Die Anzahl der in einem Stromnetz zu bewertenden Netzschutzgeräte ist variabel. GridProtect ist in der Lage eine große Anzahl an Ergebnissen in mehreren Ebenen unterschiedlicher Granularität darzustellen. Dem Benutzer ist es somit möglich sowohl einen Gesamteindruck der bewerteten Ergebnisse zu erhalten als auch auf die Ebene der Bewertungsergebnis einzelner Netzschutzgeräte zu navigieren und so deren Auslöseverhalten, welche nicht den selbst definierten Anforderungen entsprechen, zu identifizieren.

4 Feldtestgebiete und Referenznetze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP2, AP 3	htw saar, VSE, SWSLs, DFKI

Um den Einsatz der KI-basierten Netzberechnungen zu testen und validieren, werden verschiedene Referenznetze verwendet, um die KI-basierte Netzzustandsschätzung, Lastflussberechnung und Netzzustandsoptimierung zu überprüfen.

Unter einem **Referenznetz** wird ein synthetisches Stromnetz verstanden, das die netzphysikalischen Eigenschaften der überwiegenden Mehrheit realer Stromnetze abbildet. Durch die generischen Eigenschaften eines Referenznetzes können die Ergebnisse von z.B. Netzauslastungsanalysen oder Analysen von Netzschutzkonzepten, die mit dem Referenznetz generiert werden, auf die überwiegenden Mehrheit realer Stromnetze übertragen werden.

Neben Referenznetzen werden auch reale Niederspannungsnetze betrachtet, welche ebenfalls in den folgenden Kapiteln vorgestellt werden. Bei den realen Niederspannungsnetzen wird zwischen einem urbanen und einem ländlichen Niederspannungsnetz unterschieden.

4.1 Automatisierter Netzimport auf Basis der GIS-Daten

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2, AP 3	htw saar, VSE, SWSL

Um die Anforderungen durch die Netzzustandsbewertung und zur Erschließung von Flexibilitäten in der Niederspannung zu ermöglichen ist es notwendig die Daten aus den GI-Systemen (GIS) von Stromnetzbetreibern möglichst automatisiert in ein Netzberechnungsprogramm zu überführen und damit für die Anwendung von den hier entwickelten KI-Systemen verfügbar zu machen. Dieser Import ist im Allgemeinen mit zahlreichen Hindernissen verbunden. So reicht die Datenhaltung von papierlich bis zu proprietären Datenbanken. Im Rahmen des Projekts wurde ein GIS-Import aus den Feldtestgebieten in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vorgenommen. Es wurde dazu ein schlankes CSV-basiertes Datenformat in Diskussion mit den Partnern definiert. Die Daten wurden aus Datenbanksystemen der Netzbetreiber exportiert und dem Netzberechnungsprogramm zur Verfügung gestellt. Es wurde ein Importfilter konzipiert und in das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner implementiert. Die Datenbanksysteme wurden durch geeignete Softwarekomponenten erweitert. Damit wurde im Vorhaben eine digitale Schnittstelle zwischen Datenbanksystem und Netzberechnungsprogramm geschaffen. Es konnte im ersten Schritt eine Importabdeckung und automatisierte Generierung von Stromnetzen von ca. 85% erreicht werden. Durch diesen Import der Netzdaten sind wiederum notwendige Anpassungen der GIS-Datenbank bei den Stadtwerken Saarlouis erkennbar geworden. Die Erkenntnisse können auch nach Vorhabenende in die Definition von Schnittstellen zu anderen Softwarewerkzeugen eingebracht werden.

Die Verwendung von GI-Systemen zur digitalen Erfassung und Verwaltung der Daten von Stromnetzen ist eine zentrale Aufgabe der Stromnetzbetreiber. Die Qualität der digitalen Daten der Stromnetze wird zukünftig immer mehr zentrale Grundlage für alle Maßnahmen der Netzplanung und des Netzbetriebes sein. Letztlich ist die Qualität der digitalen Daten der Stromnetze auch zentrale Basis für Konzeption, Training und Verwendung von KI-Systemen in Stromnetzen.

Ursprünglich für die Darstellung von Lage, Kabeltyp und Querschnitt festzuhalten, muss sich das GI-System zunehmend hin zu einem möglichst vollständigen Netzabbild mit z.B. Nachführung des Schaltzustandes entwickeln. Die Anforderung ist hier, dass alle zur Netzberechnung notwendigen Informationen vollständig enthalten sein müssen, um ein rechenfähiges Netzmodell auf deren Basis zu ermöglichen.

Bereits seit 2017 wurden dazu die ersten Änderungen angestoßen und die notwendigen Informationen zu Schaltzuständen und dem „Innenleben“ von Kabelverteiltern (wie Sicherungsgrößen und deren elektrische Verknüpfungen) nachgeführt. Diese vorher in einem Excel-Dokument gepflegten Daten ermöglichen so ein automatisiertes Nachverfolgen von Leitungstrecken (vom Transformator bis zum Endpunkt des Strangs) sowie eine Identifikation von Versorgungsbereichen im Planwerk, was ein erster notwendiger Schritt für die Herstellung der Rechenfähigkeit darstellt. Ein automatisierter Netzimport stellt hier weitere Anforderungen an die Daten des GI-Systems, wie beispielsweise eine Vollständigkeit der Betriebsmitteldaten, welche bei den historisch gewachsenen Daten der Stromnetze nur durch aufwendige Recherche und Kontrolle durch Fachpersonal vor Ort in Gänze ermittelt werden können.

Durch die zunehmenden dezentralen Erzeugungsanlagen, Batteriespeicher sowie Wärmepumpen und Elektromobilladepunkte müssen zunehmend mehr Daten in die GI-Systeme integriert werden, welche zur Beschreibung eines möglichst realitätsnahen Netzabbildes notwendig sind. Die Anpassungen von Eingabedialogen, Datenmodellen sowie der Datenbank müssen dabei im laufenden Betrieb integriert, validiert und eingeführt werden, ohne die Arbeitsfähigkeit des GI-Systems für den Netzbetrieb einzuschränken.

Gerade in der automatisierten Validierung der bestehenden Netzdaten im Netzmodell auf Basis von Messungen aus dem Feld besteht hier eine große Relevanz und sollte in zukünftigen Projekten stärker untersucht werden. Hier sind insbesondere die Erkennung von nicht angemeldeten Ladepunkten für Elektrofahrzeuge und elektrischen Heizungen aber auch von nicht gemeldeten Erzeugungsanlagen für die Anforderungen des §14a EnWG sowie in Hinblick auf einen möglichen Redispatch 3.0 zunehmend relevant. Ebenfalls müssen hier zukünftig weitere Informationen über verbaute Steuerboxen, eingesetzte Messtechnik oder intelligente Messsysteme einfließen, um diese korrekt für ein rechenfähiges Netzmodell verfügbar breitzustellen. Die Entwicklung des GI-Systems von Kartenwerken bzw. Lageplänen hin zu einem Netzinformationssystem ist dabei in vollem Gange und durch die ständig wachsenden Anforderungen kaum umgänglich.

Eine weitere Herausforderung stellt die Darstellung des aktuellen und zukünftig geplanter Netzzustände dar. Schon heute sind Stromnetze bis zur Mittelspannung in Netzleitsystemen abgebildet, zukünftig werden aufgrund der Anforderungen des §14a EnWG vermehrt auch Niederspannungsnetzleitsysteme zum Einsatz kommen, bzw. diese Funktion in die bestehenden Netzleitsysteme integriert werden. Die Synchronisation dieser Systeme mit den GI-Systemen stellt eine Möglichkeit zur Steigerung der Effizienz und der Betriebssicherheit dar, indem Betriebsmittel und Netzzustandsdaten nicht manuell in mehreren Systemen gepflegt werden müssen und die Anbindung von Zusatzsystemen, wie z.B. den hier beschriebenen KI-Systemen, flexibel erfolgen könnte. Je nach konkretem Systemaufbau beim Verteilnetzbetreiber könnte der Einsatz von Integrationsplattformen und/oder zentralen Datenbanken diese Synchronisation vereinfachen.

4.2 Synthetische Referenznetze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1	htw saar, DFKI

Im Vorhaben *GridAnalysis* wurden Referenznetze aus dem Vorhaben *SimBench*¹⁰ verwendet. Reale Stromnetze von Stromnetzbetreibern müssen grundsätzlich als kritische Infrastruktursysteme betrachtet werden. Die Verwendung jeglicher Daten von kritischer Infrastruktur ist auch in öffentlich geförderten Forschungsvorhaben nur unter Beachtung restriktiver gesetzlicher Vorgaben möglich, deren Erfüllung einen sehr großen juristischen Aufwand bedingen. Mit Verwendung der *SimBench*-Stromnetze konnten im Vorhaben *GridAnalysis* geplante Arbeitspunkte weitestgehend unabhängig von Fragestellungen der kritischen Infrastrukturdaten

¹⁰ www.simbench.de

durchgeführt werden. Durch das Merkmal der *SimBench*-Stromnetze als Benchmark-Datensatz war die Übertragbarkeit von Vorgehensweise und Ergebnissen auf reale Stromnetze zu einem späteren Zeitpunkt sichergestellt.

„Das Ziel des Vorhabens „SimBench“ ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung. Dieser soll die Entwicklung neuer Methoden und Lösungen unabhängig von nicht öffentlich verfügbaren einzelnen Netzdatensätzen möglich machen und somit eine Reproduzierbarkeit, Vergleichbarkeit sowie Transparenz verschiedener Entwicklungen auf diesem Gebiet gewährleisten.“¹⁰

In Abbildung 4-1 ist beispielhaft ein städtisches Referenznetz aus dem Vorhaben *SimBench* dargestellt. Das Referenznetz wurde im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner aufgebaut und im Vorhaben *GridAnalysis* verwendet. Die in ATPDesigner aufgebauten *SimBench*-Referenznetze konnten mit dem Netzberechnungsprogramm *pandapower*¹¹ durch vergleichende Lastflussberechnungen erfolgreich validiert werden. Dadurch wurde sichergestellt, dass die Netzberechnungsverfahren im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner nach dem Grundsatz der Redundanz und Diversität zuverlässige und genaue Berechnungsergebnisse von Stromnetzen liefern.

Zusätzlich wurden im Vorhaben *GridAnalysis* Referenznetze verwendet, die auf Basis der Daten der Veröffentlichung *„Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen“*¹² erstellt wurden. Mit Hilfe dieser Referenznetze konnte ebenfalls die oben beschriebene Verarbeitungskette erfolgreich geprüft werden.

„Durch die stetige Zunahme von dezentralen Erzeugungsanlagen, den anstehenden Smart-Meter Rollout sowie die zu erwartende Elektrifizierung des Verkehrssektors (E-Mobilität) steht die Netzplanung und Netzbetriebsführung von Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) in Deutschland vor großen Herausforderungen. In den letzten Jahren wurden daher viele Studien, Forschungs- und Demonstrationsprojekte zu den oben genannten Themen durchgeführt und die Ergebnisse sowie die entwickelten Methoden publiziert. Jedoch lassen sich die publizierten Methoden meist nicht nachbilden bzw. validieren, da die Untersuchungsmodelle oder die angesetzten Szenarien für Dritte nicht nachvollziehbar sind. Es fehlen einheitliche Netzmodelle, die die deutschen NS-Netze abbilden und für Vergleichsuntersuchungen herangezogen werden können, ähnlich dem Beispiel der nordamerikanischen Verteilnetzmodelle

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz, dessen Struktur hinreichend genau bekannt ist, sind passende Netzmodelle für NS-Netze wegen der hohen Anzahlen der NS-Netze und Verteilnetzbetreiber (VNB) nur

¹¹ www.pandapower.org

¹² *Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen*; Marco Weisenstein, Wolfram H. Wellßow, Haiyan Ma, Stephan Röhrenbeck, Han Rui,; Technische Universität Kaiserslautern, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement; 2018;
<https://kluedo.ub.rptu.de/frontdoor/index/index/year/2018/docId/5210>

schwer abzubilden. Des Weiteren ist eine detaillierte Darstellung realer NS-Netze in wissenschaftlichen Publikationen aus datenschutzrechtlichen Gründen meist nicht erwünscht. Für die Untersuchungen ... wurden darum möglichst charakteristische synthetische NS-Netzmodelle erstellt, die sich an gängigen deutschen Siedlungsstrukturen und üblichen Netzplanungsgrundsätzen orientieren. In dieser Arbeit werden diese NS-Netzmodelle sowie ihre Entwicklung im Detail erklärt. Damit stehen erstmals für die Öffentlichkeit nachvollziehbare NS-Netzmodelle für den deutschsprachigen Raum zur Verfügung. Sie können als Benchmark für wissenschaftliche Untersuchungen sowie zur Methodenentwicklung verwendet werden.“¹²

Auf Basis der Veröffentlichung¹² wurden Referenznetze für folgende Netzformen abgeleitet und im Netzbe-rechnungsprogramm ATPDesigner aufgebaut.

- Ländlich
 - Streusiedlung, verstreute Einzelhäuser
 - Streusiedlung mit Hauscluster
 - Straßendorf
 - Kreuzdorf

- Vorstädtisch
 - Niederdichte Ein- oder Zweifamilienhäusersiedlung
 - Hochdichte Ein- oder Zweifamilienhäusersiedlung
 - Doppelhaussiedlung
 - Reihenhaussiedlung

- Städtisch
 - Wohnblocksiedlung/ Zeilenbebauung
 - Wohnhochhausbebauung
 - Blockbebauung
 - Historische Altstadt

Mit Hilfe der Referenznetze wurden u.a. Rechenzeiten für Lastflussberechnungen gemessen und analysiert, um Abschätzungen des Rechenzeitbedarfs für die Generierung der Trainingsdaten für KI-Systeme zu erhalten. Die Referenznetze wurden auch verwendet, um Lastprofile für Bezugs- und Einspeiseanlagen in definierten Szenarien für Zeitreihenberechnungen zu definieren und anzuwenden und die Ergebnisse der Zeitreihenberechnungen zu validieren. Es wurden Zeitreihenberechnungen über mehrere Tage durchgeführt, um die Langzeitstabilität der Netzberechnungssoftware zu überprüfen. Damit konnten die Grundlagen zur Konzeption und Entwicklung des Fallgenerators erarbeitet werden, der basierend auf diesen Erkenntnissen in das Netzberechnungsprogramm implementiert wurde.

Mit Hilfe der Referenznetz wurden auch Trainingsdaten mit Hilfe des Fallgenerators generiert und in der SQL-Datenbank gespeichert. Damit konnte das Ziel erreicht werden, die Datenverarbeitung von den Lastflussberechnungen mit dem Netzberechnungsprogramm über das Dateninterface zur SQL-Datenbank bis hin zum Training der KNN aufzubauen, in Betrieb zu nehmen und im Dauerbetrieb über mehrere Tage zu überprüfen.

Es wurde beispielhaft ein KI-System (KNN) für ein Referenznetz entworfen, trainiert und auf Funktionsfähigkeit und Genauigkeit geprüft.

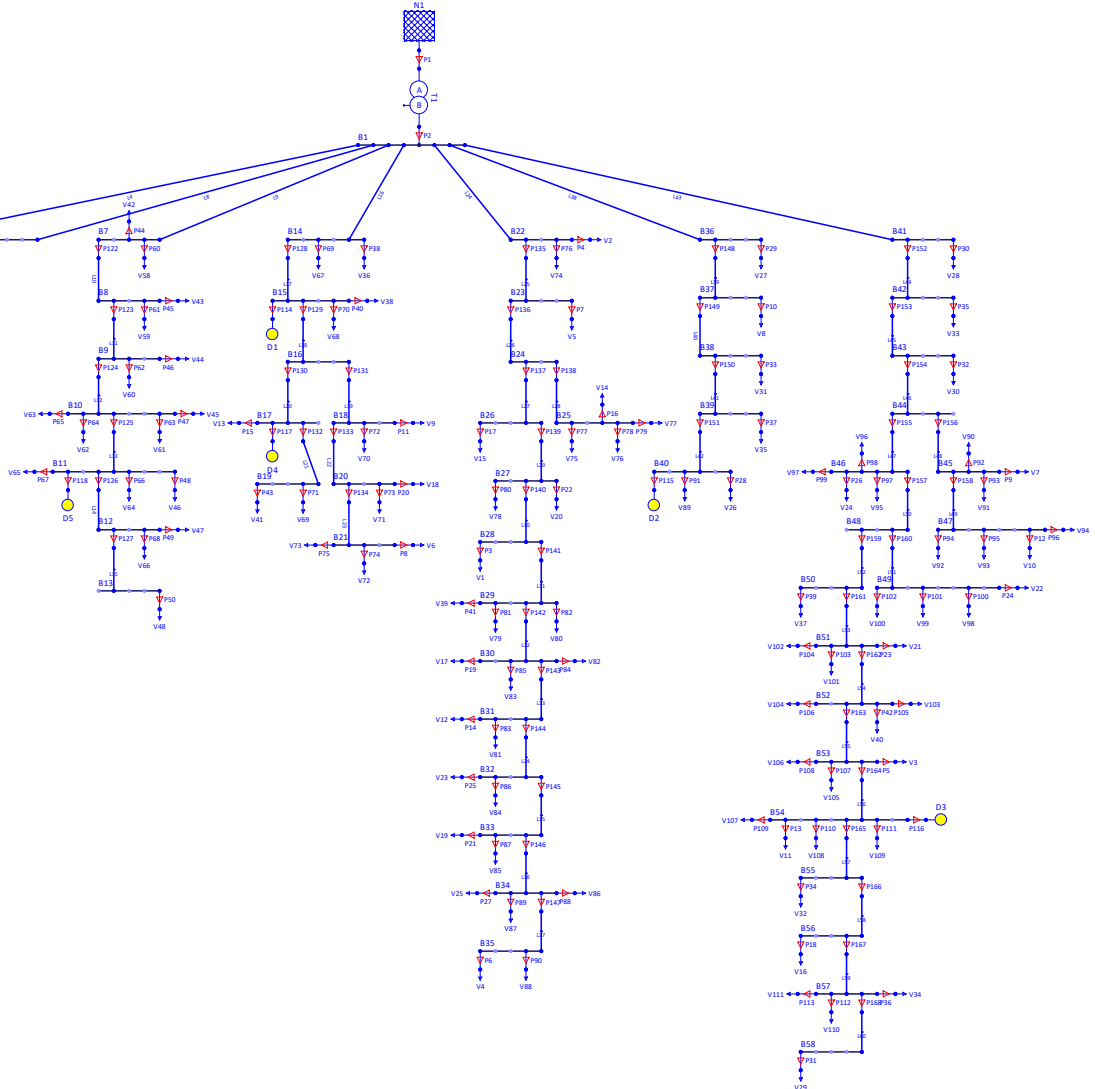


Abbildung 4-1: Referenznetz aus SimBench¹⁰ im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner

Betriebsmittel	Anzahl	
Netzeinspeisung	1	20kV
Transformator	1	630kVA
Leitung	57	1,0777km
Lasten	111	441kW
EM	0	0kW
DEA	7	57,13kW

Tabelle 4-1: Betriebsmitteldaten des städtischen Referenznetzes aus SimBench¹⁰ (1-LV-urban--0-sw)

In Abbildung 4-2 Abbildung ist beispielhaft ein Referenznetz von Typ ländliches Niederspannungsnetz (Streusiedlung) aus *Synthetische NS-Netzmodelle*¹² im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner dargestellt.

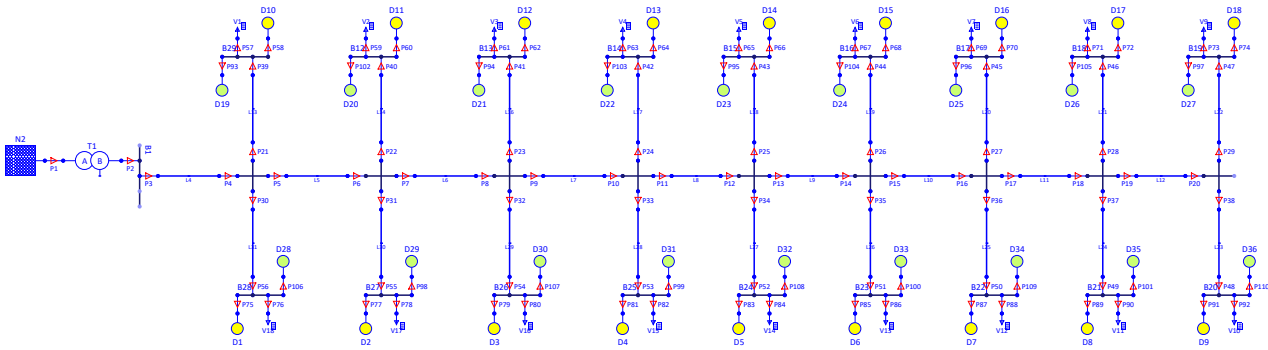


Abbildung 4-2: Referenznetz aus *Synthetische NS-Netzmodelle*¹² im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner

Betriebsmittel	Anzahl	
Netzeinspeisung	1	20kV
Transformator	1	630kVA
Leitung	27	1,3725km
Lasten	18	H0-Lastprofil
EM	18	198kW
DEA	18	270kW

Tabelle 4-2: Betriebsmitteldaten des ländlichen Referenznetzes aus *Synthetische NS-Netzmodelle*¹²

Über die Referenznetze hinaus wurden auch reale Stromverteilnetze der Niederspannung, Mittelspannung und Hochspannung im Vorhaben *GridAnalysis* im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner nachgebildet und für Lastflussberechnung, Kurzschlussstromberechnungen und zur Analyse von Netzschutzkonzepten aber auch zum Training von KI-Systemen verwendet. Diese Anwendungen erfolgten allerdings nur durch die jeweiligen Stromnetzbetreiber des Konsortiums intern im eigenen Haus, so dass die Anfangs beschriebenen rechtlich bedingten Aufwendungen hinsichtlich der Daten für kritische Infrastruktursystem nicht von Relevanz waren.

Unter Verwendung der Referenznetze wurde ein JSON-basierter Export-Filter für das Netzberechnungsprogramm definiert und in das Netzberechnungsprogramm entwickelt, um topologische Daten zur grafischen Darstellung von Stromnetzen in eine JSON-Datei zu exportieren. Damit stand ein Dateninterface zur Verfügung, um topologische Informationen beliebiger im Netzberechnungsprogramm nachgebildeter Stromnetze anonymisiert zu exportieren und in das KI-Assistenzsystem zu importieren. Damit war es möglich, eine topologische Visualisierung eines Stromnetzes im KI-Assistenzsystem dem Anwender zu präsentieren. Dadurch konnte die Akzeptanz von Anwendern des KI-Assistenzsystems deutlich erhöht werden. Das KI-Assistenzsystem mit Visualisierung des Stromnetzes wurde im letzten Konsortialtreffen des Vorhabens den Partnern und der PTJ vorgestellt. Als Ergebnis der Vorstellung und anschließenden Diskussion konnte festgestellt werden, dass die im Vorhaben anfänglich definierten Ziele bzgl. des KI-Assistenzsystems aber auch bzgl. des digitalen Datenaustausches z.B. zum Netzberechnungsprogramm erreicht wurden.

4.3 Urbanes Niederspannungsnetz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP4	SWSLS, htw saar, DFKI

Zusätzlich zu den synthetischen Referenznetzen wurden durch die Partner Daten eigener Stromnetze im Verlauf des Vorhabens verwendet. Hier standen u.a. die Digitalisierung der Stromversorgung aber auch der mögliche Einsatz von KI-Systemen zur Netzzustandsidentifikation im Mittelpunkt.

Eine abgangsscharfe digitale Messung mit ggf. zusätzlicher Übertragung der Messwerte war in der Vergangenheit aufgrund des fehlenden Bedarfs (unidirektionaler Lastfluss) und den damit verbundenen Aufwendungen nicht vorgesehen. Aufgrund eingangs beschriebener rasant ansteigender Anforderungen wurde in Forschungsprojekten (z.B. *Designetz*, *PolyEnergyNet*) Messelektronik sowohl für Ortsnetzstationen als auch Kabelverteiler entwickelt und erprobt, die angebunden an ein Kommunikationsgateway die Messdaten z.B. über Glasfaser, GSM, Digitalfunk, o.ä. an ein Überwachungssystem übermitteln können.

Getrieben durch die Energiewende werden zunehmend dezentrale Erzeugungsanlagen errichtet und an das Stromverteilnetz angeschlossen. Dies hat zur Folge, dass sich der zuvor lastabhängige Stromfluss aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz in das unterlagerte Stromverteilnetz sich zeitweise umkehrt.

4.3.1 Urbanes Niederspannungsnetz mit dezentralen Einspeisern

Das urbane Niederspannungsnetz (Abbildung 4-3) wurde ausgewählt, da der lastabhängige Stromfluss sich am Ortsnetztransformator zeitweise umkehrt, von Bezug zu Rückspeisung. Durch in der Ortsnetzstation verbaute abgangsseitige Messsysteme konnte über den Tagesverlauf eine hohe Diskrepanz zwischen der ein- und rückgespeisten Wirkleistung P erfasst werden. Die Messungen der Messsysteme dienen ebenfalls als Datengrundlage für die Generierung von Trainingsdaten der KI-basierten Systeme. Insbesondere konnten diese Messdaten als Eingangsdaten für die GAN-Systeme verwendet werden. Darüber hinaus konnten die Messdaten zur Validierung der im Trainingsprozess eingesetzten Lastprofile verwendet werden.

Durch die nachgebildete Netztopologie war es ebenfalls möglich, weitere Trainingsdaten durch den Falldatengenerator zu generieren und in der SQL-Datenbank zu speichern. Damit konnte das Ziel erreicht werden, die Datenverarbeitung von den Lastflussberechnungen mit dem Netzberechnungsprogramm über das Dateninterface zur SQL-Datenbank bis hin zum Training der KNN aufzubauen und in Betrieb zu nehmen.

Es ist nach Projektende geplant, das KI-System (KNN) in einer virtuellen Maschine (VM) unter Verwendung von Open Source Komponenten zu implementieren und einen tieferehenden Feldtest im Echtzeitbetrieb in dem Feldtestgebiet zu starten. Die Messwerte werden über IP-basierte Kommunikationsnetzwerke von der Ortsnetzstation zum KI-System (KNN) in der virtuellen Maschine (VM) übertragen (zentraler Lösungsansatz).

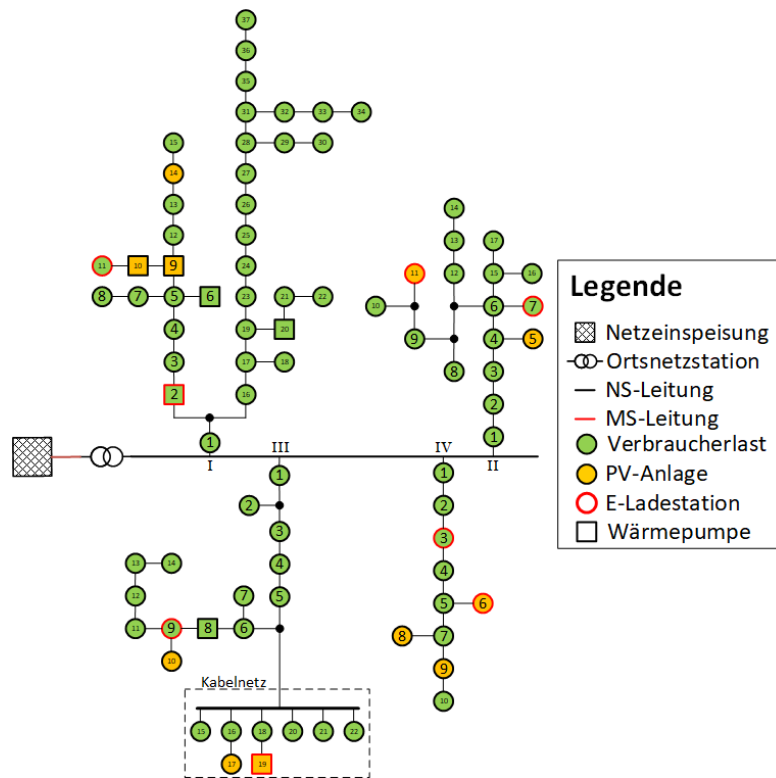


Abbildung 4-3: urbanes Niederspannungsreferenznetz (Stand Juli 2023)

In Tabelle 4-3 ist eine Übersicht über die Betriebsmittel des urbanen Niederspannungsreferenznetz festgehalten. Das Niederspannungsnetz wurde im Verlauf des Vorhabens im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner aufgebaut und als eine Grundlage für die geplanten Aufgaben bzgl. der KI-Systeme z.B. für die Generierung von Trainingsdaten verwendet.

Übersicht über die Betriebsmittel im urbanen Niederspannungsreferenznetz	
Topologie	Strahlennetz
Nennspannung U_n	0,4 kV
MS/NS-Transformatorbemessungsleistung S_{rT}	400 kVA
Abgangsanzahl	4
Leitungstypen	[NYCWY 3x35/16 0,4kV] [NFA2X 4x70 0,4kV] [NAYCWY 3x150/150 0,4kV] [NAYCWY 3x95/95 0,4kV] [NYCWY 3x70 0,4kV] [NYCWY 3x70/35 400V]
Leitungslänge (Gesamt)	3.345,537 m
Leitungslänge (Durchschnitt)	31,83 m
Leitungslänge (Minimal)	4,5 m
Leitungslänge (Maximal)	603,723 m
Verbraucheranzahl	86
Jahresenergiemenge aller Verbraucher	373.082 kWh/a

PV-Anlagen-Anzahl	14 (Haushalte besitzen mehrere angemeldete Anlagen)
Leistung-PV-Anlagen (Summe)	132,735 kW
Anzahl Wärmepumpen	7
Anzahl E-Ladestationen	9 (ein Haushalt besitzt 2 E-Ladestationen)

Tabelle 4-3: Betriebsmitteldaten des Niederspannungsreferenznetzes

4.3.2 Urbanes Niederspannungsnetz mit Industrie und Gewerbe

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP 4	SWSLS, htw saar

Das Feldtestgebiet mit Industrie und Gewerbe zeichnet sich durch die Kombination von verschiedenen Netzstrukturen und der vollständigen Messung der Netzzustandsdaten in den Abgängen der Ortsnetzstationen aus. Es lässt sich grob in 3 Teilbereiche unterteilen, welche in der nachfolgenden Abbildung 4-4 unterteilen.

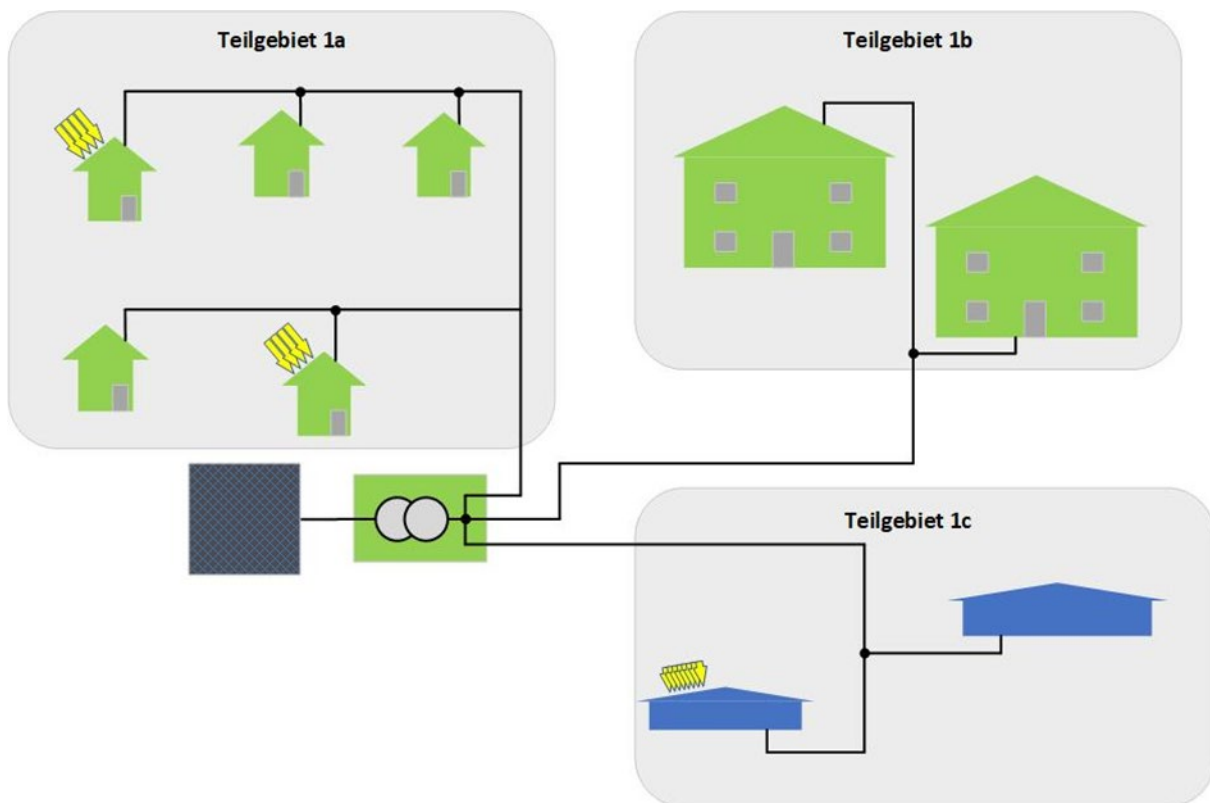


Abbildung 4-4: Struktur des urbanen Niederspannungsnetzes mit Industrie und Gewerbe

Teilgebiet 1a wird fast ausschließlich durch Niederspannungsfreileitung versorgt. Hierbei gibt es in einigen Netzsträngen eine Häufung von dezentralen Erzeugungsalgen sowie Elektromobilladestationen. Es repräsentiert eine vorstädtische Bebauung mit Einfamilienhäusern mit teilweise großen Dachflächen und einigen längeren Freileitungsausläufern. Im Versorgungsgebiet 1b findet sich eine eher urban geprägte Netzstruktur, welche fast ausschließlich aus größeren Mehrfamilienhäusern besteht. Hier erfolgt die Energieversorgung über erdverlegte Kabel in Kombination mit Niederspannungsfreileitungen. Es ist hier keine signifikante Menge an

Erzeugungsanlagen und Elektromobilladestationen vorliegend. Angrenzend befindet sich in Teilbereich 1c ein Gewerbegebiet mit verschiedenen Unternehmen unter anderem aus den Bereichen Fertigung und Logistik. Bei größeren Gewerbekunden erfolgt hier eine Versorgung über eine eigene im Mittelspannungsnetz der SWSLS angebundene Transformatorstationen. In diesem Teilnetzgebiet sind Gewerbekunden mit großen Energieverbräuchen sowie großen PV-Dachanlagen vorhanden.

In diesem Feldtestgebiet wurden verschiedene Untersuchungen zum Thema GIS-Import sowie Anforderungen an das Netzschutzkonzept bei kurzfristigen Topologieänderungen untersucht. Des Weiteren wurden hier die Erfassung von Messwerten und deren Integration auf die Datenbankinfrastruktur sowie die Vorbereitungen für den Einsatz der intelligenten Messsysteme vorangetrieben. Durch die Erweiterung des Feldtestgebiets während der Projektlaufzeit (siehe Feldtestgebiet Felsbergerstraße) konnte der Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen bei hoher Durchdringung besser in den Feldtest eingebracht werden.

Übersicht über die Betriebsmittel im urbanen Niederspannungsnetz mit Industrie und Gewerbe	
Topologie	Strahlennetz / offen betriebenes Ringnetz
Nennspannung	0,4 kV
Anzahl Ortsnetzstationen SWSLS	6
Anzahl kundeneigener Ortsnetzstationen	5
Leitungstypen	[NFA2X 4x70 0,4kV] [NAYCWY 3x150/150 0,4kV] [NAYCWY 3x95/95 0,4kV] [NYCWY 3x70 0,4kV] [NYCWY 3x70/35 400V]
Leitungslänge (Gesamt)	10.952 m
Verbraucheranzahl	892
PV-Anlagen-Anzahl	75 davon 5 im Industrie- und Gewerbegebiet
Leistung-PV-Anlagen (Summe)	627,85 kW

Tabelle 4-4: Übersicht der Betriebsmittel im urbanen Niederspannungsnetz mit Industrie und Gewerbe

Im Rahmen des Projektes wurde dieses Netzgebiet im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner manuell aufgebaut und durch Lastfluss- und Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen validiert. Nach dem manuellen Aufbau wurde die Netztopologie ebenfalls über die entwickelte automatisierte Funktion aus den GI-Systemen der SWSLS exportiert und möglichst automatisiert im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner aufgebaut. Hierbei waren ebenfalls einige Nacharbeiten an den Importdaten sowie an dem Netzmodell notwendig. Durch den Vergleich der beiden unterschiedlich aufgebauten Netzmodelle durch die Ergebnisse Lastfluss- und Zeitreihenberechnungen wurde auch dieses Netzmodell validiert und Verbesserungen an den Importfunktionen vorgenommen. Die nachfolgende Abbildung 4-5 zeigt die Topologie des urbanen Niederspannungsnetzes.

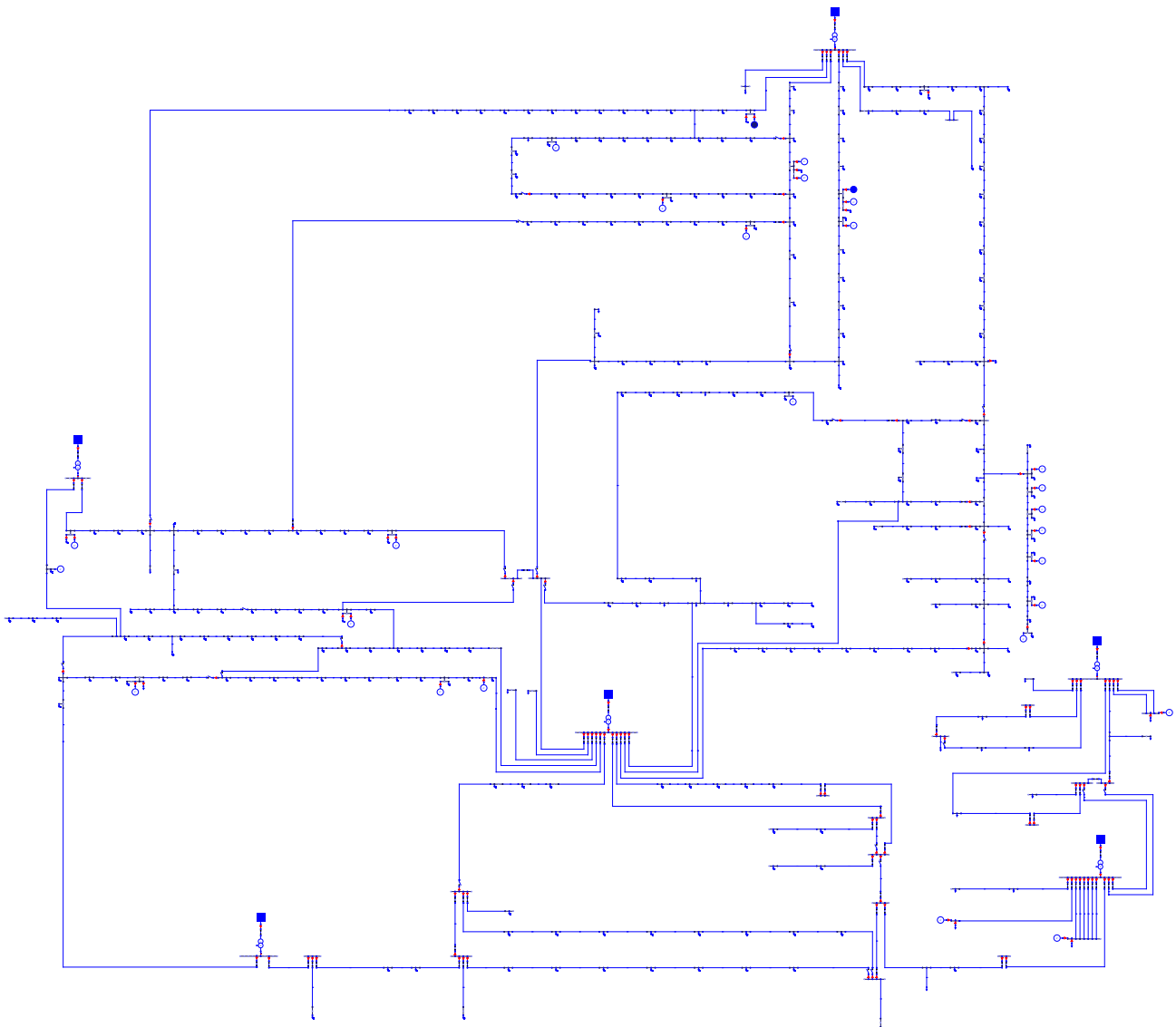


Abbildung 4-5: Städtisches Niederspannungsnetz

Um eine weitere Verarbeitung der Messwerte aus den verschiedenen Messtechnikkomponenten zu ermöglichen, mussten Anpassungen an den Datenbanksystemen vorgenommen werden. Die historisch proprietären Datenformate und Schnittstellen mussten dazu an standardisierte Schnittstellen der SQL-Datenbank im Format einer CouchDB angepasst werden. Diese Anpassungen wurden durch verschiedene Messzeitreihen manuell überprüft.

4.4 Ländliche Niederspannungsnetze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP3 , AP4	VSE, htw saar, DFKI

Neben den urbanen Niederspannungsnetzen wurden auch ländliche Niederspannungsnetze mit $U_n = 400V$ wie das Stromnetz *KuWi* betrachtet. Das Stromnetz wurde im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner aufgebaut

und Netzzustandsanalysen und Netzzustandsdiagnosen durchgeführt, um einen Überblick über die Auslastungen der Betriebsmittel und die Knotenspannung in verschiedenen Ausbauszenarien zu erhalten.

Zu diesem Stromnetz wurden verschiedene Ausbauszenarien definiert (Tabelle 4-7), die im Verlauf des Vorhabens Anwendung fanden. Für das urbane Niederspannungsnetz wurde ein KI-System (KNN) konzipiert und trainiert. Die Trainingsdaten wurden mit dem Fallgenerator des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner berechnet und in einer SQL-Datenbank ausfallsicher für den Trainingsprozess gespeichert.

Das KI-System (KNN) wurde in der letzten Phase des Vorhabens auf einem handelsüblichen Mini-Controller-Baustein unter Verwendung von Open Source Komponenten implementiert und in der Ortsnetzstation durch den Netzbetreiber als Feldtest installiert. Die Messwerte wurden durch die standardmäßig in der Ortsnetzstation vorhandenen Messsysteme mit einer marktüblichen seriellen Schnittstelle zum KNN übertragen und vom KNN ausgewertet. Messwerte und Ergebnisse werden per Funk zu einem Datenserver übertragen und können mit einem grafischen Werkzeug visualisiert werden. Der Feldtest wird auch nach Projektende weiter fortgesetzt.

In Abbildung 4-6 ist der Netzschemaplan des Niederspannungsnetzes *KuWi NS-0,4kV-222.001* dargestellt, in dem vorliegendem Netzabschnitt werden insgesamt elf Abgänge nachgebildet.

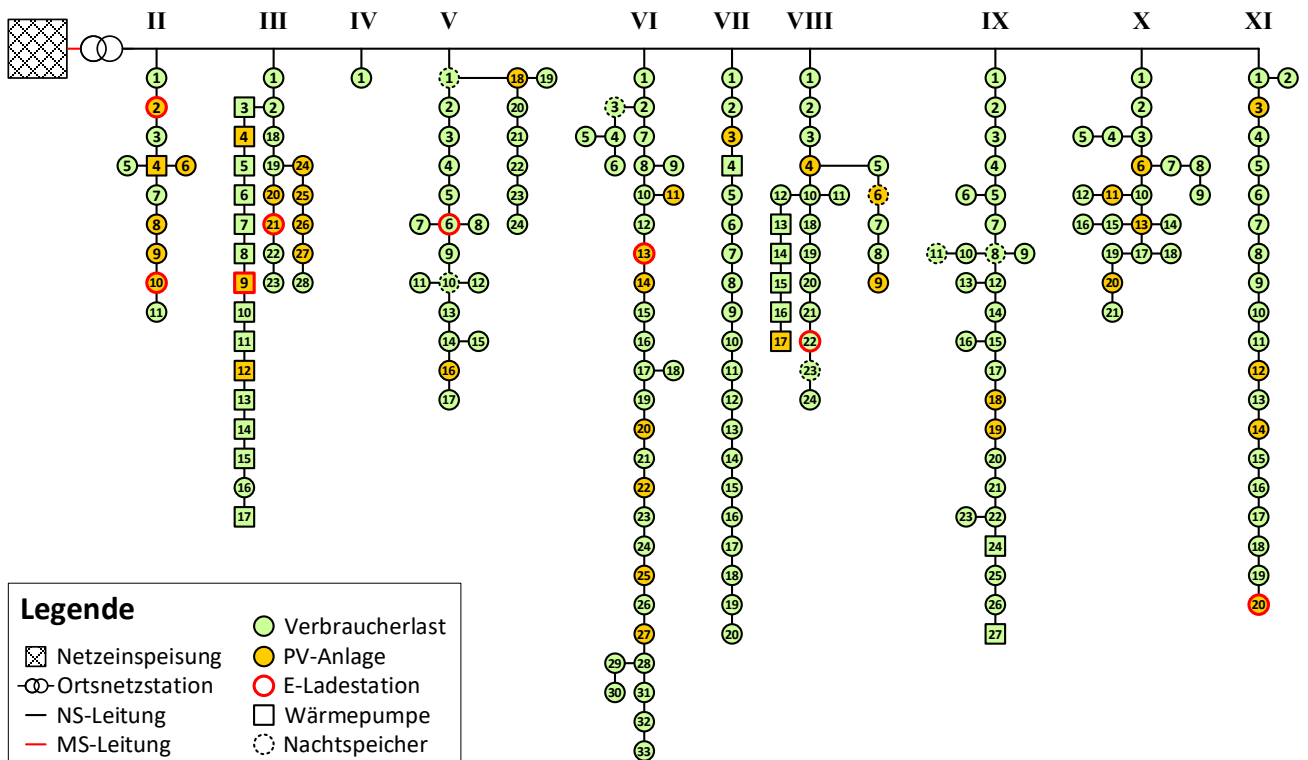


Abbildung 4-6: Niederspannungsreferenznetz NS-0,4kV-222.001 *KuWi* (Stand Juli 2023)

Betrachtet wird dieser Niederspannungsnetzabschnitt aufgrund von Überlastungen des 400kVA-Transformators in der Ortsnetzstation. Diese Überlastungen wurden bei einer Messung am Ortsnetztransformator (ONS) festgestellt. Die Messung wurde ebenfalls als Datengrundlage für die KI-basierten Systeme verwendet.

In Tabelle 4-5 und Tabelle 4-6 ist eine Übersicht über die Betriebsmittel im ländlichen Niederspannungsnetz *KuWi* angegeben.

Nr.	Leitungstyp	Querschnitt [mm ²]	Länge Freileitung [m]	Länge Kabel [m]	Anzahl HA
II	Kabel	150		435,53	11
III	Kabel	150		609,85	28
IV	Kabel	150		187,51	1
V	Freileitung, isoliert	70	562,75	13,29	24
VI	Freileitung, isoliert	70	902,06	132,94	33
VII	Freileitung, isoliert	70	569,53		20
VIII	Freileitung, größtenteils isoliert	70	472,37	129,47	24
IX	Freileitung, isoliert	70	769,39	46,97	27
X	Freileitung, größtenteils blank	70	508,61		21
XI	Freileitung, größtenteils isoliert	70	742,61		20
Σ			4.527,31	1.555,55	209

Tabelle 4-5: Niederspannungsabgänge NS-0,4kV-222.001 *KuWi* (Stand: 25.07.2023)

Nr.	Anzahl E-Mob	ΣP_n E-Mobile [kW]	Anzahl DEA	ΣP_n DEA [kW]	Anzahl WP	ΣP_n WP [kW]	WP Zusatz [kW]	Anzahl SpeiHei	ΣP_n SpeiHei
II	2	22	6	69,815	1	3,29			
III	2	22	9	82,12	14	51,82	44,91		
IV									
V	1	7,4	2	14,895				2	60
VI	1	11	7	59,07				1	52
VII			1	11,2	1	1,38	6		
VIII	1	11	4	27,6	5	17,68	22,32	2	48
IX			2	23	2	6,77	14,82	2	29
X			4	33,25					
XI	1	11	4	23,66					
Σ	8	84,4	39	344,61	23	80,94	88,05	7	189

Tabelle 4-6: Niederspannungsabgänge NS-0,4kV-222.001 *KuWi* (Stand: Juli 2023)

Der Koalitionsvertrag, der durch die Bundesregierung im Jahr 2021 auf den Weg gebracht wurde, sieht einen Kohleausstieg für 2030 sowie einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien vor. Aus diesem Grund entstand das Projekt *Koalitionsvertrag*, um diese Ziele auf Stromnetze anzuwenden und die Auswirkungen zu analysieren. Um die Auswirkungen des Vorhabens besser abschätzen zu können, wurden verschiedene **Netzausbauzenarien für *KuWi*** erstellt.

Die Umsetzung des Zubaus der EEG-Anlagen erfolgte in dem Niederspannungsnetz NS-0,4kV-222.001 *KuWi* mit Stand von Juli 2023. Da zu diesem Zeitpunkt schon weitere EEG-Anlagen in dem Netz angeschlossen waren, als dies zum Betrachtungszeitpunkt des Projektes der Fall war, können letztendlich mehr EEG-Anlagen im Modell des Stromnetzes vorhanden sind als im Projekt selbst vorgesehen waren.

	Ist 2022	Ist 25.07.2023	Ambitioniert 2030	Ambitioniert+ 2030
Anzahl PV-Anlagen	26	39	52	57
ΣP_n PV-Anlagen	224,44 kW	344,61 kW	414,5 kW	580,06 kW
Anzahl Wärmepumpen	20	23	31	32
ΣP_n Wärmepumpen	143,02 kW	168,99 kW	208,42 kW	280,34 kW
Anzahl Ladestationen	1	8	40	47
ΣP_n Ladestationen	11 kW	84,4 kW	451,1 kW	524,5 kW

Tabelle 4-7: Ausbauziele Projekt Koalitionsvertrag

In Tabelle 4-7 ist zu erkennen, dass der Ausbaustand *Ambitioniert+*, über mehr EEG-Anlagen verfügt als im Szenario *Ambitioniert* vorgesehen. Das stellt allerdings kein Problem dar, da es um die Optimierung von kritischen Netzzuständen geht, die durch EEG-Anlagen hervorgerufen werden und im Ausbauzustand *Ambitioniert+* mit größerer Wahrscheinlichkeit kritische Netzzustände zu erwarten sind als im Ausbauszenario *Ambitioniert*. Der Vorteil durch mehr auftretende kritische Netzzustände ist es, dass die KI-basierte Netzoptimierung in einem stärkeren Maß getestet und validiert werden kann.

Ein weiteres ländliches Niederspannungsnetz, welches im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* untersucht wurde, ist in Abbildung 4-7: Netztopologie des untersuchten Niederspannungsnetzes NS-L-2 nach [21](a) Stromnetzschemaplan und b) Ausschnitt aus der Stromnetzmodellierung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner dargestellt [21]. Das Stromnetz ist charakterisiert durch eine Leitungslänge von insgesamt 71 km und versorgt insgesamt 1087 Verbraucherlasten mit 8 Ladesäulen für Elektrofahrzeuge, 92 Wärmepumpen und enthält 63 PV-Anlagen.

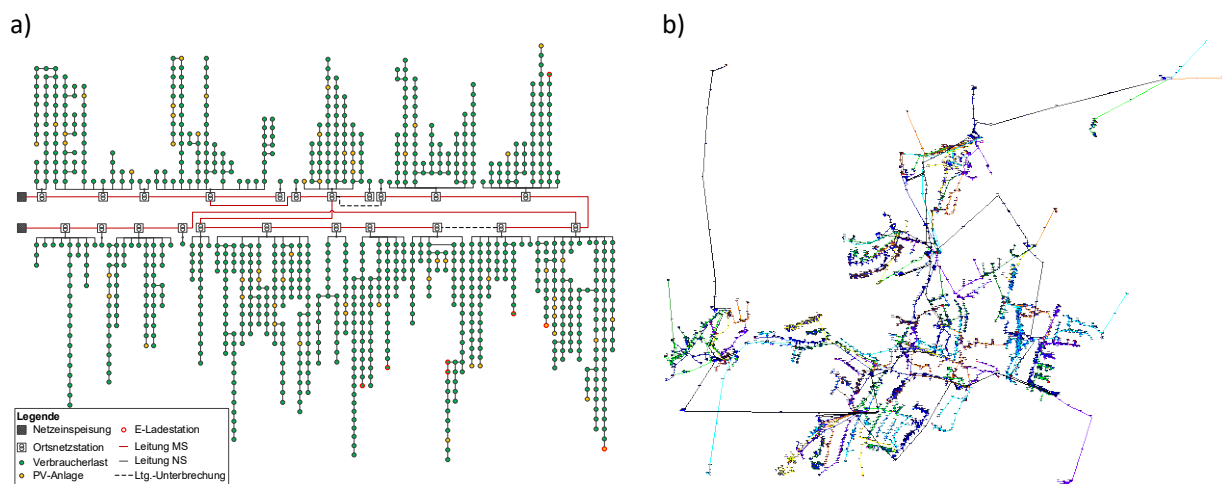


Abbildung 4-7: Netztopologie des untersuchten Niederspannungsnetzes NS-L-2 nach [21]

4.5 Ländliches Mittelspannungsnetz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP 4	VSE, htw saar

Beim 20-kV-Feldtestgebiet der energis-Netzgesellschaft mbH handelt es sich um 3 Mittelspannungs-Abgänge einer Umspannanlage (gelb) im ländlichen Raum, die im Normalschaltzustand als offene Ringe betreiben werden (siehe Abbildung 4-8). Die meisten in der Mittelspannung versorgten Kunden sind Betriebe in einem Gewerbegebiet mit RLM-Messung (grün), ein Windpark (orange) und 2 fernsteuerbare Ortsnetzstationen des Netzbetreibers. Die in der Abbildung zentral dargestellte Ortsnetzstation versorgt das Niederspannungsnetz des Gewerbegebietes; außerdem sind in der Niederspannung 2 PV-Anlagen installiert.

Die ferngesteuerten Ortsnetzstationen liefern für alle Abgänge Echtzeitmessdaten für Strom, Spannung und Wirk- und Blindleistung und erlauben eine ferngesteuerte Änderung des Schaltzustandes, so dass die offenen Ringe aus der Ferne geschlossen oder ein vermaschter Betrieb des Mittelspannungsnetzes hergestellt werden können.

Aktuell werden diese Umschaltungen hauptsächlich im Störfall vorgenommen, um Verbraucher und Einspeiser wieder zu versorgen. Zukünftig sind solche Maßnahmen durch den weiteren Zubau von dezentralen Erzeugern aber häufiger auch zur Lastflussoptimierung oder Vermeidung von Netzengpässen zu erwarten.

Aufgrund der ungewöhnlich hohen Durchdringung mit fernsteuerbaren Ortsnetzstationen und der Prävalenz von Netzanschlüssen mit RLM-Messung bietet dieses Feldtestgebiet eine außergewöhnlich hohe Beobachtbarkeit mit Echtzeitdaten (Umspannanlage, ferngesteuerte Ortsnetzstationen, Windpark) und 15-min-Leistungsmessungen. Dieses Feldtestgebiet dient daher als Modell für den mittelfristig angestrebten Ausbau der Netze mit Mess- und Steuerungstechnik, inkl. einer Erprobung von Methoden zur Datenaggregation, Bereitstellung und Weiterverarbeitung nach den für den Betrieb kritischer Infrastruktur gültigen Standards.

Das Feldtestgebiet wurde im Vorhaben auch verwendet, um die Vorteile von Stromnetzen mit hohem Digitalisierungsgrad gegenüber wenig digitalisierten Stromnetzen bzgl. der Netzzustandsüberwachung zu untersuchen. Grundlegende Voraussetzung für den Einsatz von Systemen zur Netzzustandsüberwachung ist ein angemessen hoher Digitalisierungsgrad. Es wurde untersucht und diskutiert, welche Mindestanforderungen an den Digitalisierungsgrad zu stellen sind, um den Einsatz von KI-basierten Systemen zur Netzzustandsüberwachung zu ermöglichen. Hier wurde auch das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verwendet, um Netzzustandsanalysen und Netzzustandsdiagnosen durchzuführen. Als Ergebnis stellte sich heraus, dass im optimalen Fall in Strahlennetzen bzw. Stromnetzen mit offenen Ringen die Erfassung von Leistungen und Spannungen in der Ortsnetzstation bzw. im Umspannwerk ausreicht, um mit einem auf das Stromnetz trainierten KI-System (KNN) den Netzzustand mit einer bei mathematisch-algorithmischen Systemen üblichen Genauigkeit zu überwachen.

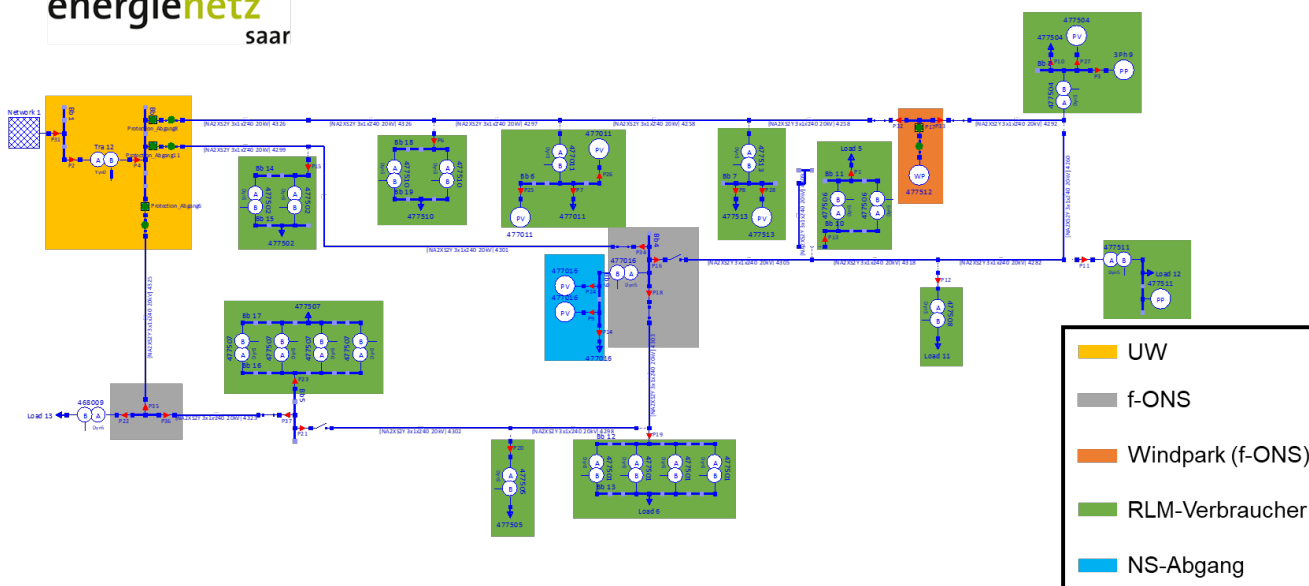


Abbildung 4-8: Mittelspannungs-Feldtestgebiet der energis-Netzgesellschaft.

4.6 Hochspannungsnetz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP 4	VSE, htw saar

Als Feldtestgebiet wird das gesamte 110-kV-Verteilnetz der VSE in das Vorhaben eingebracht. Dieses Stromverteilnetz weist eine Nord-Süd-Teilung auf, wobei der nördliche Teil durch eine dünne Besiedelung und eine relativ hohe Dichte an dezentralen Erzeugeranlagen gekennzeichnet ist, wohingegen im südlichen Teil die größten Industrie- und Ballungsgebiete und damit Verbraucher Hot-Spot des Saarlandes liegen.

Typisch für 110-kV-Verteilnetze ist die durchgängige Abdeckung des Netztes mit fernüberwachter Mess- und Steuerungstechnik, sodass der gesamte Netzstatus von der Netzleitwarte aus in Echtzeit erfasst, überwacht und gesteuert werden kann.

Durch die relativ hohe Anzahl an Sammelschienen (>100), Abgangsfeldern mit i.d.R. 2 oder mehr Sammelschientrennern (>450) und Übergabepunkte zu Fremdnetzen (>100) übersteigt die topologische Komplexität dieses Feldtestgebietes die der anderen um ein Vielfaches. Die zahlreich vorhandenen Freiheitsgrade im Stromnetz werden in der Praxis durch mehrere Faktoren drastisch eingeschränkt. Neben der offensichtlichen maximalen Betriebsmittelbelastbarkeit müssen außerdem folgende Faktoren beachtet werden:

- Da das Netz kompensiert betrieben wird muss sichergestellt sein, dass die Erdschlusskompensation auch nach Umschaltungen wirksam ist und der Erdschlussreststrom nicht unzulässig hoch wird.
- Die Schutzgerätekoordination muss auch nach Umschaltungen im Netz eine schnelle, sichere und selektive Fehlerklärung – auch als Reserveschutz – garantieren.

Die Koordination der zahlreich vorhandenen Schutzgeräte (>230) ist aufgrund der Vermaschung des Hochspannungsnetzes und der inzwischen häufig auftretenden, aber zeitlich beschränkten, lokalen Rückspeisungen durch dezentrale Erzeugungsanlagen eine äußerst anspruchsvolle Aufgabe; insbesondere bei Betrachtungen von Abweichungen zum Standardschaltzustand. Daher wurde dieses Feldtestgebiet in erster Linie zur Erprobung der automatisierten Validierung und Optimierung der Netzschutzkoordination durch das Netzschutzanalysetool GridProtect genutzt.

Beide Softwaresysteme ATPDesigner und GridProtect wurden im Vorhaben eingesetzt. Im Verlaufe des Vorhabens wurde der Datenaustausch zwischen den beiden Softwaresystemen überarbeitet, um eine Steuerung von ATPDesigner durch GridProtect zu ermöglichen. Es wurde ein Konzept auf Basis vom Windows Messages erarbeitet und in die beiden Softwaresysteme implementiert. Dadurch wurde das geplante Ziel erreicht, das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner durch das Netzschutzanalysetool GridProtect zu steuern. Als Ergebnis konnten gegenüber einer manuellen Steuerung signifikant mehr Schutzszenarien im Vorhaben untersucht werden.

5 KI-basierte Netzsimulation

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2	htw saar, DFKI

Die Komponenten zur Durchführung der Analyse, Bewertung und Optimierung von Netzzuständen lassen sich mit Hilfe der Plattform der KI-basierten Netzsimulation in Abbildung 5-1 zusammenfassen.

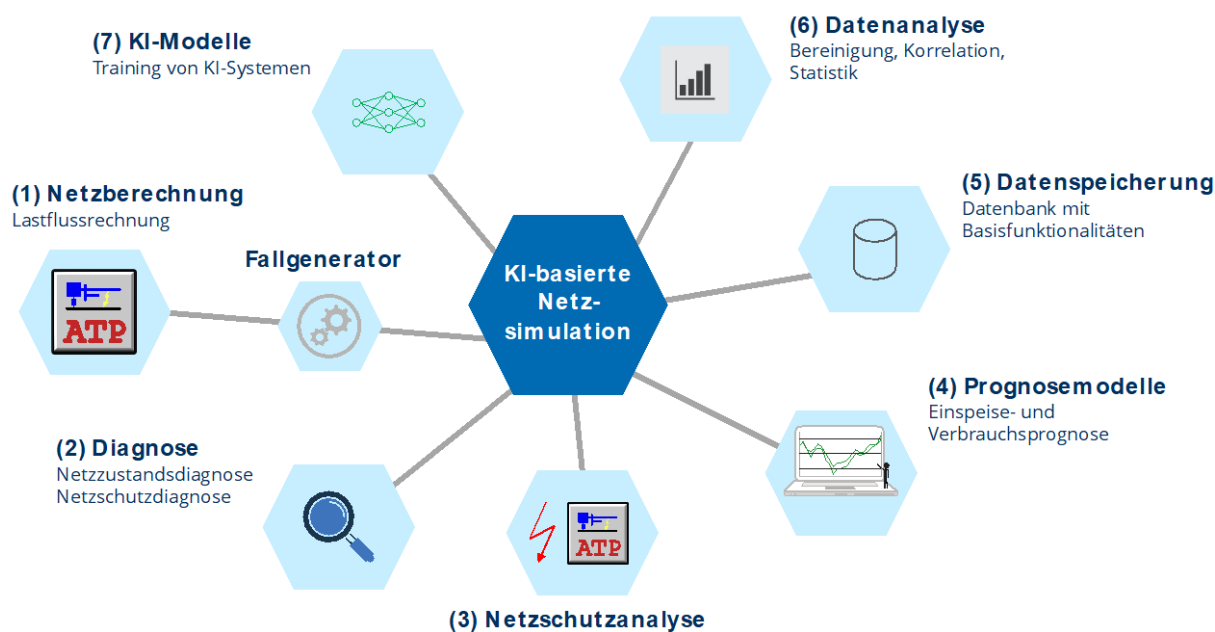


Abbildung 5-1: Plattform der KI-basierten Netzsimulation

Ausgehend von Einspeise- und Verbrauchsprognosen [29] (4) sowie zugehörigen Lastprofilen werden durch einen Fallgenerator relevante Netzzustandsszenarien im Normalbetrieb generiert und im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner (1) mit Hilfe von Lastflussberechnungen berechnet. Ein Diagnosemodell (2) bewertet diese Netzzustandsszenarien und vergleicht sie mit den Vorgaben aus einschlägigen Normenwerken und speichert die Ergebnisse in einer Datenbank (5). In einem Vorverarbeitungsschritt für das Training der KI-Modelle (7) werden diese Daten analysiert und aufbereitet (6). Die Validierung der KI-basierten Netzsimulation erfolgt zunächst für Netzzustandsszenarien in synthetischen Referenznetzmodellen und wird später in realen Feldtestgebieten auf Praxistauglichkeit überprüft.

Es wurden viele verschiedene KI-basierten Verfahren auf Anwendbarkeit für Netzzustandsüberwachung gemeinsam von den Partnern untersucht, die nachfolgend vorgestellt werden. Ziel des Vorhabens war es, ein für die Netzzustandsüberwachung am besten geeignetes KI-System zu identifizieren. Ein weiteres Ziel des Vorhabens war der interdisziplinäre Austausch und Wissenstransfer zwischen Spezialisten aus der Informatik, speziell der KI-Technologie, und der Elektrotechnik, speziell der Netzphysik und Berechnungsmethoden für Stromnetze.

5.1 Datengrundlage und Datenerhebung

Grundlage für jedes KI-System sind Daten, die hier in zwei Kategorien unterteilt werden können. Die erste Kategorie umfasst sämtliche Stammdaten zu Betriebsmitteln, Netztopologie und Netzschutz, welche eher statisch sind und oft in verschiedenen Systemen/Datenbanken gespeichert werden; häufig sind letztere noch auf manuelle Pflege und Bearbeitung ausgerichtet. Hier liegt die Herausforderung darin, Daten durch geeignete Schnittstellen aus den verschiedenen Systemen zu aggregieren und in ein kohärentes und vom KI-System nutzbares Datenbanksystem zu übertragen. Der Aufwand dafür hängt von der individuellen Systemlandschaft der Netzbetreiber ab und kann vor allem für größere Netze initial beträchtliche Ausmaße annehmen; insbesondere, wenn keine automatische Zuordnung von Daten aus verschiedenen Quellen möglich ist. Im Vorhaben *GridAnalysis* werden Stammdaten in ein Netzberechnungssystem überführt und als Grundlage für die Netzzustandsanalyse und -bewertung herangezogen.

Die zweite Kategorie umfasst sämtliche Mess- und Zustandsdaten (z.B. Strom, Spannung, Wirk- und Blindleistung und Schalterzustände), die üblicherweise in einer zentralen Netzleitstelle (ZNL) auflaufen und dort ausgewertet und gespeichert werden. Bestandssysteme in HS/MS-Umspannanlagen leiten häufig keine leiterselektiven Messwerte an die ZNL weiter und Nachrüstungen werden hier schnell kostenintensiv. Aktuell wird in diesen Spannungsebenen von einer symmetrischen Belastung der drei Leiter im Normalbetrieb ausgegangen, sodass die leiterselektiven Werte näherungsweise berechnet werden können. Mit Blick auf die Datenqualität ist es aber ratsam, bei neuen Anlagen in Zukunft leiterselektive Messwerte mit Betrag und Phasenwinkel zu übertragen. Die Ortsnetzstationen (ONS) in den Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen sind klassischerweise nicht fernüberwacht, so dass hier oft keine Daten verfügbar sind. Einzelne Netzbetreiber haben dieses Problem bereits früh erkannt und bestehende ONS mit Messtechnik nachgerüstet oder neue intelligente ONS aufgebaut, so dass in diesen Fällen die Datenlage in den MS/NS-Ebenen vergleichbar gut und teilweise sogar besser als in den HS-Netzen ist. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Instrumentierung der Stromnetze fortsetzen wird.

Auf Seiten der ZNL existiert darüber hinaus die Herausforderung, sämtliche erforderlichen Daten aus dem Netzleitsystem zu Drittsystemen auszuleiten. Oft sind hier wegen proprietärer Schnittstellen, Protokollen und Formaten Sonderlösungen notwendig. Für das Vorhaben *GridAnalysis* werden die Messdaten aus städtischen und ländlichen Feldtestgebieten in einem speziell entwickelten Workflow in einer CouchDB-Datenbank im JSON-Format gespeichert, wobei für jeden Zeitpunkt und Messort die Messdaten gespeichert werden. Auf die Daten in der CouchDB kann über eine REST-API zugegriffen werden.

5.2 Grundlagen zur Entwicklung eines KI-Systems

Kapitel 5.2 liefert einen Überblick über die Grundlagen zur Entwicklung eines KI-Systems.

5.2.1 Datenaufbereitung

Die Entwicklung und der Einsatz KI-basierter Modelle setzen eine gute Datengrundlage voraus. Eine gute Datengrundlage kann man annehmen, wenn die sogenannte Datenaufbereitung, die aus der **Datenerfassung**, der **Datenerkundung**, der **Datenbereinigung** und der **Datentransformation** besteht, in allen Schritten erfolgreich ist. Dieser Prozess ist in seinem Umfang und Aufwand nicht zu unterschätzen und sollte gewissenhaft durchgeführt werden.

Bei der **Datenerfassung** werden mit Hilfe eines sogenannten Datenkatalogs Rohdatenquellen identifiziert. Im Datenkatalog werden alle für die Aufgabenstellung relevanten Datenbestände und Datenquellen mit einer abstrakten Beschreibung und weiteren Meta-Daten wie zusätzlichen Parametern aufgeführt. Dazu ist es in der Regel notwendig, mit Experten in einer Workshopreihe die relevanten Datenbestände und Datenquellen mit einer adäquaten Metadatenbeschreibung zu erfassen. Es ist auch wichtig, sich schon Gedanken darüber zu machen, wie und wo das KI-Modell später produktiv eingesetzt werden soll. Faktoren wie Datenverfügbarkeit (z. B. vor Ort zu einem bestimmten Zeitpunkt), Datenqualität (wie z. B. Granularität oder Messqualität), geographische Restriktionen oder rechtliche Rahmenbedingungen können nicht nur schon das Trainieren der KI-Modelle, sondern später auch den Betrieb der KI-Modelle erheblich beeinflussen oder sogar ganz verhindern.

Bei der **Datenerkundung** werden die ausgewählten Datenquellen analysiert und die darin enthaltenen Daten gegebenenfalls aufbereitet. Hier zeigt sich unter anderem, ob die Datenquelle grundsätzlich für die Aufgabenstellung nutzbar und nützlich ist. Man schaut sich die Daten der Datenquelle dazu auch buchstäblich an, um sich ein Bild über deren Umfang, Korrektheit und Vollständigkeit zu verschaffen und um sozusagen ein Gefühl für die Daten zu bekommen. Es folgen statistische Verfahren, um beispielsweise Anomalien oder Korrelationen zwischen den Variablen innerhalb der Datensätze zu erkennen.

Die **Datenbereinigung** soll sicherstellen, dass die zum Einsatz kommenden Daten konsistent, vollständig und nutzbar sind. Dazu werden in den Daten unvollständige, fehlerhafte oder doppelt vorhandene Datensätze entweder entsprechend modifiziert oder entfernt. Fehlende Werte und Ausreißer können sich auf das Training von Modellen stark auswirken. Bei fehlenden Werten gibt es je nach Datentyp verschiedene Verfahren zur geeigneten Datenvervollständigung, wie beispielsweise lineare Interpolation, Mittelwerts substitution oder Imputation.

Schon bei der Datenerkundung wurden die entsprechenden Datenquellen so ausgewählt, dass die zum Einsatz kommenden Datensätze möglichst konsistent, vollständig und nutzbar sind. Dies ist auch wichtig für den späteren laufenden Betrieb, bei dem man auch auf eine entsprechend gute Datenlage angewiesen ist. Zu einigen wenigen Zeitpunkten muss man die Zeitpunkte berücksichtigen, wenn Wartungs- oder Reparaturarbeiten durchgeführt wurden. In diesem Schritt finden ebenfalls die Erkennung und Behandlung von Ausreißern und fehlenden Werten statt.

Die **Datentransformation** wandelt die bereinigten Daten in ein Format um, welches direkt für das Trainieren eines KI-Modells eingesetzt werden kann. Bei Neuronalen Netzen werden die Datenwerte in den Datensätzen normalisiert, indem sie in eine vordefinierte Skala konvertiert werden. Die Menge an Eingangswerten wird auf die signifikantesten eingeschränkt, indem eine Feature-Auswahl durchgeführt und die Dimensionalität reduziert wird.

Die Datentransformation ist der abschließende Schritt der Datenaufbereitung. Es werden die bereinigten Daten in ein Format umgewandelt, welches direkt für das Training der KI-Modelle genutzt werden kann. Um saisonale und periodische Aspekte für ein KI-Modell nutzbar zu repräsentieren, werden aus dem Zeitstempel u.a. der Tag des Jahres, die Monatsangabe und die Tageszeit mittels der Funktionen Sinus und Cosinus transformiert. In Abbildung 5-2 ist dies anhand der Monatsangabe veranschaulicht, wobei die Monate entgegen dem Uhrzeigersinn eingezeichnet sind. Andere Datenwerte werden normalisiert, indem sie in eine vordefinierte Skala konvertiert werden.

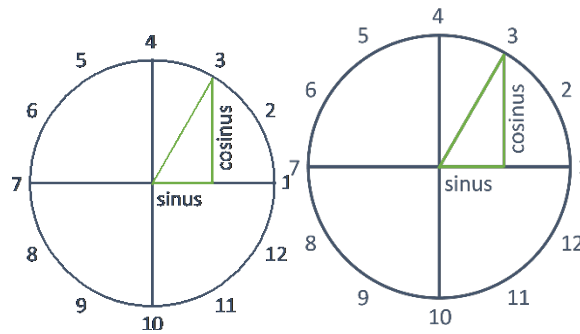


Abbildung 5-2: Datentransformation für saisonale und periodische Aspekte mittels der Funktionen Sinus und Cosinus am Beispiel der Monatsangabe [29]

Das weitere Feature-Engineering schränkt die Menge an Eingangswerten auf die signifikantesten ein und reduziert so die Dimensionalität.

	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	A ₁₀	A ₁₁	A ₁₂	A ₁₃	A ₁₄	A ₁₅
DS ₁	-4.0734E-4	-0.9999	0.0	1.0	-0.1462	-0.9892	73.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	5.556	0.0
DS ₂	-4.0734E-4	-0.9999	0.06541	0.9978	-0.1462	-0.9892	74.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	5.556	0.0
DS ₃	-4.0734E-4	-0.9999	0.13054	0.9914	-0.1462	-0.9892	75.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	5.556	0.0
DS ₄	-4.0734E-4	-0.9999	0.19511	0.9807	-0.1462	-0.9892	76.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.7	5.556	0.0
DS ₅	-4.0734E-4	-0.9999	0.25885	0.9659	-0.1462	-0.9892	78.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.4	5.556	0.0
DS ₆	-4.0734E-4	-0.9999	0.32147	0.9469	-0.1462	-0.9892	78.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.2	5.556	0.0
DS ₇	-4.0734E-4	-0.9999	0.38273	0.9238	-0.1462	-0.9892	79.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	5.556	0.0
DS ₈	-4.0734E-4	-0.9999	0.44234	0.8968	-0.1462	-0.9892	79.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.9	5.556	0.0
DS ₉	-4.0734E-4	-0.9999	0.50005	0.8659	-0.1462	-0.9892	81.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	7.408	0.0
DS ₁₀	-4.0734E-4	-0.9999	0.55563	0.8314	-0.1462	-0.9892	80.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	7.408	0.0
...

Abbildung 5-3: Datensätze kombiniert aus Messdatensätzen und Wettervorhersagedatensätzen

Nach all diesen Bearbeitungsschritten erhält man eine Menge von Datensätzen DS_1 bis DS_n , die sogenannte Falldatenmenge, bei der die Messdatensätze mit den Wettervorhersagedatensätzen kombiniert wurden (siehe Abbildung 5-3). Die Datenfelder bzw. Attribute sind in der Tabelle mit A_1 bis A_{15} bezeichnet. Die Messwerte sind vorverarbeitet und eignen sich für das Training der KI-Modelle. Die Attribute A_1 bis A_{14} sind die Eingabewerte und A_{15} ist der Zielwert.

5.2.2 Überwachtes und unüberwachtes Lernen

Beim Maschinellen Lernen erlernen Algorithmen durch Beispieldaten Zusammenhänge und wenden diese nach dem Lernen auf neue Daten und neue Sachverhalte an. Man unterscheidet dabei z.B. zwischen überwachtem und unüberwachtem Lernen.

Beim **überwachten Lernen** wird ein Zusammenhang zwischen Eingabe- (Features) und Ausgabewerten (Zielvariable) anhand von Beispieldaten erlernt. Die Beispieldaten sind historische Datensätze aus Eingabe-/Ausgabe-Datenpaaren. Die meisten Lernalgorithmen lernen auf diesen historischen Datensätzen iterativ, indem sie sich die Eingabe-/Ausgabe-Datenpaare wie folgt wiederholt anschauen, um eine Funktion zu erstellen, die Eingabewerte entgegennimmt und Vorhersagewerte berechnet: Mit einer Kostenfunktion werden dann die Vorhersagewerte mit den assoziierten Ausgabewerten der Eingabewerte verglichen. Diese Kostenfunktion beziffert die Abweichung von Ausgabewert und Vorhersagewert. Im nächsten Schritt passt der Lernalgorithmus die Parameter der zu lernenden Funktion an, um nach und nach die Kostenfunktion zu minimieren, bis eine Abbruchbedingung für die Vorhersagegenauigkeit erfüllt ist.

Im Gegensatz zum überwachten Lernen liegen beim **unüberwachten Lernen** keine Zielwerte vor, und es wird versucht, in den Eingabedaten Muster zu erkennen. Zum unüberwachten Lernen gehört beispielsweise Clustering, welches beispielsweise zur Anomalieerkennung eingesetzt wird, um in großen Datenmengen ungewöhnliche Ausreißer zu erkennen. In der Systemüberwachung ließen sich so beispielsweise Gefahren identifizieren oder Ausfälle erkennen.

Aufgrund der (volatilen) nichtlinearen und zeitlich variierenden Eigenschaften der Photovoltaikleistungserzeugung eignen sich maschinelle Lernansätze wie beispielsweise Neuronale Netze oder Ensemble-Lerntechniken wie beispielsweise Random Forest zur Vorhersage der Solarstromerzeugung während des Tages (Intraday) oder für einen oder bis zu drei Tage im Voraus (Day-Ahead, ...).

Die aus der Datenaufbereitung kommende Falldatenmenge wird für die Entwicklung von Modellen in eine Trainings-, eine Validierungs- und eine Testmenge aufgeteilt. Mit den Datensätzen aus der Trainingsmenge, den sogenannten Trainingsdatensätzen, wird das Modell trainiert. Die Validierungsdatsätze werden genutzt, um die Hyperparameter des Modells zu verbessern. Hyperparameter sind Parameter, die bereits vor dem Training des Modells festgelegt werden müssen und nicht mehr durch den Lernalgorithmus gelernt werden. Mit den Testdatensätzen wird die Modellgüte mittels gängigen Evaluationsmetriken (wie z. B. Mean Squared Error oder Root Mean Squared Error) bestimmt.

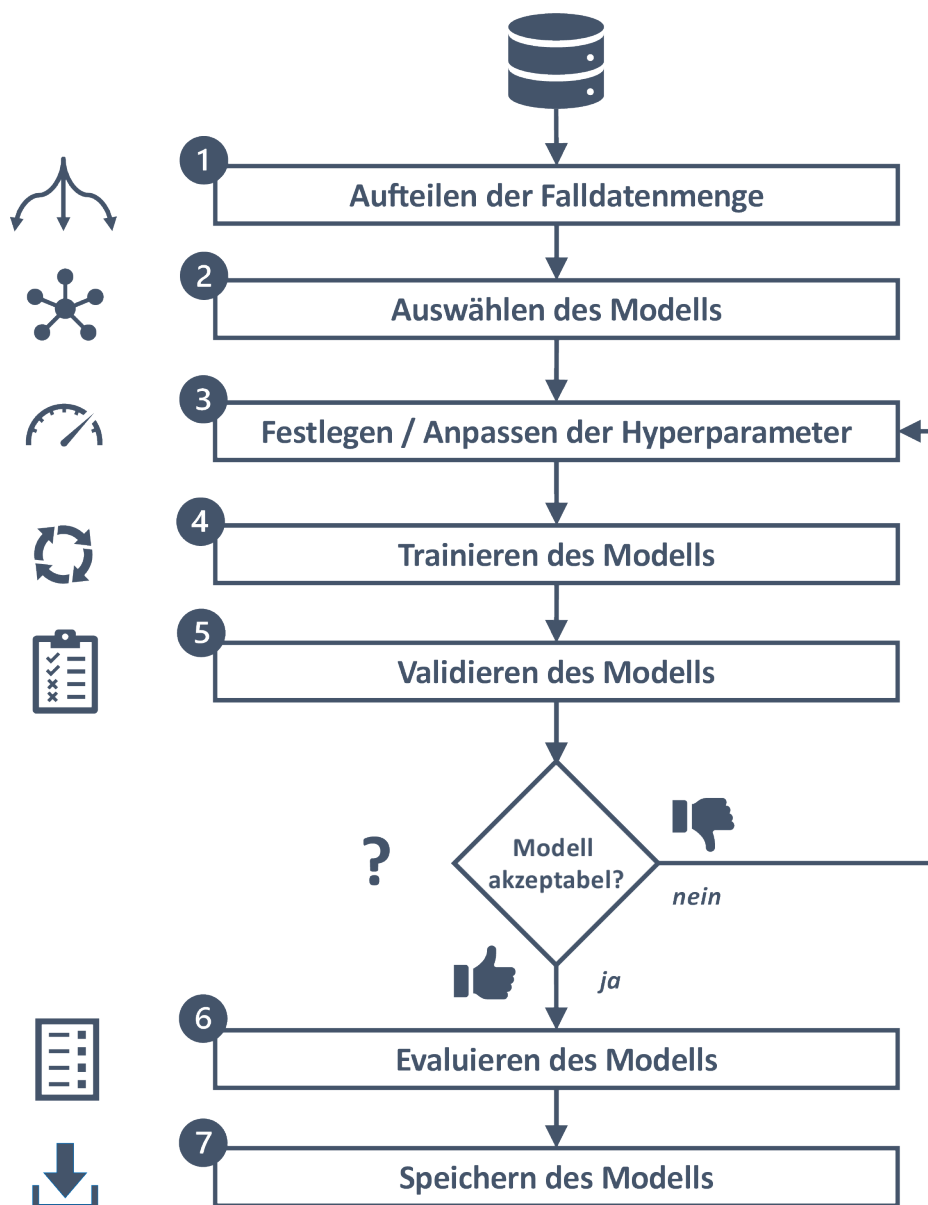


Abbildung 5-4: Entwicklungsprozess für Modelle nach der Datenaufbereitung [29]

Abbildung 5-4 Abbildung veranschaulicht den Entwicklungsprozess der Modelle nach der Phase der Datenaufbereitung, die im Vorhaben z.B. für ausgewählte Referenznetze durchgeführt wurden. Damit konnte für Stromnetze mit einer einfachen und überschaubaren Netztopologie die Vorgehensweise transparent nachvollziehbar validiert werden. Mit dieser Vorgehensweise konnte sichergestellt werden, dass die Übertragung des Entwicklungsprozesses auf komplexere Stromnetze risikoarm durchführbar war. Der Entwicklungsprozess besteht dabei grob aus den folgenden Schritten:

1. Aufteilen der Falldatenmenge in Trainings-, Validierungs- und Testdatenmenge.
2. Auswählen des Modells (z. B. Feed Forward Neural Network oder Bagging-Methode),
3. Festlegen (im initialen Schritt) bzw. Anpassen (bei weiteren Schritten) der Hyperparameter
4. Trainieren des Modells mit der Trainingsmenge
5. Validieren des Modells mit der Validierungsmenge

- a. Wenn das resultierende Modell nicht akzeptabel ist, dann zu 3.
- b. Wenn das resultierende Modell akzeptabel ist, dann weiter mit 6.
- 6. Evaluieren des Modells mit der Testmenge.
- 7. Speichern des Modells für eine zukünftige Verwendung.

Um Vorhersagemodelle zu trainieren, müssen die Datensätze der Falldatenmenge zufällig aufgeteilt werden in Trainingsmenge (z.B. 70%), Validierungsmenge (z.B. 15%) und Testmenge (z.B. 15%). Würde man unter Punkt 2) als Modell „Random Forest“ auswählen, so müssten z.B. die Anzahl der Bäume oder die Größe der Feature-Menge für die baumbasierten Modelle als Hyperparameter festgelegt und in späteren Iterationen angepasst werden. Würde unter Punkt 2) als Modell „Neural Network“ ausgewählt werden, so müssten beispielsweise die Anzahl der versteckten Schichten und die Anzahl der Neuronen pro Schicht für die Modelle, die auf einem neuronalen Netz basieren, als Hyperparameter festgelegt und in späteren Iterationen angepasst werden.

5.2.3 Ansätze auf Basis von neuronalen Netzen

In Abbildung 5-5 ist als Beispiel ein Neuronales Netz zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage dargestellt. Es besteht aus mehreren Schichten (Eingabeschicht, drei verborgene Schichten und die Ausgabeschicht) mit einer unterschiedlichen Anzahl an Knoten. Jeder Knoten, bis auf den Knoten in der Ausgabeschicht, hat Einfluss auf Knoten in der nachfolgenden Schicht, was durch gerichtete Kanten dargestellt ist. In der Eingabeschicht stehen u.a. die Knoten für verschiedene Parameter des Tages, relative Luftfeuchtigkeit, verschiedene Sonneneinstrahlungsparameter, Niederschlag, Temperatur und Windgeschwindigkeit. In der Ausgabeschicht steht der Knoten mit dem Ergebnis der Vorhersage.

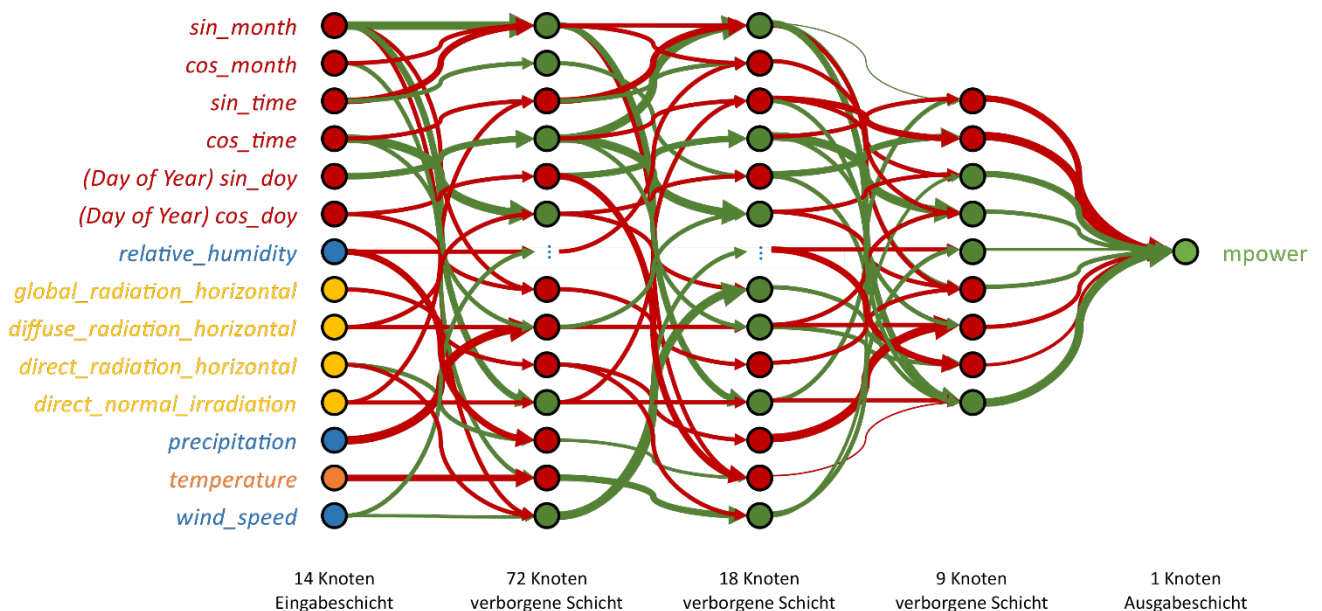


Abbildung 5-5: Beispiel eines Neuronales Netzes zur Vorhersage der Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage. Es sind mehrere Schichten mit unterschiedlicher Anzahl an Knoten dargestellt.

Die beiden angewandten ersten datengetriebenen Prognosemodelle basieren auf neuronalen Netzen, wie im Folgenden beschrieben.

Feed Forward Neural Networks zeichnen sich durch unidirektionale Verbindungen vom Eingang zum Ausgang aus und stellen somit einen gerichteten azyklischen Graphen dar. In dieser Architektur sind die Neuronen in Schichten organisiert. Es wurden Modelle entwickelt, die mehrere Schichten verwenden. In der Praxis variiert die Anzahl der Schichten zwischen vier und fünf, einschließlich einer Eingabeschicht, einer Ausgabeschicht und zwei oder drei versteckten Schichten. In Feed Forward Neural Networks ist jede Schicht vollständig mit der darauffolgenden Schicht verbunden. Die Eingabeschicht enthält so viele Neuronen wie die Größe des Eingaberaums, der den Zeitelementen und meteorologischen Parametern entspricht. Die Ausgabeschicht enthält ein einzelnes Neuron für den Prognosewert. In Summe werden zwei versteckte Schichten verwendet. Für das Training der Netzstruktur werden die ReLU-Aktivierungsfunktion und der Adam-Optimierer eingesetzt. Um die Vorhersage für den ganzen Tag zu erhalten, werden schließlich die Ergebnisse der 96 Viertelstunden miteinander verkettet.

Long Short-Term Memory stellt eine spezielle Art von rekurrenten neuronalen Netzen dar. Sie eignen sich für die Bearbeitung von Problemen, bei denen zeitliche Aspekte oder Sequenzen explizit berücksichtigt werden müssen, wie zum Beispiel in der Sprachverarbeitung.

5.2.4 Ansätze auf Basis von Ensemble Machine Learning

Ensemble Machine Learning gehört zum überwachten Lernen und basiert auf der Idee, dass die Kombination einzelner Modelle zu besseren Ergebnissen führt als ein einzelnes Modell, da sich die Fehler der Modelle gegenseitig kompensieren. Man benötigt hierzu eine ausreichend große Anzahl an Modellen. Je nachdem ob die verwendeten Modelle vom selben Typ oder von unterschiedlichen Typen sind, bezeichnet man den Ansatz als homogenes oder heterogenes Ensemble-Verfahren. Die Modelle, die zu einem neuen Modell kombiniert werden, bezeichnet man als Basismodelle. Die Vorgehensweise eignet sich ebenfalls für Regressionsaufgaben, wie in der hier betrachteten Vorhersage der Photovoltaikerzeugung.

Man unterscheidet zwei Phasen: (1) Trainingsphase der Basismodelle und (2) Prognosephase, bei der die Ergebnisse (Vorhersagen) der Basismodelle berechnet und dann zu einem Ergebnis (einer Vorhersage) mittels Techniken wie z.B. Mittelwertbildung, Abstimmung oder Gewichtung kombiniert werden. Im Folgenden werden die Ensemble Learning Verfahren Bagging, Boosting und Random Forest erläutert.

Beim **Bagging** (steht für Bootstrap Aggregating) handelt es sich um eine parallele Methode, bei der die Basismodelle unabhängig voneinander trainiert werden. Diese Basismodelle sind homogen und können etwa Entscheidungsbäume, Support Vector Machines, naive Bayes-Klassifikatoren sein. Hierzu wird durch Bootstrapping für jedes Basismodell zufällig eine eigene Trainingsmenge aus der Ur-Trainingsmenge gebildet; jedes Basismodell wird parallel auf seiner Trainingsmenge trainiert (siehe Abbildung 5-6) In der Vorhersagephase wird aus den einzelnen Modellergebnissen das Gesamtergebnis gebildet. Der Vorteil von Bagging ist, dass das Verfahren die Varianz der einzelnen Basismodelle reduziert und dadurch eine robustere und bessere Vorhersage ermöglicht.

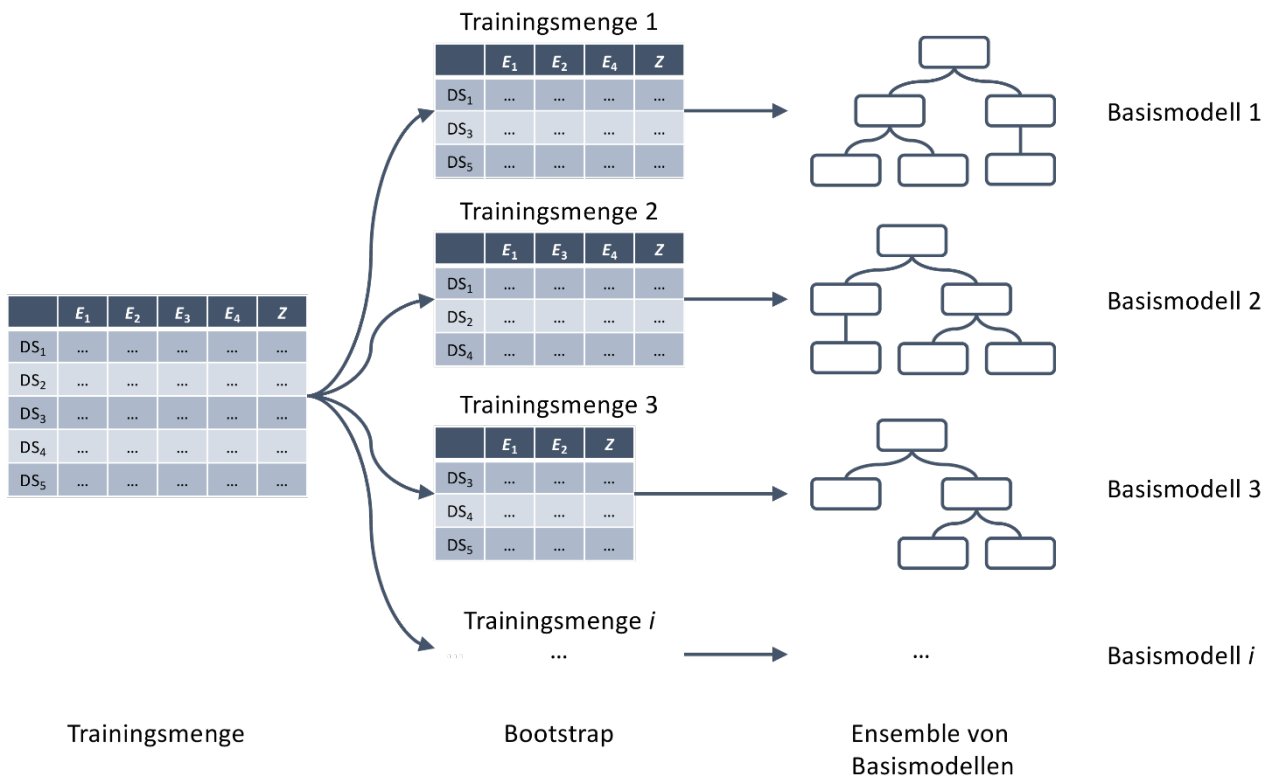


Abbildung 5-6: Bagging ist eine parallele Methode, bei der jedes Basismodell auf seiner Trainingsmenge trainiert wird.

Zuerst wird bestimmt, wie viele Basismodelle trainiert werden sollen, z.B. 150 Basismodelle mit insgesamt 14 Eingabevariablen. Jedes Basismodell wird mit unterschiedlichen Eingabevariablen trainiert. Jedes Basismodell erhält für sein Training einen bestimmten Anteil zufällig ausgewählter Trainingsdatensätze aus der Ur-Trainingsmenge. Beispielsweise beträgt der Anteil $1/3$. Die Trainingsmenge für jedes Basismodell wird jeweils zufällig ausgewählt. Man hat somit bei der Auswahl der Features und bei der Auswahl des Basismodell-Trainingsmenge aus der Ur-Trainingsmenge eine Zufälligkeit vorliegen. Jedes Basismodell wird unabhängig von den anderen Basismodellen trainiert.

Nach seinem erfolgreichen Training geht das Ensembleverfahren in den Produktivbetrieb. Die im Datenkatalog identifizierten Vorhersagewerte dienen als Eingabewerte für das Ensembleverfahren. Das Ensembleverfahren leitet diese Eingabewerte parallel an jedes Basismodell weiter. Da jedes Basismodell mit unterschiedlichen Features (in diesem Fall mit 9 Features) trainiert wurde, kann es nur die Features verwenden, für die es trainiert wurde. Jedes Basismodell berechnet daraufhin seinen Vorhersagewert. Die Vorhersagewerte der Basismodelle werden gemittelt und ergeben so den Vorhersagewert, den das Ensembleverfahren ausgibt. Dies wird für die 96 Vorhersageintervalle (wenn eine 15-minütige Granularität vorliegen hat) durchgeführt und somit eine Vorhersage für den nächsten Tag generiert.

Ein weiteres Ensembleverfahren ist **Boosting**. Beim Boosting werden im Gegensatz zu Bagging die Basismodelle nicht parallel, sondern sequentiell trainiert. Während beim Bagging die Auswahl der Trainingsdatensätze für das Trainieren der Basismodell zufällig erfolgt, hängt dies beim Boosting von der Leistung der vorherigen

Basismodelle ab: Jede neu zu bildende Trainingsmenge enthält die Trainingsdatensätze, die von den vorherigen Modellen eventuell falsch klassifiziert wurden. Somit werden die Lernparameter adjustiert und durch die Iterationen die Leistung des Gesamtmodells verbessert („geboostet“). Prominente Implementierungen sind z.B. AdaBoost (Adaptive Boosting) und XGBoost (Extreme Gradient Boosting), das zur Implementierung der hier vorgestellten Ergebnisse verwendet wurde.

Wie beim Bagging bestimmt man auch beim Boosting zuerst, wie viele Basismodelle trainiert werden sollen, z.B. entscheidet man sich für 150 Basismodelle mit 14 Eingabevariablen. Wie beim Bagging wird auch hier jedes Basismodell mit unterschiedlichen Eingabevariablen trainiert. Es wurden 9 Eingabevariablen verwendet. Boosting wird im Gegensatz zu Bagging nicht parallel, sondern sequentiell ausgeführt. Dahinter verbirgt sich die Idee, dass jedes Basismodell aus den Fehlern der vorherigen Basismodelle lernen soll. Das erste Basismodell wird mit einem gewissen Prozentsatz des Trainingsdatensatzes trainiert. In diesem Fall wurden 80 % des Trainingsdatensatzes betrachtet. Das Basismodell wird nach seinem Training einen Teil der Elemente des Trainingsdatensatzes richtig und einen anderen Teil falsch vorhersagen. Ob das Basismodell richtig oder falsch liegt, bestimmt dabei eine Metrik und ein Schwellenwert. Jedes Ergebnis, das mit dieser Metrik unter diesem Schwellenwert liegt, wird als richtig angenommen; jedes andere Ergebnis, wird als falsch angenommen. Die Elemente des Trainingsdatensatzes sind nun mit Gewichten versehen, mit denen man die Wahrscheinlichkeit erhöhen oder verringern kann, dass dieses Element für den Trainingsdatensatz des nächsten Basismodells gezogen wird. Die Gewichte der Trainingsdaten, mit denen das Basismodell ein richtiges Ergebnis berechnet hat, werden verringert und die Gewichte der Trainingsdaten, mit denen das Basismodell ein falsches Ergebnis berechnet hat, werden erhöht. Somit werden die Elemente, für die das Basismodell ein falsches Ergebnis berechnet hat, beim nächsten Ziehen bevorzugt.

Random Forest ist eine spezielle Form von Bagging. Die Idee dabei ist nicht nur, für jedes Basismodell eine andere Trainingsmenge (wie Bagging) zu verwenden, sondern auch für die einzelnen Basismodelle die Features (Variablen) in unterschiedliche Teilmengen zu kombinieren. Darüber hinaus werden bei Random Forest lediglich Entscheidungs bäume bzw. Regressionsbäume als Basismodelle eingesetzt.

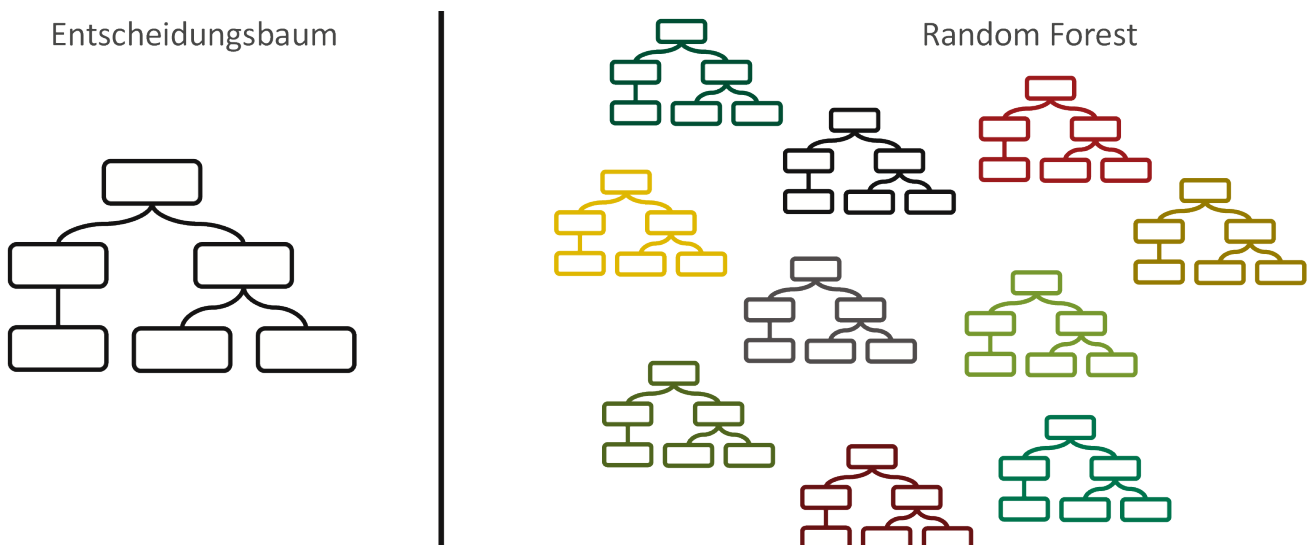


Abbildung 5-7: Entscheidungsbaum und Random Forest

Random Forest baut mehrere Basismodelle, z.B. Entscheidungsbäume (siehe Abbildung 5-7), auf, indem (1) jedes einzelne Basismodell wie beim Bagging auf einer anderen zufälligen Teilmenge des verfügbaren Trainingsdatensatzes trainiert wird, (2) aber auch, indem für jedes Basismodell eine zufällige Kombination der Merkmale ausgewählt wird, und (3) sie schließlich aggregiert werden, um ein genaueres und robusteres Ergebnis zu erhalten. Da Entscheidungs- und Regressionsbäume zur Überanpassung neigen, ist Random Forest eine gute Verallgemeinerung, die das Problem der Überanpassung bei Entscheidungsbäumen lösen kann.

5.2.5 Fusion der Ergebnisse

Im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* wurden verschiedene maschinelle Lernverfahren zur Umsetzung einer KI-basierten Identifikation und Optimierung des Netzzustandes erprobt und weiterentwickelt (AS 2.5). Die oben beschriebenen Machine-Learning-Ansätze lassen sich zu einer Prognose kombinieren, indem Ensemble-Machine-Learning-Techniken wie Stacking, Voting-by-Averaging oder Weighted-Averaging angewendet werden. Abbildung 5-8 zeigt die verschiedenen Schritte. Als erstes erhält man die Eingabedaten für die Basismodelle. Die Eingabedaten entsprechen dabei den Daten, die als relevant angesehen wurden. In diesem Beispiel sind dies das Datum des Tages, für den die Erzeugungprognose erstellt werden soll, und die Wettervorhersage für diesen Tag. Diese Eingabedaten werden gemäß der Datentransformation im letzten Schritt der Datenerfassung transformiert. Z. B. wird die Monatsangabe mittels der Funktionen Sinus und Cosinus transformiert. Diese transformierten Daten dienen nun als Eingabe für die jeweiligen Basismodelle. Als Basismodelle kommen die hier vorgestellten Modelle wie Bagging, Boosting, Random Forest, Feed Forward Neuronale Netze und LSTM in unterschiedlichen Ausprägungen in Frage. Jedes dieser Basismodelle berechnet eine Vorhersage. Diese einzelnen Vorhersagen werden im nächsten Schritt zu einem Gesamtergebnis fusioniert. Hier bestimmt im Allgemeinen ein sogenannter Voting-Regressor, wie die Ergebnisse der einzelnen Modelle zu einem Gesamtergebnis fusioniert werden, d.h. welchen Anteil ein Ergebnis eines Modells zu einem bestimmten Zeitpunkt am Gesamtergebnis haben soll. Dieser Voting-Regressor ließe sich beispielsweise über ein Meta-Modell trainieren, das die Güte der verschiedenen Modelle zu einem bestimmten Zeitpunkt unter bestimmten Voraussetzungen und Gegebenheiten berücksichtigt. In der aktuell implementierten Version basiert die Fusion auf der Mittelung der Einzelergebnisse. Die Verwendung dieser Technik, eine kleine Menge heterogener Modelle zu kombinieren, führt im Allgemeinen zu besseren Ergebnissen, da die unterschiedlichen Fehler der jeweiligen Modelle „ausgemittelt“ und so die Einschränkungen der einzelnen Modelle überwunden werden.

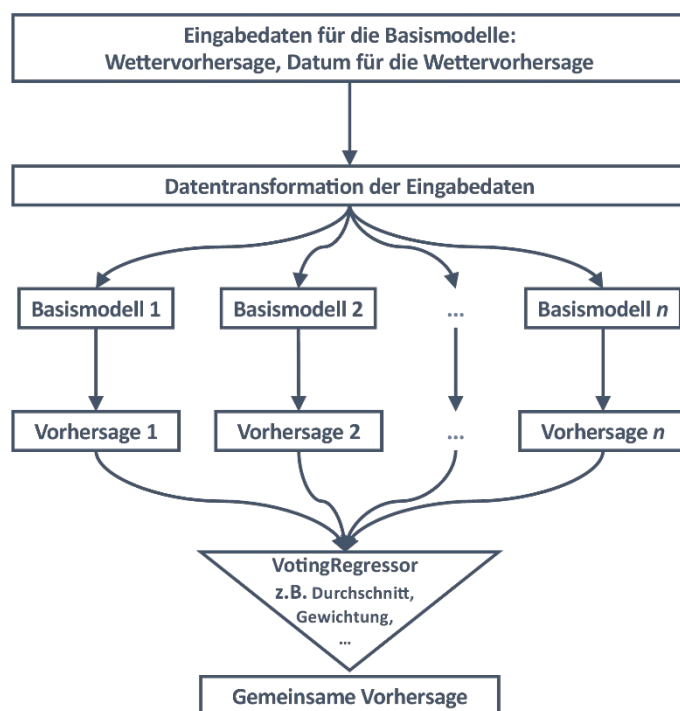


Abbildung 5-8: Fusion nach dem Ensemble Learning Prinzip

5.3 KI-basierte Netzzustandsschätzung

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2	htw saar, DFKI

Im Kapitel 5.3 wird die Entwicklung und Validierung einer KI-basierten Netzzustandsschätzung (KI-SE) präsentiert. Das Hauptziel der Untersuchungen bestand darin zu prüfen, ob KI-basierte Modelle als Alternative zu den herkömmlichen Netzberechnungsmethoden geeignet sind. Dazu wurden die Ergebnisse der klassischen Netzzustandsschätzung mit Hilfe des WLS-Algorithmus mit den Ergebnissen eines KNN verglichen [30]. Die herkömmliche Netzzustandsschätzung wurde mit dem Netzberechnungsprogramm *pandapower*¹¹ durchgeführt und mit den Ergebnissen einer Lastflussberechnung mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verglichen. Durch den Einsatz des Referenzsystems ATPDesigner konnten die Ergebnisse der Netzzustandsschätzung zuverlässig validiert werden, wobei Redundanz und Diversität als Grundsatz galten. Abbildung 5-9 zeigt die Struktur der KI-SE und der KI-basierten Lastflussberechnung (KI-LF) [21].

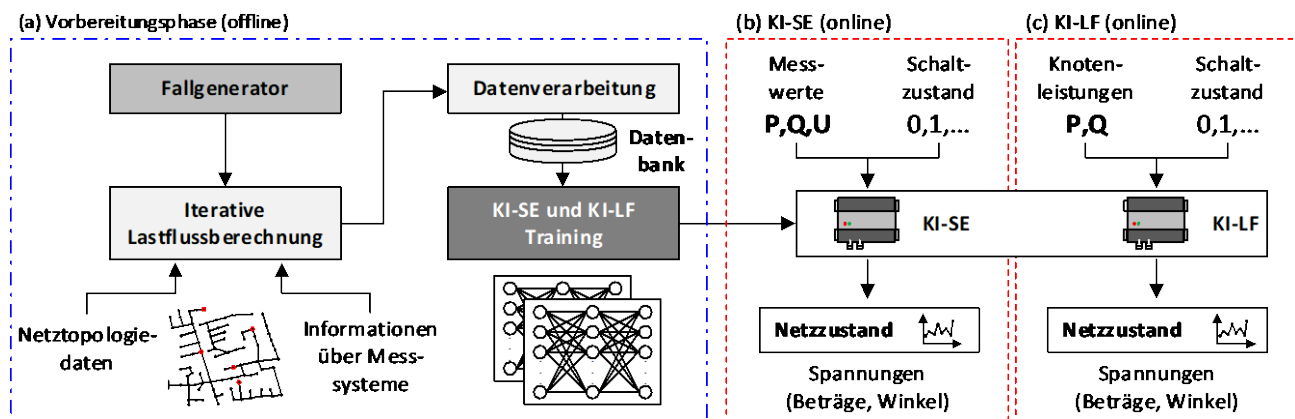


Abbildung 5-9: Struktur der KI-basierten Netzzustandsschätzung und der KI-basierten Lastflussberechnung [21]

Für die Validierung der Schätzungen wurde das ländliche und städtische, synthetische Simbench-Referenznetz verwendet. Das Hauptziel des Projekts bestand darin, einen Datensatz zu erstellen, der für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung genutzt werden kann. Darüber hinaus war es das Ziel, durch den Einsatz eines KNN bei der Netzzustandsschätzung genauere Ergebnisse zu erzielen als bei der klassischen Netzzustandsschätzung mit dem WLS-Algorithmus. Zusätzlich sollten kritische Netzzustände mithilfe des KNN erkannt werden. Als Ergebnis des Projekts kann festgehalten werden, dass diese Ziele erreicht wurden [31].

Da die Netzzustandsgrößen nur an den Netzknoten mit verbauter Messtechnik bekannt sind, musste ein Verfahren gefunden werden, um die Größen dennoch an diesen Knoten zu bestimmen. Eines dieser Verfahren ist die Netzzustandsschätzung auf Basis des WLS-Algorithmus (Weighted Least Square). Das dabei zu lösende Gleichungssystem ist überbestimmt. Für den Netzzustandsvektor folgt daraus, dass die Dimension $d = (2n - 1)$ ist ($n = \text{Anzahl Netzknoten}$). Eine solche Netzzustandsschätzung durchzuführen, ist im Netzberechnungsprogramm *pandapower*¹¹ möglich.

Da für die Untersuchungen synthetische Referenznetze verwendet wurden, lagen für diese Netze keine tatsächlichen Messwerte vor. Da jedoch Messwerte für die Netzzustandsschätzung mit dem WLS-Algorithmus benötigt werden, ist es erforderlich, diese künstlich zu generieren. Es wird angenommen, dass die Messwerte für Spannung und Leistung einer Normalverteilung folgen. Die Leistungsmesswerte wurden anhand der Ergebnisse von Lastflussberechnungen mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ermittelt. Es ist zu beachten, dass die Netzzustandsschätzung für einen ganzen Tag durchgeführt wird, was bedeutet, dass Messwerte an jedem Netzknoten für jeden Viertelstundenwert generiert werden müssen. Für die Verwendung der Normalverteilung zur Generierung synthetischer Messwerte wird die Standardabweichung der entsprechenden Messgröße benötigt. Gemäß [30] wird für eine Spannungsmessung eine Standardabweichung von 0,2 V angenommen.

Mit der beschriebenen Vorgehensweise wurden für die Referenznetze, aber auch für die Stromnetze der Netzbetreiber-Partner die benötigten Messwerte für die Durchführung der Netzzustandsschätzung generiert.

5.3.1 Erstellung von Pseudomesswerten

Für die Bildung von Pseudomesswerten bei Lasten, wird jeder Abgang einzeln betrachtet. Der Pseudomesswert der Wirkleistung berechnet sich nach:

$$P_{\text{Pseu},a} = \frac{P_{\text{ges},a}}{n_a} \quad \text{Gl. 5-1}$$

- $P_{\text{Pseu},a}$: Pseudomesswerte der Wirkleistung für alle Netzknoten am Abgang a
 $P_{\text{ges},a}$: Summarische Wirkleistung am Abgang a
 n_a : Anzahl der Netzknoten im Abgang a

Für die Blindleistung wird diese Berechnung äquivalent durchgeführt. Sind dezentrale Erzeugungsanlagen im untersuchten Stromnetz vorhanden, so müssen für diese ebenfalls Pseudomesswerte generiert werden. Jeder Abgang ist einzeln zu betrachten und idealerweise sind mindestens für eine dezentrale Erzeugungsanlage Messwerte bekannt. Diese Messwerte dienen dann zur Ermittlung des Skalierungsfaktors für die übrigen dezentralen Erzeugungsanlagen im betrachteten Abgang.

$$f_{\text{DEA},a} = \frac{P_{\text{Mess},a}}{P_{n,a}} \quad \text{Gl. 5-2}$$

- $P_{\text{Mess},a}$: Wirkleistungsmesswert für die jeweilige dezentrale Erzeugungsanlage am Abgang a
 $P_{n,a}$: Nennwirkleistung für die jeweilige dezentrale Erzeugungsanlage am Abgang a
 $f_{\text{DEA},a}$: Anzahl der Netzknoten im Abgang a

Mit Hilfe des Skalierungsfaktors lassen sich die Pseudomesswerte für die restlichen Anlagen bestimmen.

$$P_{\text{Pseu,Dea},i,a} = P_{n,i,a} \cdot f_{\text{DEA},a} \quad \text{Gl. 5-3}$$

- $P_{\text{Pseu,Dea},i,a}$: Pseudomesswert der Wirkleistung für die dezentrale Erzeugungsanlage i am Abgang a
 $P_{n,i,a}$: Nennwirkleistung für die dezentrale Erzeugungsanlage i am Abgang a

5.3.2 Anwendung und Validierung der KI-basierten Netzzustandsschätzung in den Referenznetzen

Das Ziel der KI-basierten Netzzustandsschätzung besteht darin, ein KI-System für den Einsatz in einem realen Netz vorzubereiten und den aktuellen Netzzustand präzise zu schätzen. Das bedeutet, dass das KNN basierend auf Messungen am Ortsnetztransformator (ONS) der Netzzustand an jedem Knoten im Stromnetz schätzen soll.

Da die Ergebnisse durch die Generierung der Leistungsszenarien an den jeweiligen Netzknoten bekannt sind, wird mit der Fehlerfunktion Mean-Squared-Error-Funktion die Abweichung zwischen Ist- (geschätzter Wert) und Sollwert (Wert aus dem Leistungsszenario) bestimmt.

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_{i,\text{Ist}} - \hat{y}_{i,\text{Soll}})^2 \quad \text{Gl. 5-4}$$

- E : bestimmter Fehler E
- n : Anzahl der Trainingsdatensätze die in das KNN als Input-Daten eingespeist werden
- $y_{i,ist}$: Istwert
- $\hat{y}_{i,soll}$: Sollwert

Anhand des bestimmten Fehlers E kann durch iteratives Anpassen der Gewichtungen w das KNN angepasst werden.

$$w_{i_{neu}} = w_{i_{alt}} - \eta \cdot \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \frac{\partial E}{\partial w_i} \tag{GI. 5-5}$$

Zunächst wird die KI-SE in den synthetischen Referenznetzen angewendet, validiert und mit einem klassischen Schätzalgorithmus verglichen [31]. Dazu werden anhand der vorgestellten Informationen zu den Wärmepumpen, PV-Anlagen, Haushalte und der E-Ladestationen Leistungsszenarien erstellt, die als Trainings-, Validierungs- und Testdaten dienen. Durch diese Leistungsszenarien ist bekannt, welche Messwerte an den Abgängen der Ortsnetzstation zu erfassen sind. Diese Messwerte bestehen aus Wirkleistung P , Blindleistung Q , Spannung U und dem zugehörigen Phasenwinkel φ . Darüber hinaus sind die Spannungen und Leistungen an jedem Netzknoten bekannt. Dies bietet einen Vorteil für die Validierung des KI-Modells, da sowohl die Eingabeparameter als auch die entsprechenden Ausgabeparameter bekannt sind. Im nächsten Schritt erhält das KI-Modell die synthetischen Messwerte von der Ortsnetzstation als Eingabe und versucht, daraus Daten an den PQ-Knoten des Stromverteilnetzes zu berechnen.

Dies hat für die Validierung des KI-Modells einen Vorteil, denn die Eingabeparameter sowie die dazugehörigen Ausgabeparameter sind bekannt. Dies bedeutet das im nächsten Schritt das KI-Modell die synthetischen Messwerte von der Ortsnetzstation als Eingabe erhält und versucht daraus Daten an den PQ-Knoten des Stromverteilnetzes zu berechnen.

Im Anschluss werden die Ergebnisse und damit die gelieferte Genauigkeit des KI-Modells an synthetischen Messdaten überprüft. Die synthetischen Messdaten werden mithilfe des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner erstellt. Die Auswertung der Netzzustandsschätzung des städtischen Netzes mit dem WLS-Algorithmus und dem KNN zeigt, dass das KNN die genaueren Ergebnisse liefert.

Verfahren	$e_{U_{max}}$ in %
WLS-Algorithmus	1,016
Neuronales Netz	0,35

Tabelle 5-1: Vergleich des relativen Fehlers, des WLS-Algorithmus und dem neuronalen Netz, des städtischen synthetischen Netzes

Das synthetische ländliche Referenznetz ist im Vergleich zum städtischen Referenznetz weniger umfangreich. Wenn man den maximalen relativen Fehler des Betrages der Leiter-Erd-Spannung betrachtet, stellt man fest, dass der relative Fehler, der sich aus der Netzzustandsschätzung mit dem KNN ergibt, kleiner ist als der relative Fehler aus der Netzzustandsschätzung mit dem WLS-Algorithmus.

Verfahren	$e_{U_{max}}$ in %
WLS-Algorithmus	1,6 %
Neuronales Netz	1,41 %

Tabelle 5-2: Vergleich des relativen Fehlers, des WLS-Algorithmus und dem neuronalen Netz, des ländlichen synthetischen Netzes

Durch die Analyse der Auswertungen beider Netze wird deutlich, dass die Netzzustandsschätzung mit dem WLS-Algorithmus eine ausreichend genaue Methode ist, um den Netzzustand eines elektrischen Netzes zu schätzen. Allerdings zeigt sich, dass in umfangreicheren Netzen die Verwendung eines KNN zu besseren Ergebnissen führt.

Bei kritischen Netzzuständen ergibt die Netzzustandsschätzung mit den KNN-Ergebnissen, die in guter Näherung mit den Ergebnissen einer Leistungsflussberechnung übereinstimmen. Allerdings ist hier die Einschränkung zu treffen, dass diese Aussage nur dann gültig ist, wenn der Umfang des Trainingsdatensatzes ausreicht. Dies ist dann der Fall, wenn der Trainingsdatensatz einen großen Anteil der zu erwartenden Szenarien berücksichtigt.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die KI-basierte Netzzustandsschätzung eine qualitativ mindestens gleichwertige Lösung verglichen mit den klassischen mathematisch-algorithmischen Verfahren zur Verfügung stellt. Abbildung 5-10 zeigt exemplarisch die Gegenüberstellung der Ergebnisse der KI-SE mit den Ergebnissen des WLS-Algorithmus für den Knoten 47 im städtischen Referenznetz und für den Knoten 18 im ländlichen Referenznetz [31]. In Zeiten hoher PV-Einspeisung und vieler Ladevorgänge zeigt der klassische WLS-Algorithmus deutliche Schwächen.

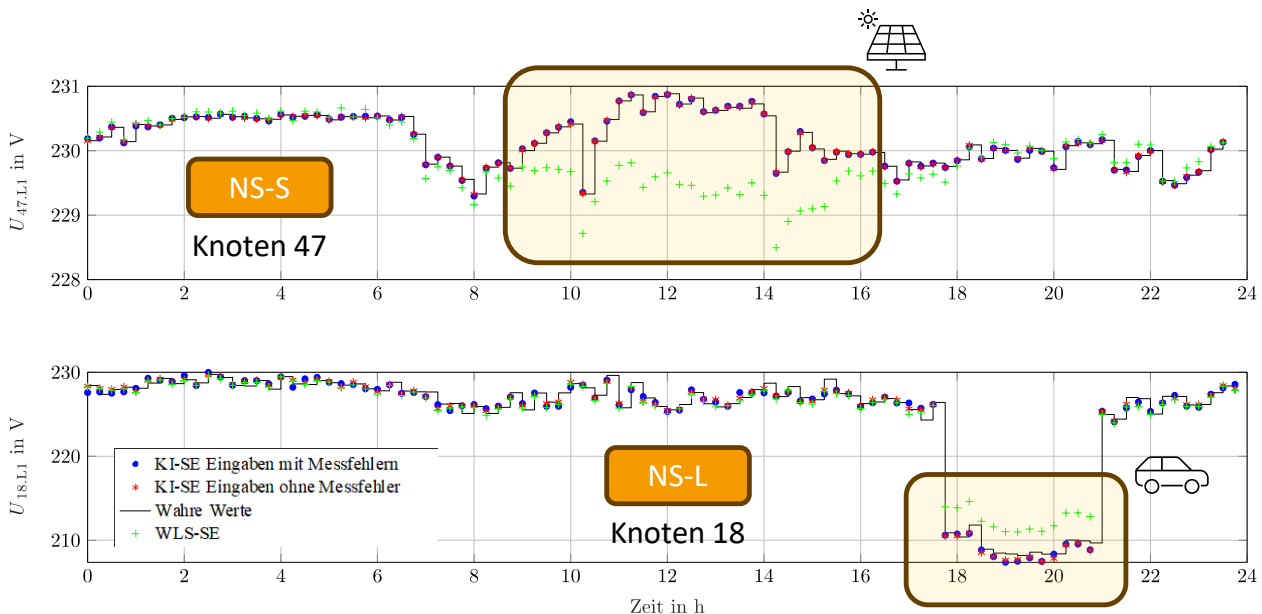


Abbildung 5-10: Ergebnisse der Ausführung der KI-SE in den synthetischen Referenznetzen [31]

5.3.3 Anwendung und Validierung der KI-basierten Netzzustandsschätzung in den Feldtestgebieten

Nachdem die KI-SE in den Referenznetzen validiert wurde, wird sie für die Feldtestgebiete erstellt. Die Leistungsszenarien werden durch mehrere Jahreslastflussberechnungen erstellt, die insgesamt 35.040 Ergebnisse liefern. Jede dieser Berechnung stellt ein Leistungsszenario dar und liefert Messdaten zu jedem PQ-Knoten im Netz für jedes 15-Minuten-Intervall im Jahr 2021. Anschließend werden die Leistungsszenarien zufällig in Trainings- und Testdatensätze aufgeteilt, im Verhältnis 4 zu 1.

Das erste betrachtete Feldtestgebiet ist ein ländliches Stromnetz gemäß Abbildung 4-7. Zu Beginn wird im Rahmen der Architekturauswahl für das KNN eine Untersuchung verschiedener Hyperparameter Konfigurationen durchgeführt, um die optimale Performance für die KI-basierten Netzzustandsschätzung zu ermitteln [21]. Hierbei kommt eine sogenannte Hyperparameteroptimierung zum Einsatz, die sehr rechenintensiv ist und auf einem GPU-Server durchgeführt wird.

ID	KI-SE			
	M	V	bs	φ
1	20	3	10	ReLU
2	40	4	10	ReLU
3	20	2	10	ReLU
4	20	2	128	ReLU
5	20	3	128	ReLU
6	20	4	128	ReLU
7	20	4	64	ReLU
8	20	4	64	sigmoid
9	20	4	32	sigmoid

Tabelle 5-3: Untersuchte Hyperparameter Konfigurationen für KI-SE ([21])

Die verschiedenen KNN-Modelle (ID) liefern bei verschiedenen Hyperparameterkonfigurationen eine unterschiedliche Performance. Das KNN-Modell mit der besten Konfiguration, das bei Anwendung auf den Testdatensatz den kleinsten Fehler verursacht, wird ausgewählt und in der Ausführungsphase eingesetzt.

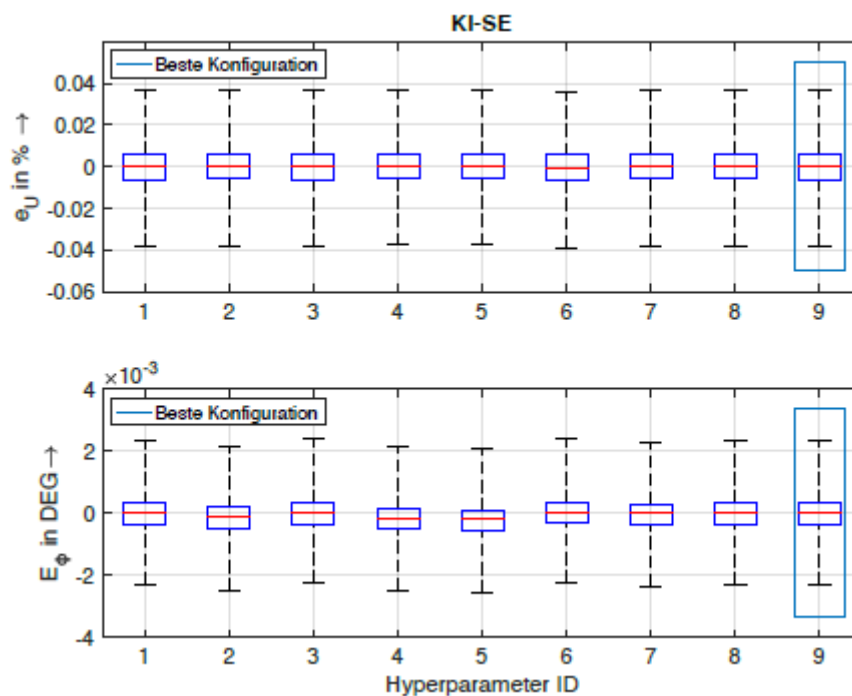


Abbildung 5-11: Ergebnisse der Hyperparameteroptimierung für KI-SE (Boxplots: 95 % Quantil) ([21])

In diesem Fall liefert das KI-Modell mit der Hyperparameterkonfiguration ID 9 nach Abbildung 5-11 die Konfiguration mit dem kleinsten Fehler und wird daher in der Ausführungsphase eingesetzt.

Die Validierung der KI-SE erfolgt in der Ausführungsphase anhand von realen Messdaten. Die verfügbaren Messungen erstrecken sich über einen Zeitraum von sechs Tagen und liefern Ergebnisse in Form von 10-Minuten-Mittelwerten. Die Messdatenerfassung wurde an drei Netzknoten durchgeführt (siehe Abbildung 5-18). Zwei dieser Messungen dienen als Referenzmessungen und bleiben für das KI-SE-Verfahren unbekannt.

Da in der Ortsnetzstation nur ein Abgang überwacht wurde und keine weiteren Messungen aus dem restlichen Stromnetz vorliegen, wurden diese auch nicht beim Training des KNN berücksichtigt. Daher muss die gemessene Spannung vor der Anwendung der KI-SE korrigiert werden. Die Spannungsdifferenz, die sich durch zusätzliche Lasten oder Einspeiseanlagen im restlichen Stromnetz ergibt, wird von der gemessenen Spannung subtrahiert und zu den von der KI-SE geschätzten Spannungen innerhalb des Abgangs addiert. Dieses Vorgehen ist zulässig, da sich eine geringfügige Spannungsänderung an der Sammelschiene in der Ortsnetzstation näherungsweise linear auf alle nachgelagerten Netzknoten auswirkt [32].

Durch weitere Simulationen konnte dies auch für das untersuchte Stromnetz bestätigt werden. Wenn alle Abgänge einer Ortsnetzstation überwacht werden, ist eine solche Korrektur nicht erforderlich. Abbildung 5-12 und Abbildung 5-13 zeigen die Ergebnisse der KI-SE für die Knoten 16 und 11, beispielhaft für den Leiter L1. Die relativen Fehler der geschätzten Leiter-Erd-Spannungen liegen für 95 % der ausgewerteten Daten am Knoten K16 unter 0,8369 % und am Knoten K11 unter 1,0574 %.

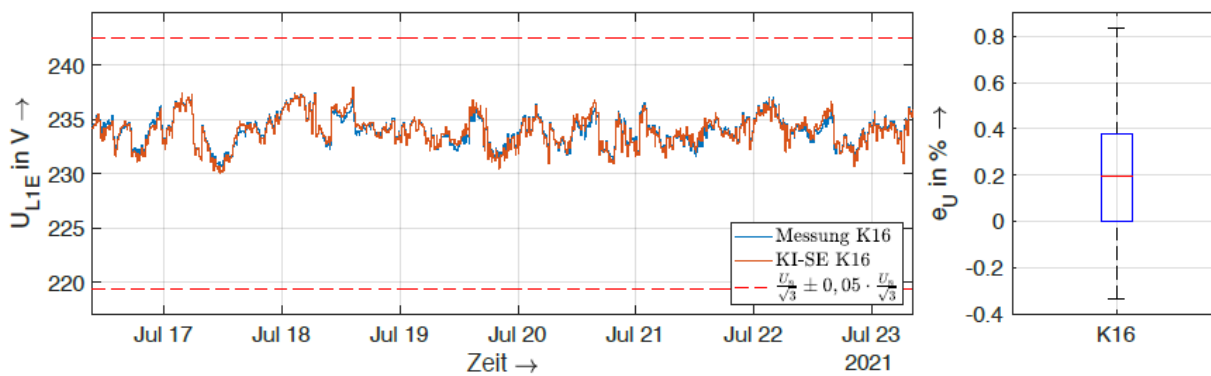


Abbildung 5-12: Ergebnisse der KI-SE für den Knoten 16 (K16) (Boxplot: 95 % Quantil) ([21])

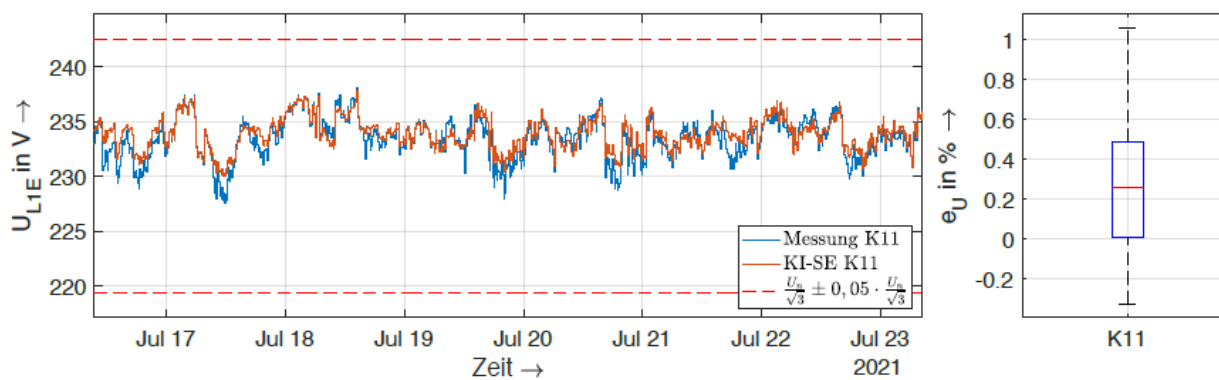


Abbildung 5-13: Ergebnisse der KI-SE für den Knoten 11 (K11) (Boxplot: 95 % Quantil) ([21])

Die KI-basierte Netzzustandsschätzung wird sowohl exemplarisch in einem Abgang im urbanen Niederspannungsnetz (Abbildung 4-4) als auch im ländlichen Niederspannungsnetz *KuWi* (Abbildung 4-6) ausgeführt. Die Validierung der Ergebnisse erfolgt mittels synthetischer Messwerte.

In der Abbildung 5-14 ist für das urbane Niederspannungsnetz über den Zeitraum von einer Woche die geschätzte Leiter-Erd-Spannung und die Soll-Größe aus dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner aufgetragen. Um die beiden Kurven noch einmal genauer zu betrachten, wird aus dieser Woche der 06.07.2021 ausgewählt und in Abbildung 5-14 detaillierter untersucht.

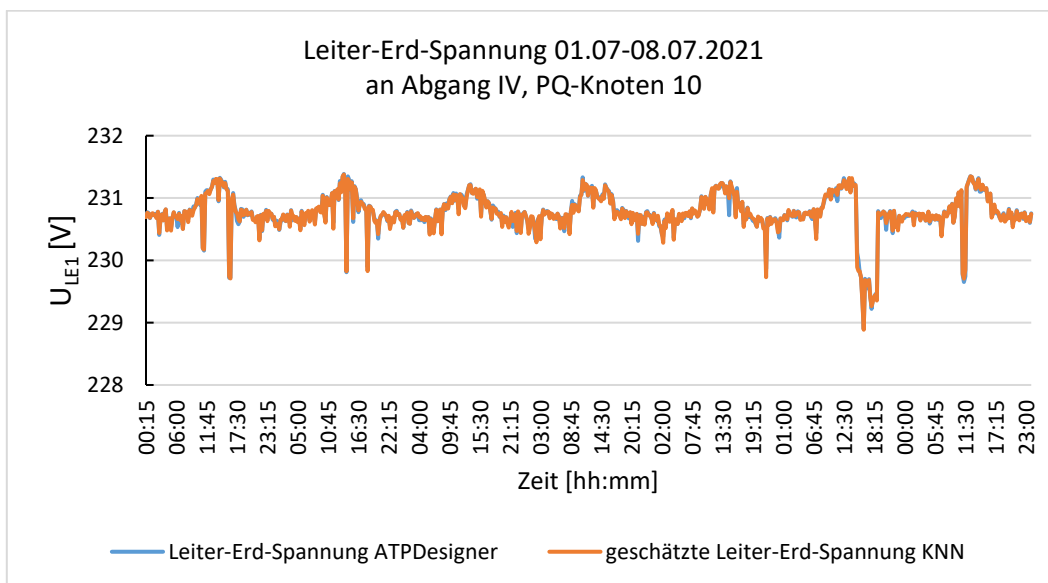


Abbildung 5-14: Leiter-Erd-Spannungen 01.07-08.07.2021, KI-basierte Netzstatusschätzung

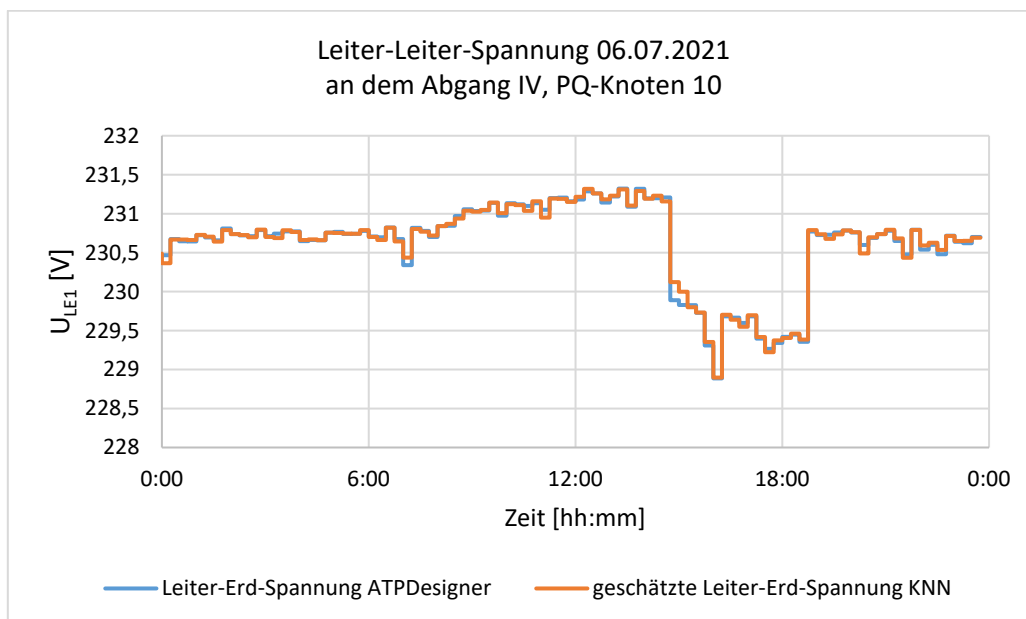


Abbildung 5-15: Leiter-Erd-Spannungen 06.07.2021, KI-basierte Netzstatusschätzung

Die maximale Abweichung zwischen der geschätzten und der berechneten Leiter-Erd-Spannung von ATPDesigner an dem betreffenden PQ-Knoten beträgt:

$$\frac{\text{Schätzwert KNN} - \text{synthetischer Messwert ATPDesigner}}{\text{synthetischer Messwert ATPDesigner}} \cdot 100 \leq 0,118\%$$

Gl. 5-6

Wird der relative Fehler des Betrages der Leiter-Erd-Spannung betrachtet, ergibt sich Abbildung 5-16. Diese liefert den relativen Fehler zu jedem Knoten des Niederspannungsnetzes, hierbei muss beachtet werden das

die Bezeichnung der Knoten auf der X-Achse keine Verknüpfung mit den Knotenbezeichnungen aus dem Referenznetz wiedergibt.

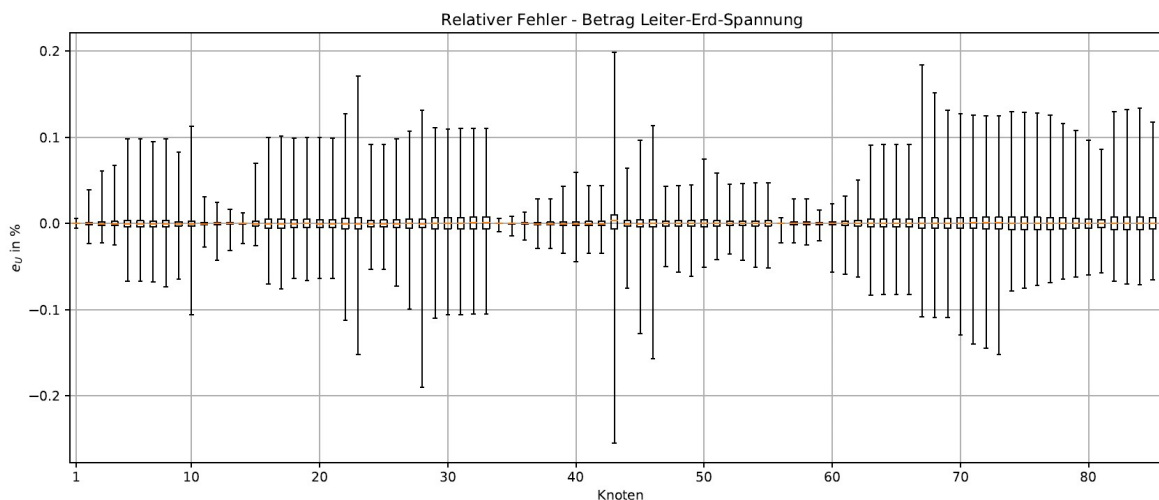


Abbildung 5-16: Box-Plot: Relativer Fehler - Betrag Leiter-Erd-Spannung bei den Testdaten

In Abbildung 5-16 ist ein Box-Plot mit dem relativen Fehler abgebildet. Das Rechteck des Box-Plots gibt das untere und das obere Quartil an. Das bedeutet, dass die mittleren 50 % der Werte innerhalb dieser Box liegen. Der orangene Strich in der Box kennzeichnet den Median. Die Whisker reichen bis zum kleinsten bzw. größten geschätzten Wert. Aus der Abbildung ergibt sich eine maximale Abweichung von $-0,25\%$ bis $+0,2\%$.

5.4 KI-basierte Lastflussberechnung

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	htw saar, DFKI

Zu den Grundlagen der Netzberechnung gehört die Lastflussberechnung, welche die Berechnung der Leistungsflussverteilung in einem elektrischen Netz beschreibt. Das Ziel einer Lastflussberechnung besteht darin, die Knotenspannungen, Ströme, Leistungsflüsse, Netzverluste und den Blindleistungsbedarfs eines elektrischen Energieversorgungsnetzes zu berechnen [14]. Um den Netzzustand zu identifizieren, ist es erforderlich, das aktuelle Stromnetz in einem Netzberechnungsprogramm nachzubilden. Hierbei werden topologische und betriebsmittelspezifische Daten sowie verschiedene Last- bzw. Einspeisesituationen in einem Simulationsmodell berücksichtigt. Durch den Einsatz numerischer Berechnungsverfahren kann ein realistisches Modell des Netzes erstellt werden, das entweder mit aktuellen Lastszenarien für den Betrieb oder mit prognostizierten Lastszenarien für das zukünftige Stromnetz gespeist wird.

Um die Einhaltung normativ zulässiger Grenzwerte zu beurteilen, werden zunächst Szenarien definiert, die als Grenzszenarien bezeichnet werden. Anhand dieser Szenarien erfolgen deterministische Lastflussberechnungen, um mithilfe von Worst-Case-Szenarien die Auslegung des Netzes zu überprüfen. Im ersten Szenario wird die maximale dezentrale Einspeisung und minimale Bezugslast berücksichtigt, während im zweiten Szenario die maximale Bezugslast vorliegt und nur ein Minimum der dezentralen Erzeugungsanlagen in das elektrische Netz einspeisen.

Ein weiteres Beispiel für eine deterministische Lastflussberechnung ist die (N-1)-Ausfallrechnung. Dabei wird die Anforderung gestellt, dass im Normalbetriebszustand eines Stromnetzes der erste Ausfall eines Betriebsmittels in einem Abgang zu einer Versorgungsunterbrechung führt, die jedoch durch ferngesteuerte oder auch Vor-Ort-Umschaltungen behoben werden kann.

Neben der deterministischen Lastflussberechnung gibt es noch die probabilistische Lastflussberechnung, bei der Wahrscheinlichkeiten in die Berechnung einbezogen werden. Dies bietet den Vorteil, dass durch die Worst-Case-Betrachtung eine technische Absicherung gewährleistet ist. Auf der anderen Seite liefert die probabilistische Lastflussberechnung lediglich einen Überblick über das Netz in einem bestimmten Szenario, was als Nachteil angesehen werden kann. Eine umfassende Betrachtung aller möglichen Netzzustände würde sowohl sehr viel Rechenzeit erfordern als auch zu aufwändigen Datenanalysen führen. Bei der probabilistischen Lastflussberechnung werden Wahrscheinlichkeiten mit in die Szenarienberechnung einbezogen. Die Eingabegrößen, wie zum Beispiel die Scheinleistung an einem Verbraucher, werden durch stochastisch verteilte Zufallsvariable nachgebildet [33].

Die Ausgabe der probabilistischen Lastflussberechnung beinhaltet „[...] einen Satz von Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen für die Ausgangsgrößen, das heißt für Leistungsauslastungen, Knotenspannungen usw. [...]“ [33]. Dadurch können Wahrscheinlichkeiten, z. B. für Überlastungen mit einer bestimmten Leistung, in die Netzplanung einfließen. Verfahren mit stochastisch verteilten Eingangsgrößen sind beispielsweise die Monte-Carlo-Simulation, das Faltungsverfahren oder Verfahren auf Basis von Normalverteilung [33].

Die beiden mathematischen Berechnungsmethoden, die häufig für Lastflussberechnungen verwendet werden, ist zu einem das Stromiterationsverfahren und zum anderen das Newton-Raphson-Verfahren.

Ein Vorteil der KI-basierten Lastflussberechnung ist die hohe Anzahl an Szenarien, die in einer sehr geringen Zeit gerechnet werden können. Dadurch ist es möglich, die in Zukunft anfallenden großen Datenmengen in Form von beispielsweise anlagenscharfen Profilen oder probabilistischen Lastflussberechnungen, in kurzer Zeit zu verarbeiten, um daraus eventuell notwendige Handlungsmaßnahmen ableiten zu können. Das KNN gibt beispielsweise innerhalb von 51 s einen Zustandsvektor für ein Referenznetz 5 aus 3300 Betriebsmittel für 35.040 15min-Intervalle aus. Ausgehend davon, dass beispielsweise Niederspannungsnetze in der Zukunft rechenfähig zur Beurteilung des Netzzustandes in einem Netzberechnungsprogramm vorliegen, bietet die KI-basierte Lastflussberechnung eine Erweiterung zu konventionellen Planungsmethoden für die Netzplanung.

Der Prozess der klassischen Stromnetzberechnung hängt beim Training primär von der Qualität und Menge der Eingabedaten ab [34]. Um eine Vielzahl an relevanten Lastflussszenarien zu berechnen, werden für das Training der KI-Modelle mit dem Fallgenerator generiert [20]. Diese berechneten Lastflussszenarien werden in einer Datenbank gespeichert. Die synthetische Datengenerierung hat den Vorteil gegenüber den historischen Daten, dass auch zukünftige Entwicklungen in der Stromversorgung, z. B. die Elektromobilität oder Wärmepumpen, mit einbezogen werden können. In einem Vorbereitungsschritt werden diese Daten analysiert und für das Training der KI-Modelle aufbereitet.

Um die Ergebnisse der KI-basierten Lastflussberechnung zu bewerten wird der relative Fehler der berechneten Spannungsbeträge sowie der absolute Fehler der Spannungswinkel nach Gl. 5-7 sind dabei ein Maß für die Genauigkeit der KI-Modelle.

$$e_U = \frac{U_{\text{KI-LF/SE}} - U_{\text{wahr}}}{U_n / \sqrt{3}} \text{ und } E_\varphi = \varphi_{\text{KI-LF/SE}} - \varphi_{\text{wahr}}; \text{ wahr: Messungen/Testdaten} \quad \text{Gl. 5-7}$$

Die vor dem Training des KNN gewählten Hyperparameter basieren im ersten Schritt auf den Erfahrungen des Entwicklers oder können anhand bereits publizierter KNN-Architekturen, die ähnliche Problemstellungen behandeln, abgeleitet werden. In Tabelle 5-4 ist die Auswahl der möglichen Architekturen mit den dazugehörigen Hyperparameterkonfigurationen, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht und mit dem Adam-Algorithmus trainiert wurden.

ID	KI-LF			
	<i>M</i>	<i>V</i>	<i>bs</i>	φ
1	2683	3	10	ReLU
2	4600	4	10	ReLU
3	2683	2	10	ReLU
4	2683	2	128	ReLU
5	2683	3	128	ReLU
6	2683	4	128	ReLU
7	2683	4	64	ReLU
8	2683	4	64	sigmoid
9	2683	4	32	sigmoid

Tabelle 5-4: Untersuchte Hyperparameter-Konfigurationen für KI-LF ([21])

In Abbildung 5-17 sind die verschiedenen KNN-Modelle mit den verschiedenen Hyperparameterkonfigurationen abgebildet, die jeweils eine unterschiedliche Performance zeigen.

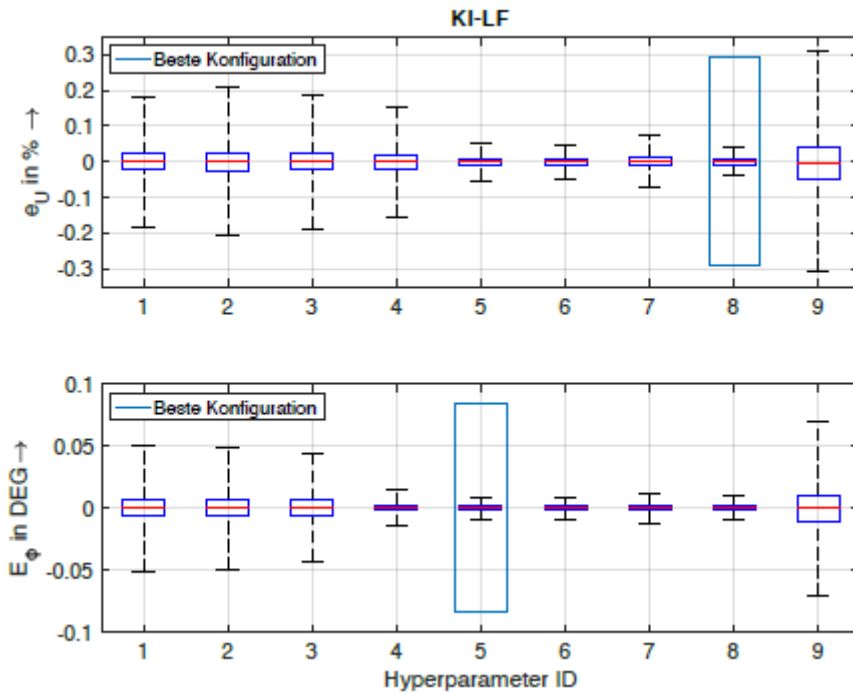


Abbildung 5-17: Ergebnisse der Hyperparameteroptimierung für KI-LF (Boxplots: 95 % Quantil) ([21])

Das Modell, welches bei Anwendung auf den Testdatensatz den kleinsten Fehler verursacht, kommt in der Ausführungsphase zum Einsatz. In der Ausführungsphase wird die Rechengenauigkeit der KI-basierten Lastflussberechnung überprüft. Dazu wird ein Abgang das ländliche Niederspannungsnetz aus Abbildung 4-7 verwendet.

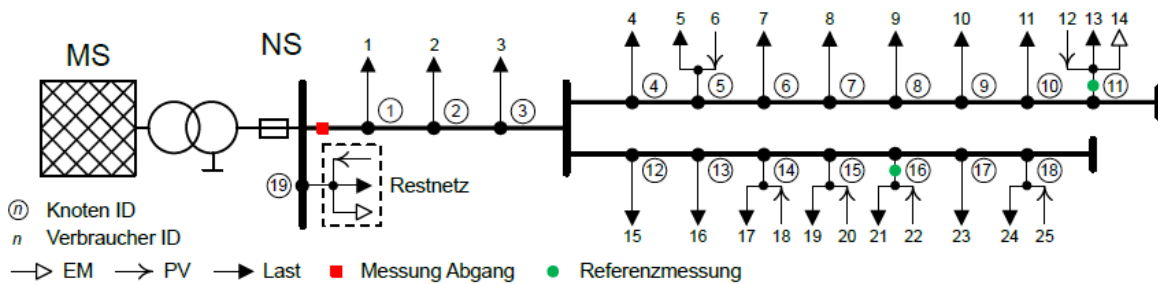


Abbildung 5-18: Abgang des ländlichen Niederspannungsnetzes KuWi ([21])

Dieser Abgang enthält 18 Verbraucherlasten, darunter eine Wärmepumpe, sechs Photovoltaikanlagen und eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge.

Abbildung 5-19 zeigt die Ergebnisse der KI-LF für die Leiter-Erd-Spannung U_{L1E} und den Spannungswinkel ϕ_{L1E} . Für 95 % der Testfälle ist $|e_U|$ stets kleiner als 0,0491 % und $|E_\phi|$ stets kleiner als 0,0128 °. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die KI-LF den vollständigen Netzzustand mit hoher Genauigkeit berechnet.

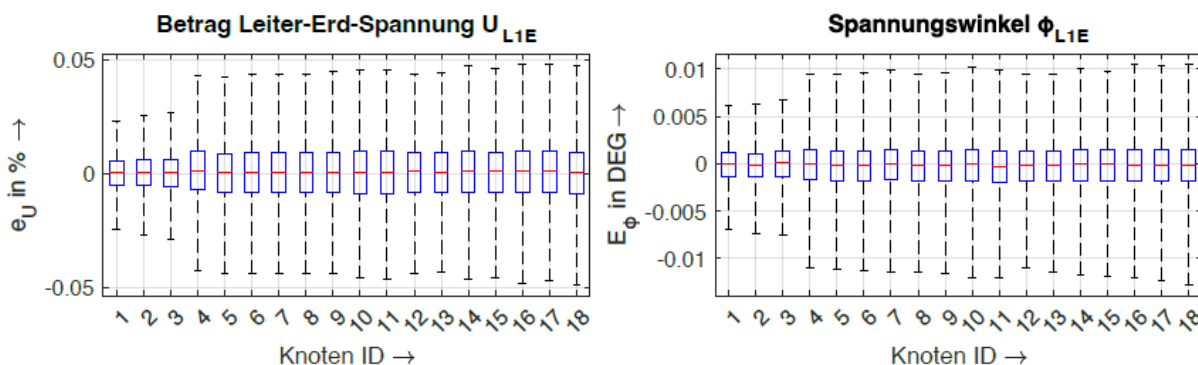


Abbildung 5-19: Ergebnisse der KI-LF für den Abgang nach Abbildung (Boxplots: 95 % Quantil) ([21])

Im Anschluss zur Prüfung der Rechengenauigkeit werden die Rechenzeiten für die Durchführung einer einzelnen Lastflussberechnung und für die Durchführung einer Jahresrechnung, bestehend aus 35.040 15min-Mittelwerten, ausgewertet und mit anderen Lastflussberechnungsverfahren gegenübergestellt. Die benötigte Rechenzeit für eine Lastflussberechnung nach Abbildung 5-19 ergibt sich aus der gemittelten Rechenzeit für 864 nacheinander durchgeführte Berechnungen (9 Tage in 15 min Intervallen – basierend auf Standard-Lastprofilen).

Anzahl	Rechenzeiten	
	ATPDesigner	KI-LF
1	5,9 s	0,036 s
35040 (Jahresrechnung)	57,43 h (≈ 2,4 d)	50,67s (≈ 0,014 h)

Tabelle 5-5: Rechenzeiten der Lastflussberechnungen (CPU: Intel Core i5-6200U, 2,3 GHz; RAM: 8GB) ([21])

Es ist festzustellen, dass die KI-LF für die Berechnung von 35.040 Lastflussszenarien ca. 4.080-mal schneller ist als die Berechnung mit dem anwenderorientierten Netzberechnungsprogramm ATPDesigner. Es ist zu beachten, dass ATPDesigner sowohl eine Visualisierungs- und Berichtskomponente als auch eine Vielzahl an Analysemethoden zur Bewertung der Lastflussergebnisse enthalten. Bei der Anwendung der KI-LF sind zusätzlich noch die Rechenzeiten für die Generierung der Trainingsdaten und die Analyse der Rechenergebnisse zu berücksichtigen. Da die Generierung der Trainingsdaten jedoch offline erfolgt, spielt sie im Onlinebetrieb keine Rolle.

5.5 KI-basierte Netzzustandsoptimierung

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	htw saar, DFKI

Im Rahmen des Projekts wird die KI-basierte Netzzustandsoptimierung anhand von zwei Optimierungsalgorithmen vorgestellt. Zum einen wird der *Optimal Power Flow* (OPF) verwendet und zum anderen der *Model Predictive Control-Algorithmus* (MPC).

5.5.1 Optimal Power Flow

Die KI-basierte Netzzustandsoptimierung baut auf der zuvor vorgestellten KI-basierten Netzzustandsschätzung auf. Wie bereits beschrieben, besteht das Ziel darin, kritische Netzzustände zu erkennen und durch Optimierungen wieder in einen sicheren und normativ zulässigen Zustand zu bringen. Hierfür wird das Ausbauszenario "Ambitioniert+" aus Tabelle 4-7 verwendet, um den Netzzustand im ländlichen Niederspannungsnetz gemäß Abbildung 4-6 abzuschätzen. Anschließend werden mithilfe des Optimal Power Flow (OPF) kritische Netzzustände identifiziert und in einen sicheren Zustand überführt. Die klassische Netzzustandsoptimierung zur Generierung der Trainingsdaten erfolgt dabei mittels eines quadratischen Programms in Matlab¹³ und dem Netzberechnungsprogramm Matpower¹⁴.

Da eine Berechnung mit probabilistischen Profilen für die Ladestationen nur zu sehr geringen Spannungsbandverletzungen führt, werden zwei Ladevorgänge mit konstanter Bezugsleistung gleichzeitig für alle Ladestationen angenommen. Das wiederum führt dazu, dass der verwendete Transformator mit seiner Bemessungscheinleistung $S_{rT} = 400 \text{ kVA}$ so stark überlastet ist, dass bei der Optimierung die Ladestationen alle mehr oder weniger gleichmäßig abgeregelt werden, um den Strom zu begrenzen, sodass auch die Spannungsbandverletzungen behoben sind. Um den Optimierungsprozess etwas individueller zu gestalten, wird der Transformator durch einen größeren Transformator mit einer Bemessungscheinleistung $S_{rT} = 630 \text{ kVA}$ ersetzt.

Die Leiter-Leiter-Spannung U_{12} wird am Ende eines Abganges ermittelt, da dort aufgrund des Spannungsfalls die niedrigste Spannung erwartet wird. Wenn jedoch an diesem oder einem benachbarten Netzknoten eine PV-Anlage angeschlossen ist, kann es sein, dass die niedrigste Spannung in dem Abgang an einem anderen Netzknoten auftritt.

Wenn ein normativ unzulässiger Netzzustand erkannt wird, wird der Optimierungsprozess gestartet. Um das entstandene Optimierungsproblem zu lösen, müssen zunächst Entscheidungsvariablen, Zustandsvariablen und Parameter definiert werden. Entscheidungsvariablen sind Größen, die innerhalb bestimmter Grenzen variieren können. Im Gegensatz dazu müssen die Parameter vor der Optimierung festgelegt werden, da sie einerseits das Stromnetz mathematisch beschreiben und andererseits die technischen bzw. normativen Grenzwerte des Stromnetzes definieren. Zustandsvariablen beschreiben die Reaktion des Systems auf Änderungen der Entscheidungsvariablen.

¹³ <https://de.mathworks.com/> [letzter Zugriff am 13.08.2024]

¹⁴ <https://matpower.org/> [letzter Zugriff am 13.08.2024]

Entscheidungs-/Steuervariablen	Zustandsvariablen	Parameter
<ul style="list-style-type: none"> • K.F. Einspeisung der Erzeugungsanlagen • Einstellbare Knotenspannung an den Erzeugungsanlagen • Schalterstellungen • Transformatorstufungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Betrag der Spannung an jedem Netzknoten (außer Slack) • Phasenwinkel an jedem Netzknoten 	<ul style="list-style-type: none"> • Netztopologie • Leitungsparameter • Grenzen von Spannungen, Strömen und Leistungen • Generatorbegrenzungen

Tabelle 5-6: Variablen und Parameter des OPF (Schäfer K. F. (2020) Netzberechnung – Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze)

Neben den in Tabelle 5-6 definierten Variablen und Parametern müssen auch Rahmenbedingungen für den Optimierungsprozess festgelegt werden. Diese Bedingungen lassen sich in zwei Arten unterteilt: Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen. Gleichheitsbedingungen können als Funktion der Optimierungsvariablen betrachtet werden, die einen eindeutigen Funktionswert haben. Bei Ungleichheitsvariablen liegt der Funktionswert innerhalb eines fest definierten Intervalls.

In den Gleichheitsbedingungen wird sichergestellt, dass die physikalischen Gesetze erfüllt werden, wie z. B. die Leistungsflussgleichung. In den Ungleichheitsbedingungen werden technische Grenzbedingungen des Stromnetzes zugeordnet, wie z. B.

- die Leiter-Erd-Spannung an einem Knoten i nach DIN EN 50160 [23]:

$$0,9 \frac{U_n}{\sqrt{3}} \leq U_{LE,i} \leq 1,1 \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{Gl. 5-8}$$

- Phasenwinkeldifferenz zwischen benachbarten Knoten

$$-\varphi_{ij,\max} \leq (\varphi_i - \varphi_j) \leq \varphi_{ij,\max} \quad \text{Gl. 5-9}$$

- die Leitungsauslastung nach DIN VDE 0276-1000 [24]

$$I_{ij} \leq |I_z| \quad \text{Gl. 5-10}$$

Der Strom I_{ij} wird aus dem Netzzustandsvektor und der Knotenadmittanz berechnet:

$$I_{ij} = \left| \frac{(U_i - U_j)}{Z_{ij}} \right| \quad \text{Gl. 5-11}$$

Darüber hinaus zählen die Betriebsgrenzen der Steuervariablen zu den Ungleichheitsbedingungen, wie z. B. die minimale bzw. maximale Einspeisung der Flexibilitäten:

$$P_{i \text{ flex, min}} \leq P_{i \text{ flex}} \leq P_{i \text{ flex, max}}$$

Gl. 5-12

$$Q_{i \text{ flex, min}} \leq Q_{i \text{ flex}} \leq Q_{i \text{ flex, max}}$$

Gl. 5-13

In Abbildung 5-20 sind die Ergebnisse der Zeitreihenberechnung für den 01. Juli 2017 dargestellt. Die bereits angesprochenen Ladevorgänge mit konstantem Leistungsbezug liegen zwischen 17:45 Uhr und 18:15 Uhr und zwischen 19:30 Uhr und 21:45 Uhr. In der restlichen Zeit basiert das Ladeverhalten auf dem probabilistischen Ansatz in Anlehnung an [18].

In Abbildung 5-21 ist die niedrigste Leiter-Leiter-Knotenspannung des kompletten Stromnetzes im entsprechenden Zeitraum aus Abbildung 5-22 dargestellt.

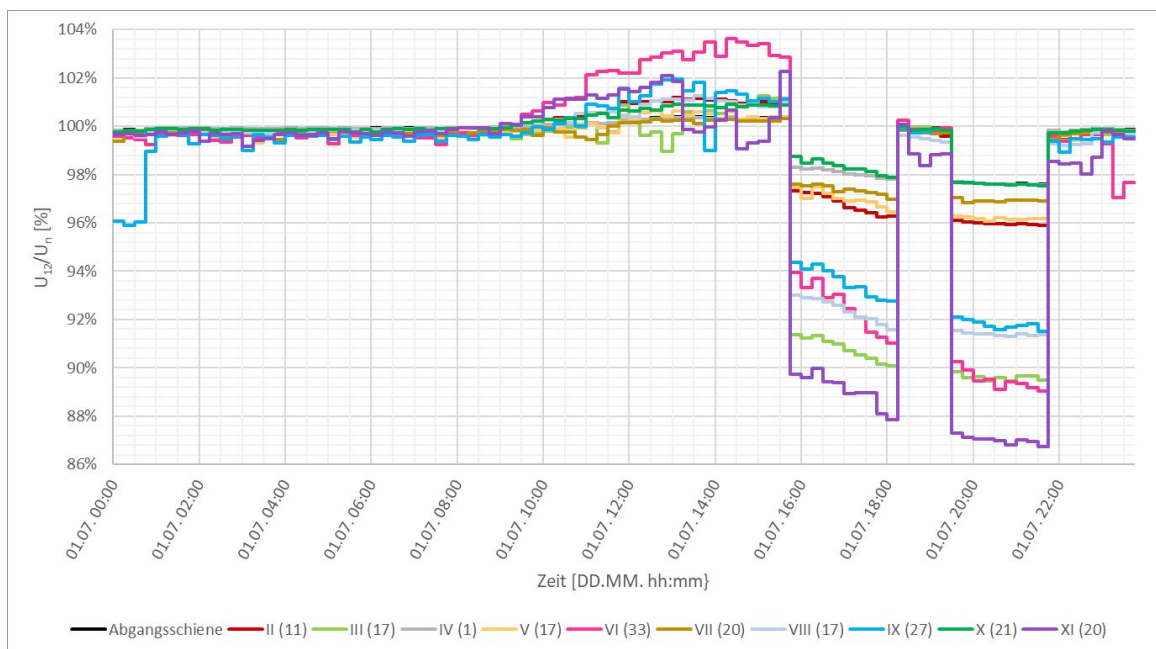


Abbildung 5-20: Leiter-Leiter-Knotenspannung des kompletten Stromnetzes – vor der Optimierung

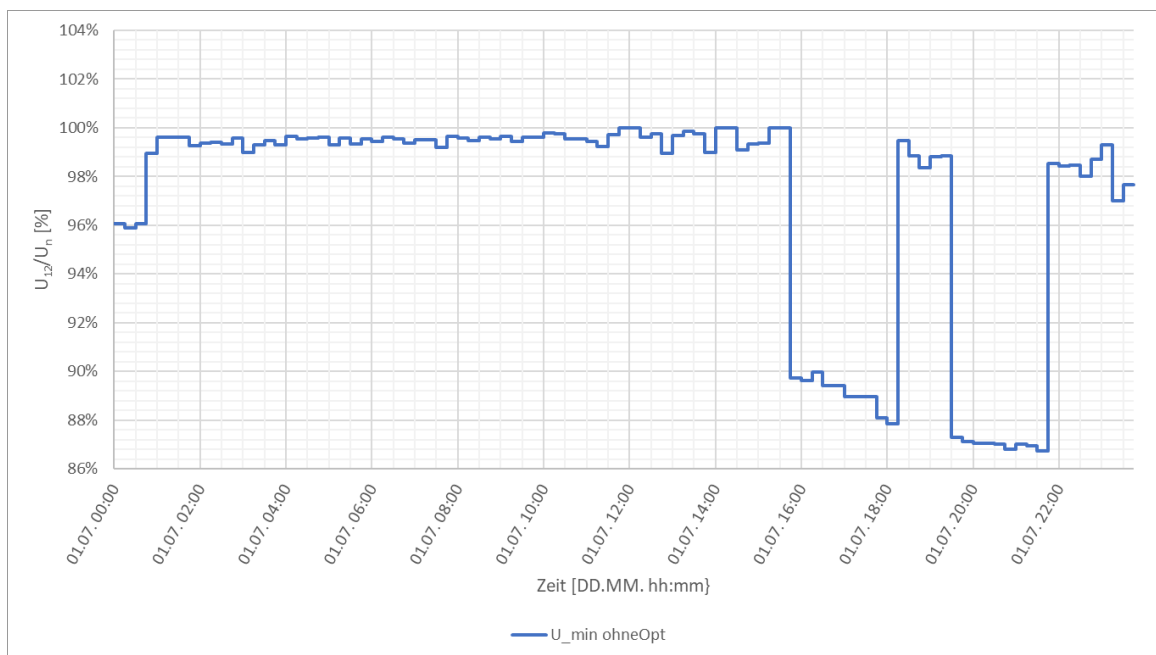


Abbildung 5-21: Abgang mit der geringsten Spannung im gesamten Stromnetz – vor der Optimierung

Es ist zu erkennen, dass die Spannung U_{12} während der Ladevorgänge auf ein normativ nicht mehr zulässiges Niveau nach DIN EN 50160 [23] ($< 90\% U_n$) fällt. Für das Training wurde für das komplette Jahr 2017 dauerhaft konstante Ladeleistung angenommen, sodass fast in jedem 15 min-Intervall eine Grenzwertverletzung vorliegt.

Aus dem Ergebnis der Zeitreihenberechnung mit dem Netzberechnungsprogramm mit den vorher generierten Leistungsszenarien für das Jahr werden diejenigen Netzzustände inkl. des zugehörigen Leistungsszenarios ausgewählt, die eine Grenzwertverletzung nach DIN EN 50160 [23] oder DIN VDE 0276 [24] aufweisen. Durch die bereits erwähnte konstante Ladeleistung handelt es sich dabei um fast alle Leistungsszenarios, was einer Anzahl von $ca. 4 \cdot 24 \cdot 365 = 35.040$ zu optimierenden Leistungsszenarios entspricht.

Zur Sicherheit wird mit den ausgewählten Szenarios, die eine Verletzung der normativen Grenzen verursacht haben, noch eine Lastflussberechnung mit dem Newton-Raphson-Algorithmus durchgeführt. Falls auch hier eine Grenzwertverletzung festgestellt wird, wird der *Optimal Power Flow-Algorithmus* (OPF) angewendet, um diese durch den Einsatz von Flexibilitäten zu beheben.

Als Flexibilität kommt die Reduzierung der Ladeleistung an den Ladestationen zum Einsatz. Die Ladeleistung dient somit als Parameter, um den Netzzustand wieder in die normativ zulässigen Grenzen zu überführen.

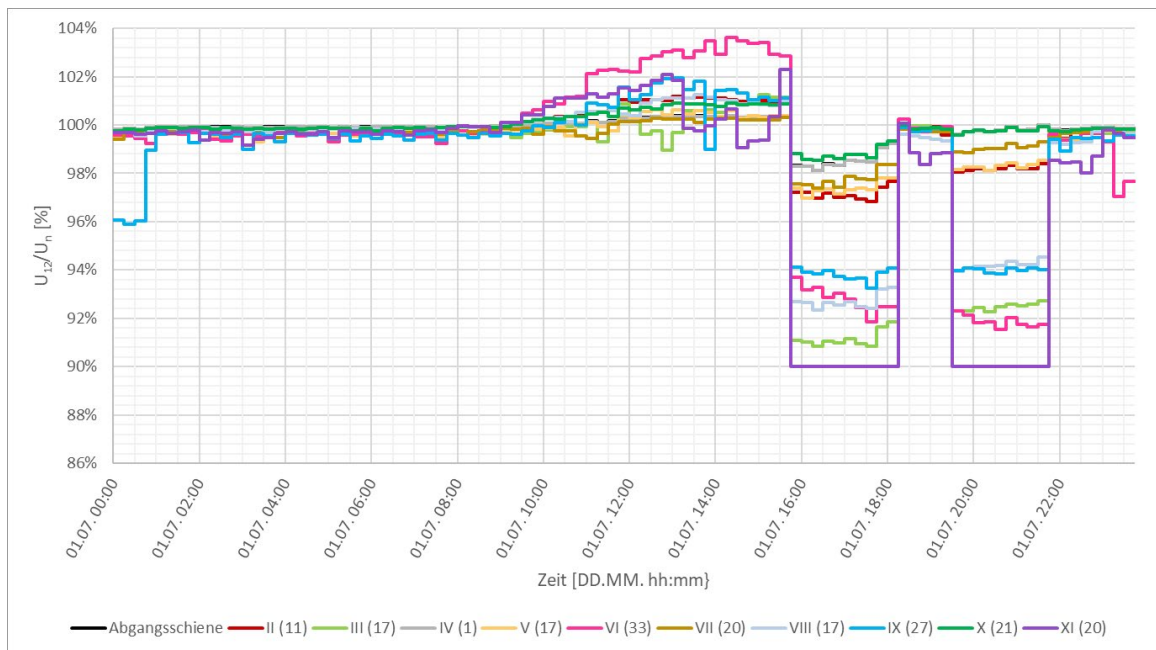


Abbildung 5-22: Leiter-Leiter- Spannungen des gesamten Stromnetzes- nach der Optimierung

In Abbildung 5-22 ist das Ergebnis der mathematisch-algorithmischen Netzzustandsoptimierung für die Ladevorgänge mit dem OPF-Algorithmus dargestellt. Wie zu erkennen, wurden die Ladevorgänge während Zeiten mit konstantem Leistungsbezug begrenzt, um sicherzustellen, dass die niedrigste Leiter-Leiter-Spannung im Stromnetz (siehe Abbildung 5-23) bei 90 % U_n liegt, also am unteren Rand des Spannungsbandes.

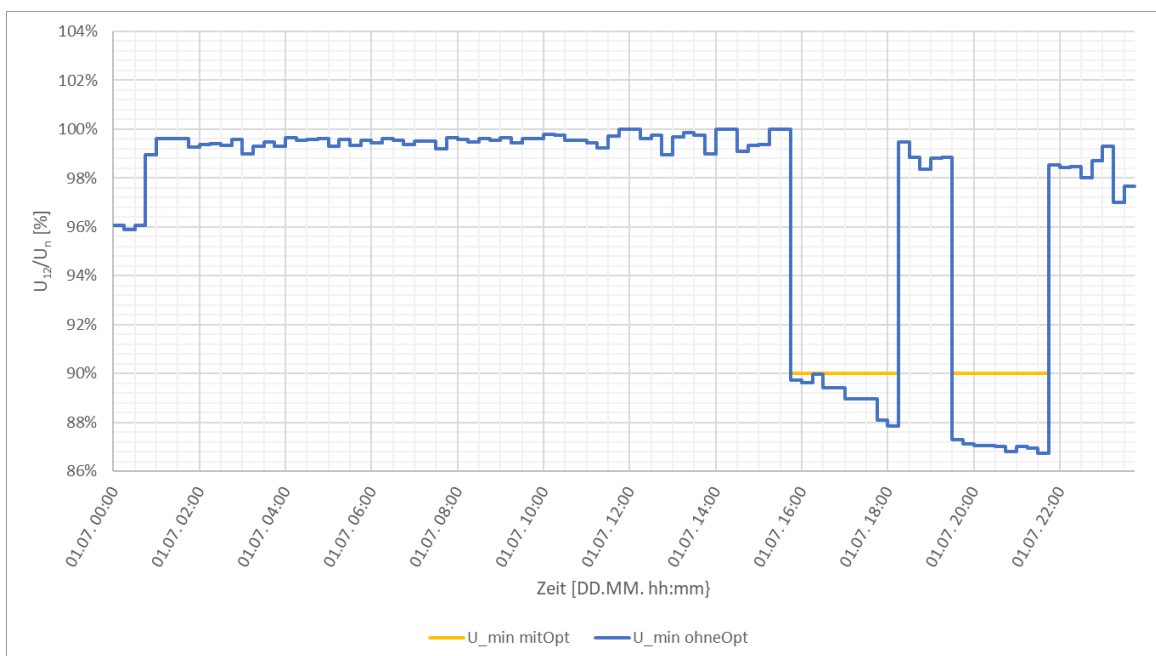


Abbildung 5-23: geringste Spannung im gesamten Stromnetz - nach der Optimierung

Unter der Annahme, dass alle 35.040 Leistungsszenarien aus dem betrachteten Jahr 2017 bei konstanter La-
 deleistung eine Grenzwertverletzung hervorgerufen haben, und diese auch durch den OPF-Algorithmus behoben
 werden konnte, liegen $35.040 : 5 = 7.008$ Testdaten vor. Wie erwähnt, sind bei den Testdaten die Soll-
 Ausgaben in Form der im OPF ermittelten Wirk- und Blindleistungsdeltas $\Delta P_{i flex}$, $\Delta Q_{i flex}$ ebenfalls bekannt.
 Dadurch kann eine Aussage getroffen werden, wie gut die vom KNN vorgeschlagenen Wirk- und Blindlei-
 stungsdeltas $\Delta P_{i flex,KNN}$, $\Delta Q_{i flex,KNN}$ zur Behebung der Grenzwertverletzungen sind.

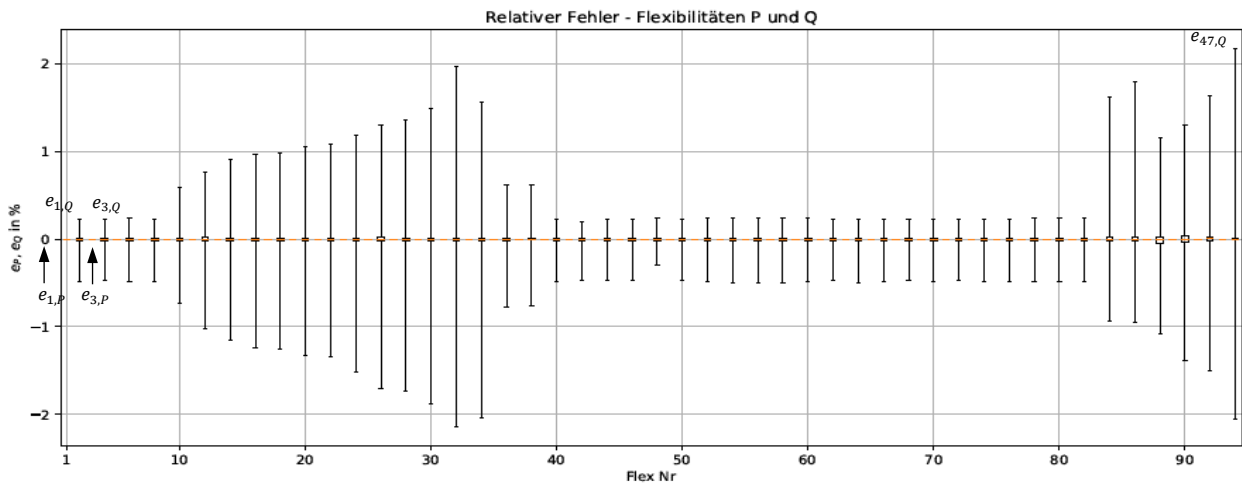


Abbildung 5-24: Box-Plot: Relativer Fehler des KNN bei den Testdaten

In Abbildung 5-24: Box-Plot: Relativer Fehler des KNN bei den Testdaten

ist der relative Fehler für alle Testdaten für die Wirkleistungsänderung e_P und für die Blindleistungsänderung e_Q des KNN an allen 47 Ladestationen dargestellt.

Der relative Fehler e_P ermittelt sich an jedem Knoten aus der Differenz der vom KNN ermittelten Flexibilitäts-
 änderung und der vom OPF-Algorithmus ermittelten Flexibilitätsänderung bezogen auf die Nennwirkleistung
 der Ladestation:

$$e_{i,P}[\%] = \frac{\Delta P_{i flex,KNN} - \Delta P_{i flex,OPF}}{P_{i,n}}$$

GI. 5-14

Es ergibt sich eine maximale Abweichung $e_{47,Q} = 2,15 \%$. Die KI-basierte Netzzustandsoptimierung liefert
 dementsprechend hinreichend genaue Ergebnisse.

5.5.2 Model Predictive Control-Algorithmus (MPC)

Neben dem Einsatz des *Optimal-Power-Flow* (OPF) als Optimierungsalgorithmus wird außerdem der MPC-
 Algorithmus (**M**odel **P**redictive **C**ontrol) angewendet. Dieser Algorithmus gehört zu den sogenannten „gehobe-
 nen Regelungsverfahren“ [33].

Im Gegensatz zu anderen Regelungskonzepten wird das Modell nicht nur bei der Konzepterstellung, sondern während des gesamten Verlaufs der Regelung benötigt und einbezogen. Im vorliegenden Anwendungsfall handelt es sich bei dem Modell um eine Nachbildung des Stromnetzes in einem Netzberechnungsprogramm. Bei der Netzsteuerung wird das Modell mit den Prognosedaten der Bezugs- und Einspeiseanlagen eingesetzt, um innerhalb eines Prognosehorizonts eine Vorhersage über die zukünftige Entwicklung des physikalischen Netzzustands zu treffen.

Ähnlich wie beim *Optimal Power Flow* (OPF) werden auch für die Optimierungen im Netz Flexibilitäten benötigt, um den Netzzustand zu optimieren. Die hier betrachteten Flexibilitäten sind PV-Anlagen, Ladepunkte für E-Mobile (nachfolgend E-Mobile) sowie regelbare Transformatoren (rONT). Bei PV-Anlagen und E-Mobilen wird angenommen, dass diese in 4 Stufen 100% / 60% / 30% / 0% der Bemessungswirkleistung mit einem Verschiebungsfaktor $\cos(\phi) = 1$ und $\cos(\phi) = 0,9$ unter-/übererregt ferngesteuert werden können. Der rONT wird mit ± 2 Stufen ausgehend von Mittenstellung modelliert. Die Ergebnisse zeigen, dass Netzengpässe durch den gezielten Einsatz von Flexibilitätpotenzialen prädiktiv verhindert und die Stromverteilnetze optimaler ausgelastet werden können.

Das vorgestellte Verfahren unterteilt sich in Vorbereitungen, Ausführen des MPC-Algorithmus und Prüfen der Fahrpläne. Die Ausführung des Algorithmus ist in zwei Schritte, die Prädiktion und die Optimierung, unterteilt. In der nachfolgenden Abbildung 5-25 ist der Ablaufplan des MPC-basierten Verfahrens dargestellt.

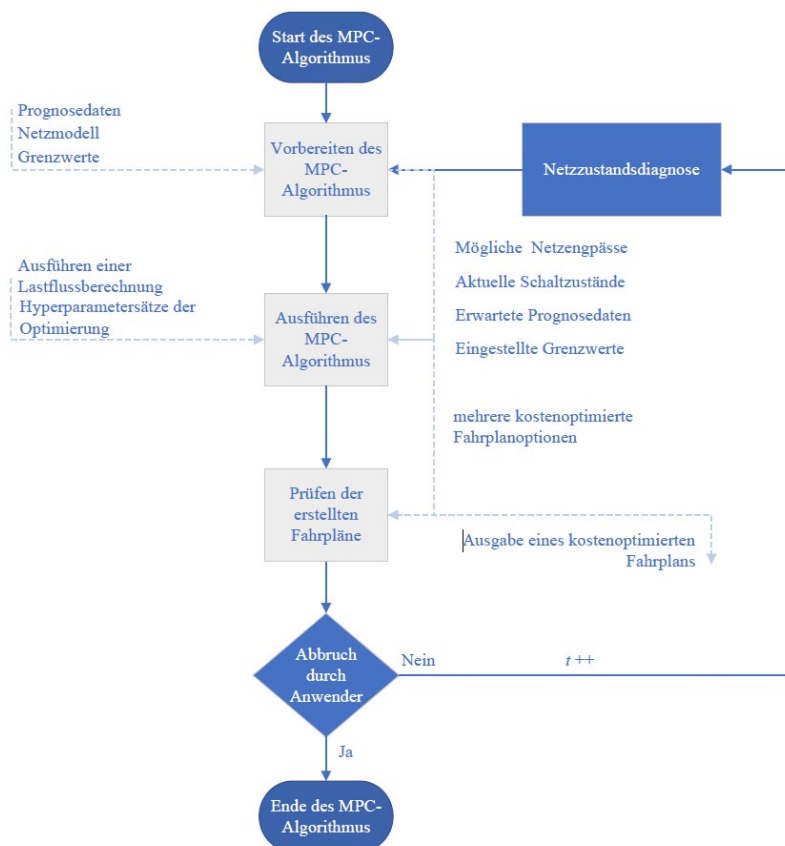


Abbildung 5-25: Ablaufplan des MPC basierten Verfahrens

Die Vorbereitung des MPC-basierten Verfahrens kann in topologie- und zeitschrittabhängige Vorbereitungen unterteilt werden. Die topologieabhängigen Vorbereitungen sind nur erforderlich, wenn sich die Grenzwerteinstellungen ändern, um Netzengpässe zu erkennen. Nachdem die Grenzwerte erfolgreich abgefragt wurden, wird eine Netzengpassanalyse mithilfe eines genetischen Algorithmus durchgeführt. Die zeitschrittabhängigen Vorbereitungen sind bei jedem Fortschritt des Prognosehorizontes nach einem bestimmten Zeitintervall erforderlich. Die Prognosedaten für die nachfolgenden Zeitintervalle werden erneut in das Netzmodell übertragen und eine Lastflussberechnung des aktuellen Zeitintervalls durchgeführt.

Damit ist die Vorbereitung abgeschlossen und es folgt das Ausführen des MPC-Algorithmus. Die Ausführung selbst wird in Prädiktion und Optimierung unterteilt. Die Prädiktion führt für jedes Zeitintervall mit Prognosedaten eine Netzzustandsanalyse sowie eine Erkennung von Netzengpässen durch (siehe Abbildung 5-26). In den Zeitintervallen, welche von Netzengpässen betroffen sind, werden Sensitivitätsanalyse auf Basis der Prognosewerte für alle Stufungen des rONT ausgeführt. Dieses Vorgehen wird durch die Linearisierung im Rahmen der Sensitivitätsanalyse bedingten Unschärfen reduziert. Dazu wird eine Berechnung mit denjenigen Sensitivitäten vorgenommen, welche am besten mit dem erwarteten Arbeitspunkt zu dem betrachteten Zeitpunkt übereinstimmen.

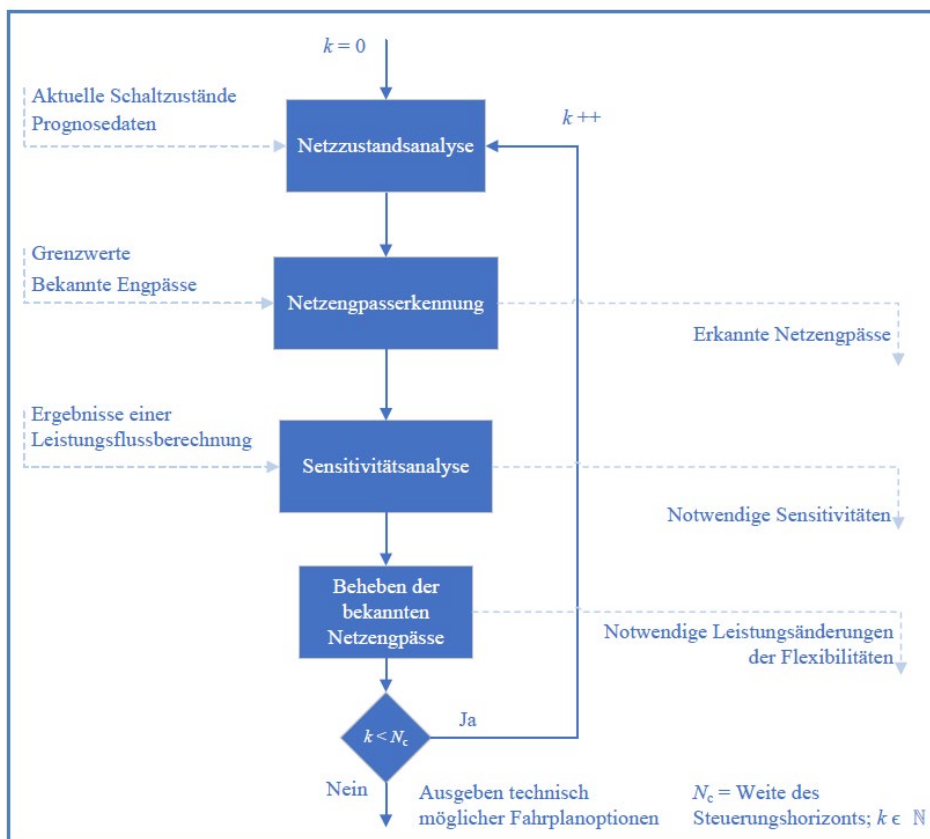


Abbildung 5-26: Ablaufplan der Prädiktion

Die Verletzungen des Spannungsbandes werden zuerst als Intervalle entsprechend Gleichungen Gl. 5-15 und Gl. 5-16 beschrieben, damit wird eine datenbasierte Behebung der Netzengpässe ohne eine Lastflussberechnung ermöglicht.

$$\frac{\Delta U_{min,i}}{U_i} = \frac{U_n \cdot 0,9 - U_{LL,i}}{U_{LL,i}}$$

GI. 5-15

$$\frac{\Delta U_{max,i}}{U_i} = \frac{U_n \cdot 1,1 - U_{LL,i}}{U_{LL,i}}$$

Wenn $U_{LL,i} > U_n \cdot 1,1$:

$$\frac{\Delta U_{min,i}}{U_i} = \frac{U_{LL,i} - U_n \cdot 0,9}{U_{LL,i}}$$

GI. 5-16

$$\frac{\Delta U_{max,i}}{U_i} = \frac{U_{LL,i} - U_n \cdot 1,1}{U_{LL,i}}$$

Das Intervall der möglichen Lösungen des Netzengpasses an Knoten i ergibt sich damit zu:

$$\frac{\Delta U_i}{U_i} \in \left] \frac{\Delta U_{min,i}}{U_i}, \frac{\Delta U_{max,i}}{U_i} \right[$$

GI. 5-17

Damit ist die Prädiktion abgeschlossen. In der nachfolgenden Abbildung 5-27 ist die Optimierung in Form eines Ablaufplans abgebildet.

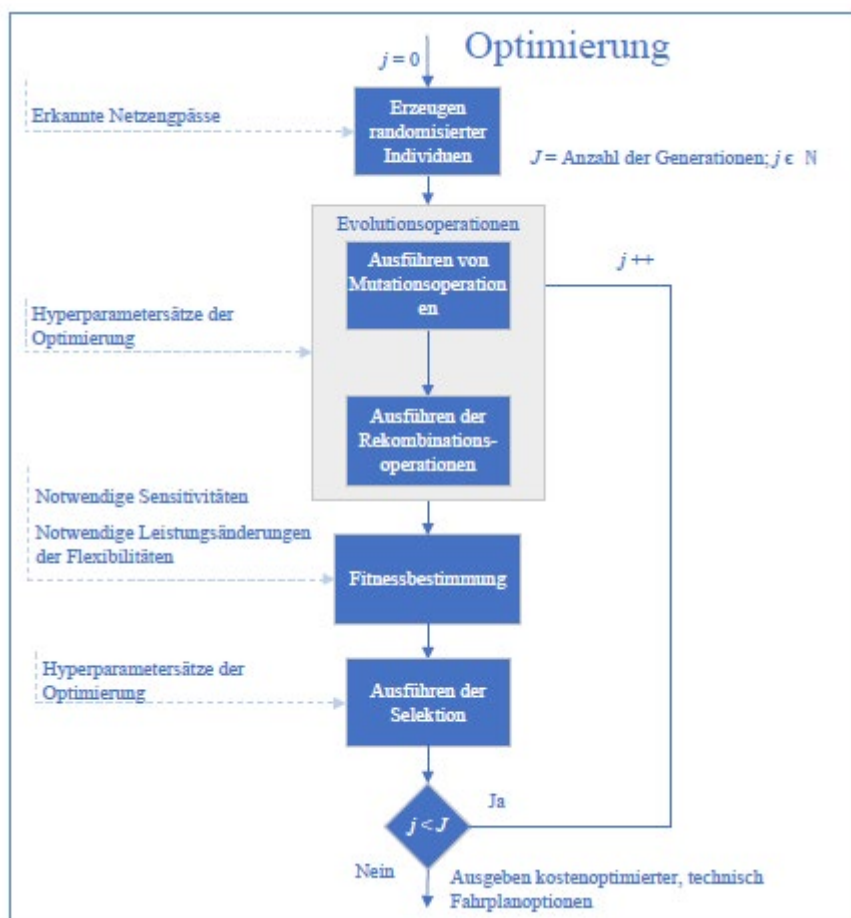


Abbildung 5-27: Ablaufplan der Optimierung

Auf Basis der Anzahl der von einem Netzengpass betroffenen Zeitpunkte und der Anzahl der jeweils vorhandenen Flexibilität wird nun die Länge eines binären Individuums bestimmt. Dieses Individuum kodiert dabei für den Steuerungshorizont die eingespeiste bzw. bezogene Leistung jeder PV-Anlage bzw. jedes E-Mobils, welche als Flexibilität zum jeweiligen Zeitpunkt zur Verfügung stehen, sowie die Stellung des rONT-Stufenschalters. Diese zufällig erzeugten Individuen legen somit für jede Flexibilität fest, ob und in welchem Maß deren Leistung im Rahmen eines Fahrplans verändert werden würde. Die Kosten, die durch diesen Eingriff entstehen, sind hier zuerst irrelevant. Im ersten Schritt der Optimierung wird lediglich festgestellt, ob alle Netzengpässe behoben sind. Nach der technischen Optimierung zur Vermeidung von Netzengpässen wird schließlich die Kostenoptimierung zunehmend in die Gewichtung einbezogen. Die Bewertung dieser beider Kriterien wird erst an einer nachfolgenden Stelle nachgelagert notwendig. Durch den Einsatz von Mutations- und Rekombinationsalgorithmen werden die Individuen verändert.

Als Basis für die Anzahl der Evolutionsoperationen dienen dabei vordefinierte, auf das Optimierungsproblem angepasste, Hyperparametersätze. Ist die vorbestimmte Anzahl an Individuen durch Mutation und Rekombination erzeugt, werden die Individuen anhand ihrer Fitness bewertet. Die Fitness besteht in dem hier vorgestellten Ansatz aus zwei verschiedenen Komponenten, welche mit zunehmender Anzahl der Generationen der Individuen unterschiedlich gewichtet werden.

Die Fitness als Grundlage der Optimierung durch einen genetischen Algorithmus wird hier auf Grundlage zweier verschiedener Faktoren gebildet. Dabei wird die

- **Fitness F auf Basis der Grenzwertverletzungen**

Das wichtigste Kriterium der Optimierung ist der normativ zulässige Netzbetrieb durch Anwendung eines Fahrplans. Ein Individuum besteht hier aus einem Bitstring für jeden Zeitpunkt des Prognosehorizont. In Abbildung 5-28 ist ein Teil eines Individuums dargestellt.

1	0	1	0	0	0	1	1	0	1	0
rONT		E-Mobil 1			PV-Anlage 1			...		

Abbildung 5-28: Teil eines möglichen Individuums

Der in Abbildung 5-28 dargestellte Bitstring liefert die Informationen zu den verschiedenen Flexibilitäten. Für den rONT ergibt sich die Stufe 2. Für das E-Mobil-1 wird die Ladeleistung um 60 % reduziert, was in den grün eingefärbten Bits kodiert ist. Durch das Bit (orange) wird ein Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ vorgegeben. Während für die PV-Anlage eine Wirkleistungsreduzierung von 30 % für ein Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0,9$ eingestellt wird.

Aus diesen zufällig generierten Individuen werden nun für die einzelnen Zeitpunkte des Steuerungshorizonts die jeweilig geplanten Änderungen der Wirk- und Blindleistung jeder Flexibilität bzw. die Stufe des rONT, wie in Gl. 5-18 beschrieben berechnet.

$$\begin{pmatrix} A_{1,i} \\ \vdots \\ A_{k,i} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_k \end{pmatrix} = \frac{\Delta U_i}{U_i}$$

Gl. 5-18

$$\text{mit } \frac{\Delta U_i}{U_i} \in \left] \frac{\Delta U_{min,i}}{U_i}, \frac{\Delta U_{max,i}}{U_i} \right[$$

An den Netzengpassstellen werden durch die Sensitivitäten aus den Leistungsänderungen bezogene Spannungsänderungen berechnet, welche durch alle vorgenommenen Steuerungseingriffe summarisch am Netzengpass wirken. Liegt die summarische Spannungsänderung innerhalb des vorher bestimmten Intervalls zur Behebung des Netzengpasses aus Gl. 5-18, dann gilt der Netzengpass als behoben. In Gl. 5-15 erfolgt die Berechnung für alle erkannte Engpässe des jeweiligen Zeitintervalls.

Für den Fall, dass nicht alle Netzengpässe behoben werden, wird eine geringere Fitness $F \ll 100\%$ mit dem Individuum verbunden. In Gl. 5-18 wird zur Vereinfachung lediglich eine Betrachtung der Wirkleistungssensitivitäten $A_{k,i}$ der Netzknoten 1 bis k auf den Knoten i vorgenommen.

- **Fitness F auf Basis von Kosten**

Das Kriterium des Optimums bezogen auf die Kosten kann mithilfe einer Kostenfunktion in die Fitness miteinbezogen werden. Mit zunehmender Anzahl an Generationen der Optimierung wird die Gewichtung der Kosten zunehmend größer, so dass die Kosten in den letzten Optimierungsschritten eine dominierende Rolle einnehmen. Die Abfolge von Mutations-, Rekombinations- und Selektionsschritten bezeichnet dabei eine Generation. Individuen mit geringeren Kosten sind fitter als jene mit größeren Kosten, was bedeutet, dass steigende Kosten die Fitness F verringern.

- **Fitness F als Grundlage der Selektion**

Ziel einer Fitness F mit der Grundlage der Selektion ist es, dass sich die Individuen mit einer größeren Fitness zunehmend durchsetzen. Diese Selektion basiert auf einer Kombination von rangbasierter und zufallsbasierter Selektion. Dabei werden den Individuen mit der größten Fitness F aus der Selektion als Elternindividuen in die nächste Generation des genetischen Algorithmus überführt. Mit zunehmender Anzahl an Generationen werden Populationen mit größerer Fitness F der Individuen gefördert.

Durch die Vereinfachungen und den angewendeten datenbasierten Ansatz zur Bestimmung der Netzengpassbehebungen ist es notwendig, jedes Zeitintervall der Fahrpläne hinsichtlich vorhandener Netzengpässe durch eine Lastflussberechnung zu überprüfen. Wird dabei ein nicht behobener Netzengpass erkannt, wird die Fitness dieses Individuum bzw. der zugehörige Flexibilitätsfahrplan aus der weiteren Betrachtung entfernt. Als weiterer Schritt ist durch die Lastflussberechnung eine Ermittlung der Netzverluste möglich, welche mit den angenommenen Kosten bewertet und nachträglich in die Berechnung der Fitness einbezogen werden können. Ist diese Überprüfung und nachträgliche Korrektur der Fitness durchgeführt, erfolgt eine finale rangbasierte Selektion und die Bestimmung des kostenoptimierten Flexibilitätsfahrplans. Der Fahrplan wird auf Basis der Prognosen möglicher Netzengpässe zu minimalen Kosten vermeiden.

Um die Ergebnisse zu validieren wird der MPC-Algorithmus in zwei synthetischen Referenznetzen, in dem SimBench Stromnetz „LV3 rural“ und dem Wellbow [3] Stromnetz „S1a“ angewendet (siehe Kapitel 4).

Bei der Auswertung wird ein symmetrischer Netzzustand und daher gleiche Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen vorausgesetzt. Zur Darstellung der Ergebnisse wird bei dem Referenznetz Szenario SimBench eine Auswertung der Netzspannung und der Betriebsmittelauslastungen zu dem Zeitpunkt t durchgeführt. In Abbildung 5-29 ist der ursprüngliche prognostizierte Netzzustand ohne Flexibilitätsfahrpläne dargestellt. In diesem Netzzustands mit dem prognostizierten Verhalten der Anlagen ist eine Verletzung des unteren Spannungsbandes an den Netzknoten 9 bis 12 zu erwarten. Durch den Einsatz des Flexibilitätsfahrplan kann diese Verletzung durch die Anpassung der Stufung des rONT angepasst werden.

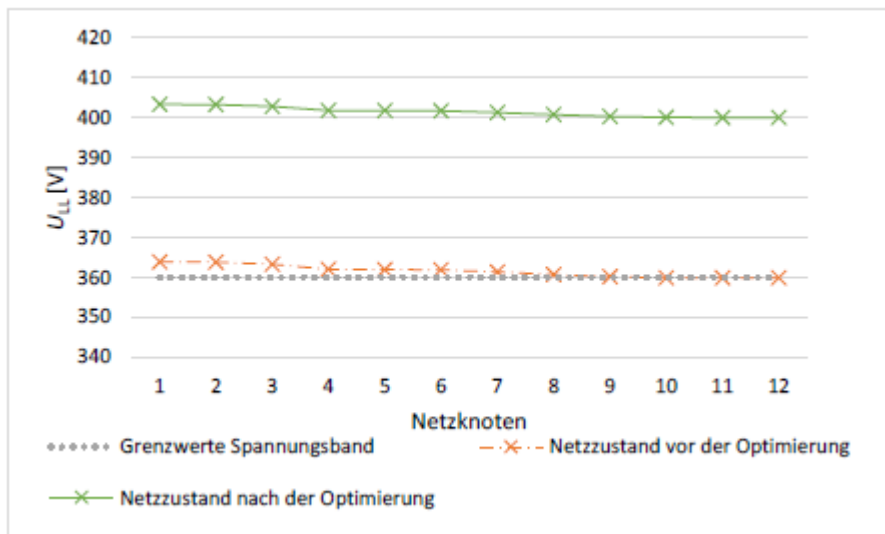


Abbildung 5-29: Verlauf der Netzspannung über die Netzknotten

Abbildung 5-30 zeigt, dass neben der Verletzung des Spannungsbandes auch ein Engpass hinsichtlich der Stromauslastung der Leitungen zu erwarten ist.

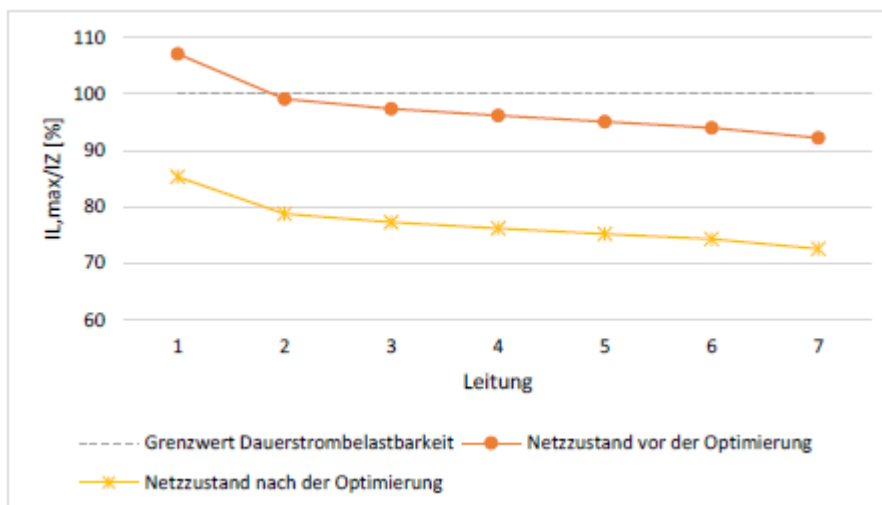


Abbildung 5-30: Betriebsmittelauslastung der Leitungen

Der dabei vorgegebene benutzerdefinierte Grenzwert für $I_{L,max}/I_z$ ist mit 85 % angegeben. Durch Einsatz des Flexibilitätsfahrplans ist auch eine Behebung aller Betriebsmittelüberlastungen zu dem betrachteten Zeitpunkt möglich.

Es zeigt sich, dass das MPC-basierte Verfahren mit dem genetischen Algorithmus durch Anwendung der simulierten Evolution als Optimierungswerkzeug schnell und effizient kostenoptimierte Fahrpläne erzeugen kann. Die Fahrpläne sichern die Einhaltung der normativen Grenzwerte z.B. nach DIN EN 50160 [23] und VDE 0276-1000 [24]. Durch die ebenfalls einbezogene Optimierung der Kosten ergeben sich weitere Einsatzmöglichkeiten z.B. zur Verlustleistungsoptimierung.

6 KI-basiertes Assistenzsystem

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	DFKI, htw saar

Das implementierte KI-basierte Assistenzsystem nutzt ein modulares Daten- und Dienste-Backend um die Messdaten der Feldtestgebiete mit den vorgestellten KI-Algorithmen zu kombinieren und in einer übersichtlichen grafischen Oberfläche zu veranschaulichen. Dabei war das Ziel, sowohl den Stromnetzbetreibern als auch den Entwicklern der KI-Algorithmen die Entscheidungen des Assistenzsystems durch Erklärungen und Visualisierungen nachvollziehbarer zu machen. Energiedaten-Pipeline und Prognosemethoden

6.1 Energiedatenpipeline und Prognosemethoden

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	DFKI, htw saar

Zur Implementierung eines Web-basierten Assistenzsystems wird eine moderne Backend-Architektur benötigt, die nicht nur die Oberfläche der App rendert, sondern auch im Hintergrund Daten synchron hält und verschiedenste Dienste ausführt. Dadurch kann eine interaktive Echtzeit-Anwendung, die wichtig für die Transparenz der KI-Entscheidungen ist, möglich gemacht werden.

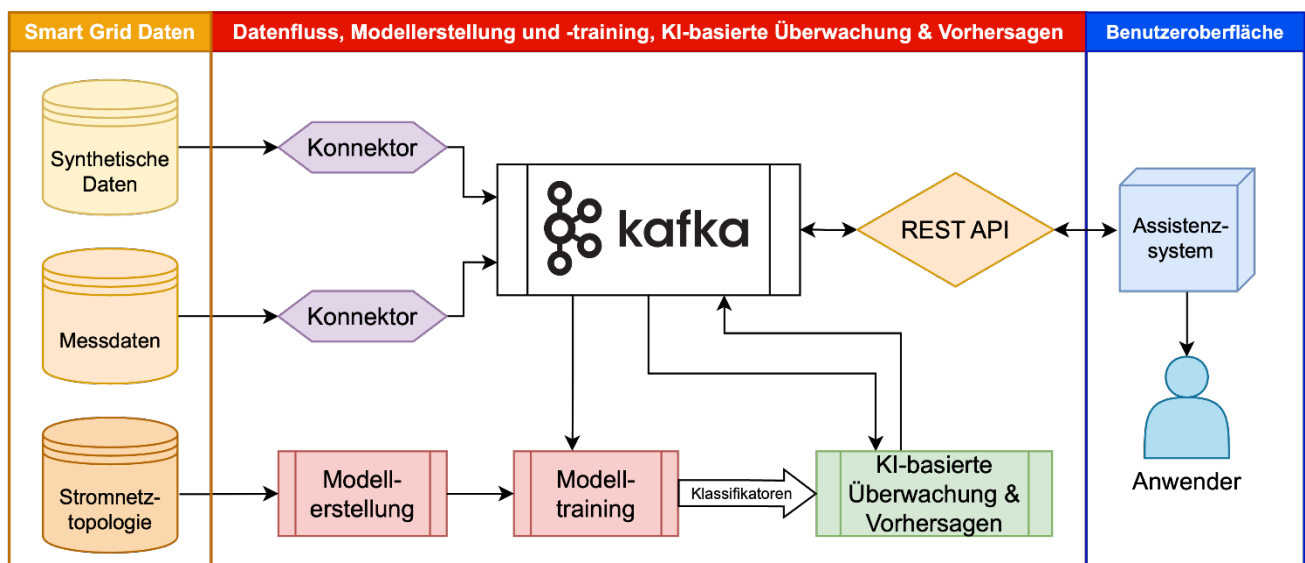


Abbildung 6-1: Architektur der eingesetzten Energiedaten-Pipeline.

Die Datenverarbeitung im Projekt ist in Abbildung 6-1 dargestellt und beinhaltet die Datenquellen wie z.B. die Messdaten der Feldtestgebiete, die Datenverarbeitung und Modellerstellung, sowie die finale Daten- und Dienste Schnittstelle, die von der Benutzeroberfläche des Assistenzsystems benutzt wird.

Die Smart Grid Daten beinhalten verschiedene Kategorien von Datenquellen:

- **Synthetische Daten:** Die synthetischen Daten beinhalten alle Datensätze über die Feldtestgebiete, die mit Hilfe des Fallgenerators in ATPDesigner erstellt wurden. Sie werden in der späteren Datenverarbeitung dafür benutzt die KI-Modelle zu trainieren.
- **Messdaten:** Hier handelt es sich um die realen Messdaten von Ortsnetzstationen aus den Feldtestgebieten. Sie sowohl in Form von historischen als auch Echtzeit-Daten vor. Hauptsächlich dienen sie zur Überwachung des Netztes im Assistenzsystem, aber auch zum Teil zur Validierung der KI-Algorithmik.
- **Stromnetztopologie:** Die Stromnetztopologien der Feldtestgebiete wurden in ATPDesigner nachmodelliert und anschließend als JSON-Objekt exportiert. Durch einen Konverter werden diese Objekte konvertiert, um für die Modellerstellung und für das Rendering in der Oberfläche benutzt werden zu können.

Dadurch, dass die Datenquellen bei verschiedenen Projektpartnern auflaufen, müssen sie an das Backend angebunden werden. Gleichzeitig soll das Backend zum Trainieren und Bereitstellen der KI-Modelle dienen. Um allen Anforderungen gerecht zu werden, wurde die Event-Streaming Plattform Apache Kafka [12] benutzt. Über sogenannte Konnektoren kann der Kafka-Dienst sich mit verschiedensten Arten von Datenbanken verbinden und über Pull oder Push Intervalle Daten synchronisieren. So ist z.B. die SQL-Datenbank der synthetischen Daten und die CouchDB-Datenbank der realen Messdaten über eigens konfigurierte Konnektoren mit dem Kafka-Broker verbunden.

Neben der Erhebung und Synchronität von Simulations- und Messdaten hat das Backend ebenfalls die Aufgabe, KI-Modelle aus den Topologien zu erstellen und mit Hilfe, der in Kafka importierten Daten zu trainieren. Diese fertigt trainierten Modelle werden anschließend, zusammen mit allen weiteren Daten gestützten Berechnungen als Backend-Dienste über eine REST-Schnittstelle für die Partner und die Oberfläche des Assistenzsystems zur Verfügung gestellt.

Die Benutzerin des Assistenzsystems kann durch Authentifizierung in der Web-Oberfläche alle Netzdaten sowie KI-Dienste für die aktuelle Netztopologie anschauen. Die einzelnen Komponenten werden im nächsten Abschnitt erläutert.

6.2 Grafische Benutzeroberfläche

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	DFKI

Die Oberfläche des Assistenzsystems wurde entwickelt, um wertvolle Informationen zu sammeln, die von der zugrundeliegenden Energiedatenpipeline und den damit verbundenen Prognosemethoden ausgegeben werden. Es stellt die Informationen intuitiv als interaktive Anwendung mit Visualisierungs- und Erklärungskomponenten dar. Die Zielgruppe des Assistenzsystem ist nicht nur Energieexperten, sondern auch KI-Experten, denen durch zusätzliche Transparenz der KI-Modelle Einblick in die Entscheidungsfindung der Algorithmen gegeben werden soll.

Abbildung 6-2 zeigt das Dashboard-Layout der Anwendung. Die Anwendung ist bewusst modular aufgebaut und besteht aus mehreren kleineren Komponenten, die miteinander interagieren und sich synchronisieren.

Durch diese Modularität kann die Anwendung in Zukunft leicht um weitere Komponenten, und somit um weitere Funktionen, erweitert werden.



Abbildung 6-2: Webbasierter Prototyp des Assistenzsystems.

Der obere Teil des Dashboards zeigt die Topologie des Stromnetzes: Hierbei werden Hausabgänge und andere Verbraucher als rote Kästen gerendert, während dezentrale PV-Anlagen als grüne Kreise dargestellt werden. Neben den Verbindungsleitungen können auch Sammelschienen angezeigt werden. Über eine Dropdown-Auswahl in der oberen rechten Ecke wird ausgewählt, welche Elemente gerendert werden. Die Topologie des Netzes kann durch Drag- und Scroll-Interaktionen navigiert werden. Jeder Verbraucher und Erzeuger kann durch Klicken ausgewählt werden. Nach erfolgreicher Auswahl ändert sich die Informationsleiste unter dem Netz und zeigt die passenden Informationen zur Auswahl an. Diese beinhalten Meta-Informationen wie Name, Beschreibung und Smartmeter-Verfügbarkeit.

Die untere Hälfte des Dashboards zeigt mehrere kleine Visualisierungskomponenten, die sich dynamisch mit Auswahl eines Verbraucherknotts ändern. Im Folgenden werden die drei Komponenten von links nach rechts erläutert.

6.2.1 Daten-Monitoring

Die erste Visualisierungskomponente auf der linken Seite zeigt eine Live-Visualisierung der Messwerte des aktuell ausgewählten Knotens (hier die anliegende Spannung). Falls an dem Knoten ein Smart-Meter installiert ist, wird dies durch eine Info am oberen Rand mit dem Wort "Live" dargestellt. Sollten keine Live-Daten für den Knoten vorliegen, wird die Vorhersage für den Knoten der Netzzustandsschätzung benutzt und die Info zeigt "Predicted" an. Der Graph der Live-Anzeige ist interaktiv, falls weitere Werte verfügbar werden, können sie im gleichen Fenster dazu geschaltet werden.

Modellauswahl

Die nächste Komponente visualisiert die Struktur der benutzten KI-Modelle (hier KNNs) und ermöglicht das Umschalten zwischen den KI-Modellen. Abbildung 6-3 zeigt zum Beispiel das Umschalten von einem KNN mit drei versteckten Ebenen zu einem mit fünf versteckten Ebenen. Beim Umschalten werden die Informationen auf in der Komponente nebenan auch aktualisiert.

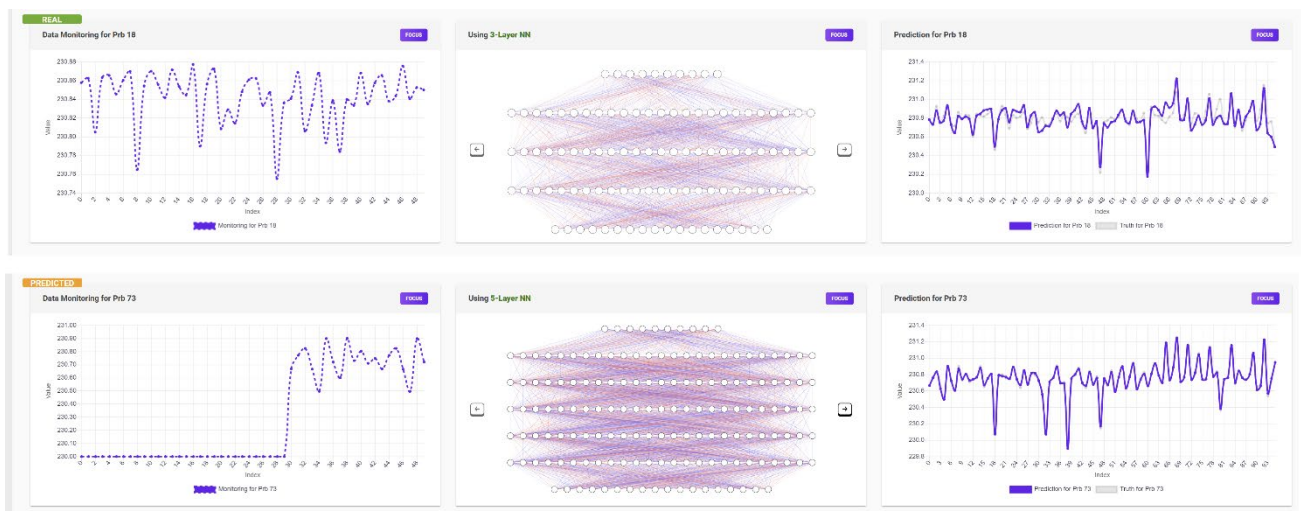


Abbildung 6-3: Umschalten zwischen zwei verschiedenen KI-Modellen

Des Weiteren kann durch Betätigung der "Focus"-Schaltfläche in einen Detailmodus gewechselt werden, der versucht, die Funktionsweise und die Entscheidungen des aktuellen Modelles zu visualisieren und zu erklären. Abbildung 6-4 zeigt, dass die Visualisierung des KNNs nun auf der linken Seite platziert ist (für eine nähere Betrachtung kann die Visualisierung angeklickt werden und die Grafik öffnen sich in einem großen Pop-Up). Weiter sind einige wichtige Parameter des KNNs zu Ebenen-Anzahl und -Typ, Länge des Trainings und Art, sowie die Vorhersage-Präzession auf ungesehenen Testdaten vorhanden. Zuletzt befindet sich die Visualisierung der sogenannten "Feature Importances" für die aktuelle Vorhersage. Diese gibt an, welche Eingabeparameter (hier die Messwerte der 5 ONS) wie viel zur Vorhersage des Ergebnisses beigetragen haben (grün - hoher Einfluss, gelb - mäßiger Einfluss, rot – wenig Einfluss). Dadurch soll sich die Entscheidung des KI-Modells für den Nutzer besser nachvollziehen lassen.

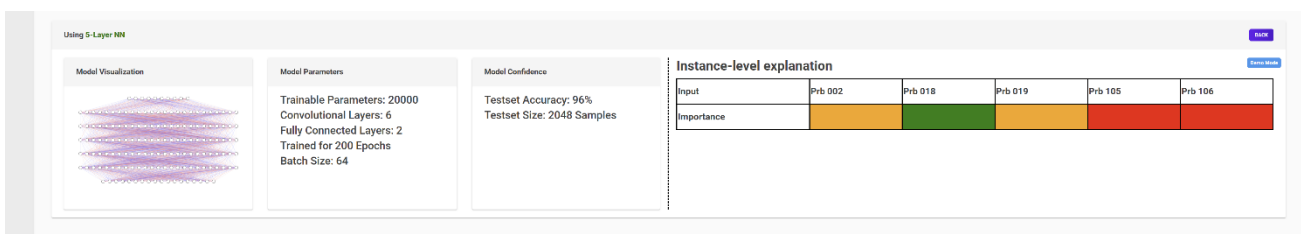


Abbildung 6-4: Erklärungskomponente für KI-Modelle

6.2.2 Vorhersage

Die letzte Komponente zeigt die Spannungs-Vorhersage des in der vorherigen Komponente ausgewählten KNNs für den aktuellen Knoten. Auf Grundlage der Netzzustandsschätzung des aktuellen Zeitpunkts wird die Spannungs-Vorhersage über den Verlauf der nächsten 24 Stunden (jeweils mit 15 Minuten Intervallen) gemacht. Dies wird durch die Benutzung eines LSTM (Long Short-Term Memory) Modells erreicht. Das LSTM-Modell ist darauf trainiert, zeitliche Verläufe vorherzusagen und eignet sich deswegen gut für die Spannungsprognose der nächsten 24 Stunden. Die Vorhersage soll es dem Nutzer in Kombination mit allen anderen Komponenten des Assistenzsystems ermöglichen, den Netzzustand schnell zu erkennen und Handlungsentscheidungen sicher und bewusst zu fällen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass das implementierte Assistenzsystem im Backend auf Basis der Simulations- und Messdaten KI-Systeme zur Netzzustandsanalyse und –diagnose bereitstellt, die durch die verschiedenen Visualisierungs- und Erklärungskomponenten des Frontend intuitiv und unterstützend dargestellt werden.

7 Netzschutztechnik

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2, AP 3	VSE, htw saar

Die Netzschutztechnik befasst sich damit möglichst allen vorkommenden unzulässigen Netzzuständen im Energieversorgungsnetz während des Betriebes zu erkennen und zu schützen. Realisiert wird ein Netzschutzkonzept durch im Netz verbaute Schutzgeräte. Meistgenutzt sind sogenannte Distanzschutzgeräte. Diese Art des Schutzgerätes ist in der Lage anhand der aus den am Einbauort der zugehörigen Strom- und Spannungswandler aufgenommenen Messwerte eine Fehlerimpedanz zu bestimmen. Abhängig von der ermittelten Fehlerimpedanz können Fehler erkannt und geklärt werden. Ergänzt werden diese Schutzgeräte mit unabhängigen Überstromzeitschutzgeräten (UMZ-Schutz) sowie Leitungs- bzw. Transformator-Differentialschutzgeräten. Letztere sind in der Lage die entsprechende Schutzzone sehr genau zu überwachen und entsprechend schnell einen Fehler zu erkennen bzw. zu klären. Distanz- und UMZ-Schutzgeräte hingegen müssen entsprechend ausgelegt werden, um die Schutzziele „Selektivität“, „Schnelligkeit“ und „Zuverlässigkeit“ einzuhalten. Diese Auslegung wird aktuell händisch durch Mitarbeitende in den Schutztechnik-Abteilungen mit Hilfe sehr zeitaufwändiger, manueller Simulationen durchgeführt. Ziel des im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* weiterentwickelte Netzschutzanalysetool GridProtect ist es, eine automatisierte Bewertung und Erstellung von Netzschutzkonzepten umzusetzen.

GridProtect bietet die Möglichkeit durch den Benutzer die Anforderungen an das zu erstellende bzw. zu prüfende Netzschutzkonzept individuell zu definieren. Anhand der definierten Anforderungen und der vorgegebenen Szenarien wird in Kombination mit dem in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Netzberechnungsprogramm ein vorhandenes Netzschutzkonzept bewertet bzw. ein entsprechendes Netzschutzkonzept erstellt. Die Erstellung erfolgt hierbei in mehreren Prozessschritten. Dabei können u.U. sehr lange Berechnungszeiten von mehreren Stunden anfallen. Die Schnittstelle zwischen dem Netzschutzanalysetool GridProtect und dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist daher so designt, dass es keinerlei externe Eingaben während der Erstellung von Netzschutzkonzepten und deren Bewertung bedarf.

Die Anzahl der bewerteten Schutzgeräte ist flexibel und wurde bis zu mehreren Hundert Schutzgeräten erprobt. GridProtect ist in der Lage eine große Anzahl an Ergebnissen in mehreren Ebenen unterschiedlicher Granularität darzustellen. Dem Benutzer ist es somit möglich, sowohl einen Gesamteindruck der bewerteten Ergebnisse zu erhalten als auch auf die Ebene des einzelnen Bewertungsergebnis zu navigieren und so Auslöseverhalten, welche die Anforderungen verletzen, zu identifizieren.

7.1 Projekterstellung

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2, AP 3	VSE

Projekterstellung bedeutet hier die Definition des Arbeitsauftrages an GridProtect durch den Nutzer.

Im ersten Schritt wird bei der Projekterstellung der Analyseumfang definiert. Es ist die zu analysierende Spannungsebene sowie die Auswahl der Erdschlusskompensation und Zustand des Unterspannungsschutzes der

Dezentralen Erzeugungsanlagen vorzugeben. Für die Bewertung lassen sich die Bewertungskriterien auswählen (Abschaltverhalten, Sicherheitsabstand, Gegenstationen). Es wird außerdem festgelegt, ob es sich bei dem Projekt um die Bewertung eines bestehenden Netzschutzkonzeptes handelt oder, durch die Aktivierung der Anpassungsfunktion, ein neues Netzschutzkonzept erstellt werden soll.

Nachdem der Analyseumfang des neu angelegten Projektes festgelegt wurde, hat der Benutzer die Möglichkeit die Anforderungen an das Netzschutzkonzept zu definieren. Im Bereich der Bewertung lassen sich unter anderem der zu berücksichtigende Sicherheitsabstand bzw. Staffelfaktor, einen absoluten Mindestabstand zwischen den Kippgrenzen sowie eine absolute Mindestreichweite der eingestellten Distanzzonen vorgeben. Ebenfalls ist die individuelle Vorgabe der Staffezeit, entsprechend dem zeitlichen Mindestabstand zwischen den Auslösekennlinien, möglich. Des Weiteren lassen sich die Bewertungskriterien für die Überstaffelung von Gegenstationen anpassen.

Wird neben der Bewertung auch die Anpassung des Netzschutzkonzeptes ausgewählt, hat der Benutzer außerdem verschiedene Optionen den Optimierungsprozess zu parametrieren. Neben der Auswahl der maximalen Anzahl an Prozessschritten können die maximale Anzahl an zu definierenden Distanzzonen sowie die maximale Auslösezeit als Abbruchkriterium vorgegeben werden. Im Bereich der Staffelvorgaben wird die Schnellzeit und optional die Zonenzeit der einzelnen Distanzzonen parametriert.

Nachfolgend werden in Schritt 3 die Netzparameter des zu analysierenden Netzabschnittes eingelesen. Mittels des in Abschnitt 3.2 beschriebenen Netzberechnungsprogramm, kann die Topologie des nachgebildeten Netzes in GridProtect eingelesen und anschließend in ein Knoten-Kanten-Modell umgewandelt werden.

Nachdem die Topologie des zu analysierenden Netzabschnittes vorliegt, werden durch den Benutzer die zu untersuchenden Szenarien definiert. Hierbei können neben der verwendeten Kurzschlussart (3-polig, 2-polig bzw. 1-polig) ebenfalls ein optionaler Übergangswiderstand je Szenario vorgegeben werden. Des Weiteren werden die zu prüfenden Schutzeinrichtungen, Schutzversager und Schaltzustände erfasst bzw. vorgegeben. Anhand dieser Definition führt GridProtect eine automatische Schutzzuordnung durch. Hierzu werden alle möglichen Kurzschlusspfade im jeweiligen Schaltzustand detektiert und den untersuchten Schutzgeräten eine Haupt- und mehrere Reserveschutzzonen zugeordnet.

Ist die Netzberechnung abgeschlossen, werden die Reaktionen der Schutzgeräte bewertet und optional angepasst. Nach jedem Prozessschritt ist es dem Benutzer möglich den aktuellen Stand des Schutzkonzeptes zu überprüfen.

Die Anpassung wird in mehreren Prozessschritten durchgeführt. Änderungen von Einstellparametern bedingen eine anschließende Netzberechnung, um zu überprüfen, ob die durchgeführten Änderungen den avisierten Effekt zeigen.

Die Ergebnisse des jeweiligen Prozessschrittes werden nach dessen Durchführung übersichtlich dargestellt. Durch ein etabliertes Ampelsystem (grün → optimal, gelb → zulässig, rot → unzulässig) werden dem Benutzer, die relevanten Ergebnisse präsentiert. Folgende Abbildung zeigt beispielsweise eine Übersicht über die Ergebnisse nach einer erfolgreichen Anpassung.

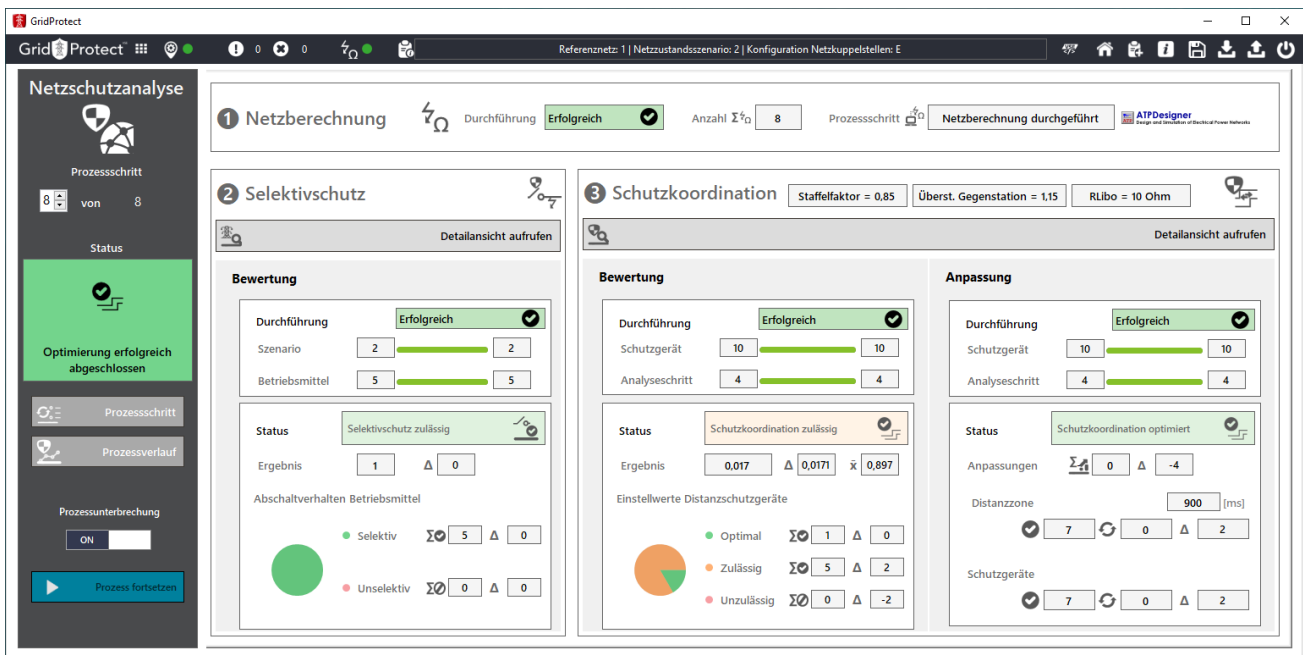


Abbildung 7-1: Beispiel Ergebnisdarstellung GridProtect

7.2 Herausforderungen

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 2	VSE

Im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* wurden zur Validierung der Vorgehensweise des Netzschutzanalyse-tools GridProtect diverse Beispielnetze automatisiert ausgelegt. Die Topologie und vorhandenen Betriebsmittel der Beispielnetze wurden so gewählt, dass starke netzbedingte Unschärfen auftreten, die eine besonders große Herausforderung für die Schutzkoordination darstellen. Netzbedingte Unschärfen werden unter anderem durch Effekte wie z.B. Zwischeneinspeisung bzw. Gegeneinspeisung sowie vermascht betriebene Netztopologien hervorgerufen.

7.2.1 Beispielnetz mit und ohne Gegen- bzw. Zwischeneinspeisung

Abbildung 7-2 zeigt das untersuchte Beispielnetz in seiner Grundform. Hierbei handelt es sich um ein einseitig gespeistes Netz, welches über einen einzigen Abgang in Strahlenform verfügt. Bei einem Kurzschluss auf einer der beiden dargestellten Leitungsabschnitte (LTG AB, LTG BC) bzw. einer der drei Sammelschienen (A, B, C) wird der Kurzschlussstrom immer von der Netzeinspeisung N1 über den Transformator TR1.1 bis zum Kurzschlussort fließen. In dieser Konstellation kommt es zu keinen netzbedingten Unschärfen. Folglich entspricht die im oberen Diagramm dargestellte vom Schutzgerät P4 (orange) gemessene Fehlerreaktanzen an jedem simulierten Fehlerort (Punkte im Diagramm) der Betriebsmittelreaktanzen zwischen dem simulierten Fehlerort und dem Einbauort des betrachteten Schutzgerätes P4. Unter diesen Bedingungen ist eine Auslegung des Zeitstafelschutzkonzeptes nach Lehrbuchgleichungen (vgl. [35]) problemlos möglich. Im unteren Diagramm (Referenz) ist die entsprechende Zeitstafelkennlinie bzw. in diesem Fall analog aussehende Auslösekennlinie des Schutzgerätes P4 in Orange und P5 in Grün dargestellt. Es gibt keine Überschneidungen zwischen den beiden

Kennlinien und der vorgegebenen Staffelungsfaktor von 0,9 wurde eingehalten. Die dargestellte Zeitstaffelkennlinie ergibt sich aus den durch GridProtect automatisiert erzeugten Einstellparameter für die Schutzgeräte P4 und P5.

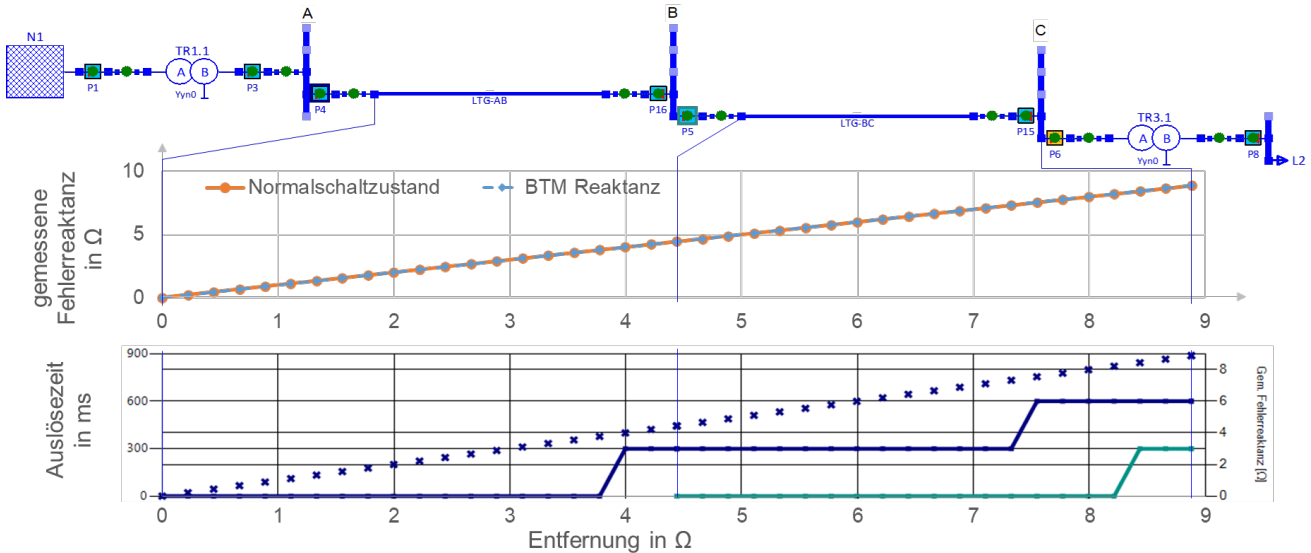


Abbildung 7-2: Beispielnetz ohne Gegen- bzw. Zwischeneinspeisung

Das untersuchte Beispielnetz wurde erweitert, um mögliche netzbedingte Unschärfen abzubilden. Durch das Einpflegen weiterer Netzeinspeisungen, konnte sowohl der Effekt der Zwischen- als auch Gegeneinspeisung simuliert werden. Abbildung 7-3 zeigt das Beispielnetz, wobei eine weitere Netzeinspeisung an Sammelschiene B angeschlossen wurde. Im oberen Diagramm ist die vom Schutzgerät P4 gemessene Fehlerreaktanz dargestellt. Aus Sicht des Schutzgerätes P4 der Sammelschiene A, stellt die Netzeinspeisung N2 bei einem Fehler auf der Leitung LTG-AB eine Gegeneinspeisung dar. Bei einem Fehler auf der Leitung LTG-BC, stellt die Netzeinspeisung N2 aus Sicht des Schutzgerätes P4 eine Zwischeneinspeisung dar. Die Auswirkung der beiden Effekte werden durch den Vergleich der in Orange dargestellten Kennlinie (gemessene Fehlerreaktanz ohne Gegen- bzw. Zwischeneinspeisung) zur in Grau dargestellten Kennlinie (gemessene Fehlerreaktanz mit Gegen- bzw. Zwischeneinspeisung) deutlich. Das untere Diagramm stellt weiterhin die Auslösekennlinien dar. Durch die zweite aktive Netzeinspeisung N2, weist das Schutzgerät P4 mit den zuvor ohne die Netzeinspeisung ermittelten Einstellwerte im Bereich des ersten bis zum dritten Fehlerort auf der Leitung LTG-BC, ausgehende von der Sammelschiene B eine unselektive Abschaltung auf. Das Schutzgerät P5 sollte in diesem Bereich einen Kurzschluss in Schnellzeit klären. An der in Grau dargestellten Auslösekennlinie des Schutzgerätes P4 ist zu erkennen, dass es in diesem Bereich zu einer Überschneidung der beiden Auslösekennlinien von P4 und P5 kommt. Des Weiteren endet die graue Auslösekennlinie von P4 auf der Leitung LTG-BC und erfüllt somit nicht die Aufgabe des Reserveschutzes im betrachteten Fall.

Das in GridProtect umgesetzte Verfahren muss die Überschneidung der beiden Auslösekennlinien und die daraus resultierende Unselektivität, sowie die nicht ausreichende Reichweite der Auslösekennlinie des Schutzgerätes P4 erkennen und anhand der simulierten Messwerte das Schutzkonzept anpassen.

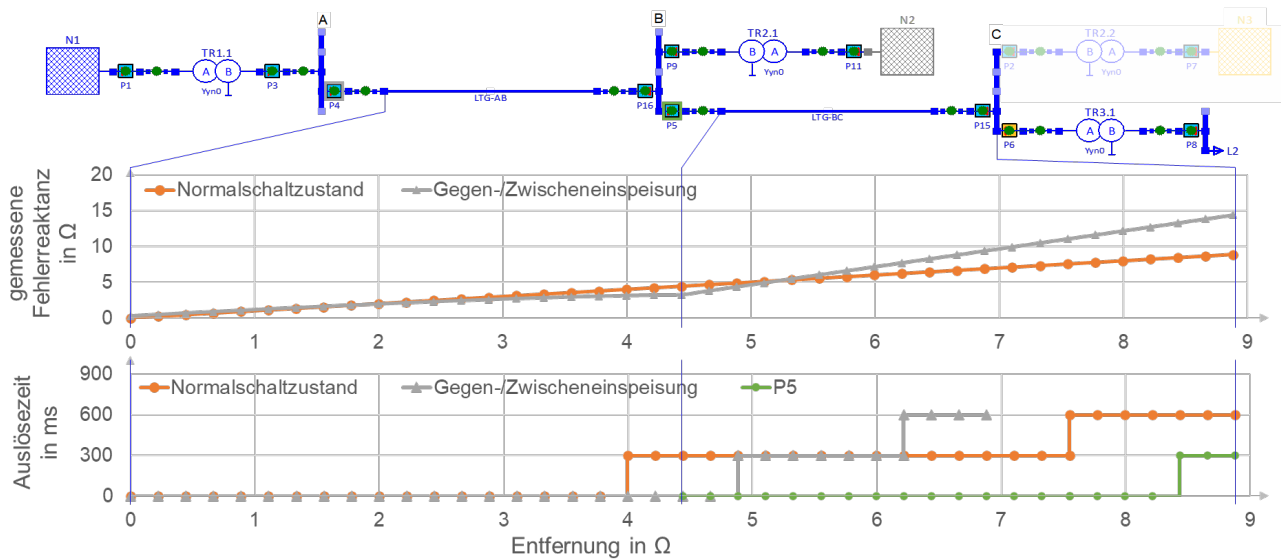


Abbildung 7-3: Beispielnetz ohne Gegen- bzw. mit Zwischeneinspeisung

Das Ergebnis der automatisierten Erstellung des Netzschutzkonzeptes wird in Abbildung 7-4 dargestellt. Im unteren Diagramm ist die Auslösekennlinie des Distanzschutzgerätes P4 nach der Anpassung durch GridProtect, in Schwarz visualisiert. Die Reichweite der ersten Zone des Distanzschutzgerätes P4 wurde verringert, sodass der Sicherheitsabstand, ausgedrückt im Staffelungsfaktor (0,9) eingehalten wird. Hierbei bezieht sich der Sicherheitsabstand auf die gemessene Fehlerreaktanz des Distanzschutzgerätes P4 am Einbauort der Referenzschutzeinrichtung P5. Die Reichweite der zweiten bzw. dritten Distanzzone des Distanzschutzgerätes P4 wurde vergrößert, um die Unterreichweite, bedingt durch den Effekt der Zwischeneinspeisung der Netzeinspeisung N2, auszugleichen, und ein den Anforderungen entsprechendes Reserveschutzkonzept zu erhalten.

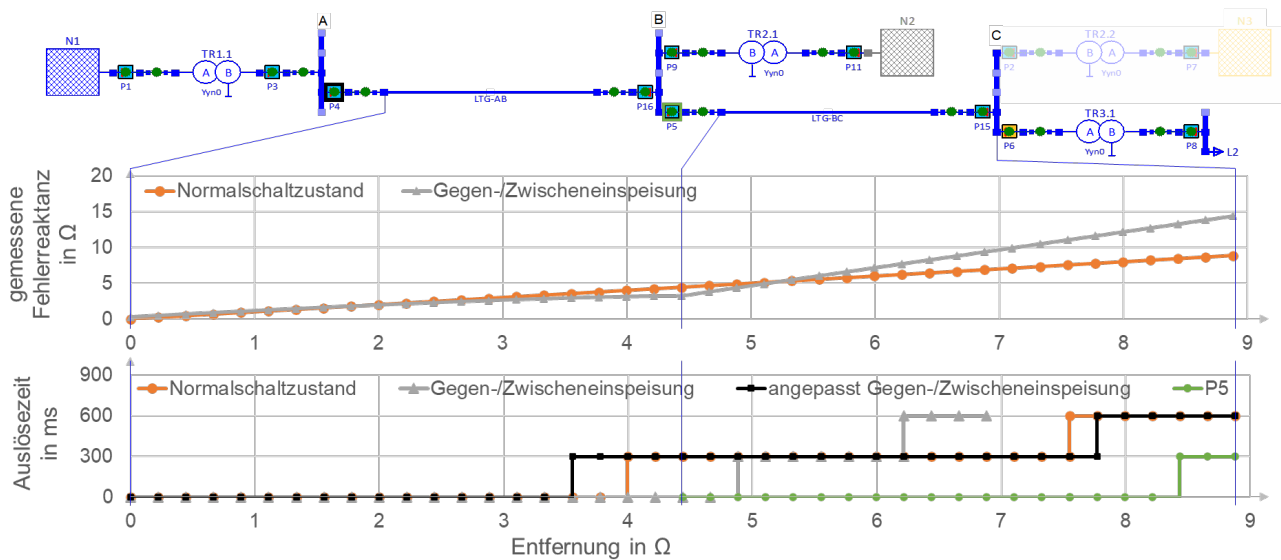


Abbildung 7-4: Beispielnetz mit Zwischeneinspeisung Anpassung GridProtect

7.2.2 Beispielnetz mit negativer Steigung

Durch eine Anpassung der Leitungsimpedanz LTG-BC des im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Beispielnetz, lässt sich ein weiterer netztopologischer Effekt darstellen. Im Falle einer aktiven Gegeneinspeisung und unterschiedlichen Leitungsimpedanzen, zeigt der Verlauf der gemessenen Fehlerreaktanz des Distanzschutzgerätes P4 eine negative Steigung trotz des sich örtlich entfernenden Fehlerortes auf der Leitung LTG-BC, vgl. Abbildung 7-5.

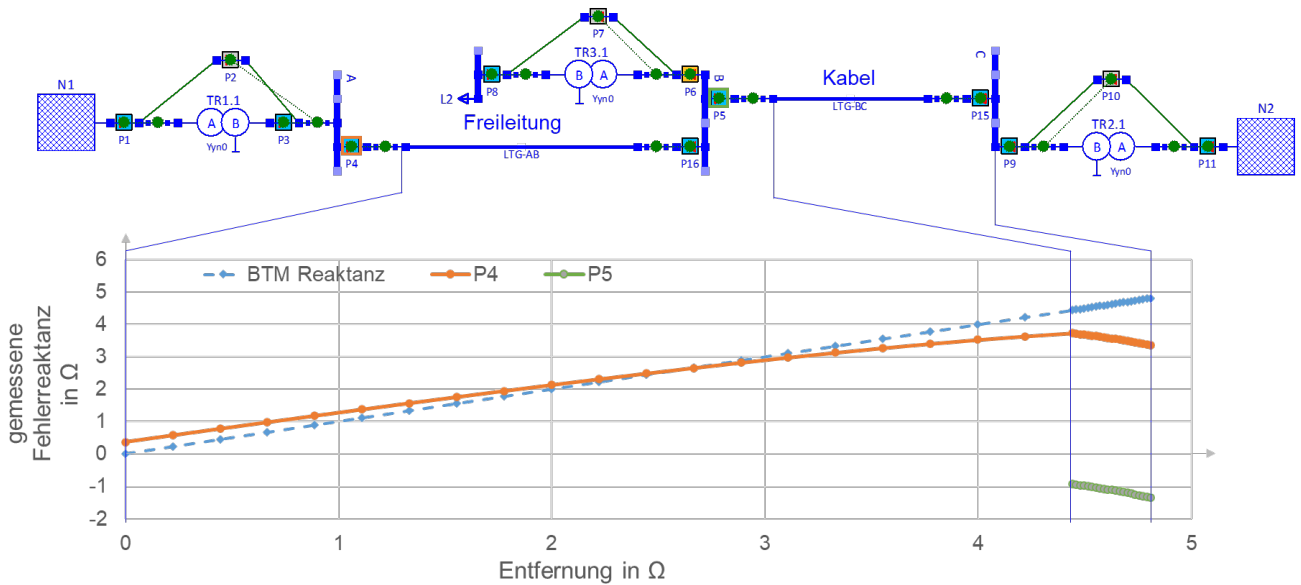


Abbildung 7-5: Beispielnetz mit Gegeneinspeisung und neg. Steigung

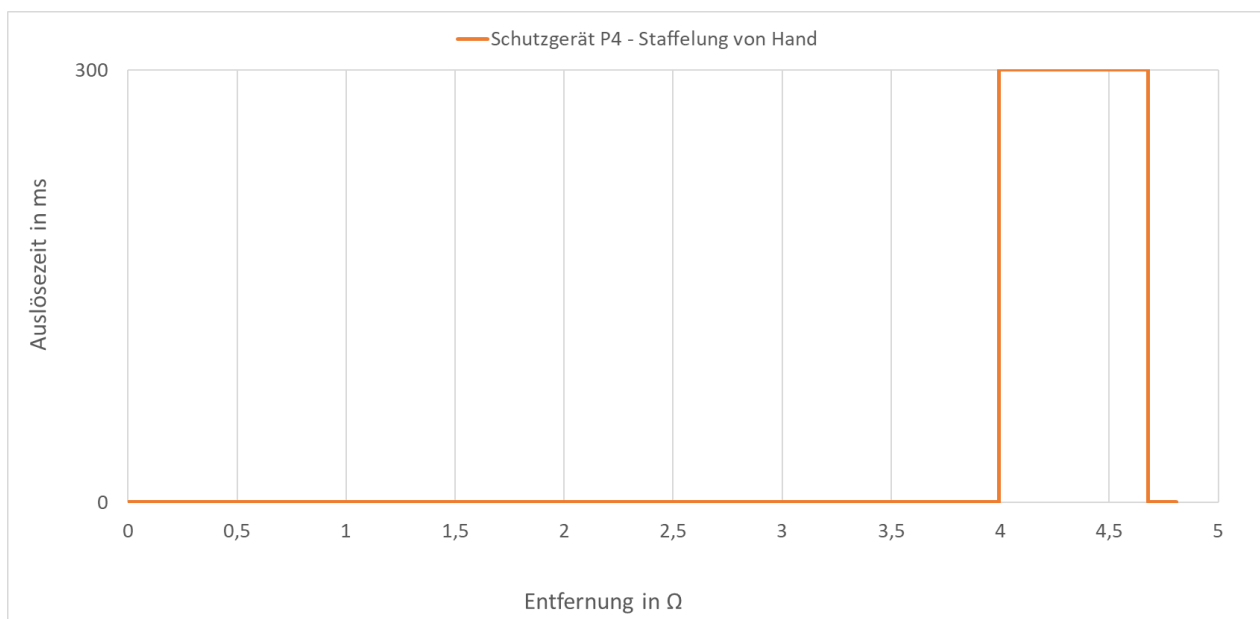


Abbildung 7-6: Auslösekennlinie P4 nach Lehrbuchgleichungen

Eine klassische Auslegung von Distanzzonen nach den in der Literatur verwendeten Gleichungen (z.B. mit einem Staffelungsfaktor von 0,9) würde dazu führen, dass, wie in Abbildung 7-6 illustriert, das Schutzgerät P4 kurz vor der Sammelschiene B in der zweiten Distanzstufe mit 300ms Verzögerungszeit und kurz darauf auf der Leitung LTG-BC wieder in die erste Distanzstufe mit 0ms Verzögerungszeit auslösen würde. Hierbei würde es zu einer unselektiven Abschaltung durch das Schutzgeräten P4 kommen, da ein Kurzschluss auf der Leitung LTB-BC durch das Schutzgerät P5 in Schnellzeit abgeschaltet werden sollte. Die negative Steigung in der gemessenen Fehlerreaktanz wird durch den in GridProtect umgesetzten Algorithmus identifiziert. Um eine unselektive Abschaltung zu vermeiden, werden bei der Auslegung der Distanzzonen von Schutzgeräten Bereiche, in denen negative Steigungen im zu schützenden Bereich erkannt werden, gesperrt und bei der Berechnung der Zonenreichweite berücksichtigt. Die aus dieser Betrachtung resultierende Auslösekennlinie des Schutzgerätes P4 wird in Abbildung 7-7 dargestellt.

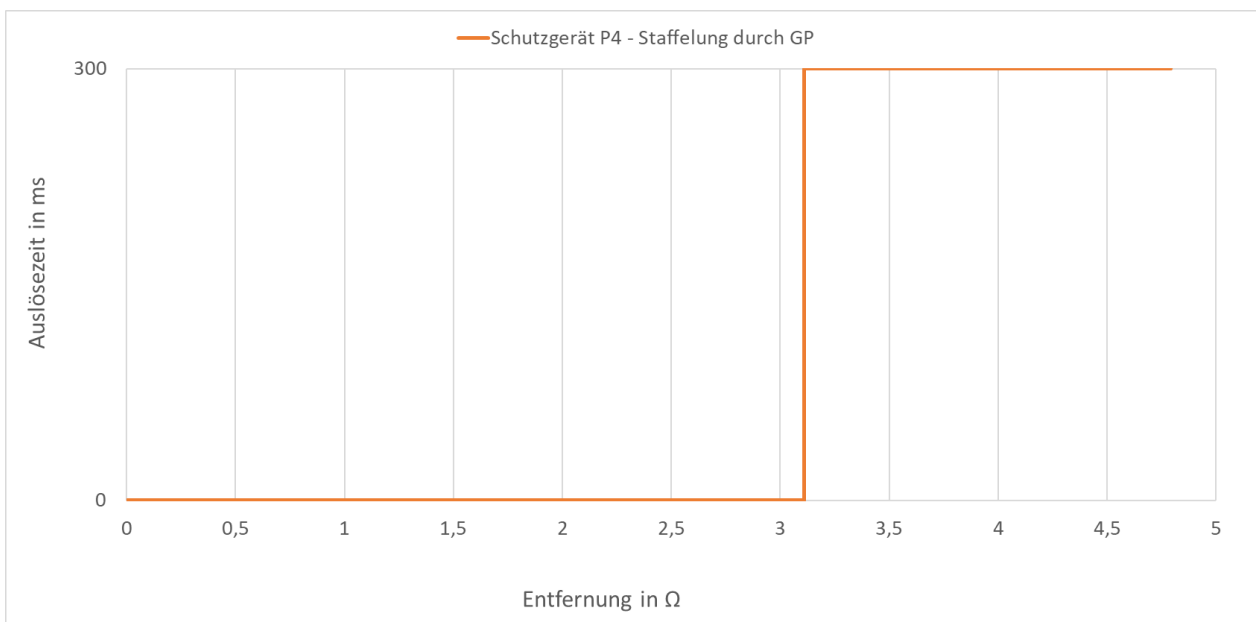


Abbildung 7-7: Auslösekennlinie P4 durch GridProtect ermittelt

Die Kippgrenze liegt bei 65% der Leitung LTG-AB. Als Fazit lässt sich festhalten, dass durch die negative Steigung der gemessenen Fehlerreaktanz ggf. Zonenreichweiten verringert werden müssen, um unselektive Abschaltungen zu vermeiden.

7.3 Referenznetze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2, AP 3, AP 4	VSE

Zur Erprobung der umgesetzten Systematik in dem Netzschutzanalysetool GridProtect wurden diverse Referenznetze untersucht. Die Referenznetze können der von Herrn Jörg Scheel „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen“ [36] entnommen werden. Hauptaugenmerk im Rahmen des Forschungsprojektes liegt auf dem in Abbildung 7-8 dargestellten Referenznetz.

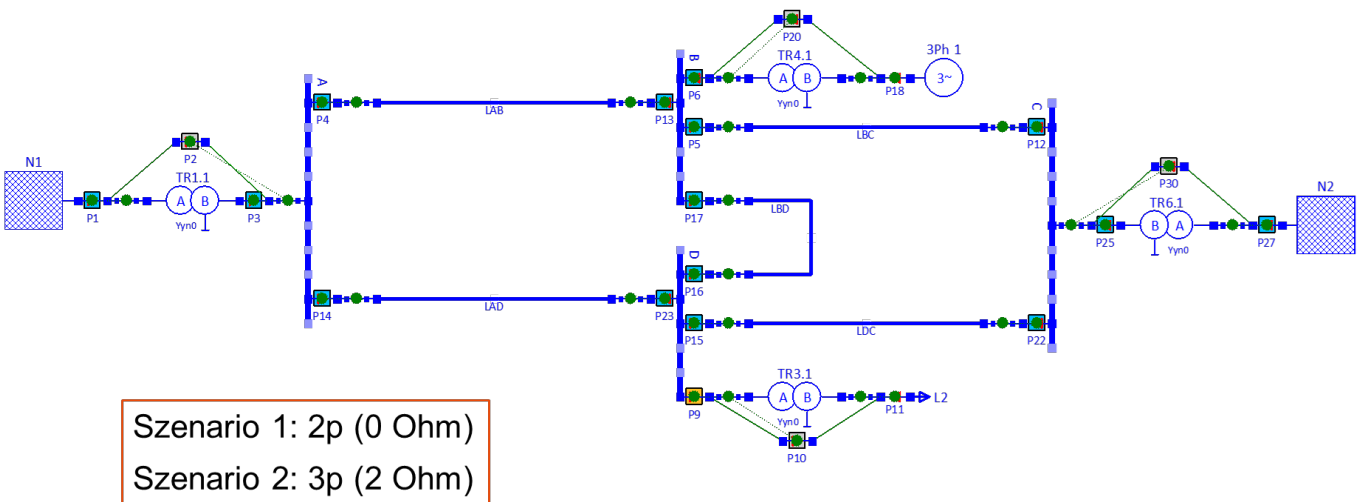


Abbildung 7-8: Referenznetz zur Validierung GridProtect Netzschema

Das abgebildete Referenznetz wurde durch GridProtect anhand von 2 Szenarien ausgelegt. Neben dem Szenario eines zweipoligen Kurzschlusses ohne Übergangswiderstand wurde zudem ein dreipoliger Kurzschluss mit 2 Ohm Übergangswiderstand zur Auslegung der vorhandenen Netzschutzgeräte simuliert. Die Abtastweite lag bei 5% der jeweiligen Leitungsimpedanz.

Nachfolgende Darstellung zeigt das Ergebnis nach 22 Prozessschritten:

1 Netzberechnung
 Durchführung: Anzahl $\Sigma \Omega$ 20, Prozessschritt: Netzberechnung durchgeführt

2 Selektivschutz
 Bewertung:
 Durchführung: Erfolgreich
 Szenario: 2 / 2
 Betriebsmittel: 9 / 9
 Status: Selektivschutz zulässig
 Ergebnis: 1 Δ 0
 Abschaltverhalten Betriebsmittel:
 • Selektiv $\Sigma \Omega$ 9 Δ 0
 • Unselektiv $\Sigma \Omega$ 0 Δ 0

3 Schutzkoordination
 Staffelfaktor = 0.85, Überst. Gegenstation = 1.15, RLibo = 3 Ohm
 Bewertung:
 Durchführung: Erfolgreich
 Schutzgerät: 18 / 18
 Analyseschritt: 4 / 4
 Status: Schutzkoordination zulässig
 Ergebnis: 1,27E-27 Δ 0 \times 0,542
 Einstellwerte Distanzschutzgeräte:
 • Optimal $\Sigma \Omega$ 1 Δ 0
 • Zulässig $\Sigma \Omega$ 11 Δ 3
 • Unzulässig $\Sigma \Omega$ 0 Δ -3
 Anpassung:
 Durchführung: Erfolgreich
 Schutzgerät: 18 / 18
 Analyseschritt: 4 / 4
 Status: Schutzkoordination optimiert
 Anpassungen: $\Sigma \Delta$ 0 Δ -6
 Distanzzone: 2100 [ms]
 Schutzgeräte: 13 Δ 3

Abbildung 7-9: Referenznetz zur Validierung GridProtect Koordinationsergebnis

Es ist zu erkennen, dass die Optimierung erfolgreich abgeschlossen wurde. Hierbei werden nach der Bewertung des Selektivschutzes alle Fehlerorte selektiv abgeschaltet. Im Bereich der Bewertung der Schutzkoordination lässt sich ablesen, dass es keine unzulässigen Einstellwerte der betrachteten Distanzschutzgeräte gibt.

Durch die betrachteten unterschiedlichen Szenarien gibt es für die meisten Einstellwerte der Schutzgeräte eine zulässige Einstellung.

Um die Überprüfung möglichst realitätsnah zu gestalten, wurde ebenfalls ein vermascht betriebenes 110-kV-Referenznetz untersucht. Dieses 110-kV-Referenznetz entspricht dem Modellnetz I der Dissertation von Herrn Jörg Scheel [36], welches „die Charakteristiken und Eigenschaften von realen Netzen hinreichend genau“ abbildet. Abbildung 7-10 zeigt die Netznachbildung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner.

Die im dargestellten 110-kV-Referenznetz nach Abbildung 7-10 vorhandenen Distanzschutzgeräte wurden durch das Netzschutzanalysetool GridProtect analysiert und ausgelegt. Beispielhaft wurde diese Auslegung anhand des Szenarios „2 poliger Kurzschluss zwischen L1 und L2 ohne Übergangswiderstand“ durchgeführt.

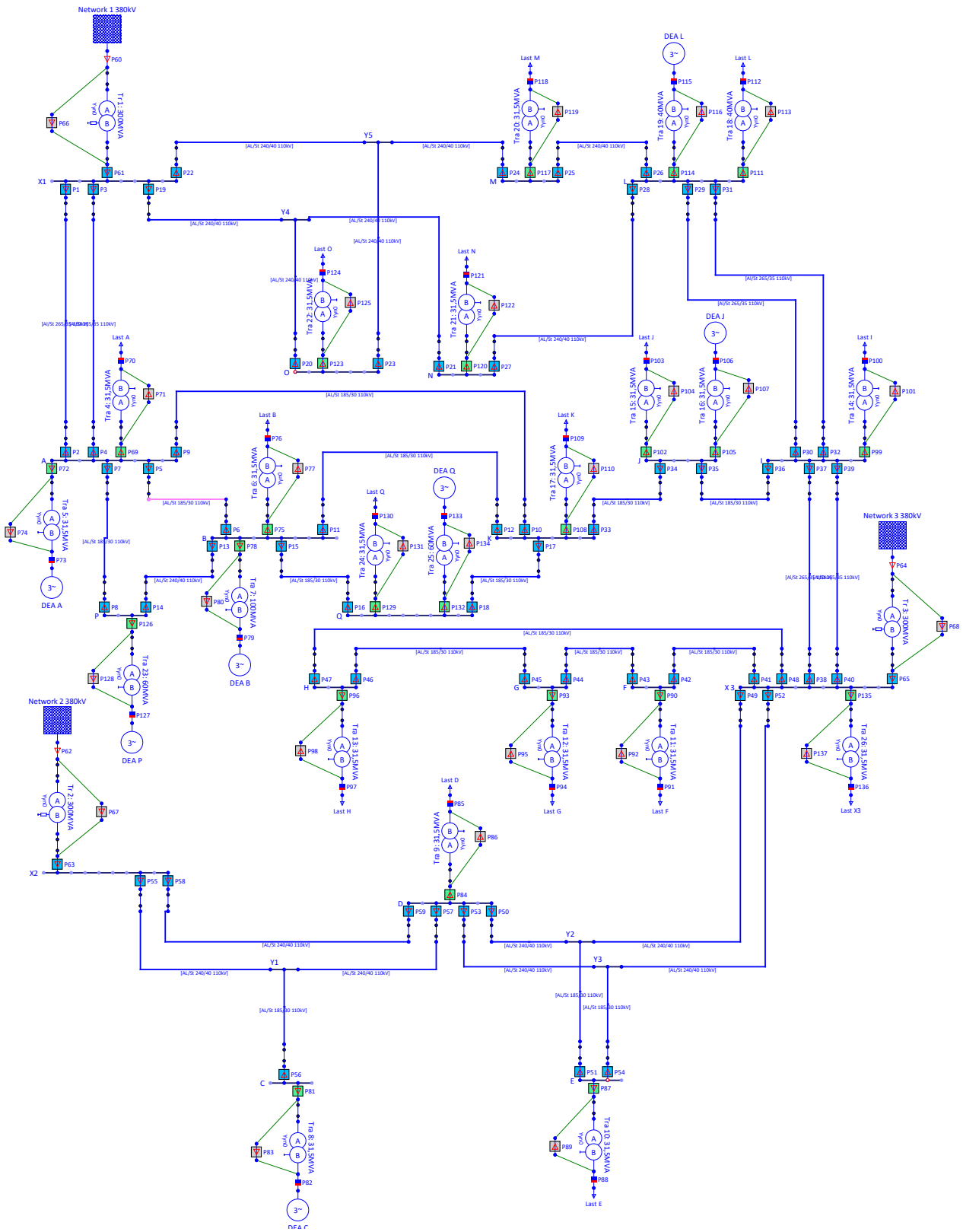


Abbildung 7-10: Netzschema Modellnetz I der Dissertation von Herrn Jörg Scheel [36]

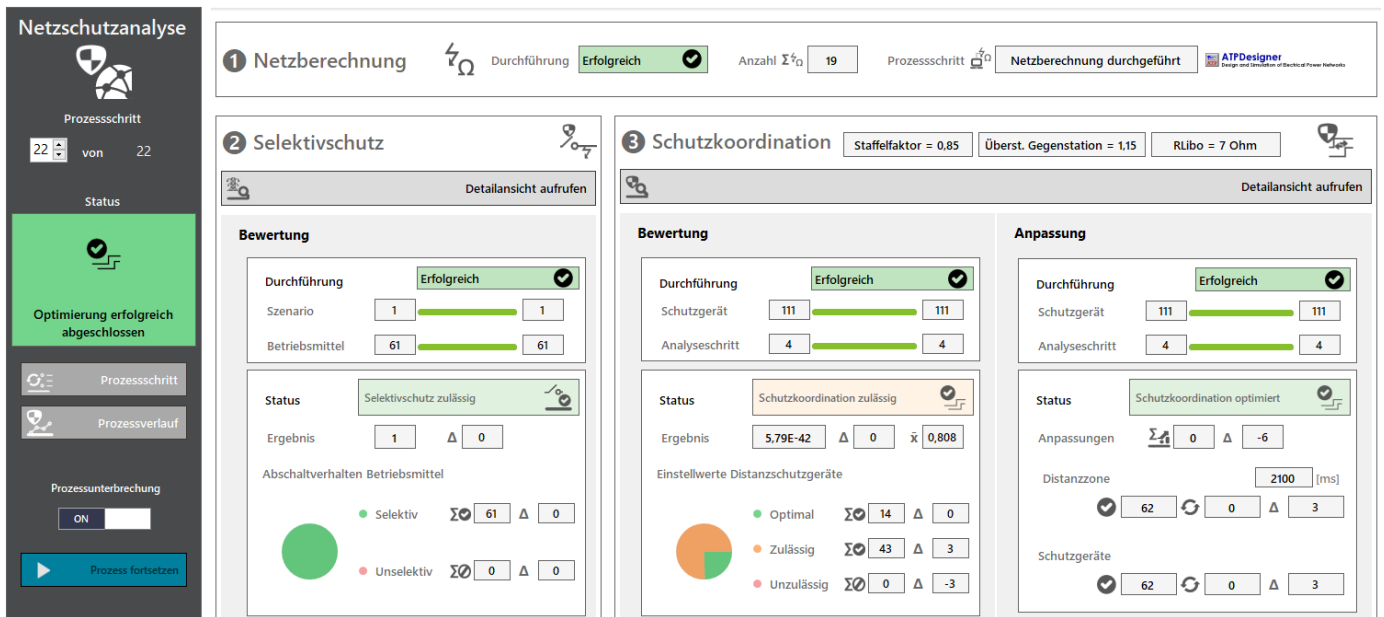


Abbildung 7-11: Scheel-Netz Koordinationsergebnis

Abbildung 7-11 zeigt die erfolgreiche Optimierung im Prozessschritt 22. Das Selektivitätskriterium wurde auf allen 61 untersuchten Betriebsmitteln (Sammelschienen, Leitungen) eingehalten. Es wurden die Einstellwerte von insgesamt 57 Distanzschutzgeräten automatisiert ermittelt. Aufgrund der netztopologischen Effekte auf die gemessenen Fehlerimpedanzen und die Betrachtung mehrerer Kaskadenschritte, wurden von diesen 57 Distanzschutzgeräten 14 optimal und 43 zulässig eingestellt.

7.4 Feldtestgebiet 20-kV-Netz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2, AP 3, AP 4	VSE

In Abbildung 7-12 ist das 20-kV-Feldtestgebiet der energis-Netzgesellschaft mbH schematisch abgebildet. Das 20-kV-Feldtestgebiet wird mit offenen Ringen betrieben. Die Trennstellen lassen sich im Störfall aus der Ferne oder vor Ort schließen, um abgeschaltete Verbraucher und Einspeiser wieder zu versorgen. Resultierend sind verschiedene Schaltzustände des betrachteten Netzes möglich und müssen bei der Parameterbestimmung der Distanzschutzgeräte im Umspannwerk (Gelb hinterlegt) berücksichtigt werden. Es ergeben sich sechs technisch sinnvolle Schaltzustände im betrachteten Netz.

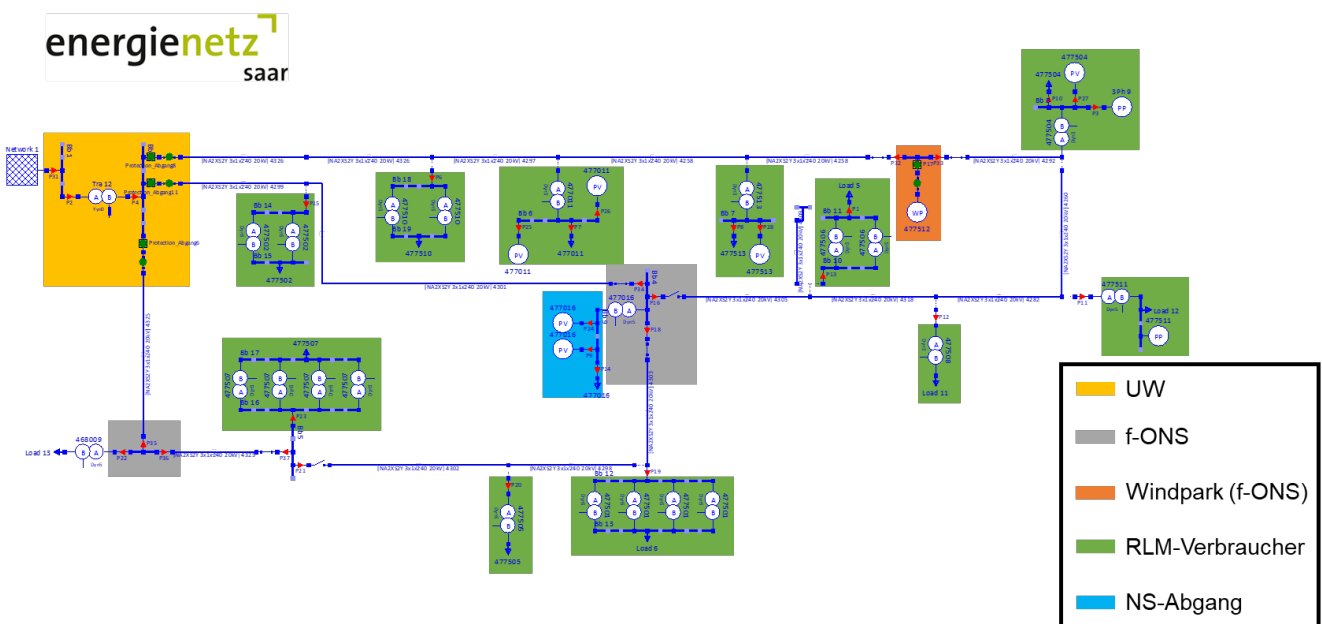


Abbildung 7-12: 20-kV-Feldtestgebiet Netzschema

Das Koordinationsergebnis des vorgestellten 20-kV-Feldtestgebietes ist in Abbildung 7-13 dargestellt. Die Berechnung der Einstellwerte wurde mit GridProtect durchgeführt. Anhand der Darstellung ist zu erkennen, dass alle Betriebsmittel selektiv abgeschaltet wurden und die Koordination der Schutzgeräte mit „Schutzkoordination zulässig“ bewertet wurde.

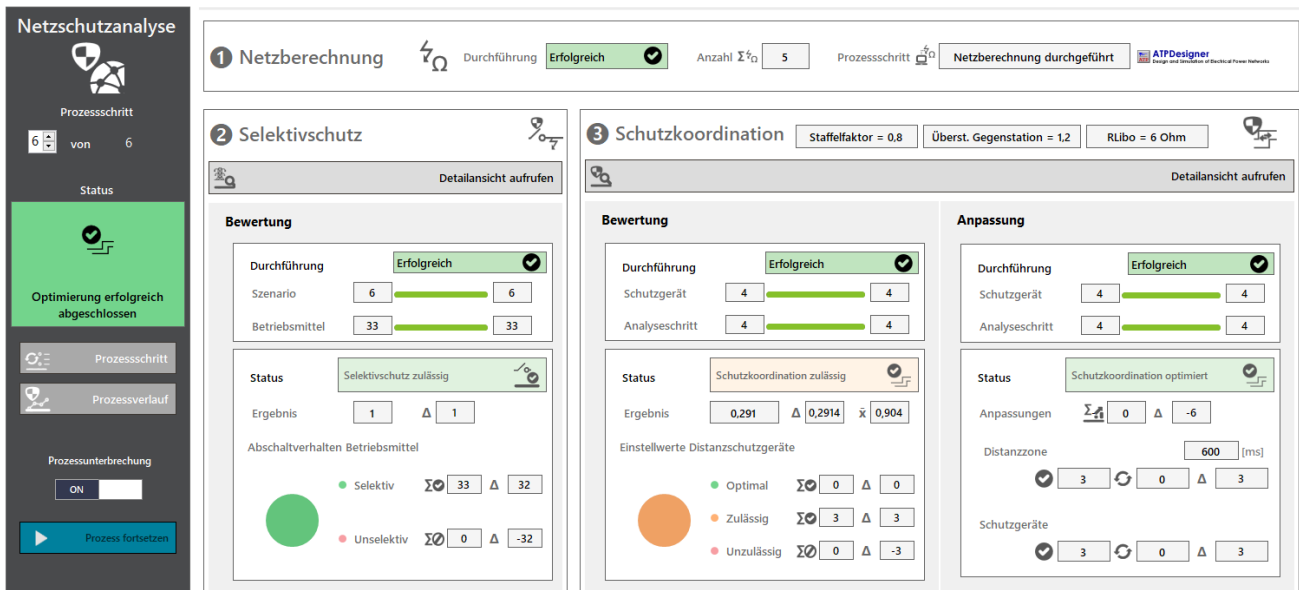


Abbildung 7-13: 20-kV-Feldtestgebiet Koordinationsergebnis

7.5 Feldtestgebiet 110-kV-Netz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 1, AP 2, AP 3, AP 4	VSE

Ausgehend von den initialen Untersuchungen im 20-kV-Feldtestgebiet wurden die Vorgehensweise und Methodik auch im 110-kV-Verteilnetz eingesetzt. Im ersten Schritt wurde das digitale Netzmodell im Netzberechnungsprogramm aktualisiert und weitere Netzbereiche hinzugefügt. Anschließend wurde, wie in Kapitel 7.1 beschrieben, die Netztopologie in dem Netzschutzanalysetool GridProtect eingelesen. Bei der Schutzbereichszuordnung von Leitungsdifferentialschutzgeräten kam es hierbei zu Unstimmigkeiten, welche anschließend behoben wurden.

Die Netzschutzanalyse des 110-kV-Verteilnetzes wurde mit dem Szenario „3 poliger Kurzschluss ohne Übergangswiderstand“ durchgeführt. Die Abtastweite betrug 5%-Leitungslänge pro Fehlerort. Die hierdurch erreichte Granularität und flächendeckende Analyse von Fehlerorten sind, wenn sie durch einen Menschen durchgeführt wird, sehr zeitaufwändig. Pro Prozessschritt muss im stark automatisierten Prozess mit einer Berechnungszeit von mehr als 13 Stunden gerechnet werden.

Im Rahmen der Netzschutzanalyse des 110-kV-Verteilnetzes wurden verschiedenste Verbesserungspotentiale detektiert. Teilweise bezogen sich diese auf Ungenauigkeiten in der Netznachbildung, welche durch kleinere Anpassungen (Schaltzustände, Wandlerauswahl, ...) im Netzmodell angepasst werden konnten. Das Netzschutzanalysetool hat es jedoch ebenfalls geschafft, eine potenziell unselektive Staffelung zu erkennen und dem Anwender diese gezielt anzuzeigen. Aufgrund des Fehlerortes und der von diesem Fehlerort graphisch weit entfernten unselektiven Abschaltung, wäre dieser Anpassungsbedarf in der klassischen Vorgehensweise (händisch/manuell) wahrscheinlich unentdeckt geblieben. Nach Anpassung der Einstellwerte wurde durch eine erneut durchgeführte Netzschutzanalyse bestätigt, dass die potenziell unselektive Abschaltung im simulierten Szenario nichtmehr auftritt.

7.6 Schlussfolgerung

Anhand der untersuchten Referenznetze und Feldtestgebiete konnten, die dem Netzschutzanalysetool GridProtect zugrundeliegenden Mechanismen auf deren Funktionsweise überprüft werden. Das Tool bietet neben der Bewertung bestehender Zeitstaffelschutzkonzepte, eine Unterstützung zur Erstellung von Zeitstaffelschutzplänen unter Berücksichtigung von netzbedingten Unschärfen und kaskadierten Schutzgerätereaktionen. Während den Simulationen kann es aufgrund der hohen Anzahl an notwendigen Netzberechnungen zu erheblichen Wartezeiten für den Anwender kommen. Um diese Wartezeiten zu verkürzen, bietet es sich an die im Rahmen des Forschungsprojekt entwickelten KI-Tools ebenfalls für die Berechnung von Kurzschlusszenarien und den damit zusammenhängenden Kaskadenanalysen zu adaptieren. GridProtect wurde außerdem im Projektverlauf durch die entsprechende Fachabteilung parallel zur durchgeführten Entwicklungsarbeit produktiv genutzt. Aufgetretene Fehler sowie Änderungsvorschläge konnten durch diese Vorgehensweise direkt im Entwicklungsprozess behoben bzw. angepasst werden.

Die im Netzschutzanalysetool GridProtect aufbereitete Darstellung der Ergebnisse bietet für den Anwender den großen Vorteil, dass die problematischen Bereiche einfach und zielgerichtet erkennbar sind und alle notwendigen Informationen zur Analyse und Behebung schnell und ohne Wechsel der Anwendung aufgerufen werden können.

8 Feldtest und Evaluation

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3	VSE, SWSLS, htw saar, DFKI

Kapitel 8 beschreibt die Vorbereitung, Durchführung und Evaluation der Feldtests. Dabei wird unterschieden zwischen den urbanen, ländlichen Stromnetzen sowie einem Mittel- und Hochspannungsnetz. Eine detaillierte Beschreibung der Stromnetztoplogien ist in Kapitel 4 enthalten.

Abbildung 8-1 beschreibt die Prozesse der Szenariengenerierung. Um möglichst viele unterschiedliche Leistungsszenarien zu erstellen, werden unterschiedliche Methoden angewendet. Für die verschiedenen Netzteilnehmer stehen SLP-, GAN-basierte und probabilistische Verfahren sowie temperaturabhängige Prognosen zur Verfügung. Die Methoden zur Szenariengenerierung sind in Kapitel 1.2 näher erläutert.

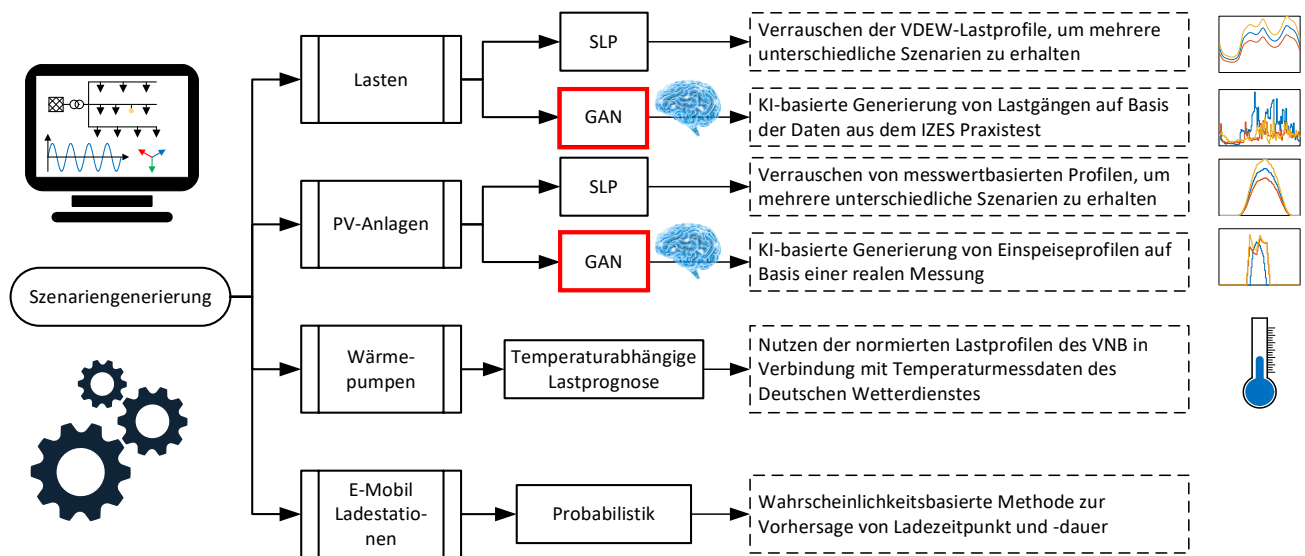


Abbildung 8-1: Szenariengenerierung für die untersuchten Feldtestgebiete

Für die Integration des KI-basierten Netzsimulationssystems wurden zwei verschiedene IKT-Architekturen entwickelt. Es gibt eine zentrale Lösung und eine hybride Lösung. Bei der zentralen Lösung werden die Messdaten in der Ortsnetzstation erfasst und über eine Funkverbindung an einen zentralen Server übermittelt. Auf diesem Server werden dann die KNN-Modelle ausgeführt. Die Struktur der zentralen Lösung ist in Abbildung 8-2 dargestellt. Alternativ kann auch die hybride Variante verwendet werden. Hier werden die Messdaten in der Ortsnetzstation erfasst und direkt auf einem Controller verarbeitet. Da die KI-basierte Netzsimulation nur geringe Rechenleistung erfordert, sind keine leistungsstarken Controller erforderlich. Die Ergebnisse werden direkt in der Ortsnetzstation weiterverarbeitet und aus Redundanzgründen über eine Funkverbindung an einen zentralen Server weitergeleitet. Die hybride Lösung ist in Abbildung 8-3 dargestellt. Bei beiden Varianten hat der Benutzer die Möglichkeit, die Ergebnisse in einem Assistenzsystem einzusehen.

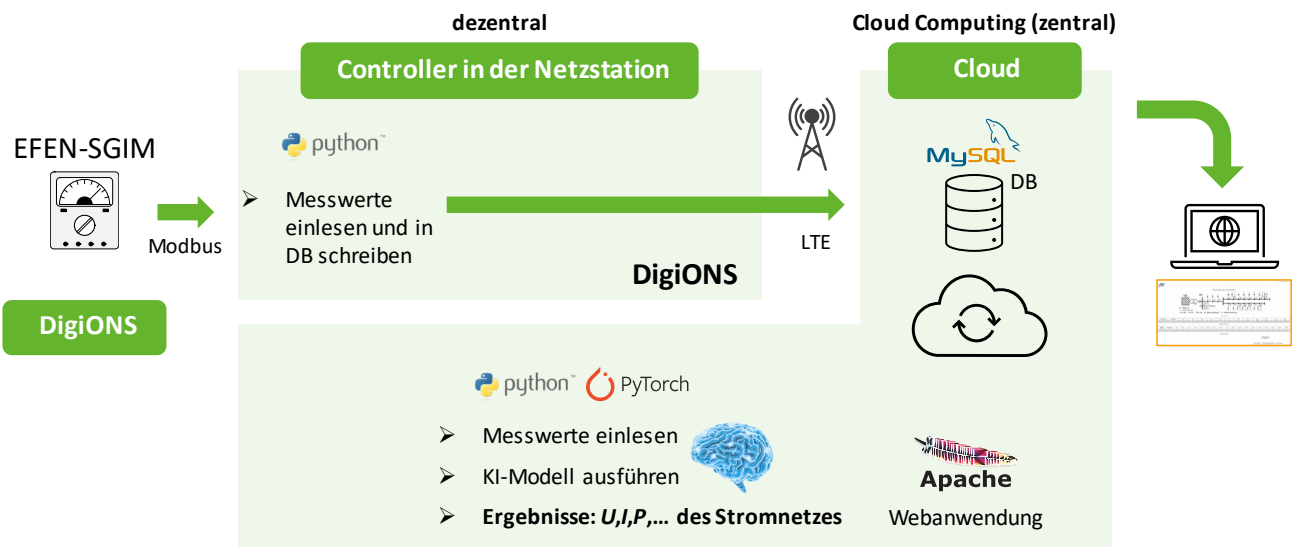


Abbildung 8-2: Zentrale Lösung

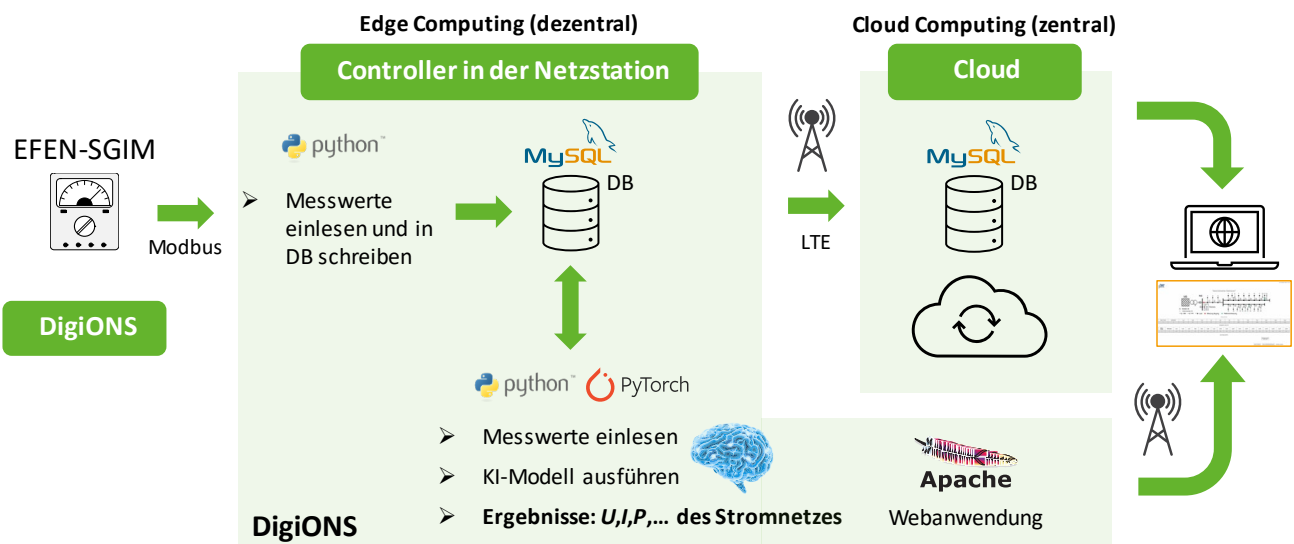


Abbildung 8-3: Hybride Lösung

8.1 Vorbereitung des Feldtests – Urbane Netze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3	SWSLS, VSE

Im Rahmen der Ausstattung der Feldtestgebiete (Kapitel 4) und der Konzeptionierung von digitalen Ortsnetzstationen ist die kommunikationstechnische Anbindung zur sicheren Übertragung des Messdaten innerhalb der jeweiligen Anforderungen an die Echtzeit der Daten vorab zu bestimmen.

Digitalisierung der Stromversorgung: iMSys

Die mangelnde Verfügbarkeit und Einsatzfähigkeit von intelligenten Messsystemen hat in der Projektlaufzeit zu Einschränkungen geführt. Um die für die Feldtests relevanten Daten dennoch in hinreichender Qualität zu erhalten, wurde in Absprache mit dem Konsortium eine Lösung durch einen verstärkten Einsatz von dezentral ausgebrachter mobiler Messtechnik vorgenommen. Zum Einsatz kamen dabei die prototypisch eingesetzten kommunikativen NH-Sicherungen (siehe Kapitel 8.4.8) sowie PQ-Boxen von AEberle (siehe Kapitel 8.4.6)

Innerhalb der Projektlaufzeit ist es dennoch gelungen 12 intelligente Messsysteme in Saarlouis auszubringen und deren produktive Inbetriebsetzung zu begleiten. Insbesondere die Einbindung dieser in die Abrechnungssoftware der SWSL war mit erheblichem Aufwand verbunden.

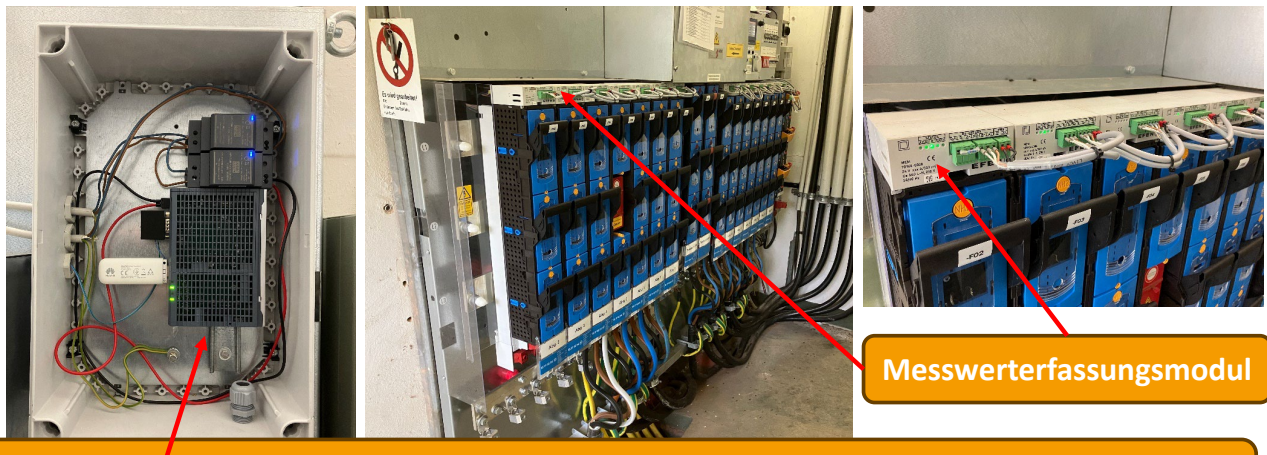
Zur Steuerung von Flexibilitätspotenzialen wurde neben dem Einsatz der Power-To-Heat Anlage im Feldtestgebiet Ostring ebenfalls eine Steuerbox nach den Vorgaben des FNN-Lastenhefts bei den Stadtwerken Saarlouis eingesetzt. Diese über ein Funknetz angesprochene Steuerbox verfügt einerseits über Öffner- und Schließkontakte für die Funktion ein/aus und die Möglichkeit der 0/30/60/100 % Stufung. Andererseits besteht die Möglichkeit zur Anbindung von HEMS (Home Energy Management Systemen) über EE-Bus-Protokoll. Die Funktion der Steuerbox sowie deren Einsatz in Kombination mit einer Netzengpasserkennung konnte prototypisch gezeigt werden. In diesem Zusammenhang wurden verschiedene Termine mit Anbietern von HEMS-Komponenten vorgenommen, um die jeweiligen Möglichkeiten der Optimierung durch das System bzw. durch den Eingriff des Netzbetreibers zu diskutieren. Bei der Teilnahme an der VDE-ETG Fachtagung flexible Erzeuger und Verbraucher wurde hierzu mit Vertretern des VDE-ETG sowie des FNN und einzelner Hersteller von Automatisierungskomponenten ein intensiver Austausch geführt. Als Erkenntnis ist hier festzuhalten, dass die Aktivierung von Flexibilitäten in der Niederspannung in weiteren Forschungsvorhaben bzw. Anwendungsprojekten intensiver erprobt und analysiert werden sollte.

8.2 Vorbereitung des Feldtests – Ländliche Stromnetze

8.2.1 Niederspannungsnetz

Beide NS-Feldtestgebiete wurden im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vollständig modelliert, wobei der automatisierte Gis-Import (siehe Kapitel 4.1) jeweils als Startpunkt genutzt wurde. Die Netzmodelle wurden durch Vergleichsrechnungen in dritten Netzberechnungsprogrammen validiert.

Im Feldtestgebiet *KuWi* wurde das KI-System (KNN) in der letzten Phase des Vorhabens auf einem handelsüblichen Mini-Controller-Baustein unter Verwendung von Open Source Komponenten implementiert und in der Ortsnetzstation installiert. Die Entwicklung des KI-Systems ist in Kapitel 5 beschrieben. Die Messwerte wurden durch die standardmäßig in der Ortsnetzstation vorhandenen Messsysteme mit einer marktüblichen seriellen Schnittstelle zum KNN übertragen und vom KNN ausgewertet. Messwerte und Ergebnisse werden per Funk zu einem Datenserver übertragen und können mit einem grafischen Werkzeug visualisiert werden. Der Feldtest wird auch nach Projektende weiter fortgesetzt.



Controller mit KI-System für Netzmonitoring : Erweiterung für Zentrale KS-Ortung in Arbeit

Abbildung 8-4: Integration der KI-basierten Netzsimulation in einer Ortsnetzstation

8.2.2 Mittelspannungsnetz

Aufgrund der guten Abdeckung des Feldtestgebietes mit stationärer Mess- und Steuerungstechnik waren im Feld praktisch keine vorbereitenden Arbeiten notwendig. Da sämtliche Systeme zu Projektbeginn jedoch rein für die Überwachungs- und Steuerungsfunktionen innerhalb des Leitsystems, bzw. im Fall der RLM-Messungen für die Energiekostenabrechnung konzipiert waren, musste ein erheblicher Aufwand für die Erschließung der Daten für externe Systeme betrieben werden.

Die Lastgänge der RLM-Messungen des Vortages werden in der Regel tagesweise vom Messstellenbetreiber per Marktkommunikation an den Anschlussnetzbetreiber übertragen. Das bedingt einerseits eine sehr lange Latenz bei der Datenübertragung, andererseits liegen die Daten damit zunächst nur in den netzwirtschaftlichen Systemen des Anschlussnetzbetreibers vor. Aus Sicherheitsgründen ist eine direkte Kommunikation zwischen Systemen für den technischen Betrieb der Netze und den restlichen IT-Systemen von Netzbetreibern in der Regel nicht möglich und kann nur in Ausnahmefällen über speziell gesicherte Gateways realisiert werden. Daher eignen sich die Daten aus den netzwirtschaftlichen Systemen ausschließlich für eine ex-post Betrachtung von Netzzuständen, die z.B. zum Training von KNN bzw. zur Generierung von synthetischen Trainingsdaten genutzt werden können.

Um nahe Echtzeit Daten aus RLM-Messungen für einen Live-Betrieb nutzen zu können, ist daher nach den Untersuchungen eine direktere, sichere Kopplung der Netzleittechnik an die Systeme der Messstellenbetreiber zielführender. In diesem Projekt wurde dazu eine TASE.2-Kopplung zwischen dem Messstellenbetriebersystem und dem Leitsystem eingerichtet und genutzt, über welche die Leistungsmittelwerte der vergangenen Viertelstunde an das Leitsystem übertragen wurden und somit analog zu den per Fernwirktechnik erfassten Messwerten verarbeitet werden kann.

Damit ist es möglich, sowohl die Leistungsmessung der RLM-Kunden als auch die Messwerte aus Umspannwerk und fernüberwachten Ortsnetzstationen durch Programmierung zyklischer Exporte aus dem Leitsystem dateibasiert für externe Systeme bereitzustellen.

Eine grundsätzliche Herausforderung bei der Nutzung von Daten aus zwischen verschiedenen Systemen ist die Zuordnung von Messidentifikatoren oder Betriebsmittelidentifikatoren. Im konkreten Fall sind die nicht-sprechenden und nicht einfach in der UI ersichtlichen IDs aus dem Netzleitsystem nicht ohne Zwischenschritt für externe Systeme nutzbar. D.h. es muss entweder ein Stammdatenführendes System definiert werden, dessen Bezeichnungen durchgängig von allen weiteren Systemen übernommen werden können, oder in einem Zwischenschritt müssen die Identifikatoren zwischen den Systemen übersetzt werden. In der Praxis kommt erschwerend hinzu, dass Betriebsmittel in verschiedenen Systemen unterschiedlich modelliert werden können und somit prinzipiell keine eindeutige Beziehung zwischen Betriebsmitteln bzw. Messwerten hergestellt werden kann.

Hier bestand die Herausforderung in der Zuordnung von Daten aus dem Netzleitsystem zum Netzmodell des Feldtestgebietes im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner. Um einen einheitlichen und performanten Zugriff auf die Daten mit den passenden Identifikatoren bereitzustellen, wurden die aus dem Leitsystem exportierten Dateien automatisiert von Python-Skripten eingelesen, die Identifikatoren per statischer Lookup-Tabelle übersetzt und neu strukturiert und anschließend in einer CouchDB-Datenbank gespeichert. Von dort kann per REST-API lokal auf die Daten zugegriffen werden. Die für den Datenaustausch erforderlichen Softwarekomponenten wurden konzipiert, entwickelt und in die Softwarewerkzeuge integriert.

8.3 Vorbereitung des Feldtests – Hochspannungsnetz

Da das Hochspannungsnetz vollumfänglich in Echtzeit überwacht ist und die Struktur der Betriebsmittel homogener ist als in der Mittelspannung, ist das grundsätzliche Vorgehen zur Datenerfassung und -Verarbeitung vergleichbar zum oben beschriebenen Mittelspannungsnetz ohne die beschriebenen Herausforderungen durch RLM-Kunden.

Die Herausforderung bestand hier in der großen Anzahl an Betriebsmitteln und Messwerte. Die für ein einzelnes Mittelspannungsnetz mögliche manuelle Zuordnung von Identifikatoren ist hier in der Praxis nicht mehr anwendbar. Darüber hinaus wäre die Erstellung von Trainingsdaten aufgrund der Größe des Netzes und der großen Anzahl an zu betrachtenden Schaltzuständen sehr zeitintensiv.

Diesem Aufwand gegenüber steht die bereits realisierte vollständige Überwachung und die Tatsache, dass die Hochspannungsnetze durch die Vielzahl und Heterogenität der unterlagerten Anschlussnehmer durch die Mittelung von Bezügen und Einspeisung relativ stabile Lastflüsse aufweisen. Ausnahme von dieser Regel sind direkt ans Hochspannungsnetz angeschlossene, große EE-Erzeugungsanlagen. Aus dieser Abwägung folgt, dass das Training einer KI auf Grundlage des Hochspannungsnetzes im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* einen beträchtlichen Aufwand bedeutet hätte bei gleichzeitig minimaler Erkenntnis, weswegen der Fokus für dieses Feldtestgebiet verschoben wurde.

Konkret wurde anhand des Hochspannungsnetzes die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Datenexportes untersucht und die automatisierte Bewertung und Optimierung der Schutzkoordination in der Praxis erprobt (siehe Kapitel 7.5).

8.4 Durchführung des Feldtests – Urbane Netze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP3	SWSLS, DFKI, htw saar

Im Rahmen des Vorhabens wurden von Seiten der Stadtwerke Saarlouis (SWSLS) die Entwicklungen im Bereich der Messtechnik für die Digitalisierung von Ortsnetzstationen verfolgt sowie eine Vielzahl an Komponenten ins Feld geführt und getestet. Grundlegend soll dabei in die Kategorien „stationäre Messtechnik“ und „mobile Messtechnik“ unterschieden werden, wobei aus Sicht des Projektergebnisses beide Kategorien ihre Berechtigung im Energiesystem der Zukunft haben werden.

8.4.1 Stationäre Messtechnik

Die stationär bzw. fest in den Ortsnetzstationen (ONS) verbaute Messtechnik wurde im Rahmen von Investitionen in die Netzinfrastruktur in einigen ONS integriert. Zum Einsatz kommen hier so genannte NH-Sicherungslastschaltleisten mit integrierten Stromwandlern (so genannte Messleisten). Diese Messleisten werden im Rahmen größerer Umbauarbeiten in Ortsnetzstationen nachgerüstet oder bei Neubau von Ortsnetzstationen direkt als Sicherungslastschaltleiste integriert. Im Netzgebiet der Stadtwerke Saarlouis wurden Messleisten der Hersteller Efen und Jean-Müller eingebracht und auf die Anforderungen an die Messdatenerfassung zur Beobachtbarkeit im Niederspannungsnetz erprobt.

Im aktuellen Zustand der Netzinfrastruktur sind die Messwerte auf die analogen Schleppzeiger in den Ortsnetzstationen begrenzt. Im Fall von kurzfristigen Umschaltungen sowie bei der Netzausbauplanung geben diese einen Aufschluss über die maximale Belastung der Ortsnetzstation. Durch diese wird eine Bestimmung von Schwerpunktstationen auf Basis der tatsächlichen Belastung einer Ortsnetzstation möglich. Ferner können diese zur Skalierung von Verbraucherlasten in den Abgängen der Ortsnetzstation herangezogen werden, um so den Maximalwert der Belastung in der Netzberechnung nachbilden zu können.

Allerdings sind diese Daten nur bedingt zuverlässig einsetzbar. Durch den aufgezeichneten Maximalwert ist keine Aussage über die Dauer und die Umstände der Belastung ableitbar. Beispielsweise kann eine einzelne Ortsnetzstation im Zuge von kurzfristigen Umschaltungen oder Wartungen über die normalen Betriebsbelastungen beansprucht werden. Diese besonderen Fälle im Netzbetrieb sind jedoch für die Ausbauplanung nur bedingt aussagekräftig. Als weiteres Problem ist die notwendige manuelle Ablesung zu nennen. In der Ortsnetzstation ist in der Regel nicht ersichtlich, wann der Schleppzeiger zuletzt zurückgestellt oder abgelesen wurde. Ohne zyklisches Ablesen und Zurücksetzen der Schleppzeiger können keine belastbaren Aussagen über die Entwicklung der Belastung der ONS über einen zeitlichen Verlauf getroffen werden, was jedoch gerade im Zuge der Sektorenkopplung einen notwendigen Faktor zur Planung des Netzausbaus darstellt. Mit der steigenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen kann zukünftig ebenfalls das fehlende Vorzeichen des gemessenen Schleppzeigerwerts ein Problem darstellen. In einigen Ortsnetzstationen ist zu beobachten, dass die Rückspeisung der in der Niederspannung erzeugten Energie stark zunimmt und sich der maximalen Belastung der Ortsnetzstation durch den klassischen Energiebezug annähert. Ein Ableiten von Maßnahmen für den Netzausbau wird dadurch erschwert.

8.4.2 Messleisten der Firma Efen



Abbildung 8-5: Messleisten

Die von Efen¹⁵ vertriebenen Messleisten (siehe Abbildung 8-5) wurden im Netzgebiet im Rahmen des Bundesforschungsprojekts PolyEnergyNet integriert und werden durch den agardio.manager¹⁶ ausgelesen. Die Ausgelesenen Daten werden dann mittels dediziertem Glasfasernetz auf den Messwertserver der Stadtwerke Saarlouis übertragen, um dort in verschiedenen Anwendungen visualisiert zu werden. Durch den Hager agardio.manager steht ebenfalls eine Visualisierung der Daten durch den Geräteinternen Webserver zur Verfügung und bedarf so nicht zwingend einem weiteren Tool zu Visualisierung. Die Verbindungen der einzelnen Messleisten zum Datenaggregator werden durch RJ45-Patchkabel ausgeführt. Durch die in vorherigen Projekten entwickelte Datenanbindung mittels Hager agardio.manager zeigt sich, dass eine Integration in am Markt bestehende Niederspannungsleitsysteme nicht ohne teilweise Erneuerung der Hardware möglich ist. Der agardio.manager von Hager wird im Bereich der Heimautomatisierung eingesetzt und unterstützt somit hauptsächlich Protokolle, die in diesem speziellen Bereich Anwendung finden. Durch die starke Volatilität und Weiterentwicklung am Markt der Niederspannungsleitsysteme und Niederspannungsvisualisierungsanbieter haben sich hier einige Protokolle wie beispielsweise Modbus, Can-Bus und MQTT als üblich beinahe etabliert.

Zur Integration in Niederspannungsleitsysteme muss, nach aktuellem Stand, ein Austausch des agardio.manager durch ein anderes Gateway erfolgen. Hierzu laufen aktuell Abstimmungen mit verschiedenen Anbietern in Koordination mit Ansprechpartnern von Hager und Efen und die bestehende Messtechnik in den ausgebauten Ortsnetzstationen möglichst kosteneffizient an die Anforderungen an die Messtechnik in Niederspannungsleitsystemen zu ermöglichen.

¹⁵ <https://www.efen.com/de/produkte/> (24.08.2024)

¹⁶ <https://hager.com/de/loesungen/energiemanagement/energiemonitoring-agardio> (24.08.2024)

8.4.3 Messleisten der Firma Jean-Müller (Typ: PLPlano)



Abbildung 8-6: Messleisten PLPlano¹⁷

Vergleichbar mit den Messleisten von Efen werden hier ebenfalls die Messleisten mit einem Datenaggregator verbunden und durch die dedizierte Glasfaserverbindung die Datenübertragung zu dem Messwertserver der SWSLs realisiert. Die Messleisten von Jean-Müller wurden während der Projektlaufzeit beschafft und eingerichtet, wodurch die Erkenntnisse aus dem Installationsprozess sowie die Erfahrungen aus der Einrichtung und dem Betrieb mit den Projektpartnern geteilt werden konnte. Es zeigte sich hier, dass ein Austausch einiger der bestehenden Sicherungslastschaltleisten nicht ohne Abschaltung der vollständigen Niederspannungshauptverteilung möglich war. Somit konnte der Austausch erst bei einer geplanten Abschaltung im Rahmen der präventiven Reinigung und Wartung der jeweiligen Ortsnetzstation vollzogen werden. Die datentechnische Anbindung des Systems wurde durch Jean-Müller begleitet und ist mit geringem Aufwand verbunden. Zur Verbindung der einzelnen Messleisten mit dem Datenaggregator werden in dieser Ausführung Verbindungs-

¹⁷ <https://shop.jeanmueller.de/web/de/PLPlano/SL%20mit%20Energie-Monitoring-Modul%20PLPlano/index.xhtml?configId=jean> (24.08.2024)

kabel vom Typ USB-C und eine zusätzliche Neutralleiterverbindung benötigt. Bei der Installation sind hier unvorhergesehene Probleme aufgetreten, welche die zusätzliche Beschaffung von Montagelaschen zur Integration von neuen Sicherungslastschaltleisten auf dem vorhandenen Sammelschienenensystemen erforderlich machen.

8.4.4 LoRaWAN als Übertragungstechnik zur Ergänzung der Übertragung

In einigen Ortsnetzstationen, in denen keine Glasfaserinfrastruktur vorhanden ist, wurde im Projekt ebenfalls eine Ergänzung der Datenübertragung durch LoRaWAN untersucht. Hierzu wurden Messgeräte über eine LoRaWAN-Bridge an das LoRaWAN-Backend der SWSLS angebunden. Testweise wurde ebenfalls eine Messung durch einen Trafostationsmonitor (TSM) in das LoRaWAN-Backend integriert. Dieser ermöglicht die Messung des NSHV-Zugangs.

Der Einsatz von LoRaWAN wird aus Sicht der Stadtwerke Saarlouis nur als Ergänzung gesehen und der Einsatz möglichst begrenzt. Neben den Problemen mit der Datenübertragung per Funk und der Menge der Übertragenen Daten sind ebenfalls die Kosten der Datenübertragung die aktuelle Notwendigkeit eines externen Anbieters eines LoRaWAN-Netzwerkserver und ggf. der Visualisierung in einem externen Dashboard nicht für den massenhaften Einsatz förderlich.

8.4.5 Zusammenfassung stationäre Messtechnik

Neben der bereits beschriebenen Problematik bei Austausch in bestehenden Niederspannungshauptverteilungen ist der Einsatz von NH-Sicherungslastschaltleisten ebenfalls mit einer hohen Investition verbunden. Die Vorteile durch die eingebauten Stromwandler und die Verbindung der Messleisten durch eine gemeinsame Busleistung sprechen jedoch für den verdrahtungsarmen Einbau im Vergleich zu Systemen, welche auf Klappwandler oder extern angebrachte Rogowski Spulen angewiesen sind. Die Installation der Komponenten zeigt sich in der Nachrüstlösung als sehr aufwendig. Bei Neubau bzw. Ausbaumaßnahmen wird diese Lösung durch die ab Werk verbauten Stromwandler und die einfache datentechnische Anbindung von den Stadtwerken Saarlouis als präferierter Lösungsansatz weiterverfolgt.

8.4.6 Mobile Messtechnik

Zur kurzzeitigen Messung von Ortsnetzstationen, beispielsweise im Rahmen der Netzauslastungsanalyse oder Netzausbauplanung, werden bei den Stadtwerken Saarlouis im Feldtest verschiedene mobile Messsysteme eingesetzt und ebenfalls neue Messsysteme erprobt. Neben der Art der Messwertvisualisierung sowie der Granularität und Qualität der erfassten Messwerte spielt hier verstärkt die Handhabung sowie der Aufwand bei Montage und Demontage eine wichtige Rolle. Durch den kurzzeitigen Einsatz und den mobilen Ausbau sind die Systeme einem ständigen Ein- und Ausbauprozess unterzogen und die schnelle Anpassbarkeit der Konfigurationen (Anzahl der gemessenen Abgänge, Beschriftungen und Datenarchivierung im Backend ...) ist in diesem Anwendungsfall von elementarer Bedeutung.

Diese Gruppe der Messtechnikkomponenten umfasst verschiedene Ansätze von Herstellern, welche wiederum für jeweilige Einsatzbereiche besser bzw. weniger geeignet sind.

8.4.7 Mobile Messtechnik mit Wago PFC-Controller

Bei dieser Messtechnik ist ein PFC-200 Controller¹⁸ mit den jeweiligen 3 bzw. 4 Leiter Messkarten bestückt. Durch Steckverbindungen werden die Spannungsabgriffe (L1, L2, L3) sowie Klappwandler für die zumessenden Abgänge an die Messkarten verbunden. Es ist hierbei möglich die Daten auf einer SD-Karte lokal abzuspeichern und auch über eine einsetzbare Sim-Karte oder über einen angeschlossenen Router bzw. Glasfaserswitch in ein Backend zu übertragen. Der kabelgebundene Aufbau verbunden mit der Größe und Schwere des Messschanks, in dem die Technikkomponenten verbaut sind, macht diese Technik vor allem in Ortsnetzstationen einsetzbar und wird bei den Stadtwerken Saarlouis im Rahmen von Forschungsprojekten zur Messdatenerfassung eingesetzt aber auch zur Bestimmung von individuellen Tageslastgängen in Ortsnetzstationen. Die Anzahl der gemessenen Abgänge ist bei diesem Aufbau nicht veränderbar. Die Umbenennung einzelner Abgänge sowie die Auslesung der Daten als .CSV-Datei sind möglich. In der Projektlaufzeit wurden die bestehenden 5 Messschränke ertüchtigt und 2 Messschränke mit neuen PFC-200 Controllern ausgestattet. Bei einem der beiden Controller besteht die Möglichkeit zur Datenübertragung über das Mobilfunknetz.

8.4.8 Prototypische Messtechnik Siemens

Durch den Sentron Sicherungseinsatz (Abbildung 8-7) ermöglicht Siemens¹⁹ das Auslesen von Strombeträgen und gemessenen Temperaturen ohne zusätzliche Technikaufbauten.

¹⁸ www.wago.com

¹⁹ www.siemens.com (24.08.2024)



Abbildung 8-7: Sentron NH-Sicherungseinsatz mit POC 3000²⁰

Es werden dazu spezielle kommunikative NH-Sicherungen im Feld eingebracht, welche aus Kommunikations- teil und Schmelzkörper bestehen. Durch Energy Harvesting wird der Kommunikationsteil der „Sicherung“ ab einem Stromfluss von 3 A (im Feldtest war dies ab 2A möglich) mit ausreichend Energie versorgt um eine Funkverbindung zu einem vorher gekoppelten „PowerCenter 1000“ (POC1000) einzurichten. Im POC1000 werden die Daten aller verbundenen kommunikativen NH-Sicherungen aus der jeweiligen Ortsnetzstation gebündelt und über einen Netzwerkanschluss über die Glasfaserinfrastruktur der SWSLs übertragen. Im Betriebsgebäude der SWSLs werden alle im Feld ausgebrachten POC1000 auf ein PowerCenter 3000 (POC3000) gebündelt. Das POC 3000 ermöglicht die Weiterverarbeitung der Daten in verschiedensten Datenformaten und bietet dem Netzbetreiber über einen verbauten Webserver die Möglichkeit Daten zu archivieren und visualisieren. Im Feld zeigt sich, dass der aktuelle Stand der Entwicklung bei Siemens Sentron noch eher prototypisch zu interpretieren ist. Wie bereits in den Zwischenberichten beschrieben sind Änderungen beispielsweise an den unisolierten Griffflaschen sowie bei der Software der POC1000 und POC3000 in einer weiterentwickelten 2. Generation angedacht. Die weitere Entwicklung dieser Technologie wird verfolgt. Die Einführung des SICAM

²⁰ <https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/niederspannung/software/sentron-powercenter-power-mind.html> (24.08.2024)

EGS zur Spannungs- und Strommessung an der NSHV-Einspeisung und die Beschaffung der Hardware war während der verlängerten Projektlaufzeit nicht möglich, soll aber nach Abschluss des Projektes noch vorgenommen werden.

8.4.9 Weitere eingesetzte mobile Messtechnik im Rahmen des Feldtests bei den SWSLS

Neben den beiden beschriebenen Messtechnikkomponenten im mobilen Einsatz werden ebenfalls PQ-Boxen von A. Eberle (Abbildung 8-8) sowie Messtechnik von Gossen²¹ Metrawatt zur Bestimmung von Netzzustandsdaten im Rahmen des Projekts eingesetzt.

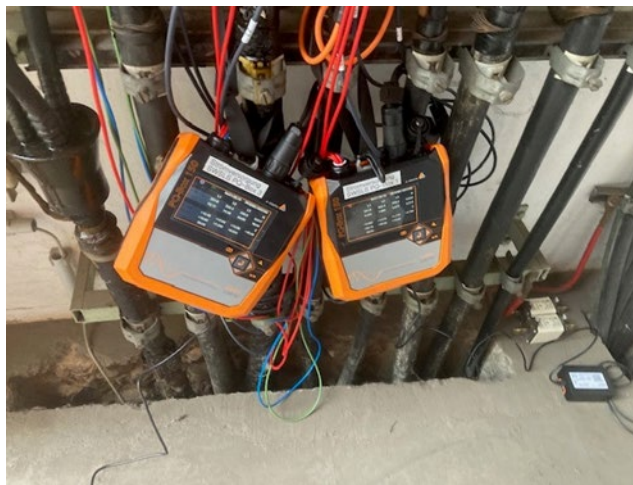


Abbildung 8-8: Mobile Messtechnik A. Eberle²²

Durch den Vergleich von 3- und 4-Leiter-Messungen konnten die Auswirkungen von einphasigen Verbrauchern und Unsymmetrien in der Niederspannung von zwei verschiedenen Seiten betrachtet werden.

Bei den hier verwendeten 3-Leiter-Messungen erfolgt eine Berechnung des Neutralleiterstroms in der Auswertesoftware wohingegen bei den 4-Leiter-Messungen eine direkte messtechnische Ermittlung durchgeführt wird. Die Abbildung 8-9 zeigt eine Auswertung eines Niederspannungsabgangs mit einer 4-Leiter-Messung im Backend der SWSLS.

²¹ www.gossenmetrawatt.de

²² <https://www.a-eberle.de/power-quality-mobil/> (24.08.2024)

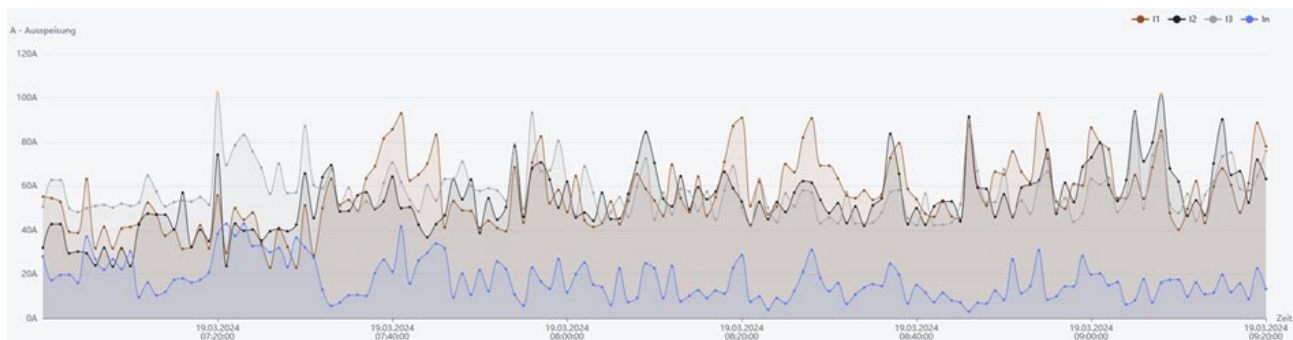


Abbildung 8-9: Auswertung eines Niederspannungsabgangs mit einer 4-Leiter-Messung

Zu erkennen ist, dass der Betrag des Neutralleiterstroms in einigen Fällen die Beträge einzelner Leiterströme übersteigt. Ebenfalls sind teilweise 3-phasige Verbraucher in den Messwerten zu erkennen. In dem Zeitintervall vom 19.03.2024 um 7:25 Uhr zeigt sich eine sehr starke Unsymmetrie. Die Stadtwerke Saarlouis werden hierzu auch nach dem Projektende weiterhin (teilweise temporär) 4-Leiter-Messungen in einzelnen Abgängen einsetzen, um eine genauere Auswertung des Netzzustands vornehmen zu können. Einen signifikanten Einfluss von einphasigen Erzeugungsanlagen auf den Netzzustand konnte in keiner Messung belegt werden. Durch die starke Unsymmetrie der Verbraucher in der Niederspannung sind diese Erzeugungsanlagen mit einer installierten Scheinleistung $< 4,6 \text{ kVA}$ in der realen Messung nicht relevant. Der ebenfalls in der Projektlaufzeit erwartete Einsatz von einphasigen Heizlüftern zur Raumheizung konnte in Messungen ebenfalls nicht eindeutig nachgewiesen werden.

8.4.10 Netztopologie als Flexibilität und Auswirkungen auf Netzschutzkonzept in der Niederspannung

Im Rahmen der Untersuchungen im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wurden die Möglichkeiten von Topologieumschaltungen als Flexibilität betrachtet. Es zeigt sich, dass durch einen gezielten Einsatz von Topologieänderungen an einigen besonders mit Erzeugungsanlagen belasteten Netzsträngen eine Entlastung bei Spannungsanhebungen erzielt werden kann. Bei Gesprächen mit der Firma Jean Müller²³ als Lösungsanbieter wurden die Möglichkeiten eines automatischen Umschaltens von Topologien durch technische Komponenten diskutiert. Aus aktueller Sicht sind hier keine Bauteile verfügbar und laut Jean Müller auch nicht in Planung. Alternativ dazu wurde die Optimierung von Trennstellen im Feldtestgebiet untersucht (sowohl in der Simulation als auch im realen Betrieb). Die Untersuchung des bestehenden Netzschutzkonzepts bei Topologieumschaltungen zeigt in den meisten Fällen keine Probleme bezüglich eines sicheren Abschaltens von Fehlern. In einigen Kombinationen von geringen Fehlerströmen bei Erdschlüssen konnten jedoch durch Topologieänderungen Probleme identifiziert werden, welche zu einer fehlerhaften Schutzauslösung oder zu einem nichtauslösen der Niederspannungssicherungen führen könnten. Eine verallgemeinernde Aussage zu Auswirkungen von Änderungen der Topologien auf den bestehenden Netzschutz ist hier nicht möglich.

²³ www.jeanmueller.de

Dabei sind aus Sicht der SWLS die folgenden Erkenntnisse für den Netzbetrieb abzuleiten:

- Ein manuelles Umschalten von Topologien bringt eine ausreichende Verbesserung bei den Netzzuständen.
- Der Aufbau von offen betriebenen Ringnetzstrukturen sollte gerade auch bei längeren Netzausläufern weiter vorangetrieben werden.
- Jede Umschaltung sollte simulativ begleitet werden und auch die jeweiligen Schutzkonzepte müssen betrachtet werden, um weiterhin ein selektives Auslösen im Fehlerfall zu gewährleisten.
- Mehr ist mehr. Je mehr Umschaltmöglichkeiten in Form von offenen Maschenstrukturen vorliegen desto besser kann auch kurzfristig auf drohende Spannungsbandverletzungen in Freileitungsnetzgebieten reagiert werden ohne große Umbaumaßnahmen anzustoßen.
- Eine Leitungsüberlastung droht auch aktueller Sicht an keinem betrachteten Niederspannungsabgang, wodurch ein Aufteilen von Leiterströmen durch den Betrieb von geschlossenen Ringnetzen nicht weiter betrachtet wird.

8.5 Durchführung des Feldtests – Ländliches Niederspannungsnetz

Stammdaten und Messdaten aus dem Feldtest bilden die Grundlagen für die in Kapitel 5.5 dargestellten Arbeiten und Ergebnisse. Auf eine Wiederholung wird daher an dieser Stelle verzichtet.

8.6 Durchführung des Feldtests – Ländliches Mittelspannungsnetz

Das Hauptaugenmerk bei der Durchführung dieses Feldtestes lag auf dem Aufbau und Demonstration der Datenstrecke von den Datenquellen bis zur Datenbereitstellung für externe Systeme. Der grundsätzliche Aufbau ist in Kapitel 8.2 beschrieben; im Folgenden wird auf Aspekte der konkreten Umsetzung eingegangen.

Die TASE.2-Kopplung zwischen Netzleitsystem und Messstellenbetreibersystem erfordert in der aktuellen Systemlandschaft einen signifikanten manuellen Aufwand, da für jeden RLM-Zählwert zwischen beiden Systemen eine ID abgestimmt und gepflegt werden muss und sowohl sender- als auch empfängerseitig eine Verknüpfung zwischen dem TASE.2-Objekt und der eigentlichen Datenquelle bzw. -senke angelegt werden muss.

Wegen der aktuellen Limitierung auf CSV-Exporte aus dem Leitsystem und der unterschiedlichen Datenstruktur für die verschiedenen Objekte (Umspannwerk, Ortsnetzstation, RLM, usw.) sind in der Praxis Einzelexporte einfacher weiterzuverarbeiten. Für alle Feldtestgebiete können diese Exporte bis zur technischen Untergrenze von einer Exportfrequenz von 1/min für die kompletten Datensätze parallel zum Normalbetrieb realisiert werden. Die Umstrukturierung und Ablage in der CouchDB per Python-Skript wären auch in wesentlich höherer Frequenz möglich.

Die 15-Minuten-Intervalle, die sich aus der Nutzung der RLM-Daten ergeben, sind nach bisherigen Praxiserfahrungen für die Erkennung von Trends und zur Prognoseerstellung ausreichend. Alle Anwendungsfälle, die relevant für die Versorgungssicherheit sind oder aus denen sich kurzfristige Handlungsempfehlungen bis hin zu naher Echtzeit ergeben, benötigen eine höhere zeitliche Datendichte mit 1-Minuten-Intervallen oder besser.

8.7 Durchführung des Feldtests – Hochspannungsnetz

Im Rahmen des Feldtests wurde gezeigt, dass die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Datenexportes und der Datenverarbeitung mit Blick auf die Performance der vorhandenen Systeme gegeben ist. Dabei zeigte sich, dass der manuelle Aufwand für die Zuordnung der verschiedenen Identifikatoren, wie im Mittelspannungsnetz diskutiert, sehr hoch ist und einer Neumodellierung des gesamten Netzes gleicht.

Aus diesem Grund wurde als Proof of Concept außerdem ein Komplettexport des Hochspannungsnetzes inkl. aller Messwerte und weiteren Zustandsvariablen im Common Grid Model Exchange Standard [37] (CGMES) mit dem Ergebnis erprobt, dass ein solcher Komplettexport in 15-min-Intervallen möglich ist und in 1-min-Intervallen realistisch erreicht werden kann. Damit könne in einem Schritt sowohl Messwerte, Betriebsmitteldaten, Netztopologie und Schaltzustände zur Verfügung gestellt werden, womit ein automatisierter Aufbau von rechenfähigen Netzmodellen in externen Systemen möglich wird, ohne dass die Problematik der Zuordnung von Identifikatoren auftreten kann. Nachteilig ist hier der initiale Implementierungsaufwand des komplexen *Common Grid Model Exchange Standard* [37] (CGMES).

Die umfassende Nutzung des Netzmodells des 110-kV-Feldtestgebietes im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner als komplexes Praxisbeispiel ist in Kapitel 7 beschrieben.

8.8 Analyse und Bewertung der Ergebnisse aus dem Feldtest – Urbane Stromnetze

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP4	SWLS, htw saar, DFKI

Erkenntnisse aus den Erfahrungen im Umgang mit der Messdatenerfassung im Feld über die Projektlaufzeit

Die Erfassung der Messdaten über verschiedenste Technologien in verschiedenen Ortsnetzstationen lassen sich die ersten Erkenntnisse ableiten, die bei einem Vervielfachen der Messtechnik zu beachten sind. Dabei stellen die Datenspeicherung und die Zusammenführung die größten Herausforderungen dar.

Anforderungen an die Datenspeicherung

Die zu Beginn der Projektlaufzeit eingerichteten Messintervalle für die Messdaten aus den Ortsnetzstationen haben die vorhandenen Kapazitäten der Serverinfrastruktur stark gefordert. Als Erkenntnis aus dem Einsatz im Netzbetrieb ist abzuleiten, dass eine feingranulare Messung in 10 min Werten notwendig ist. Bei der Datenspeicherung müssen je nach Anwendungsfall unterschiedliche Speicherintervalle gewählt werden. Für die Netzausbauplanung zeigt sich, dass im praktischen Einsatz im Netzbetrieb maximale und minimale Tageswerte angewendet werden. Im Rahmen der Messdatenerfassung werden hier in Zukunft weitere Anpassungen im Datenspeicherungskonzept und zur automatisierten Löschung von nicht notwendigen Daten vorgenommen werden müssen. Für eine „Dimmung“ von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach EnWG §14a sind hingegen Netzzustandsdaten mit einer Granularität von höchstens einer Minute erforderlich. Um die Speicher- und Übertragungskapazitäten zu schonen, kann für diesen Anwendungsfall eine wesentliche geringere Granularität gewählt werden, solange ein für die entsprechenden Betriebsmittel relevanter Schwellwert unterschritten bleibt.

Zusammenführung der Daten

Durch den Einsatz von Messtechnik im Rahmen des Vorhabens *GridAnalysis* zeigte sich, dass das Zusammenführen der erhobenen Daten und die Visualisierung dieser als essenziell angesehen werden müssen. Ohne ein gemeinsames Backend für die erhobenen Daten werden Messdaten nur umständlich für die Netzplanung einsetzbar. Neben der im Projekt eingeführten Datenbank haben die Stadtwerke Saarlouis bei Anbietern von Niederspannungsleitsystemen nach einer verfügbaren Software für diese Aufgabenstellung gesucht. Es erfolgten dazu Termine mit verschiedenen Anbietern wie beispielsweise Venios, envelio und bentonet. Bei der Markterkundung wurde insbesondere auf die Modularität und durch Einbeziehen von Kollegen aus dem Netzbetrieb die mögliche Anwendung in dem (aktuellen) Netzbetrieb geachtet. Durch die Beauftragung der Firma bentonet als Lösungsanbieter außerhalb des Vorhabens wurden die im Vorhaben *GridAnalysis* erlangten Erkenntnisse bereits angewendet.

8.9 Analyse und Bewertung der Ergebnisse aus dem Feldtest – Ländliches Mittelspannungsnetz und Hochspannungsnetz

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 3, AP4	VSE, htw saar, DFKI

Der im Vorhaben *GridAnalysis* gewählte Ansatz für die Datenbereitstellung ist für kleinere Netze anwendbar und eignet sich wegen seiner Flexibilität gut für den Einsatz im Rahmen von Forschungsprojekten.

Für den produktiven Einsatz und für die Bereitstellung und Verarbeitung von Daten aus Hochspannungsnetze oder der Gesamtheit der Mittelspannungsnetze ist der Ansatz aufgrund des hohen manuellen Pflegeaufwandes jedoch nicht praktikabel. In diesen Fällen ist die Verwendung des standardisierten, modularen Austauschformates *Common Grid Model Exchange Standard* [37] (CGMES) zu empfehlen.

Der Befund aus den urbanen Feldtestgebieten findet sich in analoger Weise auch in den ländlichen Feldtestgebieten und im Hochspannungsnetz, dass eine gezielte Datenerhebung in anwendungsgerechter Frequenz und nach Möglichkeit eine Aggregation der Daten notwendig sind, um ein optimales Verhältnis aus Aufwand (Speicherkapazität, Systemperformance) und Nutzen (Beobachtbarkeit, Prozessdurchführung, Darstellbarkeit) zu erzielen. Für Hoch- und Mittelspannungsanwendungen haben sich die üblichen zeitlichen Auflösungen der Messwerte von 1 min und 15 min für nahezu alle Anwendungsfälle als ausreichend erwiesen; ausgenommen hiervon ist der Netzschutz, der typischerweise im Bereich unterhalb einer Sekunde operiert.

Eine weitere Erkenntnis ist die Notwendigkeit der Herstellung einer übergreifenden Verfügbarkeit und Austauschbarkeit von Daten, um externe Systeme für Training und Betrieb mit Daten zu versorgen, um einen digitalisierten und gegebenenfalls KI-unterstützten Betrieb zu realisieren. Dabei wäre für eine praktische Umsetzung empfehlenswert, dass die Ergebnisse Mitarbeitern aus verschiedenen Fachbereichen zur Verfügung gestellt werden können und gegebenenfalls eine Rückkopplung an die Netzführung möglich ist. Die Sicherstellung der IT-Sicherheit und der Einhaltung von ISMS-Anforderungen und die Robustheit im Fall von Cyber-Angriffen ist dabei von essenzieller Bedeutung.

Die in Kapitel 6.1 beschriebene Nutzung einer modernen Backend-Lösung (Event-Streaming Plattform) stellt eine mögliche Lösung für die Anforderungen obiger Abschnitte dar, deren praktische Eignung im Rahmen des

Vorhabens *GridAnalysis* demonstriert werden konnte. Zukünftig gilt es, auch für die Anbindung der Datenquellen und -senken an diese Backend-Systeme moderne Lösungen zu nutzen, um z.B. die bisherigen dateibasierten Exporte zu ersetzen.

Externe Faktoren und Wartungsmaßnahmen können bei der Messwernerfassung immer wieder zu nicht-vermeidbaren Lücken in den Zeitreihen führen. Daher ist es notwendig, dass alle Systeme, welche diese Zeitreihen nutzen, entweder durch geeignete Ersatzwertbildung diese Lücken schließen oder robust mit diesen Lücken umgehen können.

In Kapitel 5 wurde gezeigt, dass die KI-Netzzustandsschätzung und -Lastflussrechnung insbesondere bei Strahlennetzen Ergebnisse mit hoher Genauigkeit bei wenigen gemessenen Werten liefern kann. Daher eignen sich diese Ansätze, um kurzfristig eine pseudo-Beobachtbarkeit der Mittelspannungsnetze herzustellen. Bei zukünftig flächendeckendem Einsatz von Messtechnik in den Mittelspannungsnetzen eignen sich diese Systeme, um Ersatzwerte zu generieren und Ausfälle von Messtechnik zu kompensieren. Dabei konnte gezeigt werden, dass der Einsatz sowohl zentral als auch dezentral möglich ist.

9 Fazit, Ergebnisse, Empfehlungen

Das Projekt mit den erarbeiteten Ergebnissen hat das Potenzial, die Effizienz und Zuverlässigkeit von Stromverteilnetzen zu steigern, die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu verbessern und somit einen positiven Einfluss auf die Energieversorgung und die Kundenzufriedenheit zu haben.

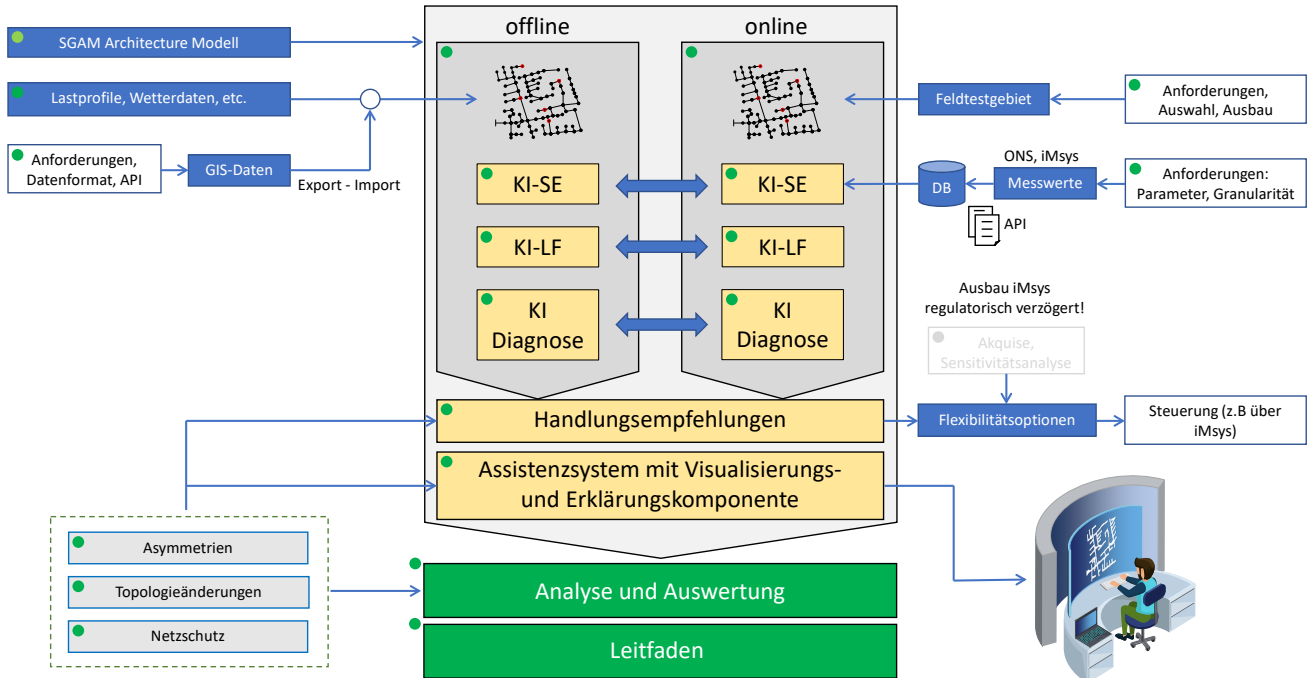


Abbildung 9-1: Big Picture des Vorhabens GridAnalysis

Ein zentrales Ziel des Vorhabens war zu untersuchen, ob der Einsatz von KI-basierten Systemen zur Netzstandsidentifikation und Netzzustandsoptimierung mit der von heute verfügbaren mathematisch-algorithmischen Systemen üblichen Genauigkeit möglich ist. Durch die interdisziplinäre Zusammenarbeit von Experten aus der Elektrotechnik und der Künstlichen Intelligenz konnte dieses Ziel umfänglich erreicht werden. Gerade der Austausch und Wissenstransfer zwischen den Arbeitsgebieten hat sich im Vorhaben als Multiplikationsfaktor herausgestellt. Es kann festgestellt werden, dass KI-basierte Systeme die Genauigkeit heute verfügbarer mathematisch-algorithmischer Systeme erreichen, die Performance von KI-basierten Systemen ist dagegen signifikant höher.

Im Vorhaben konnte als Bonus das nicht geplante Ziel erreicht werden, ein KI-System (KNN) zur Netzstandsidentifikation auf einem handelsüblichen kostengünstigen Controller-Baustein zu implementieren. Das KNN wurde in einer Ortsnetzstation eingebaut und ein mehrmonatiger Feldtest gestartet, der auch nach Vorhabensende zusammen mit dem Stromnetzbetreiber fortgesetzt wird. Als weitere Möglichkeit ist der Einsatz des KNN als zentrale Lösung in einer Virtuellen Maschine (VM, Cloud Computing) in einem gesicherten Cloud-Framework möglich. Als positiver Aspekt hat sich im Vorhaben die Möglichkeit gezeigt, Open Source Komponenten sowohl für die Generierung von Trainingsdaten als auch zur Implementierung des KNN einzusetzen. Diese Möglichkeit wird nach Ansicht der Verbundpartner die Etablierung KI-basierter Technologien auch in der Stromversorgung fördern.

Ein weiteres Ergebnis des Vorhabens ist, dass KI-Systeme (KNN) zur Netzzustandsidentifikation auch in Stromnetzen mit einem geringen Digitalisierungsgrad einsetzbar sind. Auf dezentraler Ebene (Edge Computing) reicht in Strahlennetzen und Stromnetzen mit offenen Ringen eine digitale Instrumentierung in den Ortsnetzstationen (ONS) bzw. Umspannanlagen (UA) aus. Zur Steigerung der Güte können zusätzlich Messpunkte des Stromnetzbetreibers im Stromnetz z.B. in Kabelverteilerschränken (KVS) eingesetzt werden. Diese Messpunkte müssen aber im Training der KNN berücksichtigt werden.

Im Vorhaben *GridAnalysis* hat sich die Verwendung des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner als Forschungs- und Entwicklungsplattform von Vorteil gezeigt. So konnten die im Projekt benötigten Verfahren zur Netzzustandsanalyse und Kurzschlussstromberechnung von Stromverteilnetzen sowie der Netzschutztechnik bedarfsgerecht erweitert und neue Verfahren zur Generierung der Trainingsdaten für KI-Systeme (KNN) implementiert und zur Verfügung gestellt werden. Die Eigenschaft als Forschungs- und Entwicklungsplattform zeigte sich auch von Vorteil, um einen effizienten Datenaustausch mit den Softwaresystemen der Konsortialpartner wie z.B. das Netzschutzanalysetool GridProtect zu erreichen.

Im Vorhaben GridAnalysis wurde die Bedeutung der Verwendung international standardisierter Dateiformate wie JSON [38], Office Open XML [39] oder CGMES für den Datenaustausch zwischen verschiedenen Softwaresystemen bestätigt. Diese Formate erleichtern den Austausch von Daten erheblich und fördern die Wiederverwendbarkeit, strukturelle Erweiterbarkeit und kompatible Interaktion der verschiedenen Softwaresysteme.

Die Digitalisierung von Stromnetzen ist insbesondere in der Niederspannungsebene noch sehr begrenzt. Um eine Beobachtbarkeit herzustellen, werden aktuell Messtechnikkomponenten von verschiedenen Herstellern erprobt. Durch die ständige Entwicklung und die große Dynamik im Markt sind bereits einige Produkte und Hersteller nicht mehr am Markt präsent, was hier teilweise zu großen doppelten Investitionen und Mehrarbeit im Netzbetrieb führt.

Über die Projektlaufzeit hat sich (verstärkt durch die verabschiedete Novelle des § 14a EnWG) eine große Nachfrage nach Messtechnik für die Niederspannung entwickelt. Viele Komponenten zeigen sich im Feldtest aus vielversprechend und produktiv einsetzbar und haben den Status des Prototypen bzw. von Pilotanlagen verlassen. Ein weiteres großes Thema ist aktuell die Rechenfähigkeit der Niederspannungsnetze. Hier sind die Netzdaten in den GI-Systemen zu prüfen und auf die neuen Anforderungen anzupassen. Auch diese Entwicklung wurde im Vorhaben *GridAnalysis* bereits adressiert und im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner umgesetzt.

Der entwickelte Ansatz des Einsatzes von einem zentralen KNN bzw. von dezentral auf Industriehardware in Trafostationen eingesetzten KNNs zur Netzzustandsschätzung sollte in nachfolgenden Projekten weiter untersucht und ausgebaut werden.

Im Bereich Netzschutztechnik konnte mit dem Netzschutzanalysetool GridProtect gezeigt werden, dass eine robuste und sichere Automatisierung der Bewertung und Optimierung von Zeitstaffelschutzkonzepten möglich und praxistauglich ist.

Die Bewertung durch das Netzschutzanalysetool GridProtect konnte in sämtlichen Anwendungsfällen durchgeführt werden, einschließlich kaskadiertem Abschaltverhalten, netzbedingten Unschärfen und beliebigen Kombinationen daraus. Für die meisten Fälle konnte durch das Netzschutzanalysetool GridProtect außerdem automatisch eine optimale Zeitstaffelung der Schutzgeräte gefunden werden. Die verbleibenden Fälle stellen, durchaus auch in der Praxis auftretende, Sonderfälle dar, die durch eine übliche Staffelung der Reaktanzen grundsätzlich nicht gelöst werden können. Hier ist eine Lösung nur durch eine zusätzliche Staffelung der gesamten Auslöseflächen der Schutzgeräte möglich, in einigen Randfällen mit der gegebenen Anordnung der Schutzgeräte für bestimmte Szenarien auch gar nicht.

Daraus ergeben sich als logische nächste Schritte die Erweiterung des Netzschutzanalysetools GridProtect um diese komplexeren Staffelfunktionen, um alle theoretisch möglichen Optimierungen bei gegebenen Einbauorten durchführen zu können. Anschließend bietet es sich an zu untersuchen, wie eine Erweiterung um eine Funktion zur Optimierung der Einbauorte oder der Schutzgerätetypen realisiert werden kann, um einen zusätzlichen Freiheitsgrad bei der Lösungsfindung und Optimierung einzuführen.

Grundsätzlich sollte eine Verkürzung der Berechnungszeit angestrebt werden, um eine komfortablere Nutzung zu ermöglichen und um in gleicher Zeit mehr Szenarien abdecken zu können. Dazu bieten sich mehrere Ansätze an. Einerseits besteht die Möglichkeit, die Anzahl der notwendigen Netzberechnungen drastisch zu reduzieren, indem Informationen aus Topologieanalyse zur geschickteren Verteilung der zu berechnenden Fehlerorte genutzt werden. Andererseits kann die Netzberechnung als solche durch Verwendung schnellerer Verfahren beschleunigt werden, z.B. durch Nutzung von KI-basierten Methoden. Schließlich können durch Ablaufoptimierungen Mehrfachberechnungen identischer Netzzustände vermieden werden. Voraussichtlich lässt sich durch die genannten Maßnahmen die Laufzeit signifikant (ca. Faktor 1/10) verkürzen.

Trotz dem verbleibenden Verbesserungspotential stellt GridProtect eine branchenweit einmalige Lösung für den Bereich Schutztechnik dar und erlaubt erstmals vollautomatische Überprüfungen und Optimierungen von Zeitstaffelschutzkonzepten frei von subjektiven Faktoren. Dadurch können Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, in Zukunft komplexere und gegebenenfalls adaptive Netzschutzkonzepte zu erstellen, um die zunehmende Dynamik in den Verteilnetzen zu beherrschen.

Die vorgeschlagene Daten-Pipeline im Zusammenspiel mit dem KI-basierten Assistenzsystems ermöglicht den Datenbankzugriff auf externe Dienste mit geringem Zeit- und Ressourcenaufwand und das Ausspielen der Informationen und Vorhersagen an einen Nutzer durch die grafische Oberfläche. Neue Daten und Vorhersagen stehen schnell zur Verfügung und erlauben eine interaktive Überwachung des Stromnetzes, was dem Betreiber die Möglichkeit gibt, schnell auf Probleme im Netz zu reagieren. Das Assistenzsystem wurde in enger Zusammenarbeit mit Experten des Netzbetreibers entwickelt und richtet sich somit an den Bedürfnissen der Energieexperten aus. Aber auch die Entwickler der benutzen KI-Modelle können über die Erklärungskomponenten die Funktionsweise ihrer KNNs im aktuellen Kontext evaluieren. So bietet das System mit der Kombination von KI- und Energiekomponenten einen wesentlichen Baustein für den Übergang von Stromnetzen zu Smart Grids und die Integration erneuerbarer Energien.

In Zukunft kann ein breiteres Spektrum an Vorhersagemodellen ergänzt werden, um die Vorhersagefähigkeiten des Systems zu stärken. Noch wichtiger ist jedoch die weitere Integration erklärbarer KI- und Datenanalysekomponenten, die das Vertrauen der Netzbetreiber in diese neuartigen Vorhersagemethoden stärken könnten.

10 Veröffentlichungen

Arbeitspakete	Beteiligte Partner
AP 5	htw saar, DFKI, VSE, SWSLs

Im Rahmen des Vorhabens wurden die nachfolgend aufgelisteten Veröffentlichungen auf nationaler und internationaler Ebene durchgeführt.

- Andreas Winter, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Prof. Dr.-Ing Peter Schegner, Titel: Application of artificial intelligence in power grid state analysis and –diagnosis, In: NEIS Conference 2020 - Hamburg - 14 -15 September 2020
- Andreas Winter, Philipp Raß, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Prof. Dr.-Ing Peter Schegner, Titel: Application of artificial neural networks for power system state estimation – Validation with a weighted least squares algorithm, In: ETG Kongress 2023
- Andreas Winter, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Gian-Luca Kiefer, Dr. Matthieu Deru, Dr. Alassane Ndiaye, Dr. Boris Brandherm, Dr. Jörg Baus, Steven Rink, Henri Oliveras, Dr. Michael Deckarm, Markus Albert, CN: KI-basierte Systemanalyse im Normal- und Kurzschlussbetrieb, IN: ew – Magazin für Energiewirtschaft
- Andreas Winter, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Prof. Dr.-Ing Peter Schegner, Titel: Supervised Learning Approach for State Estimation in Distribution Systems with missing Input Date, In: 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)
- Andreas Winter, Selina Prinz, Johannes Diegler, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Prof. Dr.-Ing Peter Schegner, Titel: Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz – Validierung der Methodik in einem realen Stromnetz, IN. 17. Symposium Energieinnovation, 16.-18.02.2022, Graz/Austria
- Steven Eich, Andreas Winter, Prof. Dr.-Ing Michael Igel, Titel: Verfahren zur Erstellung kostenoptimierter Fahrpläne für Flexibilitäten mit einem Modell-Prädiktiven-Algorithmus, Method for generating cost-optimized schedules for flexibilities with a model predictive algorithm, In: ETG Kongress 2023
- Thomas Achim Schmeier, Gian-Luca Kiefer, Boris Brandherm, et al. "Assistance System for AI-Based Monitoring and Prediction in Smart Grids." International Conference on Human-Computer Interaction. Cham: Springer Nature Switzerland, 2023.
- A Winter, M Igel, Gian-Luca Kiefer, M Deru, A Ndiaye, B Brandherm, J Baus, S Rink, H Oliveras, G Tänzer, M Deckarm, M Albert. Künstliche Intelligenz in Stromverteilnetzen – KI-basierte Systemanalyse im Normal- und Kurzschlussbetrieb. ew - Magazin für die Energiewirtschaft 12, S. 32-35, VDE Verlag, 2021.
- B Brandherm, M Deru, A Ndiaye, Gian-Luca Kiefer, J Baus, R Gampfer. Integration Erneuerbarer Energien – KI-basierte Vorhersageverfahren zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen. Data Science anwenden, S. 147-170, Springer, 2021.
- Gian-Luca Kiefer, T Schmeier, A Ndiaye, B Brandherm, M Chikobava, A Klimenko, K Krämer, J Baus, A Winter, M Igel. KI-basiertes Assistenzsystem zur Netzzustandsschätzung. Fachtagung Smart Energy and Systems 2023.

- B Brandherm, M Deru, A Ndiaye, GL Kiefer, J Baus, R Gampfer. Integration of Renewable Energies — AI-Based Prediction Methods for Electricity Generation from Photovoltaic Systems. Apply Data Science: Introduction, Applications and Projects. pp 137-158, Springer, 2023.

Die Anzahl der Veröffentlichungen ist in Abbildung 10-1 für jede Publikationsart zusammenfassend dargestellt.

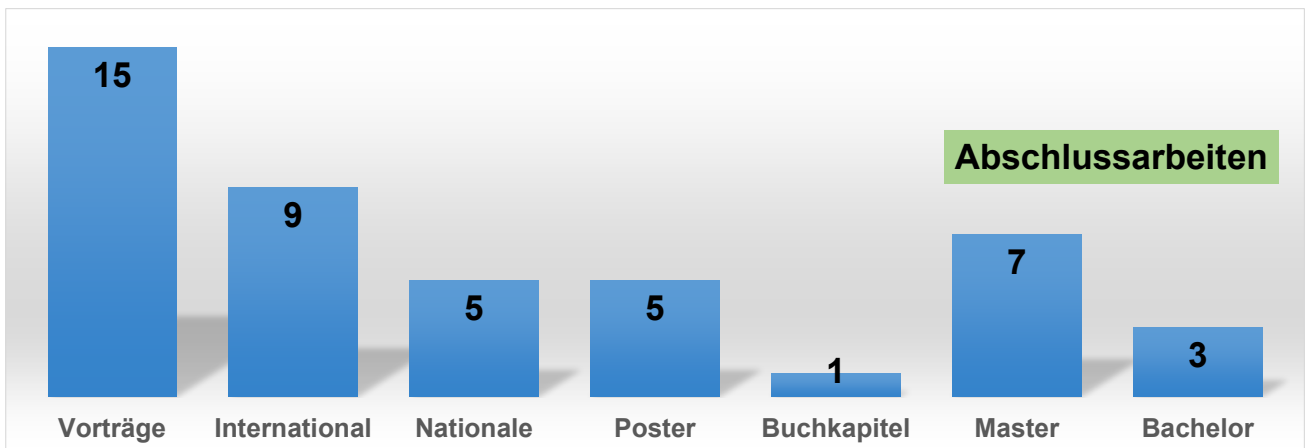


Abbildung 10-1: Anzahl der Veröffentlichungen

11 Weiterführende Dokumente

- Primadianto A., Lu CN.: A Review on Distribution System State Estimation. In: IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3875-3883. (2017).
- Winter A., Igel M., Kiefer GL., Deru M., Ndiaye A., Brandherm B., Baus J., Rink S., Oliveras H., Tänzer G., Deckarm M., Albert M.: Künstliche Intelligenz in Stromverteilnetzen – KI-basierte Systemanalyse im Normal- und Kurzschlussbetrieb. In: ew - Magazin für die Energiewirtschaft (pp. 32-35). VDE (2021).
- FITT - Institut für Technologietransfer an der Hochschule des Saarlandes gGmbH: ATPDesigner Design and Simulation of Electrical Power Networks (2022), <http://www.atpdesigner.de/> (retrieved 17.03.2023).
- Leuven EMTP Center: Alternative Transients Program (ATP): Rule Book. EMTP (1992).
- European EMTP-ATP Users Group e.V. (2022), <https://www.eeug.org/>(retrieved 17.03.2023).
- Winter A., Igel M., Schegner P.: Application of artificial intelligence in power grid state analysis and diagnosis. In: NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems (pp. 1-6). VDE (2020).
- Deru M., Ndiaye A.: Deep Learning mit TensorFlow, Keras und TensorFlow.js. 2nd edn. Rheinwerke Computing (2022).
- Zamzam A. S., Sidiropoulos N. D.: Physics-aware neural networks for distribution system state estimation. In: IEEE Transactions on Power Systems, 35(6), 4347-4356. (2020).
- Stüber M., Scherhag F., Deru M., Ndiaye A., Sakha M. M., Brandherm B., Baus J., Frey G.: Forecast Quality of Physics-Based and Data-Driven PV Performance Models for a Small-Scale PV System. In: Frontiers in Energy Research, Vol. 9, (2021).
- Brandherm B., Deru M., Ndiaye A., Kiefer GL., Baus J., Gampfer R.: Integration erneuerbarer Energien – KI-basierte Vorhersageverfahren zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen. In: Barton T., Müller C. (eds) Data Science anwenden. Angewandte Wirtschaftsinformatik. Springer Vieweg, Wiesbaden (2021).
- Khan S., Brandherm B., Swamy A.: Electric Vehicle User Behavior Prediction Using Learning-Based Approaches. In: 2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC). (2020).
- Apache Software Foundation: Documentation Kafka 3.3 (2022), <https://kafka.apache.org/documentation/>(retrieved 17.03.2023).
- Chikobava M., Moisieiev A., Poller P., Deru M., Ndiaye A., Klimenko A., Braun C., Baus J., Brandherm B.: Multimodal Interactive System for Visualization of Energy Data in Extended Reality Settings. In: HCI International 2023. Springer Cham (2023).

12 Literaturverzeichnis

- [1] Y. LeCun, Y. Bengio und G. Hinton, „Deep learning,“ *Nature*, Bd. 521, pp. 436-444, 2015.
- [2] G. Hinton, S. Osindero und Y.-W. Teh, „A Fast Learning Algorithm for Deep Belief Nets,“ *Neural Comput.*, Bd. 18, Nr. 7, pp. 1527-1554, 2006.
- [3] D. Silver, A. Huang, C. J. Maddison, A. Guez, L. Sifre, G. van den Driessche, J. Schrittwieser, I. Antonoglou, V. Panneershelvam, M. Lanctot, S. Dieleman, D. Grewe, J. Nham, N. Kalchbrenner, I. Sutskever, T. Lillicrap, M. Leach, K. Kavukcuoglu, T. Graepel und D. Hassabis, „Mastering the game of Go with deep neural networks and tree search,“ *Nature*, Bd. 529, p. 484, 2016.
- [4] V. Mnih, K. Kavukcuoglu, D. Silver, A. A. Rusu, J. Veness, M. G. Bellemare, A. Graves, M. Riedmiller, A. K. Fidjelan, G. Ostrovski, S. Petersen, C. Beattie, A. Sadik, I. Antonoglou, H. King, D. Kumaran, D. Wiersta, S. Legg und D. Hassabis, „Human-level control through deep reinforcement learning,“ *nature*, Bd. 518, pp. 529-533, 2015.
- [5] B. M. Lake, R. Salakhutdinov und J. B. Tenenbaum, „Human-level concept learning through probabilistic program induction,“ *Science*, Bd. 350, pp. 1332-1338, 2015.
- [6] D. S. Kermany, M. Goldbaum, W. Cai, C. C. S. Valentim und H. Liang, „Identifying Medical Diagnoses and Treatable Diseases by Image-Based Deep Learning,“ *Cell*, pp. 1122-1131, 2018.
- [7] H. Yang, D. Qi, Z. Liu, B. K. Chandran, T. Wang, J. Yu und X. Chen, „Soft Thermal Sensor with Mechanical Adaptability,“ *Advanced Materials*, Bd. 28, pp. 9175-9181, 2016.
- [8] M. Deru und A. Ndiaye, *Deep Learning mit TensorFlow, Keras und TensorFlow.js - Einstieg, Konzepte und KI-Projekte mit Python, JavaScript und HTML5*, Galileo Press, 2022.
- [9] M. Najafabadi, F. Villanustre, T. Khoshgoftaar, N. Seliya, R. Wald und E. Muharemagic, „Deep learning applications and challenges in big data analytics,“ *J. Big Data*, Bd. 2, 2015.
- [10] S. Yin und O. Kaynak, „Big Data for Modern Industry: Challenges and Trends [Point of View],“ *Proc. IEEE*, Bd. 103, Nr. 2, pp. 143-146, 2015.
- [11] O. Russakovsky, J. Deng, H. Su, J. Krause, S. Satheesh, S. Ma, Z. Huang, A. Karpathy, A. Khosla, M. Bernstein, A. C. Berg und L. Fei-Fei, „ImageNet Large Scale Visual Recognition Challenge,“ *Int. J. Comput. Vis.*, Bd. 115, Nr. 3, pp. 211-252, 2015.
- [12] Q. Shen, J.-H. Jiang, C.-X. Jiao, W.-Q. Lin, G.-L. Shen und R.-Q. Yu, „Hybridized particle swarm algorithm for adaptive structure training of multilayer feed-forward neural network: QSAR studies of bioactivity of organic compounds,“ *J. Comput. Chem.*, Bd. 25, Nr. 14, pp. 1726-1735, 2004.
- [13] B. Wang, J. Cancilla, J. Torrecilla und H. Haick, „Artificial Sensing Intelligence with Silicon Nanowires for Ultra-Selective Detection in the Gas Phase,“ *Nano Lett.*, Bd. 14, 2014.
- [14] B. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen*, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [15] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ Frankfurt am Main, 1999.
- [16] T. Hartmann, T. Mühlhaus, H. Neumann, H. Reuter und H. Röschmann, „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen,“ 2003. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/media/documents/LPuVe-Praxisleitfaden.pdf>. [Zugriff am 30 05 2023].
- [17] SWM Infrastruktur, „Lastprofil Wärmepumpe,“ [Online]. Available: <https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/waermepumpe>. [Zugriff am 12 10 2023].
- [18] A. Probst, *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Stuttgart: Universität Stuttgart, 2014.

- [19] I. J. Goodfellow, J. Pouget-Abadie und M. Mirza, „Generative Adversarial Nets,“ 2014. [Online]. Available: https://papers.nips.cc/paper_files/paper/2014/file/5ca3e9b122f61f8f06494c97b1afccf3-Paper.pdf. [Zugriff am 14.8.2024].
- [20] A. Winter, M. Igel und P. Schegner, „Application of artificial intelligence in power grid state analysis and -diagnosis,“ in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*, Hamburg, 2020.
- [21] A. Winter, S. Prinz, J. Diegler, M. Igel und P. Schegner, „Monitoring in Niederspannungsnetzen mit Verfahren der künstlichen Intelligenz - Validierung der Methodik in einem realen Stromnetz,“ in *17. Symposium Energieinnovation*, Graz, 2022.
- [22] G. Paaß und D. Hecker, *Künstliche Intelligenz - Was steckt hinter der Technologie der Zukunft*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2021.
- [23] *DIN EN 50160:2020-11 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Beuth Verlag, 2020.
- [24] D. V. 0.-1. (. 0.-1. 1995-06, „Starkstromkabel, Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren“.
- [25] D. E. 6.-1. (. 0.-7.-1. 2012-03, „Leistungsstromtransformatoren, Teil 1: Allgemeines“.
- [26] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, Berlin: VDE-Verlag GMBH, 1195.
- [27] D. 40200:1981-10, „Nennwert, Grenzwert, Bemessungswert, Bemessungsdaten; Begriffe,“ 1981-10.
- [28] B. B. d. E. u. W. e.V., „Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz,“ 2017.
- [29] B. Brandherm, M. Deru, A. Ndiaye, G.-L. Kiefer, J. Baus und R. Gampfer, „Integration Erneuerbarer Energien - KI-basierte Vorhersageverfahren zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen,“ in *Angewandte Wirtschaftsinformatik*, Springer Vieweg, 2021.
- [30] D. Wäresch, *Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen*, Kaiserslautern: Shaker Verlag, 2018.
- [31] A. Winter, P. Raß, M. Igel und P. Schegner, „Application of artificial neural networks for power system state estimation - Validation with a weighted least squares algorithm,“ in *ETG Kongress 2023*, Kassel, Deutschland, 2023.
- [32] S. Raczka, D. Hilbrich, A. Brüggemann und C. Rehtanz, „A Model Predictive Control Algorithm for large-scale Integration of Electromobility,“ in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, The Hague, Niederlande, 2020.
- [33] K. F. Schäfer, *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze*, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [34] B. Brandherm, M. Deru, A. Ndiaye, G.-L. Kiefer, J. Baus und R. Gampfer, *Integration erneuerbarer Energien - KI-basierte Vorhersageverfahren zur Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen*, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021.
- [35] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, 2009.
- [36] J. Scheel, „Schaltzustandsoptimierung von 110-kV-Verteilnetzen zur Maximierung des Abtransports von Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen,“ Universitätsverlag Ilmenau, 2018.
- [37] „Common Grid Model Exchange Standard (CGMES),“ www.entsoe.eu/data/cim/cim-for-grid-models-exchange.
- [38] E. International, „JSON - Java Script Object Notation, Standard ECMA-404,“ Genf.
- [39] E. International, „ECMA-376 Office Open XML file formats“.
- [40] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V., „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen,“ VDE Verlag, Frankfurt am Main, 2016.
- [41] „Forschungsprojekt: Schutzsysteme für Verteilungsnetze der Zukunft,“ Aachen, 2017.

- [42] DlgSilent GmbH, Benutzerhandbuch PowerFactory, Gomaringen, 2017.
- [43] Siemens AG, PSS SINCAL 14.0 Schutzkoordination, Erlangen, 2017.
- [44] J. Fuchs, Koordination von Schutzsystemen für multivariate Netzzustände mit Hilfe von mathematischer Optimierung und Bewertung, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 2017.
- [45] L. Mones, „A Gentle Introduction to Optimal Power Flow,“ 2021. [Online]. Available: <https://invenia.github.io/blog/2021/06/18/opf-intro/>. [Zugriff am 19 06 2023].
- [46] S. Eich, „Entwicklung eines Verfahrens zur Netzengpassanalyse in Stromverteilnetzen mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen,“ Saarbrücken, 2021.
- [47] D. I. 6.-7. (. 0.-7.-7. 2023-05, „Leistungstransformatoren; Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren“.