

Auslastungsbewertung von Niederspannungsnetzen mit Hilfe eines Monitoringsystems zur Anwendung im Asset Management

Dem Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität Dortmund
zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

eingereichte Dissertation

von

Herrn M.Sc. Jonas Philipp Claus

Dortmund, 2025

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Datum der mündlichen Prüfung: 09.07.2025

Für euch!

Danksagung

Ich möchte mich herzlich bei sämtlichen Projektpartnern und deren Mitarbeitern bedanken, die an den gemeinsamen Förderprojekten mitgewirkt haben, die in diese Ausarbeitung eingeflossen sind. Die kollegiale Zusammenarbeit und gegenseitige Unterstützung waren sehr wertvoll.

Besonderer Dank gilt diesbezüglich meinen ehemaligen Kollegen der ct.e Controltechnology Engineering GmbH, die stets als Gesprächs- und Diskussionspartner sowie als Unterstützer zur Verfügung standen. Hervorheben möchte ich hier Prof. Schulz, der mich ermutigt hat, eine Promotion anzustreben, mich während der über acht Jahre währenden Zusammenarbeit stets gefördert und sowohl beruflich als auch abseits der dienstlichen Belange immer als wichtiger Ratgeber fungiert hat.

Weiterhin möchte ich mich bei Prof. Rehtanz für die Betreuung und Unterstützung während der Promotion sowie für die Übernahme des Referates bedanken. Ebenso gilt mein Dank Prof. Zdrallek für die Übernahme des Korreferats.

Zu guter Letzt gilt mein Dank meiner gesamten Familie, jedoch allen voran meiner Frau Jasmin, die mich stets in allen Belangen unterstützt, mir Kraft gibt, den Rücken freihält und eine wunderbare Mutter ist. Danke, dass du und Jori mir jeden Tag mindestens ein Lächeln ins Gesicht zaubert.

Wetter (Ruhr), im Januar 2025

Kurzfassung

Bedingt durch die zunehmende Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen steigen die Anforderungen an das Netz. Um die aktuellen und prognostizierten Entwicklungen beherrschen zu können, stehen Netzbetreiber bzw. das Asset Management vor der Aufgabe, bestehende Infrastruktur und verfügbare Ressourcen bestmöglich zu nutzen. In der vorliegenden Arbeit werden Möglichkeiten zur Unterstützung des Asset Managements durch Erfassung und Auswertung der Netzauslastung mittels Monitoringsystem erarbeitet.

Hierzu wird zunächst ermittelt, welche Größen die Auslastung von Netzabschnitten charakterisieren. Anschließend werden die Anforderungen an ein Monitoringsystem für die Anwendung im Asset Management anhand von Experteninterviews und Literaturquellen ermittelt. Es folgt die Konzeptionierung zur Datenerfassung, -aufbereitung und -visualisierung sowie die Umsetzung in einem Pilotprojekt. Hierzu werden eine thermische Modellbildung erdverlegter Kabel und eine statistische Modellbildung zur Reduktion des Speicherbedarfs bei Erhalt statistischer Eigenschaften vorgestellt. Weiterhin werden Möglichkeiten zur praktischen Anwendung im Asset Management aufgezeigt. Abschließend wird anhand bestehender Rahmenbedingungen, Feldversuche und Simulationen bewertet, inwiefern intelligente Messsysteme sich als Datenquelle für ein solches Monitoringsystem eignen.

Abstract

As a rising number of decentralized generation systems, charging facilities for electric vehicles and heat pumps become installed in the low voltage grid, the demands on the grid are increasing. In order to be able to cope with current and anticipated developments, grid operators and their asset management face the task of optimizing the use of existing infrastructure and available resources. This thesis explores possibilities to support asset management by recording and evaluating network utilization through a monitoring system. Initially, the variables which characterize the utilization of network sections are determined. The requirements for a monitoring system suitable for asset management are then derived based on expert interviews and literature sources. Subsequently, a conceptual framework for data acquisition, processing, and visualization as well as implementation in a pilot project follow. This includes a thermal modeling of underground cables and a statistical modeling to reduce the storage requirements while maintaining statistical properties. Furthermore, possibilities for practical application in asset management are shown. Finally, existing regulatory conditions, field tests, and simulations are used to assess the extent to which smart metering systems are suitable as a data source for such a monitoring system.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund und Motivation	1
1.2	Herleitung der Forschungsfragen	3
1.3	Struktur und Methodik der Arbeit	4
2	Auslastung eines Niederspannungsnetzabschnittes	9
2.1	Niederspannungsnetze	9
2.1.1	Netzstruktur	9
2.1.2	Auslastung	10
2.2	Spannungsbandeinhaltung	11
2.3	Betriebsmittelauslastung	12
2.3.1	Transformatoren	12
2.3.2	Leitungen	16
3	Asset Management im Verteilnetz	23
3.1	Aufgaben und Zielsetzung	23
3.2	Rahmenbedingungen	26
3.3	Methoden und Tools	28
3.4	Experteninterviews	32
3.4.1	Gesprächsvorbereitung	33
3.4.2	Zentrale Ergebnisse	34
3.5	Implikationen für Funktion und Anwendung eines Monitoring- systems	37
4	Niederspannungsmonitoringsystem	45
4.1	Definition und Konzept	45
4.2	Eingangsdaten	47
4.2.1	Netzmodell	47
4.2.2	Betriebsmitteldaten	51
4.2.3	Messwerterfassung und Datenübertragung	51

4.3	Datenaufbereitung	53
4.3.1	State Estimation	54
4.3.2	Lastflussrechnung	58
4.3.3	Thermische Modellbildung von Niederspannungskabeln	62
4.3.4	Statistische Modellbildung von Zeitreihen	72
4.3.5	Interpretierbarkeit und Aggregation von Zustandsdaten	96
4.4	Visualisierung und Anwendung im Asset Management	101
4.4.1	Visualisierung der statistischen Ergebnisse	101
4.4.2	Nutzung in der Zustands-/Wichtigkeitsbewertung	104
4.4.3	Datenaufbereitung für technische Berichte	110
4.4.4	Gegenüberstellung von Auslastungen	112
4.4.5	Konzept zur Einbeziehung der Daten in Planungshypothesen	118
4.5	Praktische Umsetzung im Pilotprojekt	119
4.5.1	Projektbeschreibung	120
4.5.2	Systemstruktur	122
4.5.3	Darstellung in der Benutzeroberfläche	126
4.5.4	Kritische Einordnung des Pilotsystems	133
5	Potenzial von Smart Metern	139
5.1	Smart-Meter-Gateway-Architektur	139
5.1.1	Rahmenbedingungen	139
5.1.2	System- und Prozessstruktur	142
5.1.3	Tarifanwendungsfälle	146
5.2	Messwerte	147
5.2.1	Verfügbarkeit	147
5.2.2	Verwendbarkeit	149
5.3	Leistungsfähigkeit und Praxistauglichkeit	151
5.3.1	Asynchronität der Messwerte	152
5.3.2	Zuverlässigkeit der Datenübertragung	158
5.4	Bewertung der resultierenden Kosten	160
6	Fazit	165
6.1	Zusammenfassung	165
6.2	Einordnung und Ausblick	170

Abbildungsverzeichnis	173
Tabellenverzeichnis	177
Abkürzungsverzeichnis	179
Formelverzeichnis	181
Literaturverzeichnis	185
Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis	205
Anhang A Interviewleitfaden	209

1 Einleitung

Dieses Kapitel dient als Einleitung in die vorliegende Arbeit. Zunächst werden Hintergrund und Motivation der Arbeit geschildert (Abschnitt 1.1), um anschließend die Forschungsfragen der Arbeit abzuleiten (Abschnitt 1.2). In Abschnitt 1.3 wird das Kapitel abgeschlossen, indem die Struktur der Ausarbeitung erläutert wird.

1.1 Hintergrund und Motivation

Die Struktur des Energiesystems in Deutschland ändert sich im Rahmen der Energiewende grundlegend. Dezentrale volatile Einspeisung aus vielen dezentralen Einspeiseanlagen ersetzt zunehmend die konventionelle zentrale Erzeugung in wenigen Kraftwerken, mit der Zielsetzung, den Ausstoß von CO₂ und anderen klimawirksamen Stoffen zu vermeiden. Während der Anteil erneuerbarer Energien der Bruttostromerzeugung im Jahr 2000 mit 38 TWh noch 6,6 % betrug, ist er im Jahr 2023 bereits auf 54,1 % (275,7 TWh) angestiegen und betrug im ersten Halbjahr 2024 sogar 61,5 % [1–3]. Zugleich waren 63,6 % der installierten Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien im Jahr 2019 in der Mittelspannung und den unterlagerten Netzebenen bzw. 22,5 % in der Niederspannung (NS) installiert [4].

Zu den bisher genannten Veränderungen kommt der sich ändernde Verbrauch bzw. das Verbrauchsverhalten hinzu. Dies wird durch unterschiedliche Faktoren bedingt. Dadurch, dass die elektrischen Betriebsmittel immer effizienter (z.B. LED im Bereich der Beleuchtung) und das Verbrauchsverhalten der Endkunden energiebewusster wird, verringerte sich der Nettostromverbrauch im Zeitraum von 2010 bis 2023 um 13,7 % [5, 6]. Weiterhin sind die Standardlastprofile, welche bisher als Grundlage für die Auslegung der Netze veranschlagt wurden, veraltet und stimmen daher nicht mehr mit dem heutigen Lebenswandel überein [7, 8].

Darüber hinaus wird die Lastseite durch den Umstieg von Verbrennungsmo-

toren auf Elektromotoren im Sektor Mobilität und auf Wärmepumpen im Wärmesektor beeinflusst. Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit einem Anschluss in der Niederspannung stellen Einzelverbraucher mit verhältnismäßig großer installierter Leistung dar. Ein unregelmäßiger Ladevorgang führt daher zu einem erhöhten Spitzenlastbedarf und kann Netzausbau im Bestand und eine größere Auslegung der Netze beim Neubau erfordern. Weiterhin weisen Ladevorgänge und insbesondere Wärmepumpen planerisch sehr hohe Gleichzeitigkeiten auf [9]. Die zunehmende Bedeutung auf Seiten der elektrischen Verteilnetze zeigt sich unter anderem anhand folgender Aspekte: Der Anteil vollelektrischer und Plug-In-Hybrid-Pkw ist in den vergangenen zehn Jahren von 0,03 % auf 4,8 % (3,35 Mio. Fahrzeuge) gestiegen [10, 11]. Die Verfügbarkeit von öffentlichen Ladepunkten hat deutlich zugenommen, indem deren Anzahl von 6.690 im Jahr 2017 auf 125.367 im Jahr 2024 stieg [12]. Im Jahr 2019 wurden in Deutschland erstmals häufiger Wärmepumpen als Gasheizungen eingesetzt, und 2023 stieg der Anteil der fertiggestellten Wohnbebauung, die durch Wärmepumpen beheizt wird, auf 64,6 % [13].

Dieser Wandel führt dazu, dass sich die Anforderungen an das Stromnetz deutlich verändern. Dies hat Auswirkungen auf alle Spannungsebenen und erfordert immense Investitionen in die elektrischen Netze [14–16]. Je höher die Spannungsebene ist, desto besser eignet sich eine szenariobasierte Ausbauplanung, da eine zunehmende Zahl von Anschlussnehmern einem Gesamttrend folgend die Versorgungsaufgabe bestimmen, während mit sinkender Spannungsebene die Versorgungsaufgabe zunehmend von Individualentscheidungen Dritter abhängt. Somit lässt sich die künftige Auslastung von einzelnen NS-Netzabschnitten wesentlich schlechter vorhersagen. Da zugleich der Anteil der NS über 70 % der Gesamtleitungslänge in Deutschland beträgt [17], ist es entscheidend, die begrenzten personellen und finanziellen Ressourcen für den Netzausbau zielorientiert einzusetzen.

Die Optimierung des Ressourceneinsatzes ist Aufgabe des Asset Managements (AM), welches im Bereich der NS bislang nur statische Informationen aus der Betriebsmitteldatenbank nutzen kann. Um den Netzausbau in der NS gezielt gestalten zu können, benötigt das AM eine Möglichkeit, die reale Belastung der Netzabschnitte bewerten zu können und hieraus Rückschlüsse für die Erneuerungspriorität zu ziehen.

1.2 Herleitung der Forschungsfragen

Wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, ist es insbesondere in der Niederspannung von Bedeutung, die verfügbaren personellen und finanziellen Ressourcen für den Netzausbau bestmöglich einzusetzen. Hierfür müssen etwa diejenigen Netzabschnitte identifiziert werden, deren Auslastung besonders hoch ist, um sie bei der Ertüchtigung zu priorisieren, bevor durch weiteren Zubau von Lasten oder dezentrale Erzeugungsanlagen eine Überlastung droht. Durch die inhomogene und individuelle Struktur und Betriebsmittelzusammensetzung im gewachsenen Verteilnetz ist hierfür ein Monitoringsystem erforderlich, welches die Auslastung unter Berücksichtigung der realen Komponenten und Betriebszustände objektiv und strukturiert erfasst.

Hieraus ergibt sich

Forschungsfrage 1: Wie lässt sich der Grad der Auslastung eines Verteilnetzabschnittes mit Hilfe eines Monitoringsystems bewerten?

Die gesammelten Informationen sollen einen Nutzen für das AM darstellen. Um dies zu gewährleisten, müssen die Mechanismen und Anforderungen des AM bekannt sein. So besteht die Möglichkeit, das Monitoringsystem bzw. seinen Output entsprechend zu konzipieren.

Zusammenfassend folgt

Forschungsfrage 2: Wie kann die Auslastungsbewertung im Asset Management genutzt werden?

NS-Netze werden herkömmlicherweise ohne geregelte Betriebsführung oder Messwerterfassung betrieben. Die Energieflussrichtung in den Stromnetzen war bislang klar vorgegeben, vom Kraftwerk über die verschiedenen Spannungsebenen bis zum Endverbraucher. Dadurch konnte das Netz mit einer guten Abschätzung des reinen Lastverhaltens, auch ohne weitere Kenntnisse über die genauen Vorgänge in NS-Netzen, geplant und sicher betrieben werden. Bislang liegen den Netzbetreibern meist keine oder nur rudimentäre

Messwerte aus dem aktiven Betrieb vor, sodass die NS-Netze „blind“ betrieben werden. Durch die zunehmende Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen wird diese Vorgehensweise zunehmend hinterfragt. Zur Ermittlung der realen Netzbelastung oder aktiven Betriebsführung sind eine messtechnische und eine kommunikationstechnische Durchdringung des betrachteten Netzes erforderlich. Daher hat das Themenfeld bereits Einzug in die Gesetzgebung gefunden und es wird eine Durchdringung des Netzes mit Smart Metern (SM) bis 2032 angestrebt. [18–22]

Daraus folgt

Forschungsfrage 3: Reichen die Daten von Smart Metern und die Leistungsfähigkeit der zugehörigen Infrastruktur für das Monitoringsystem aus?

Weiterhin müssen die erfassten und übertragenen Daten sinnvoll aufbereitet werden, um ohne großen Mehraufwand interpretierbar zu sein. Es muss sichergestellt werden, dass normative Grenzwerte hinsichtlich Spannungsqualität eingehalten und die im Netz eingesetzten Betriebsmittel nicht überlastet werden. Gemeinsam mit den Antworten auf die Forschungsfragen bildet dies die Basis für die Entwicklung und Pilotierung eines Monitoringsystems zur Bewertung der Auslastung von NS-Netzen und Anwendung im AM.

1.3 Struktur und Methodik der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist neben der Einleitung und Zusammenfassung (Kapitel 1 bzw. 6) in vier Kapitel gegliedert. Die zugehörige Struktur ist in Abb. 1.1 visualisiert.

Der Hauptteil beginnt mit dem Grundlagenkapitel 2 Auslastung eines Niederspannungsnetzabschnittes. In diesem wird in Abschnitt 2.1 zunächst der Aufbau bzw. die Struktur typischer NS-Netze beschrieben und anschließend der Begriff der Auslastung in den Kontext der Arbeit gesetzt und für diese definiert. In den Abschnitten 2.2 und 2.3 werden die Kriterien zur Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes sowie zur Belastbarkeit der Betriebsmittel erläutert. Letztere werden hierbei nach Transformatoren (Abschnitt 2.3.1) und

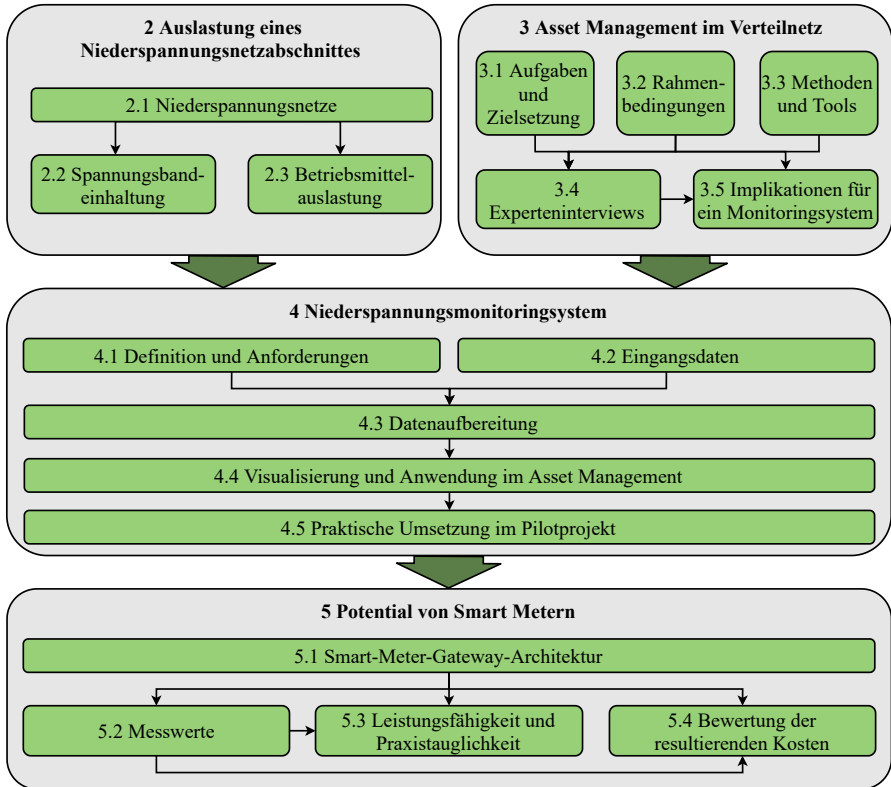


Abb. 1.1: Struktur der Arbeit

Leitungen (Abschnitt 2.3.2) unterschieden. Der Inhalt basiert im Wesentlichen auf literaturgestützten Erläuterungen und wird bezüglich der Auslastung von Transformatoren mit eigenen Ergebnissen eines exemplarischen Erwärmungsversuches untermauert.

Kapitel 3 befasst sich mit dem Thema AM im Verteilnetz. Dabei stellen die Abschnitte 3.1 bis 3.3 die zugehörigen Grundlagen dar. Da die Literatur kaum spezifische Informationen über das AM in der NS beinhaltet, mussten hierzu eigene Informationen erhoben werden. Hierfür wurde als Element der qualitativen Datenerhebung das Instrument des Experteninterviews gewählt. Die Interviews haben sich dabei an einem vorher entwickelten Leitfaden orien-

tiert, aber bewusst Freiraum für explorative Gesprächsverläufe gelassen, um den aus Expertensicht wichtigen Themen Raum zu lassen. Als Gesprächspartner wurden die Fachleute fünf unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber (VNB) befragt und die Ergebnisse mithilfe der quantitativen Daten aus den Studien [23] und [24] zum AM im Verteilnetz eingeordnet. Das Kapitel wird mit Abschnitt 3.5 abgeschlossen, in welchem die gesammelten Erkenntnisse aus der Literatur und den Interviews in Anforderungen an ein NS-Monitoringsystem zur Anwendung im AM überführt werden. [25, 26]

In Kapitel 4 wird das NS-Monitoringsystem, aufbauend auf der Definition und der Erläuterung der Anforderungen in Abschnitt 4.1 behandelt. Zunächst werden die statischen und dynamischen Eingangsdaten des Systems in Abschnitt 4.2 erläutert. Abschnitt 4.3 Datenaufbereitung beschreibt die mathematisch-energie-technischen Hintergründe der benötigten State Estimation und Lastflussrechnung, gefolgt von einer thermischen Modellbildung von Kabeln und einer statistischen Modellbildung von Zeitreihendaten. Anschließend wird die Interpretierbarkeit der erzeugten Ergebnisse und die Aggregation von Ergebnissen für das AM erläutert. In Abschnitt 4.4 wird die Visualisierung und praktische Anwendung der erhobenen Daten im AM beschrieben. Die Grundlagen des Kapitels werden gestützt von Fachliteratur erläutert. Bezüglich der Modellbildungen wurden die bekannten Ansätze anforderungsspezifisch weiterentwickelt und zur Interpretation und Auswertung der Ergebnisse eigene Überlegungen dargelegt.

Der folgende Abschnitt 4.5 behandelt die praktische Umsetzung des Monitoringsystems in einem Pilotprojekt. Hierzu wird zunächst das Projekt als solches beschrieben, um anschließend die realisierte Systemstruktur und die Ergebnisdarstellung in der Präsentationsebene der Anwenderschnittstelle zu erläutern. Abschließend wird das Pilotsystem kritisch eingeordnet.

Den Abschluss des Hauptteils bildet Kapitel 5, welches sich mit dem Potenzial von Smart Metern im Kontext des Monitoringsystems auseinandersetzt. Als Grundlage werden die Smart-Meter-Gateway-Architektur sowie die verfügbaren und verwendbaren Messwerte in den Abschnitten 5.1 und 5.2 quellenbasiert erläutert. Abschnitt 5.3 setzt sich mit der Frage nach der Auswirkung asynchroner Messwerte als Eingangsgrößen des Systems und der Zuverlässigkeit der Datenübertragung auseinander. Auf Basis von hochauflösenden Messwerten des Pilotprojektes wurden die Auswirkungen unterschiedlicher Szenarien

rien von Asynchronität untersucht. Zur Beurteilung der Zuverlässigkeit der Datenübertragung auf Basis des heutigen Standes der Smart-Meter-Gateway-Architektur wurde ein Feldversuch ausgewertet. Der Umfang belief sich auf insgesamt 5263 Zählerstände, die unter Realbedingungen im praktischen Einsatz an den Messstellenbetreiber übermittelt werden sollten. Abgeschlossen wird das Kapitel mit einer Bewertung der resultierenden Kosten aus Sicht des Netzbetreibers im Vergleich von konventioneller Messtechnik und dem Einsatz der Smart-Meter-Infrastruktur.

Am Ende der Kapitel 2 bis 5 werden die jeweils gewonnen zentralen Erkenntnisse in Stichpunktform zusammengefasst. Abgeschlossen wird die Ausarbeitung mit einer Zusammenfassung und einem Fazit in Kapitel 6.

2 Auslastung eines Niederspannungsnetzabschnittes

Dieses Kapitel behandelt verschiedene Aspekte der Auslastung von Niederspannungs-Verteilnetzabschnitten (NS-Verteilnetzabschnitten). Zunächst wird in Abschnitt 2.1 der Aufbau von NS-Netzen beschrieben und erläutert, wie der Begriff der Auslastung eines Netzes im Rahmen dieser Ausarbeitung verstanden wird. Anschließend werden die im Netzabschnitt auftretenden Spannungen in Abschnitt 2.2 und die Strombelastung der Betriebsmittel in Abschnitt 2.3 als relevante Kriterien näher beschrieben.

2.1 Niederspannungsnetze

Das deutsche Stromnetz ist in verschiedene Spannungsebenen gegliedert. Hierbei handelt es sich um die Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Mit ca. 1,57 Mio. km umfasst die NS etwa 70,3 % der Gesamtleitungslänge im deutschen Stromnetz [17]. Die verschiedenen Spannungsebenen werden über Transformatoren miteinander gekoppelt. Je höher die Spannung ist, desto mehr eignet sich die jeweilige Ebene zum Energietransport über größere Distanzen. Allgemein handelt es sich bei Spannungen $\leq 1000 \text{ V}_{\text{AC}}$ bzw. $\leq 1500 \text{ V}_{\text{DC}}$ der Definition nach um NS [27]. In den öffentlichen NS-Netzen in Deutschland beträgt die Nennspannung abgesehen von Ausnahmen 0,4 kV. [18, 28]

2.1.1 Netzstruktur

Ein NS-Verteilnetzabschnitt ist über einen oder mehrere Ortsnetztransformatoren mit dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz verbunden. Die Transformatoren sind in Ortsnetzstationen angeordnet, welche zusätzliche Komponenten enthalten. Hierzu zählen Kabeleinführungen, Mittelspannungsschalter, Schutzelemente, Sammelschienen, Messgeräte und ggf. fernwirktechnische Ge-

räte. Herkömmlicherweise wird die im NS-Netzabschnitt benötigte elektrische Energie aus der vorgelagerten Mittelspannungsebene zur Verfügung gestellt und über den Transformator eingespeist. Von hier ausgehend wird die Energie über Freileitungen oder Erdkabel weiter verteilt. Kabelverteilerschränke und Muffen dienen als Verzweigungselemente und stellen Netzknoten dar. Über sogenannte Hausanschlüsse werden Kundenanlagen mit dem NS-Netz verbunden. Während es sich hierbei früher ausschließlich um Lasten bzw. Verbraucher handelte, werden inzwischen bekanntermaßen auch Erzeugungsanlagen und Speicher in der NS eingesetzt. Diese decken den elektrischen Energiebedarf im Netzabschnitt teilweise oder auch vollständig. Somit wird die Energie nicht mehr ausschließlich aus dem vorgelagerten Netz bezogen und es sind Rückspeisungen in die Mittelspannungsebene möglich. [1–3, 18, 20, 29, 30]

Je nach Lastdichte und Versorgungsaufgabe werden verschiedene Netztopologien verwendet. Die einfachste Topologie ist das Strahlennetz, welches bei geringen Lastdichten und relativ großen Entfernungen zum Einsatz kommt. Ausgehend von der Ortsnetzstation verlaufen verzweigte Leitungen, entlang derer die Energie verteilt wird. Im Fehlerfall ist keine Wiederversorgung ausgefallener Teilbereiche durch Umschaltungen möglich, stattdessen werden mobile Dieselgeneratoren als Netzersatzanlagen eingesetzt. Diese Möglichkeit bietet hingegen ein offen betriebenes Ringnetz. Hierbei werden die Leitungen ausgehend von der Netzstation oder einem Kabelverteilerschrank als Ringe verlegt und mit Trennstellen versehen. Im Normalbetrieb ist eine der Trennstellen geöffnet, sodass die Energieverteilung analog zum Strahlennetz erfolgt. Tritt ein Fehlerereignis auf, werden die nächstgelegenen Trennstellen zu beiden Seiten des Fehlers geöffnet und die bisherige Trennstelle geschlossen. So werden alle Netzteilnehmer, die nicht unmittelbar an den fehlerbehafteten Leitungsabschnitt angeschlossen sind, wieder mit Energie versorgt. Mit steigender Lastdichte steigt tendenziell auch der Grad der Vermaschung und es werden verzweigte Ringnetze oder Maschennetze mit mehreren Transformatoren eingesetzt. [18, 19, 29, 31, 32]

2.1.2 Auslastung

Der Begriff der Auslastung lässt sich interdisziplinär als Quotient der tatsächlichen und der maximal möglichen Verwendung einer Ressource bzw. ihrer Ka-

pazität definieren [33, 34]. Im technischen Kontext eines NS-Netzabschnittes sind die eingesetzten Transformatoren und Leitungen die verwendeten Ressourcen. Jedes dieser Betriebsmittel hat eine technisch begrenzte Kapazität zur Übertragung elektrischer Leistung. Diese ergibt sich aus der Stromtragfähigkeit der Leitungen bzw. Nennleistung der Transformatoren (siehe Abschnitt 2.3) und stellt eine Betriebsmittelkenngroße dar. Ferner bewirkt der Stromfluss einen Spannungsfall entlang der Leitungselemente und beeinflusst somit die sich an den Netzknoten einstellende Spannung. Für diese bestehen ebenfalls Anforderungen (siehe Abschnitt 2.2), welche die zulässige Übertragungsleistung limitieren können. Je nach Leitungslänge, Netztopologie und Spannung am Leitungsanfang kann die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte oder die Strombelastung die dominierende Randbedingung der Leistungsübertragung über ein einzelnes Betriebsmittel sein. [18, 32]

2.2 Spannungsbandeinhaltung

Die einzuhaltenden Spannungsmerkmale für öffentliche Elektrizitätsnetze werden in [28] definiert. Für die NS umfasst dies Allgemeines, dauerhafte, ereignisbasierte und sonstige Phänomene. Für die Bewertung der Netzauslastung werden die allgemeinen Anforderungen und die andauernden Phänomene herangezogen, welche durch die angeschlossenen Lasten und Einspeiser geprägt werden. [28]

Die Nennspannung in der NS beträgt $U_{r,LN} = 230 \text{ V}$ zwischen Außenleiter und Neutralleiter sowie $U_{r,LL} = 400 \text{ V}$ zwischen zwei Außenleitern. Die Spannung sollte sich im Normalbetrieb in einem Band von $\pm 10 \%$ um die Nennspannung U_r bewegen. Als Prüfkriterien werden vorgegeben, dass der Effektivwerte der Versorgungsspannung aller 10-Minuten-Mittelwerte im Bereich $[0,85 \cdot U_r; 1,10 \cdot U_r]$ und 95 % der Intervalle in jedem Wochenintervall im Bereich $U_r \pm 10 \%$ liegen müssen. Die sich im Netz einstellenden Spannungsbeträge sind ausgehend vom Bezugspunkt proportional zur übertragenen Leistung sowie den Betriebsmittelimpedanzen und somit unmittelbar von der Auslegung des Netzes beeinflusst. Die darüber hinausgehenden Anforderungen für die Netzfrequenz sowie schnelle Spannungsänderungen sind nicht unmittelbar auslegungsrelevant für das Netz und werden daher im weiteren Verlauf nicht näher berücksichtigt. [28]

2.3 Betriebsmittelauslastung

Neben der oben beschriebenen Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes muss sichergestellt werden, dass die eingesetzten Betriebsmittel nicht über ihre zulässige Belastungsgrenze hinaus beansprucht werden. Dies betrifft insbesondere Transformatoren (Abschnitt 2.3.1) und Leitungen (Abschnitt 2.3.2), da diese in der Netzauslegung natürliche Schwachstellen darstellen. Gemeint ist in diesem Kontext, dass etwa die NS-Abgangsleisten in der Ortsnetzstation für größere Ströme bemessen werden, als die an ihr angeschlossene NS-Leitung. Äquivalent verhält es sich bzgl. der übrigen Betriebsmittel, die den Leitungen bzw. Transformatoren vorgelagert sind.

2.3.1 Transformatoren

Transformatoren dienen im Allgemeinen zur Anpassung der Spannung und in Energieversorgungsnetzen zur Kopplung verschiedener Spannungsebenen. Transformatoren bestehen aus Ober- und Unterspannungswicklungen, welche über einen Eisenkern induktiv gekoppelt sind. Der in der leistungszuführenden Wicklung fließende Wechselstrom bewirkt durch sein induktives Verhalten einen magnetischen Fluss im Eisenkern. Dieser induziert wiederum eine Spannung in die leistungsabnehmende Wicklung und ruft einen Stromfluss in selbiger hervor. [20, 30]

Als Ortsnetztransformator zur Anbindung von NS-Netzen an das Mittelspannungsnetz werden in der Regel flüssigkeitsgekühlte Transformatoren eingesetzt. Vereinzelt kommen Trockentransformatoren zum Einsatz, spielen jedoch eine untergeordnete Rolle, da sie bei gleicher Leistung deutlich teurer und größer sind. Unabhängig von der Bauform wird die Belastbarkeit eines Transformators durch seine Erwärmung begrenzt. Sowohl die Leerlauf- als auch die Kurzschlussverluste rufen eine Erwärmung hervor. Von der übertragenen Leistung hängen jedoch nur die in den Wicklungen auftretenden Kurzschlussverluste ab, da diese proportional zum Stromquadrat sind. Die zulässigen Maximaltemperaturen werden von den eingesetzten Isoliermedien vorgegeben. Bei flüssigkeitsgekühlten Transformatoren sind die Temperaturen der Feststoffisolation (z. B. Zellstoff oder Papier) und des flüssigen Kühlmediums, (z. B. Mineralöl oder synthetisches Esther) zu unterscheiden. [35]

Das Erwärmungsverhalten von Transformatoren wird allgemein durch die thermische Zeitkonstante τ beschrieben. Sie beschreibt die Zeit, bis der Transformator bei konstanten Betriebs- und Umgebungsbedingungen 63 % der Endtemperatur erreicht hat. Die Erwärmung folgt einer Exponentialfunktion, die etwa nach 3τ 95 % und nach 5τ mehr als 99,9 % der Endtemperatur erreicht hat. Hierbei wird der Transformator im Ganzen als thermisch homogenes Gebilde betrachtet, welches eine gleichmäßige Temperatur aufweist. Dieser Ansatz eignet sich für Betrachtungen von statischen Belastungen. In der Realität besteht ein Transformator jedoch aus verschiedenen Komponenten, deren Temperaturverhalten sich unterscheidet und die in sich inhomogene Temperaturfelder aufweisen können. Zugleich ist unter realen Bedingungen nicht von einer konstanten Last auszugehen. Dies zeigt auch die Erwärmungsprüfung nach [36], welche Temperaturen im flüssigen Kühlmedium und in den Wicklungen unterscheidet. Und auch [37] legt nahe, dass die Wicklung höhere Temperaturen als das flüssige Kühlmedium aufweist und zusätzlich Heißpunkte auftreten. [35,37]

Um zu prüfen, inwiefern sich die thermische Zeitkonstante τ alleine eignet, um die in einem Transformator unter dynamischer Last möglicherweise auftretenden kritischen Temperaturen zu ermitteln oder abzuschätzen, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Erwärmungsprüfung in Anlehnung an [36] an einem kleinen einphasigen Transformator in einem verhältnismäßig großen, mit synthetischem Esther gefüllten Kessel ausgewertet. Zunächst wurde der oberspannungsseitige Nennstrom bei kurzgeschlossener Unterspannungswicklung eingepreßt, bis sich ein thermischer Beharrungszustand eingestellt hat. Anschließend wurde der Abkühlvorgang des unbelasteten Transformators aufgezeichnet. Die Wicklungstemperatur wurde hierbei anhand des gemessenen Wicklungswiderstandes errechnet. Um eine Konvektion des flüssigen Kühlmediums zu erreichen, wurde mithilfe einer Pumpe ein Fluidstrom erzwungen und das Esther durch einen Luft-Wärmetauscher geführt. An verschiedenen Stellen des Prüfaufbaus wurde mithilfe von PT100-Sensoren die Temperatur des Kühlmediums erfasst. Für die Bestimmung der mittleren Öl- bzw. Esthertemperatur nach [36] wurden die Temperaturen am Kesselboden im Bereich des Rücklaufs vom Wärmetauscher sowie an der Oberfläche über der Transformatorwicklung erfasst. Zusätzliche Messpunkte vor und nach der Pumpe, nach dem Wärmetauscher sowie in einer Ecke oben im Kessel dienten lediglich

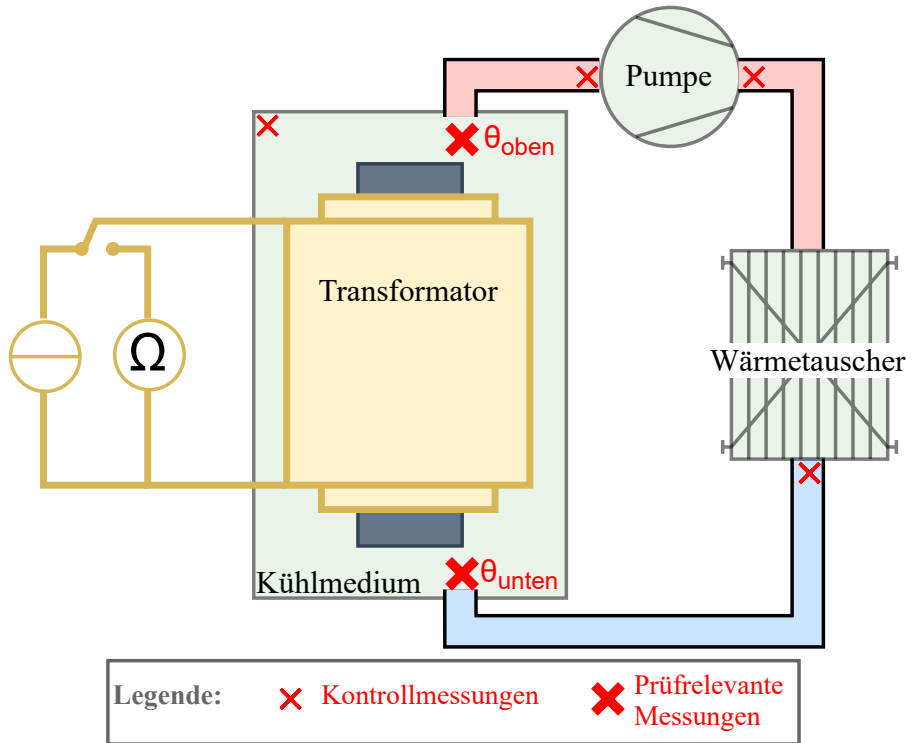


Abb. 2.1: Schematischer Aufbau der thermischen Transformatoruntersuchung

zur Kontrolle. Der schematische Prüfaufbau ist in Abb. 2.1 und der Verlauf der mittleren Öltemperatur sowie der Wicklungstemperatur in Abb. 2.2 dargestellt.

Die Untersuchung zeigt, dass sich die Wicklungstemperatur deutlich schneller ändert und somit eine deutlich kleinere Zeitkonstante aufweist als das Öl. Die absolut ermittelten Werte haben hierbei keine Bedeutung, da sie durch die individuellen Dimensionen der betrachteten Anordnung bestimmt sind und somit keine Allgemeingültigkeit haben. Daher sind die in Abb. 2.2 dargestellten Temperaturverläufe auf die Maximaltemperatur (extrapolierte Anfangstemperatur der Wicklung) normiert. Durch das große Verhältnis von Flüssigkeits- zu Wicklungsvolumen ist davon auszugehen, dass der Un-

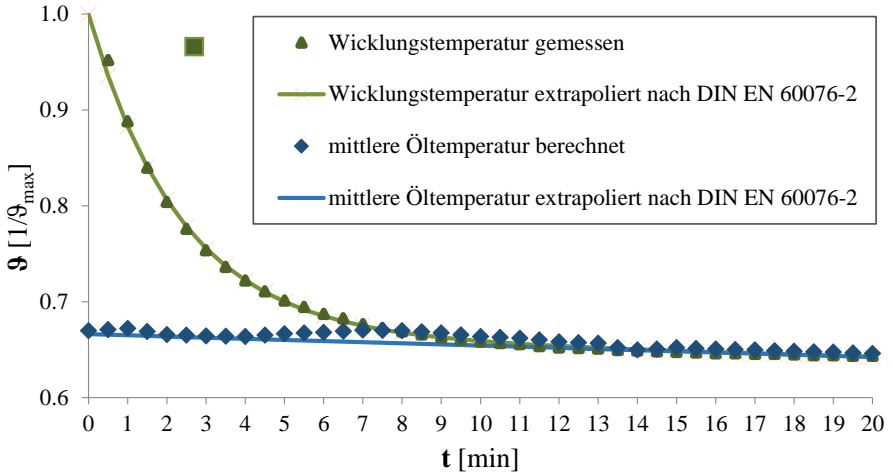


Abb. 2.2: Abkühlkurve zur Transformatorerwärmungsprüfung nach [36]

terschied zwischen den Zeitkonstanten größer ist als bei marktüblichen Verteilnetztransformatoren. Der Versuch verdeutlicht dennoch, dass es aufgrund der stark unterschiedlichen Zeitkonstanten bei dynamisch wechselnder Belastung zu nennenswerten Temperaturdifferenzen zwischen Wicklung und flüssigem Kühlmedium kommt. Weiterhin sind Heißpunkte zu erwarten [37], welche auch bei gesonderter Erfassung der thermischen Zeitkonstanten der Wicklung nicht berücksichtigt würden. Ferner hat bereits eine Temperaturüberhöhung von nur 6 K gemäß der Montsingerschen Regel (Vgl. Abschnitt 2.3.2 und Gleichung (2.1)) eine Verringerung der Isolationslebensdauer um die Hälfte zur Folge [37]. Dies bedeutet für die Praxis, dass die vom Hersteller angegebene Gesamtzeitkonstante τ das thermische Verhalten nur unzureichend genau beschreibt. Insbesondere in Überlastsituationen kann kein Rückschluss auf die Wicklungstemperatur oder Heißpunkte gezogen werden, welche deutlich schneller steigt als die Flüssigkeitstemperatur. Somit sind punktuelle Übertemperaturen nicht auszuschließen.

Eine gesonderte und gezielte Ermittlung der Zeitkonstanten der Wicklungen und des flüssigen Kühlmediums ist nur mit einer Erwärmungsprüfung möglich. Näherungswerte für Zeitkonstanten verschiedener Transformatorbauformen sind in [38] gegeben. Neben den Werten für die Wicklungen und das Kühl-

medium ist auch der Stationsaufbau sowie die Temperatur in der Station von großer Bedeutung. [38] liefert auch hierfür Näherungswerte. Die in [39] gezeigten Versuche machen jedoch deutlich, dass die angenommenen Werte zu große Verallgemeinerungen beinhalten, sodass sich in der Praxis teils abweichende Werte einstellen. Überhöhte Temperaturen, die zu einer Lebensdauereinbuße des Transformators führen, können durch Einhaltung der Bemessungsleistung und zusätzliche Berücksichtigung von Reduktionsfaktoren für die Umgebungsbedingungen vermieden werden. [35, 37]

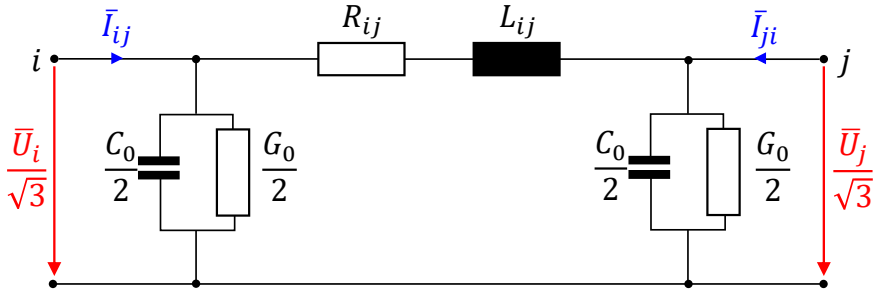
2.3.2 Leitungen

Elektrische Leitungen dienen zur Energieübertragung in allen Spannungsebenen der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze. Wie in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, wird die Auslastung eines Kabels auf die Kapazität zur Übertragung elektrischer Leistung bezogen. Die Datenblätter und Normen von Kabeln und Freileitungen definieren hierzu einen Strombetrag, der bei Kabeln noch nach Verlegung in Luft und Erde unterschieden wird. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Stromfluss nur eine indirekte Größe für die Belastbarkeit einer Leitung ist und die Temperatur den eigentlich limitierenden Faktor darstellt. Mit steigender Temperatur schreitet der chemische Prozess der Umwandlung der Molekülstruktur schneller voran. Die Lebensdauerverkürzung lässt sich aus der Arrhenius-Gleichung für Stoßmodelle chemischer Reaktionen ermitteln:

$$t_{\text{res}} = t_r \cdot e^{\frac{E_A}{R} \cdot \left(\frac{1}{\vartheta} - \frac{1}{\vartheta_r}\right)} \quad (2.1)$$

Hierbei gibt t_{res} die resultierende Lebensdauer in Jahren, bei der absoluten Betriebstemperatur ϑ an und t_r entspricht der spezifizierten Lebensdauer, bei der absoluten Bemessungstemperatur ϑ_r . Die übrigen Parameter sind die materialabhängige Aktivierungsenergie E_A in [J/mol] und die universelle Gaskonstante $R = 8,314$ in [J/(mol · K)]. Für Kabelisolationen ergibt sich als Faustformel (Montsingersche Regel) eine Halbierung der Lebensdauer bzw. Verdopplung der Ausfallwahrscheinlichkeit bei einer Erhöhung der Temperatur um 10 K. [40]

Da sich die Umgebungsbedingungen unmittelbar auf die resultierenden Temperaturen auswirken, beeinflussen sie die Belastung der Leitung enorm. In erster Näherung besteht dennoch die Möglichkeit, die gegebenen Strombeträ-

Abb. 2.3: π -Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung [30, 43]

ge als Grundwerte zu nutzen. Somit lässt sich eine Auslastung für die Elemente unabhängig von den sonstigen Bedingungen bestimmen. [19, 41, 42]

Soll die Belastung einer Leitung präziser ermittelt werden, muss das thermische Verhalten genauer betrachtet werden. Die Ursache der Erwärmung lässt sich anhand des Ersatzschaltbildes nachvollziehen. Unabhängig von der Ausführungsform eines Leitungselements lässt sich dieses elektrotechnisch durch das π -Ersatzschaltbild mit konzentrierten Parametern (siehe Abb. 2.3) beschreiben. [30, 43]

Abhängig von der Spannungsebene und der Ausführung als Kabel oder Freileitung sind Modifikationen des Ersatzschaltbildes möglich, indem einzelne Bauelemente vernachlässigbar sind. Eine elektrisch lange Leitung (Freileitungen mit > 100 km und Kabel mit > 50 km Länge) wird als Aneinanderreihung von π -Elementen abgebildet. Da die Leitungslängen in der NS jedoch deutlich geringer sind, werden im Weiteren elektrisch kurze Leitungen mit konzentrierten Parametern betrachtet. Durch die geringe Spannung in der NS sind darüber hinaus die gegen Erde fließenden Ableitströme nahezu 0, sodass die Querleitwerte vernachlässigt werden können. Weiterhin ist die Erwärmung bekanntermaßen auf Wirkverluste zurückzuführen. Diese entstehen im verbleibenden Ersatzschaltbild nur in der Längsresistenz. Diese wird näherungsweise vom Betriebsstrom der Leitung durchflossen, sodass dieser unter Vernachlässigung der kapazitiven Ladeströme zur Berechnung der Wirkverluste genutzt werden kann. Die tatsächlichen Wirkverluste P_V ergeben sich aus der Differenz der zugeführten und abgenommenen Wirkleistung zu $P_V = P_{ij} + P_{ji}$. [30, 32, 44, 45] Um die Temperaturentwicklung genauer zu untersuchen, sind ergänzende

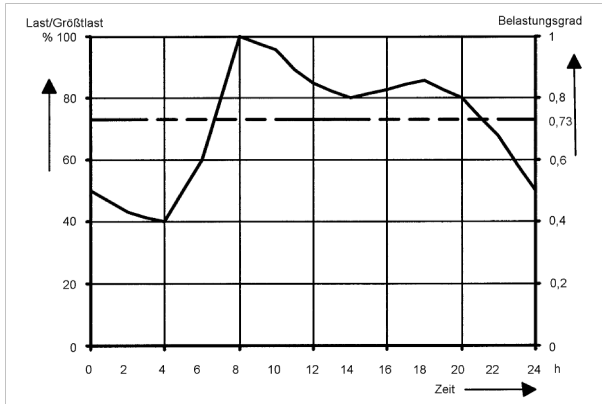


Abb. 2.4: EVU-Lastgang nach [42]

Kenntnisse über das Erwärmungsverhalten und die Abgabe der thermischen Energie erforderlich. Für Energieverteilungskabel enthält [42] einen sogenannten EVU-Lastgang (siehe Abb. 2.4), welcher eine Standardbelastung für Kabel im Verteilnetz definiert, einen Zusammenhang zwischen Strom und Erwärmung herstellt und versucht, den thermischen Eigenschaften somit gerecht zu werden. Dieser ist geprägt durch eine morgendliche Lastspitze und weist eine Durchschnittslast von 73 % auf. Für die Bewertung der Strombelastbarkeit der Kabel wird dann weiterhin der Belastungsgrad (B) angegeben. Der ist definiert als

$$B = \frac{\bar{L}}{\hat{L}} \quad (2.2)$$

mit \bar{L} als Durchschnittslast und \hat{L} als Spitzenlast. Hieraus wird deutlich, dass der natürliche Belastungsgrad des EVU-Lastgangs bei $B = 0,73$ liegt. Unter sonstigen Norm-Betriebsbedingungen ist ein Belastungsgrad von $B = 0,7$ zulässig, was bei gleicher Spitzenlast durch Reduktion der Durchschnittslast erreicht würde.

Die als zulässig angenommene Belastung für Kabel ist maßgeblich von dem angenommenen EVU-Lastgang abhängig. Das hierin verankerte Lastverhalten entspricht einer Verallgemeinerung und bildet nicht die Realität einzelner Kabelstrecken ab. Durch die zunehmende Durchdringung des Verteilnetzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen

ändert sich darüber hinaus die Belastung im Allgemeinen. Daher soll die Temperaturentwicklung des Kabels im Zeitverlauf in Abhängigkeit von der Strombelastung berechnet werden. Dies ermöglicht es, die reale Auslastung der Kabel im Zeitverlauf zu bewerten, anstatt die reine Strombelastung an der zulässigen EVU-Spitzenlast zu bemessen. Dies ist für Kabel prinzipiell möglich, da der Aufbau von Energieverteilungskabeln für NS-Netze in [42] festgelegt wird und somit kabeltypspezifische thermische Modelle ableitbar sind. Details zur Modellbildung sind in Abschnitt 4.3.3 dargestellt.

Prinzipiell können vergleichbare Modelle auch bei Verlegungen von Kabeln oder Freileitungen in Luft gebildet werden. Während die thermodynamischen Prozesse bei Erdverlegung im Wesentlichen auf die Wärmeleitung beschränkt werden können, sollten in Luft auch Konvektion und Strahlung berücksichtigt werden. Diese sind deutlich komplexer und von einer größeren Anzahl schwer erfassbarer, lokal sehr unterschiedlicher und volatiler Variablen abhängig. Dies umfasst unter anderem Umgebungstemperatur, Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit. Auch wenn sich prinzipiell simplifizierte Berechnungen durchführen lassen, ist aufgrund der stark schwankenden Parameter jedoch eine deutlich geringere Genauigkeit zu erwarten. Aufgrund des zusätzlichen Datenbedarfs und da ein Großteil (89 % im Jahr 2013 [46]) der Leitungen in NS-Netzen erdverlegte Kabel sind, liegt der Fokus dieser Arbeit auf Erdkabeln und Freileitungen werden nicht explizit betrachtet. [19, 47]

Zum Leitungsschutz werden NS-Hochleistungssicherungen (NH-Sicherungen) eingesetzt. Hierbei handelt es sich um Schmelzsicherungen, deren Auslösezeit von der Erwärmung durch die Strombelastung abhängt. Je größer der Strombetrag, desto schneller löst die NH-Sicherung aus. Nimmt man etwa ein Element mit einem Bemessungsstrom von 250 A, so muss ein Strom von 750 A innerhalb von 10 s oder ein Strom von 2590 A innerhalb von 0,1 s abgeschaltet werden [48]. Zugleich sollen geringe Überströme (< 25 %) nicht abgeschaltet werden. Dies wird gemäß [48] in einer dreistündigen Prüfung sichergestellt. Das bedeutet, dass Ströme bis 312,5 A nicht abgeschaltet würden. Anhand der genannten Eckpunkte lässt sich nachvollziehen, dass die eingesetzten Schutzelemente insbesondere zur Abschaltung von sehr hohen Strömen vorgesehen sind, wie sie bei Kurzschlussereignissen auftreten. Daher stellen sie keinen Schutz vor einer unzulässigen Erwärmung einer Leitung dar, insofern diese nicht durch eine extreme Überlastung hervorgerufen wird. Durch die sukzes-

sive Zunahme der Leitungsbelastung aufgrund des Zubaus von dezentralen Erzeugungsanlagen und Ladeeinrichtungen ist hingegen eine langsame Überschreitung der zulässigen Belastung zu erwarten. [48]

Gewonnene Erkenntnisse:

- Die Auslastung ist allgemein als Quotient der genutzten und verfügbaren Kapazität einer Ressource oder Komponente definiert.
- Die limitierenden Faktoren zur Leistungsübertragung in Niederspannungsnetzen sind die resultierenden Spannungen und die Übertragungskapazität der Betriebsmittel.
- Der Effektivwert der Versorgungsspannung aller 10-Minuten-Mittelwerte muss sich im Intervall $[0,85 \cdot U_r; 1,10 \cdot U_r]$ bewegen. In 95 % der Intervalle einer Woche ist der Bereich $U_r \pm 10$ % einzuhalten.
- Die Kapazität zur Leistungsübertragung von Kabeln und Transformatoren werden durch die zulässigen Temperaturen der Isolationsmedien begrenzt.
- Übertemperaturen verursachen nennenswerte Lebensdauereinbußen der Isolationen.
- Anhand eines Erwärmungsversuchs an einem flüssigkeitsgekühlten Transformator wurde gezeigt, dass die dem Netzbetreiber vorliegenden Informationen ungeeignet sind, um das thermische Verhalten bei dynamischer Belastung zu berücksichtigen. Die Auslastung von Transformatoren sollte daher anhand der Bemessungsleistung bewertet werden.
- Der Bemessungsstrom von Kabeln wird unter Zugrundelegung normativer Randbedingungen angegeben. Diese umfassen neben Verlegetbedingungen auch ein fiktives Tageslastspiel mit Spitzenlast und Abkühlphasen.
- In Niederspannungsnetzen eingesetzte Sicherungen schützen die Leitungen vor Kurzschluss, nicht vor moderater Überlast.

3 Asset Management im Verteilnetz

Dieses Kapitel behandelt die verschiedenen Facetten des Asset Management (AM) in der öffentlichen Infrastruktur. Hierzu werden zunächst allgemein die Aufgaben und Ziele des AM (Abschnitt 3.1) sowie anschließend die Rahmenbedingungen (Abschnitt 3.2) und Vorgehensweisen (Abschnitt 3.3) erläutert. Da, wie die Ausführung im Folgenden zeigt, der Fokus des AM bislang in höheren Spannungsebenen lag und daher nur wenig belastbare Informationen zu den Prozessen in der Niederspannung verfügbar waren, sind Experteninterviews mit verschiedenen Verteilnetzbetreibern (VNB) durchgeführt worden. In Abschnitt 3.4 werden die Interviewrahmen und wesentliche Ergebnisse vorgestellt. Abschließend werden aus den vorgestellten Aufgaben, bestehenden Methoden und Interviewergebnissen Anforderungen an ein NS-Monitoringsystem abgeleitet, welches das AM unterstützen soll (Abschnitt 3.5).

3.1 Aufgaben und Zielsetzung

Um sich den Aspekten des AM näher widmen zu können, ist es in erster Instanz sinnvoll, den Begriff zu definieren. Die ISO-55000er-Normenreihe beschäftigt sich mit dem Themenfeld des AM sowie mit AM-Systemen. Hieraus geht die Definition „koordinierte Aktivitäten einer Organisation, um mithilfe von Assets Werte zu schaffen“ [49] hervor. Als Asset werden dabei Objekte, Sachen oder Einheiten verstanden, die potenziell oder tatsächlich werthaltig sind [49, 50]. Im Weiteren wird vor dem Hintergrund der Themenstellung der Arbeit der Fokus auf öffentliche Versorgungsnetze gelegt. In diesem Kontext kann AM als Entwicklung, Steuerung und Optimierung von Infrastrukturanlagen begriffen werden [51].

Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ [52] sicherzustellen. Um dies zu erreichen, ist es unerlässlich, die hierfür erforderlichen Betriebs-

mittel bzw. Anlagegüter (Assets) gemäß der aktuellen und zukünftigen Versorgungsaufgabe zu entwickeln und zu optimieren, was gemäß oben stehender Definition AM beschreibt. Infolgedessen ist die Erfüllung der Versorgungsaufgabe gemäß den Vorgaben von [52] als eine zentrale Aufgabe bzw. ein zentrales Ziel des AM zu verstehen. Erweitert man den Aspekt auf die wirtschaftlichen Belange, ist die Durchleitung großer Energiemengen wünschenswert, da diese direkten Einfluss auf die vom Netzbetreiber erzielten Netzentgelte haben [53]. Da der Energiebedarf durch das Nutzungsverhalten der angeschlossenen Kunden definiert wird, kann dieser Aspekt nur durch minimale Versorgungsunterbrechungen positiv beeinflusst werden. Aufgrund des regulatorischen Rahmens für den Netzbetrieb in Deutschland ist auch die Steuerung der Erlösobergrenze für das Geschäftsergebnis bzw. die Wertschöpfung mithilfe des Assets maßgeblich. [54]

Überträgt man dies auf die konkreten Aufgaben von Netzbetreibern, umfasst das AM die technisch-wirtschaftlichen Planungs-, Überwachungs- und Betriebstätigkeiten bezüglich des eigenen Netzes, um eine sichere Versorgung gewährleisten und die Substanz des Netzes aufrechterhalten zu können. Abbildung 3.1 zeigt einen Überblick über die Struktur des AM bei VNB, ohne den Anspruch auf vollständige Berücksichtigung aller Aspekte. Die Farbgebung der dargestellten Pfeile hat keine weitergehende Bedeutung und dient lediglich der Erkennbarkeit. Die Unternehmensstrategie sowie die Anlagegüter bzw. Assets stellen den äußeren Rahmen für das AM dar. Das AM selbst lässt sich im Wesentlichen in die Bereiche Planung, Betrieb und Betriebswirtschaft unterteilen. Diese sind in Abbildung 3.1 gemeinsam mit einigen eingesetzten informationstechnischen Werkzeugen dargestellt. Jeder dieser Bestandteile ist für sich von strategischen zu operativen Anteilen hin geordnet.

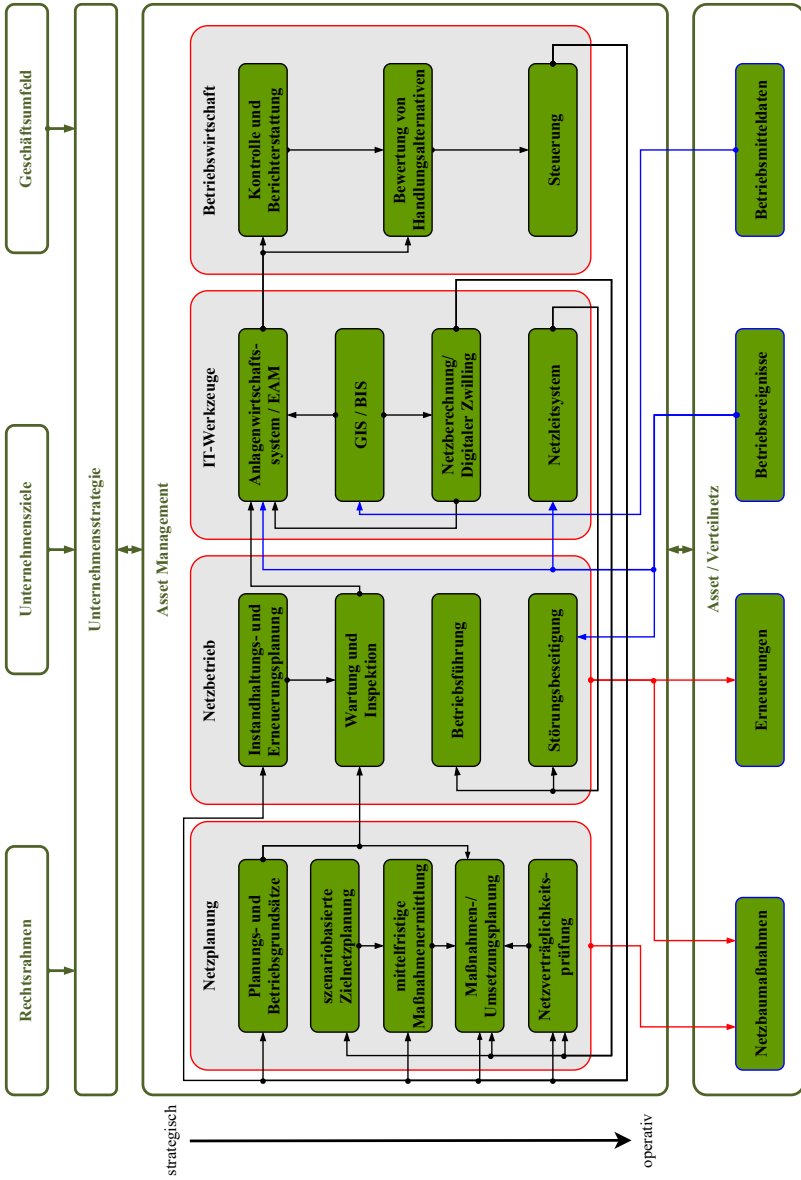


Abb. 3.1: Asset Management bei Netzbetreibern (Vgl. [55])

Die Abbildung zeigt die Zusammenhänge und Strukturen des AM nicht vollständig, verdeutlicht jedoch, wie vielseitig und umfangreich seine Facetten sind. Es wird außerdem deutlich, dass ein Werkzeug zum Einsatz im AM nicht zwangsläufig allen Bereichen des Themenfeldes dient.

3.2 Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die organisatorischen sowie die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzbetreiber erläutert.

Organisatorisches:

Im Bereich der Infrastrukturunternehmen hat sich ein dreiteiliges Rollenmodell im AM basierend auf [56] etabliert, welches zwischen

1. dem **Asset Owner**, der als Vertreter des wirtschaftlichen Eigentümers die Geschäftsstrategie vorgibt, Ziele und Anforderungen festlegt sowie die finanziellen Handlungsspielräume definiert,
2. dem **Asset Manager**, der die Vorgaben des Asset Owners in technisch-ökonomische Vorgaben überführt und strategische Planungen zu Investitionen, Netzentwicklung und Instandhaltung durchführt

und

3. dem **Asset Service**, der die operativ konkreten Maßnahmen sowie deren Ausführung plant und umsetzt,

unterscheidet. [23, 51]

Es lässt sich festhalten, dass sich die den Rollen zugeordneten Aufgaben von 1. nach 3. von strategisch nach operativ verschieben, alle Bestandteile jedoch zum Asset Management gehören. In der zuvor gezeigten Abb. 3.1 findet sich der Asset Owner in den Unternehmenszielen und der Unternehmensstrategie wieder, während der Block „Asset Management“ sowohl den Asset Manager als auch den Asset Service beinhaltet.

Rechtlich-regulatorisches:

Aufgrund der gesellschaftlichen Bedeutung der Energieversorgung existiert ein auf diversen Verordnungen und Gesetzen basierender rechtlicher Rahmen für Netzbetreiber. Ferner handelt es sich bei der öffentlichen Energieversorgung um ein natürliches Monopol, wodurch die üblichen effizienzsteigernden Marktprozesse ausbleiben und stattdessen regulatorische Vorgaben erfolgen. Nachstehend werden hierzu exemplarisch relevante Aspekte benannt. [51]

In diesem Kontext ist zunächst das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu nennen. Es stellt die Grundlage für alle Unternehmen im Bereich der Energieversorgung dar und verpflichtet Netzbetreiber unter den oben beschriebenen Vorgaben zur öffentlichen Versorgung. Es besteht die Verpflichtung, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ [52]. Um dies zu gewährleisten, wird eine Anwendung der anerkannten Regeln der Technik gefordert. [51, 52]

Weiterhin schafft das EnWG die rechtliche Grundlage für die Regulierung des Energiesektors. Diese wird durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) konkretisiert und umgesetzt. Eine Regulierungsperiode dauert fünf Jahre, wobei die erste am 01.01.2009 begann. Um den sich ändernden Bedingungen und dem Klima des Finanzmarktes Rechnung zu tragen, wird die ARegV regelmäßig, zuletzt Ende 2023, novelliert. [51, 54, 57]

Wesentlicher Gegenstand der ARegV ist die Festschreibung einer Erlösobergrenze, welche die maximal erzielbaren Erlöse definiert. Die Berechnungsformel ist in [54] gegeben, spielt an dieser Stelle aber keine nennenswerte Rolle. Wesentlich ist die Unterteilung der Kosten in „dauerhaft nicht beeinflussbar“, „vorübergehend nicht beeinflussbar“ und „beeinflussbar“ [54]. An dieser Stelle ist wichtig zu erwähnen, dass Reparatur- und Instandhaltungskosten als beeinflussbarer Kostenanteil gelten, die die Erlösobergrenze reduzieren, wohingegen geplante Investitionen für den bedarfsgerechten Ausbau als dauerhaft nicht beeinflussbar gelten und die Erlösobergrenze erhöhen. Die Kosten im Bereich der Instandhaltung und Reparatur stellen somit einen wirtschaftlichen Hebel des AM dar. Unter den Begriff der Instandhaltung fällt auch die punktuelle Erneuerung von Versorgungsleitungen. Um einem Verlust an Versorgungsqualität durch reduzierte Wartungsaufwendungen entgegenzuwir-

ken, wird zusätzlich ein Qualitätselement zur Ermittlung der Erlösobergrenze herangezogen, welches sich an den Versorgungsausfällen orientiert. Die Regulierung adressiert eine Ausgewogenheit zwischen Effizienz, Investitionen und Versorgungsqualität. Basierend auf der Erlösobergrenze und den erwarteten Jahresenergiemengen werden die zulässigen Netzentgelte für die verschiedenen Netzebenen bestimmt. [51, 53, 54]

Weiterhin beeinflusst das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das AM nennenswert. Durch die Anschlusspflicht von regenerativen Erzeugungsanlagen, auch wenn hierfür Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich werden, entsteht eine hohe Dynamik. Langfristige Planungsszenarien werden in kurzen Intervallen unbrauchbar und es entstehen unvorhergesehene Investitionsbedarfe. [51, 58]

3.3 Methoden und Tools

Nachdem zuvor allgemeine Aspekte zum AM thematisiert wurden, wird nachstehend auf konkrete Mechanismen und Werkzeuge eingegangen, wie Sie bei Netzbetreibern eingesetzt werden. Die aufgeführten Aspekte sind nicht zwingend bei jedem Netzbetreiber vollumfänglich vorzufinden, bieten aber eine Orientierung.

Zur Überwachung der Maßnahmen und Ergebnisse des AM werden Überwachungs- und Berichterstattungsmechanismen genutzt. In regelmäßigen Abständen werden wirtschaftliche (z. B. Budgetausschöpfung) und technische (z. B. Altersstruktur oder Netzzustandsindex) Kennzahlen in einem Bericht des Asset Managers an den Asset Owner berichtet. Hierfür sind umfangreiche Daten und Informationen erforderlich, die im betrieblichen Alltag erfasst und verwaltet werden müssen. [23]

Die Planung der Netze erstreckt sich von rein strategischen bis zu operativen Maßnahmen. Mit abnehmendem strategischem Charakter sinkt hierbei der betrachtete Zeithorizont. Im Bereich der strategischen Planung mit einem Zeithorizont von etwa 10 bis 15 Jahren fällt die Erstellung von Planungsgrundsätzen, die szenariobasierte Zielnetzplanung sowie die langfristige Abschätzung von Investitionsbudgets. In einem mittelfristigen Zeithorizont einiger Jahre erfolgt dann die Festlegung konkreter Maßnahmen sowie die Ermittlung des Finanzbedarfs. Die operative Netzplanung umfasst die konkrete

Ausgestaltung der einzelnen Vorhaben und weist i. d. R. einen Zeithorizont von einigen Monaten bis zu wenigen Jahren auf. Die Zielnetzplanung bietet hierbei eine Leitplanke der strategischen Ausrichtung (insbesondere auf Hoch- und Mittelspannungsebene), und die Planungsgrundsätze legen fest, nach welchen Vorgaben die operative Planung erfolgen soll. Am operativen Ende der Netzplanung reihen sich die Betriebstätigkeiten des VNB an. Diese umfassen die Wartung und Instandhaltung sowie die basierend auf Störungsereignissen erfolgenden Reparatur- und punktuellen Erneuerungsmaßnahmen. Gleichzeitig werden Informationen gesammelt, welche in die Datenbasis für die Planungsprozesse einfließen. [23, 55, 59]

Für die strategische Ausrichtung der Erneuerung kommen IT-gestützte Systeme, sogenannte Anlagenwirtschaftssysteme (eng.: Enterprise Asset Management, EAM), zum Einsatz, um die Entwicklung der Altersstruktur zu simulieren und Erneuerungsstaus zu identifizieren [60]. Anhand der simulierten Asset-Entwicklung können langfristige Investitionsbudgets ermittelt werden. An dieser Stelle werden verschiedene Betriebsmitteldaten benötigt. Diese umfassen statische Daten des Betriebsmittelinformationssystems wie Bauart, Typbezeichnung, Einbaujahr usw. sowie dynamische Daten wie Störstatistiken oder Zustandsbewertungen. Hinsichtlich des Zustands stehen in der Niederspannung nur begrenzte Bewertungsmöglichkeiten zur Verfügung, da insbesondere die erdverlegten Kabel nicht zugänglich sind. [23, 55, 59]

Im strategisch-operativen Hybridbereich steht das AM vor der Aufgabe, die strategisch vorgesehenen Erneuerungsmaßnahmen zu priorisieren und somit konkrete Aufgaben für den operativen Planungsprozess abzuleiten und Betriebsmittel oder Netzabschnitte zu identifizieren, welche erneuerungswürdig sind. Dies dient als risikobasierte Erneuerungsstrategie, welche das Ziel verfolgt, Betriebsmittel geplant zu erneuern, bevor dies ereignisbasiert im Rahmen einer Fehlerbehebung notwendig wird. Hierzu stellt die Zustands-/Wichtigkeitsbewertung ein zentrales Instrument dar. In dieser wird den betrachteten Betriebsmitteln, Anlagen oder Netzabschnitten jeweils eine Punktzahl für die Wichtigkeit und eine für den Zustand vergeben. In beiden Dimensionen werden die als relevant erachteten Faktoren in mehrstufigen Bewertungsschemata regelbasiert eingeordnet. Zur Einordnung der Wichtigkeit von Betriebsmitteln werden Größen wie die Anzahl der bei einem Ausfall unterbrochenen Letztverbraucher, die ausgefallene Leistung, nicht gelieferte Energie und die

Art der versorgten Kunden herangezogen. Der Zustand wird beispielsweise abgeleitet aus Alter, Material, Bauart und Schadenshäufigkeit. Die Gewichtung der einzelnen Kriterien und verwendeten Modelle obliegt dem Anwender. Nach abgeschlossener Bewertung lassen sich kritische Betriebsmittel identifizieren und Bereiche festlegen, in welchen eine Handlung kurz- oder mittelfristig erforderlich bzw. empfehlenswert ist. Die resultierenden Bewertungen werden im Anlagenwirtschaftssystem häufig in ein Diagramm mit den Achsen Zustand und Wichtigkeit eingetragen, um die Ergebnisse zu visualisieren. [23, 24, 55, 61] Die voranstehenden Ausführungen zeigen, dass die im AM unterstützenden IT-Systeme mit diversen Daten und großen Datenmengen arbeiten. Die zu erzielenden Ergebnisse hängen stark von der Qualität und Verfügbarkeit der Eingangsdaten ab. Als Eingangsdaten dienen „diverse technische Sachdaten, Stördaten, Zustandsdaten, kaufmännische Daten etc.“ [23]. Historisch bedingt sinkt die Datenqualität mit kleiner werdender Spannungsebene. Die Werte der einzelnen Komponenten bzw. Anlagegüter nehmen mit der Spannung ab und zugleich nimmt die Anzahl der Betriebsmittel und damit der erforderliche Aufwand zur Datenpflege zu. Zugleich war in der Vergangenheit das Durchschnittsalter der Betriebsmittel niedriger als heute und die zu erwartende Belastung besser abschätzbar. Die abnehmende Datenqualität wird in Abb. 3.2 verdeutlicht. Die Abbildung zeigt die Selbsteinschätzung der Datenqualität nach Spannungsebenen von den etwa 150 größten VNB der D-A-CH-Region bezogen auf Baujahre, Störhäufigkeiten und ihre Ursachen sowie Zustandsdaten. Infolgedessen wird der Einsatz von AM-IT-Tools mit abnehmender Spannungsebene in der Regel schwieriger.

Es bietet sich allgemein an, das Asset hierarchisch zu segmentieren bzw. von der einzelnen Komponente ausgehend zu aggregieren. Die Namensgebung im Bereich des AM nach [23] unterscheidet sich von der Betrachtungsweise im Bereich der Netzleittechnik nach [62]. In der Netzleittechnik stellt eine Netzkomponente einen Knoten oder eine Kante der Netzstruktur, also etwa Sammelschienen, Kupplungen, Transformatoren oder Leitungen, dar. Sie sind in Übersichtsbildern die kleinste dargestellte Einheit. Die Netzkomponente besteht aus mehreren Partialen, welche orts- und spannungsebenenbezogen eingeteilt werden. Der kleinste physikalische Baustein (z. B. ein Schaltgerät oder ein zusammenhängendes Leitungstück) wird als Objekt oder Netzelement bezeichnet. Im Gegensatz hierzu geht die Asset-Segmentierung von einer

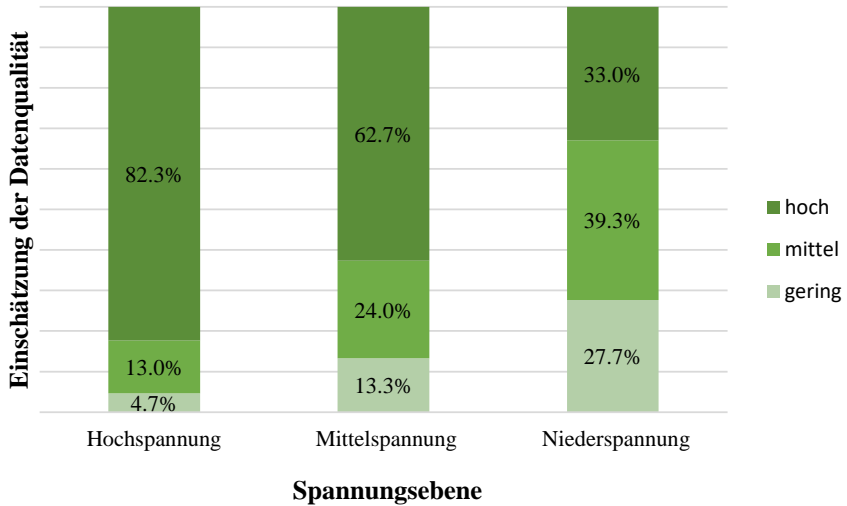


Abb. 3.2: Selbsteinschätzung der Datenqualität nach Spannungsebene von etwa 150 Netzbetreibern nach [23]

Teilkomponente als kleinsten physikalischen Baustein aus. Mehrere Teilkomponenten werden in Objekten zusammengefasst. Ein Objekt kann etwa eine Ortsnetzstation sein, welche unter anderem aus Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen, dem Transformator sowie dem Gebäude besteht. Die Niederspannungsschaltanlage kann selbst ebenfalls als Objekt verstanden werden, welches sich aus Sammelschiene und Abgangsleisten zusammensetzt. Auf diese Weise lassen sich verschiedene Objekte zusammenfassen, welche an die Struktur des Netzes angelehnt werden. Objekte gleicher Art werden zu Anlagenklassen zusammengefasst. Die Klasse der Ortsnetzstationen würde beispielsweise aus allen Ortsnetzstationen (Objekte) bestehen. Alle Anlagenklassen einer Spannungsebene können dann wiederum zusammengefasst werden, sodass die Betrachtung über alle Spannungsebenen dann das gesamte Asset umfasst. In der weiteren Betrachtung werden die Begrifflichkeiten aus der Asset-Segmentierung nach [23] verwendet. Die segmentierten Daten können für die Einschätzung und die Berichterstattung des gesamten Assets sowie den Vergleich verschiedener Bereiche bzw. Segmente dienen. [23, 24, 55]

3.4 Experteninterviews

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, liegt der Fokus des AM historisch bedingt auf höheren Spannungsebenen und weniger auf der NS. Daher ist auch die verfügbare Informationslage zum praktischen Umgang mit dem Thema AM in der NS begrenzt. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hatte sich dem Reifegrad des AM bei Netzbetreibern und der „Best Practice“ in [23] gewidmet und die Energieforen Leipzig GmbH haben in ihrer Benchmarkstudie [24] den Status quo des AM bei VNB als Erfolgsfaktor untersucht. Hierbei wurde jeweils eine breite Befragung ohne konkreten Fokus auf die Niederspannung durchgeführt. Um bei einer großen Anzahl an Teilnehmern eine Durchführung und Auswertung zu ermöglichen, sind Fragebögen mit begrenzten Antwortmöglichkeiten oder festen Skalen erforderlich. In der Folge lassen sich die Ergebnisse zwar statistisch auswerten, zugleich lassen sich jedoch die Interpretation der gestellten Fragen sowie die gegebenen Antworten nicht hinterfragen, da kein Dialog entsteht.

Daher wurde zur Erhebung des aktuellen Standes des Niederspannungs-AM sowie der Ermittlung nutzbringender Zusatzinformationen das Format eines Experteninterviews anstelle eines Fragebogens gewählt. Auf diese Weise verliert das Ergebnis, zugunsten der Nachvollziehbarkeit und dem Detailgrad der Beantwortung, an statistischer Aussagekraft. Daher spricht man in diesem Kontext auch von einer qualitativen, anstelle einer quantitativen Datenerhebung. Es handelt sich um „ein systematisches und theoriegeleitetes Verfahren der Datenerhebung in Form der Befragung von Personen, die über exklusives Wissen [...] verfügen“ [25]. Um dennoch nicht individuelle Sichtweisen und Mechanismen eines einzelnen Netzbetreibers als Grundlage zu nutzen, wurden Interviews mit Experten aus fünf verschiedenen Unternehmen durchgeführt. [25,26]

Nachstehend werden die Vorbereitung der Interviews inkl. Auswahl der Gesprächspartner beleuchtet (Abschnitt 3.4.1) und die zentralen Ergebnisse vorgestellt (Abschnitt 3.4.2).

3.4.1 Gesprächsvorbereitung

Um ein Experteninterview nach oben beschriebener Definition durchführen zu können, muss der Gesprächsführende sich im Voraus intensiv mit dem Themenfeld auseinandersetzen. Die Gespräche müssen vor dem theoretischen Hintergrund (Abschnitte 3.1 bis 3.3) vorbereitet und durchgeführt werden sowie die Ergebnisse später, an diesem gespiegelt und bewertet werden (Abschnitt 3.5). [25]

Um die Interviews weiterhin vergleichbar und strukturiert durchführen zu können, wurde zunächst ein Interviewleitfaden entwickelt, welcher einen Rahmen für die Gespräche absteckt. Der Leitfaden dient hierbei als Orientierung und Strukturhilfe, stellt jedoch nicht die Anforderung, in jedem Gespräch chronologisch und vollumfänglich angewendet zu werden.

Das Interview steht unter der Überschrift, inwiefern im Unternehmen des Experten ein datenbasiertes AM heute bereits Anwendung findet, auf welchen Daten es beruht und welche ergänzenden Daten aus Expertensicht zweckdienlich wären. Den Rahmen bilden hierfür die folgenden zentralen Fragen:

1. Wie erfolgt das derzeitige AM in der Niederspannung?
2. Welche Unterschiede ergeben sich im Vergleich zum AM in höheren Spannungsebenen?
3. Welche zusätzlichen Daten wären für das Niederspannungs-AM zielführend?

Diese wurden den Netzbetreibern im Vorfeld des Interviews zur Verfügung gestellt, sodass die passenden Ansprechpartner sinnvoll benannt werden konnten. Neben den benannten Fragen wurden im Voraus Aspekte identifiziert, die in den Themenbereichen aufgegriffen werden sollten. Diese sind als Schlagworte in Anhang A tabellarisch dargestellt. Gemeinsam mit der Erfassung der Rahmendaten zu den Gesprächspartnern und dem Interview bilden diese die wesentlichen Aspekte des Interviewleitfadens.

Da es sich, wie oben beschrieben, beim AM um eine Kernkompetenz des Netzbetreibers handelt, bestand seitens der Interviewpartner der Wunsch, die veröffentlichten Ergebnisse zu anonymisieren, welchem im weiteren Verlauf nachgekommen wird. Um die befragten VNB dennoch einordnen zu können,

werden diese kurz charakterisiert und es erfolgt eine Nummerierung (VNB 1 bis 5), sodass zwischen den verschiedenen Teilaspekten Zusammenhänge hergestellt werden können. VNB 2 ist durch seine Größe ein Ausreißer gegenüber den übrigen Unternehmen. Dies bezieht sich auf Umsatzerlöse (5800 Mio. €), Überschuss (118 Mio. €) und Stromnetzlänge (175.000 km). Die übrigen vier VNB weisen Umsatzerlöse der Größenordnung 300 bis 900 Mio. €, Überschüsse im Bereich 0 bis 15 Mio. € und eine durchschnittliche Stromnetzlänge von 4.800 km auf.

Die durchgeführten Interviews wurden aufgezeichnet sowie sprachlich geglättet, aber sinnerhaltend transkribiert, vom Interviewpartner inhaltlich geprüft und anschließend freigegeben.

3.4.2 Zentrale Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die im Kontext der Arbeit als relevant eingestuft Erkenntnisse dargestellt und mittels direkter und indirekter Zitate aus den Interviews [I1] bis [I5] gestützt. Eine umfassendere Beschreibung der Ergebnisse findet sich in [S2].

Wie in diesem Kapitel bereits erläutert, existiert ein auf [56] basierendes dreiteiliges Rollenmodell im AM und die Definition hat gezeigt, dass letztlich die Kernaufgaben des Netzbetreibers nahezu vollständig dem AM zugeordnet werden können. Da in Abschnitt 3.5 aus den Erkenntnissen der Interviews Anforderungen an ein Monitoringsystem zur Unterstützung des AM abgeleitet werden sollen, ist es unabdingbar, die Wahrnehmung der Gesprächspartner bzw. die jeweilige Charakterisierung des AM nachzuvollziehen.

In den Interviews hat sich gezeigt, dass das Verständnis für das AM in der Praxis mehr einer Unterscheidung zwischen strategisch und operativ genügt, als einer Unterscheidung nach dem Rollenmodell. Insbesondere bei der Einordnung der Organisationseinheit mit dem Namen AM fällt auf, dass diesen in [I1–I4] strategische Rollen zugewiesen werden. Bei VNB 1 hat sich die Besonderheit herausgestellt, dass das AM „von der betriebswirtschaftlichen“ Seite geführt wird, „die technischen Daten [nutzt]“ und sich als „Schnittstelle mit der Netzplanung“ versteht, welche den „technisch strategischen Part“ übernimmt [I1]. VNB 5 stellt andererseits einen Ausreißer dar, der „80 % operatives [...] und 20 % maximal ein strategisches“ [I5] AM betreibt. Die größte

Schnittmenge der praktischen Aufgaben der AM-Organisationseinheiten liegt in der Priorisierung von mittelfristig geplanten Baumaßnahmen. Dies betrifft mit Ausnahme von VNB 1 (durch die betriebswirtschaftliche Ausrichtung der AM-Einheit) alle VNB, inkl. des operativ ausgerichteten VNB 5. [I1–I5]

Bei der oben getätigten Unterscheidung nach strategischem und operativem AM und der vorwiegend strategischen Einordnung der Organisationseinheiten schließt sich die Frage an, was als strategisch verstanden wird. Die Zeithorizonte der Betrachtung werden in „strategisch“ > 5 Jahre, „mittelfristig“ $2 - 4$ Jahre und „operativ“ ≤ 1 Jahr gesehen. Unter die strategischen Aspekte fällt insbesondere das Thema Zielnetzplanung, welches, bis auf das wirtschaftlich geprägte AM bei VNB 1, alle AM-Einheiten behandeln. Hierbei ist jedoch hervorzuheben, dass eine Zielnetzplanung nur in der Mittelspannung und höher erfolgt, da die relativ gesehen hohe Anzahl an Niederspannungsnetzen schwierig handhabbar ist [I1–I5]. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass die statistische Unsicherheit bei kleiner werdendem Netzgebiet steigt, wenn die Entwicklung szenariobasiert betrachtet wird.

Daraus folgt, dass die Maßnahmen im Niederspannungsnetz weniger aus der Zielnetzplanung, denn aus der Mittel- und Kurzfristplanung stammen. Diese werden durch verschiedene externe Faktoren, wie straßenbauliche Planungen oder die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen und nennenswerten Verbrauchseinrichtungen, initiiert oder entspringen der Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie des VNB [I1–I3, I5]. Bezüglich der Instandhaltung bzw. punktueller Verstärkungsmaßnahmen zeigt sich, dass in der Praxis primär eine ereignisbasierte Vorgehensweise erfolgt, die sich als Reaktion auf Fehler ergibt [I1–I3]. Ebenso werden Altersdaten genutzt, um Areale zu identifizieren, in denen Erneuerungsmaßnahmen erfolgen sollten [I4]. Über das Alter als Indikator hinausgehende Zustandsdaten liegen aus der NS kaum vor. Insofern einzelne Kabeltypen oder Baujahre verstärkt Fehler aufweisen, werden diese entsprechend höher priorisiert [I1, I4]. Lediglich im Bereich der Ortsnetzstationen und Schaltanlagen erfolgen regelmäßige Sichtproben und oberflächliche Reinigungsmaßnahmen [I3]. In diesem Zuge werden auch Schlepplanzeigerwerte abgelesen, um diese bei möglichen Planungsprozessen berücksichtigen zu können [I1, I2, I5]. Weitergehende Instandhaltungsmaßnahmen sind im Kabelnetz kaum möglich [I3] und aufgrund der geringen Fehlerraten auch nicht nötig [I1, I2].

In den Gesprächen hat sich die Aussage aus [23], dass die Datenqualität mit der Spannungsebene abnimmt, zwar bestätigt, aber dennoch relativiert und sie wird als „besser, als man glaubt“ [I2] eingestuft. Es hat sich gezeigt, dass einige Daten nachträglich aufgearbeitet worden sind [I1, I5], und Teile der VNB bereits bis in die NS rechenfähige Netzmodelle haben bzw. zum Interviewzeitpunkt aufbauten [I1, I3, I4].

IT-Systeme zur Unterstützung des AM liegen in verschiedenen Formen allen befragten VNB vor [I1–I5]. Diese nutzen Informationen aus verschiedenen anderen Systemen und Datenquellen wie SAP, Geoinformationssystem oder Betriebsmittelinformationssystem [I1, I3, I5].

Ein kurzer Blick auf die finanziell-regulatorischen Aspekte des AM vor dem Hintergrund von Niederspannungsnetzen zeigt, dass das Qualitätselement keinen direkten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen hat [I1, I4]. Stattdessen zeigt sich eher eine Unterscheidung in der Behandlung von Neuerschließungen und Maßnahmen zur Substitution von Bestandsanlagen. Auch bedingt durch die Regulierung wird versucht, dass Bestandsanlagen nicht vor Ende der Abschreibung ausgetauscht werden müssen. Infolgedessen kann es andersherum sinnvoll sein, technisch einwandfreie Komponenten zu erneuern, weil sie kalkulatorisch abgeschrieben sind. Dies findet jedoch eher in den höheren Spannungsebenen Anwendung, wo die einzelnen Betriebsmittel entsprechend große Werte darstellen. [I1, I2, I4]

Neben den vorstehenden Informationen wurde auch explizit erfragt, welche ergänzenden Informationen oder Daten das AM in der NS aus Expertensicht sinnvoll unterstützen können bzw. welche Hinweise diesbezüglich als relevant erscheinen. Hierbei haben sich die folgenden zentralen Punkte herauskristallisiert:

- Messdaten:
Anhand von Messdaten auf Ebene der ONT, Transformatorabgängen und KVS sollen die Berechnungsergebnisse der Planungsszenarien und -grundsätze unterstützt und die getroffenen Annahmen geprüft werden. [I3–I5]
- Komponentenauslastung:
Die reale Auslastung von Netzkomponenten soll als Faktor in die Zustands-/Wichtigkeitsbetrachtung einbezogen werden. Bezüglich der Kabelbe-

lastung wäre eine Berücksichtigung der Temperaturen wünschenswert. [I1, I5]

- Handhabbarkeit der Daten:
Aufgrund der großen Datenmengen sind die Rohdaten nicht handhabbar bzw. ist eine geeignete Struktur erforderlich. [I2, I4]

3.5 Implikationen für Funktion und Anwendung eines Monitoringsystems

Basierend auf den Literatur- und Interviewkenntnissen wird nachstehend beschrieben, welche Implikationen und Einsatzmöglichkeiten sich für ein Monitoringsystem zur Unterstützung des Niederspannungs-AM ergeben und konkrete Forderungen formuliert, die an das Monitoringsystem gestellt werden. Kompakt zusammengefasst besteht die praktische Kernaufgabe des AM darin, festzulegen, wann, wo und in welchem Umfang Ausbau-, Erneuerungs- und Wartungsmaßnahmen durchgeführt werden sollen. Anhand der Planungs- und Betriebsgrundsätze wird vorgegeben, welche Wartungsintervalle, Planungshypothesen und sonstigen Rahmenbedingungen hierbei einzuhalten sind. In der Niederspannung werden hierbei vornehmlich kurz- und mittelfristige Zeithorizonte betrachtet. Ein zentrales Instrument der Maßnahmenidentifikation ist die Zustands-/ Wichtigkeitsbewertung, in welche die Monitoringdaten einfließen sollen.

Als Indikator für die Wichtigkeit kann die übertragene Energiemenge dienen. Dies lässt sich zum einen darauf zurückführen, dass es sich um einen Indikator für die Anzahl potenziell ausfallender Letztverbraucher und Größe der zugehörigen Anschlussleistungen handelt. Die Ausfallzeiten dieser Kategorien fließen wiederum unmittelbar in die Kennzahlen der Versorgungsqualität ein, sodass ein finanzieller Anreiz für den VNB entsteht [63]. Zum anderen sind die Erlöse des Netzbetreibers über die Netznutzungsentgelte unmittelbar von der übertragenen Energie abhängig [53]. Die übertragene Energie ist proportional zu der mittleren übertragenen Leistung und näherungsweise proportional zu dem mittleren übertragenen Strom eines Betriebsmittels. Hieraus ergeben sich als erste Forderungen an das Monitoringsystem:

1. Erfassung des von einem Betriebsmittel übertragenen Stroms bzw. der übertragenen Leistung.
2. Mittelwertbildung über eine Betrachtungsperiode.

Da zur Beurteilung des Betriebsmittelzustands bislang nur wenige Informationen zur Verfügung stehen, sind insbesondere in diesem Bereich zusätzliche Erkenntnisse relevant. Wie in Kapitel 2 beschrieben, führen hohe Auslastungen und insbesondere Überlastungen (bzw. die durch sie hervorgerufenen Temperaturen) zu einer Verkürzung der Lebensdauer. Daher lässt sich die historische Auslastung als Indikator für den Betriebsmittelzustand heranziehen. Die Heißpunkttemperatur von Transformatoren als kritische Größe lässt sich basierend auf den verfügbaren Informationen nicht ermitteln, sodass hier die Auslastung als Näherung dienen muss. Die Kabeltemperaturen hingegen lassen sich (vgl. Abschnitt 4.3.3) näherungsweise berechnen und unmittelbar berücksichtigen. Anders als bei der Wichtigkeitsbeurteilung eignet sich für die Zustandsbewertung nicht der Mittelwert. Stattdessen sind die Maximalwerte der Auslastung (Temperatur oder Strom-/Leistungsübertragung), der Anteil hoher Auslastung sowie die Dauer von Überlastungen relevant. Für das Monitoringsystem folgt:

3. Ermittlung der Kabeltemperaturen.
4. Bestimmung der Maxima, der relativen Häufigkeiten bzw. Dauer des Überschreitens bestimmter Werte sowie vom Anwender zu wählender Perzentile.

Die voranstehende Zustands-/Wichtigkeitsbewertung fokussiert sich auf den Erhalt des bestehenden Netzes, indem Betriebsmittel identifiziert werden, deren Zustand durch Wartung, Erneuerung oder Verstärkung verbessert werden sollte. Die Bewertung erfolgt hierbei zyklisch (z. B. jährlich) nach Aktualisierung der Datengrundlage. Eine weitere Aufgabe mit kürzerem Zeithorizont besteht in der Bewertung von Netzanschluss- und Leistungserhöhungsbegehren von dezentralen Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen. Bei Stellung entsprechender Anträge an den Netzbetreiber muss dieser bewerten, ob das bestehende Netz die zusätzliche Leistung und Energie aufnehmen bzw. zur Verfügung stellen kann.

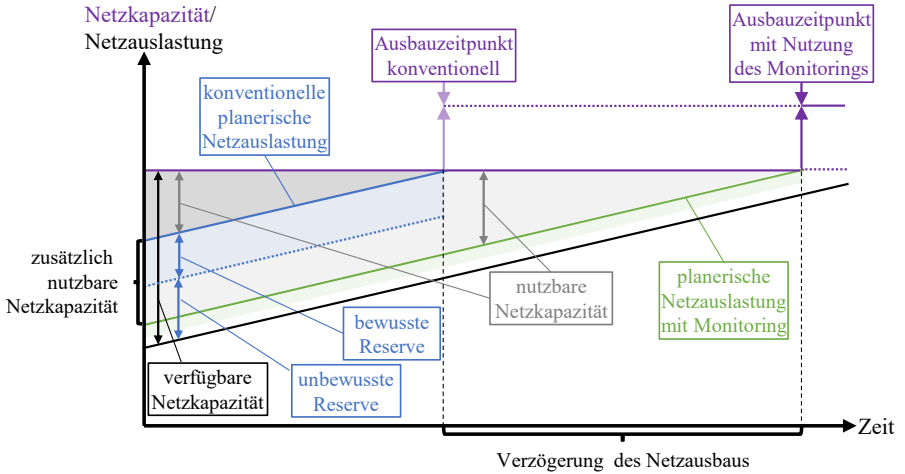


Abb. 3.3: Auswirkung des Monitorings auf den Netzausbau (Vgl. [64])

Konventionelle Planungsansätze basieren auf Abschätzungen, die Worst-Case-Szenarien und Gleichzeitigkeitsbetrachtungen berücksichtigen. Um die Unsicherheiten in diesen Analysen zu kompensieren, werden bewusst Reserven eingeplant. Diese sind i. d. R. so großzügig dimensioniert, dass sich neben der bewussten auch ein unbewusster Reserveanteil ergibt. Bei isolierter Betrachtung einzelner Spannungsebenen (wie konventionell üblich) erfolgt eine Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes auf die verschiedenen Netzebenen. Insofern bei den Betrachtungen unzulässige Spannungswerte oder Betriebsmittelauslastungen resultieren, müssen Ausbaumaßnahmen ergriffen werden. Durch Rückkopplung realer Spannungs- und Auslastungswerte aus dem Netz kann die planerische Netzauslastung der realen stärker angenähert und durch geringere Unsicherheiten die Reserve reduziert werden. Infolgedessen steigt die nutzbare Netzkapazität, und der Zeitpunkt des Netzausbaus kann verzögert werden. Idealerweise ist die zeitliche Verschiebung so groß, dass in der Zwischenzeit eine zustandsgetriebene Erneuerung erforderlich und somit die technische und wirtschaftliche Lebensdauer der Betriebsmittel ausgeschöpft wird. Diese Zusammenhänge sind in Abb. 3.3 dargestellt.

Um für diesen Einsatzfall einen Mehrwert zu bieten, müssen sowohl die Auslastungswerte der Betriebsmittel als auch die resultierenden Spannungen im

Netz zur Verfügung stehen. Für die Bewertung des gewünschten Zubaus sind die Extremwerte, ggf. bereinigt um Ausreißer (z. B. 99. Perzentil), als auch ausgewählte kleinere Perzentile relevant, insofern bestimmte Auslastungen für seltene Fälle akzeptiert werden können und sollen. Dies wäre beispielsweise für Spannungen zwischen 85 % und 90 % der Nennspannung der Fall, welche in 5 % der 10-Minuten-Intervalle einer Woche zulässig sind [28]. Die benötigten Auslastungswerte lassen sich aus den oben bereits als Anforderung definierten Strom- bzw. Leistungswerten ermitteln, da sie über den Kehrwert des Bemessungswertes proportional zu diesen sind. Entsprechend folgt für das Monitoringsystem:

5. Erfassung der Knotenspannungen im Netz.

Die oben mit der Nummer 4 gekennzeichnete Forderung der Bestimmung ausgewählter statistischer Größen muss entsprechend auch auf die Spannungen angewendet werden.

Aufgrund der hohen Dynamik im Bereich dezentraler Erzeugungsanlagen, Ladeinfrastruktur und Wärmepumpen treten zwangsläufig Ressourcenengpässe auf bzw. steht zu erwarten, dass ein zunehmend größerer Ausbau- oder Erneuerungsbedarf besteht, als kurzfristig umgesetzt werden kann. Insofern mehrere Netzabschnitte/-bereiche bei der Zustands-/Wichtigkeitsanalyse oder der Bewertung von Anschlussbegehren gleichermaßen beurteilt wurden, ist die Gegenüberstellung der Ist-Auslastung hilfreich. Auf diese Weise kann neben der kritischen Netzkomponente oder dem kritischen Netzknoten auch die Auslastung des gesamten oder übrigen Netzabschnittes berücksichtigt werden. Hieraus ergibt sich die Anforderung:

6. Möglichkeit zur Gegenüberstellung der Auslastung mehrerer Netzabschnitte.

Die voranstehenden Anforderungen beziehen sich gänzlich auf die Erfassung und Aufzeichnung von Daten zur nachträglichen Auswertung und nicht auf die Live-Überwachung. Zugleich wurde im Rahmen der Interviews die Forderung nach handhabbaren Datenmengen erhoben. Diese lässt sich auf verschiedene Weisen interpretieren. Einerseits ist die Vielzahl an Informationen manuell nicht zu verarbeiten, sodass eine geeignete Aufbereitung der Daten erforderlich ist. Dieses Problem ist in den vorherigen Anforderungen an das

Monitoringsystem bereits impliziert. Andererseits ergibt sich eine enorme Zahl an Messpunkten und Messwerten, welche ggf. bestehende Datenbanksysteme überfordern kann. Um diese Herausforderung zu adressieren, könnten nur die aus den Messdaten ermittelten Kenngrößen (vgl. voranstehende Anforderungen) dauerhaft abgelegt werden. In diesem Fall wäre die Möglichkeit zur Gegenüberstellung von Netzanschnitten eingeschränkt und es müsste vor dem Verwerfen der Rohdaten final festgelegt werden, welche Kenngrößen oder Perzentile der Anwender benötigt. Eine nachträgliche Erweiterung der Kennzahlen wäre nicht möglich. Alternativ können die Zeitreihen dauerhaft in dafür geeigneten, zusätzlichen Datenbanken oder einer Cloud gespeichert werden, sodass auch nachträglich die gewünschten Größen ermittelt werden und Gegenüberstellungen erfolgen können. Eine weitere Möglichkeit besteht in einer geeigneten Komprimierung der Daten, welche eine nachträgliche Auswertung sowie die Integration in bestehende Datenbanksysteme ermöglicht. Letzteres stellt die ressourcenschonendste Lösung dar und wird daher als folgende Forderung an das Monitoringsystem formuliert:

7. Aufzeichnung der benannten Daten für eine anschließende Auswertung.
8. Komprimierung der Rohdaten zur Verringerung des Speicherbedarfs unter Beibehaltung der Möglichkeit zur nachträglichen Bestimmung von Kenngrößen.

Die im voranstehenden Abschnitt erläuterten acht Anforderungen an das Monitoringsystem stellen die Grundlage für die Entwicklung des selbigen dar. Bei Erfüllung lässt sich wie beschrieben in unterschiedlichen Bereichen des AM ein Mehrwert generieren. In Abbildung 3.4 ist ein Ausschnitt von Abbildung 3.1 zu sehen, in welchem diese gelb eingefärbt sind. Auf eine erneute Darstellung der Pfeile zur Verdeutlichung von Abhängigkeiten wird verzichtet. Bezüglich des Anlagenwirtschaftssystems ist die Eingangsseite eingefärbt, um zu signalisieren, dass Daten aus dem Monitoringsystem hierher übergeben werden.

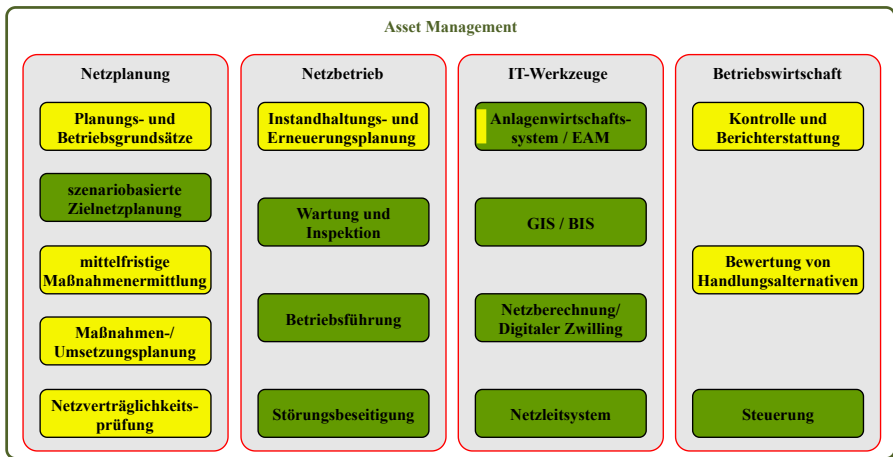


Abb. 3.4: Ausschnitt aus dem Asset Management bei Verteilnetzbetreibern (Abbildung 3.1) mit gelber Einfärbung der von einem Monitoring-system adressierten Bereiche

Gewonnene Erkenntnisse:

- Das Asset Management umfasst die Tätigkeiten zur Entwicklung, Steuerung und Optimierung der Infrastrukturanlagen vor technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Es beinhaltet die technische und wirtschaftliche Planung sowie den Betrieb des Netzes auf strategischer und operativer Ebene.
- Durch das regulierte Marktumfeld ist das Geschäftsergebnis eines Verteilnetzbetreibers in Deutschland maßgeblich von der Erlösbegrenzung abhängig. Die Auswirkungen auf selbige beeinflussen die Instandhaltungs- und Investitionsentscheidungen im Asset Management.
- Aus Literatur und ergänzend durchgeführten Experteninterviews abgeleitet, sind zur Unterstützung des Asset Managements mittels Monitoringsystem in der Niederspannung folgende Punkte erforderlich:
 - Übertragene Ströme/Leistungen, Knotenspannungen und Betriebsmitteltemperaturen zur Bewertung der Auslastung.
 - Aufzeichnung und statistische Auswertung der erfassten Größen.
 - Gegenüberstellung von Netzabschnitten.
 - Reduktion des Datenumfangs bei Erhalt der Auswertemöglichkeiten.
- Die Daten können potentielle Beiträge in folgenden Bereichen liefern:
 - risikobasierte mittelfristige Maßnahmenidentifikation mittels Zustands-/Wichtigkeitsbewertung
 - technische Berichterstattung
 - Vergleich der Auslastungen verschiedener Netzabschnitte oder Zeiträume
 - Anpassung der Planungshypothesen zur Reduktion der Planungsreserven und Verzögerung von Ausbauzeitpunkten

4 Niederspannungsmonitoringsystem

Dieses Kapitel betrachtet die verschiedenen Aspekte eines Niederspannungs-Monitoringsystems (NS-Monitoringsystems) im Kontext dieser Arbeit. Zunächst werden in Abschnitt 4.1 die verwendeten Begrifflichkeiten erläutert sowie das Konzept zur Erfüllung der Anforderungen an das Monitoringsystem definiert. Dies beinhaltet die in Kapitel 3 explizit erarbeiteten Aspekte, die zugehörigen Implikationen und ergänzende Punkte. Um mittels Monitoring Vorgänge beobachten zu können, benötigt das System gewisse Eingangsdaten, welche in Abschnitt 4.2 erläutert werden. Ebenso müssen – insofern nicht unmittelbar die zur Anzeige erforderlichen Daten bereitgestellt werden – zusätzliche Berechnungen zur Aufbereitung der Eingangsdaten durchgeführt werden. Diese werden in Abschnitt 4.3 beschrieben. Abschnitt 4.4 behandelt die Visualisierung und Anwendung der Daten im Asset Management. Weiterhin ist die unmittelbare Darstellung des beobachteten Prozesses bzw. der ermittelten Größen von Bedeutung, um einem Nutzer einfachen Zugang zu den Daten zu ermöglichen. Dieser Aspekt wird in Verbindung mit der praktischen Umsetzung eines NS-Monitoringsystems im Rahmen des EFRE-geförderten Projekts ULN in Abschnitt 4.5 näher beleuchtet.

4.1 Definition und Konzept

Ein *Monitoringsystem* im Allgemeinen dient gemäß der wörtlichen Bedeutung zur Prozessbeobachtung bzw. -überwachung und kommt primär im technischen Bereich zum Einsatz. Die Beeinflussung des beobachteten Prozesses ist kein Bestandteil eines Monitoringsystems. Ein *NS-Monitoringsystem* im Speziellen dient zur Beobachtung der Vorgänge und Systemzustände in einem NS-Netzabschnitt. Als *Systemzustand* wird neben den Spannungsphasoren aller Knotenspannungen, welche im elektrotechnisch-mathematischen Sinne bei bekanntem Netzmodell den Systemzustand vollständig beschreiben, auch die Kenntnis über Betriebsmittelbelastungen und die Status der übrigen System-

komponenten verstanden.

In Abschnitt 3.5 wurde erarbeitet, welche praktische Anwendung ein Monitoringsystem im Asset Management finden kann und welche Anforderungen dafür bestehen. Diese haben direkte und implizite Folgen für die Umsetzung des Monitoringsystems. Im Folgenden wird erläutert, mit welchem Konzept diese Anforderungen erfüllt werden sollen.

Die Grundlage zur Unterstützung des Asset Managements mithilfe eines Monitoringsystems besteht in der Erfassung der Knotenspannungen, Betriebsmittelströme und Leistungsflüsse im Netzabschnitt. Um diese zur Verfügung zu stellen, müssen im betrachteten Netz zunächst Messwerte erfasst und übertragen sowie ein Netzmodell in Form einer Knoten-Admittanz-Matrix aufgestellt werden. Mittels State Estimation kann anschließend ein konsistenter Netzzustand aus den Messwerten berechnet werden. Mithilfe einer Lastflussberechnung lassen sich die Leistungsflüsse im Netz bestimmen und aus diesen die Betriebsmittelströme ableiten.

Für die Anwendung (z. B. mittelfristige Maßnahmenermittlung mittels Zustands-/Wichtigkeitsbewertung, Verbesserung der Planungsannahmen zur gesteigerten Nutzung verfügbarer Netzkapazitäten durch Verschiebung von Investitionen und Anpassungen der Planungs- und Betriebsgrundsätze) im Asset Management werden diese Werte nicht punktuell für einen einzelnen Zeitpunkt benötigt, sondern kontinuierlich bzw. mit einer Abtastrate im Minutenbereich, sodass aus den aufgezeichneten Zeitreihen statistische Kenngrößen abgeleitet werden können. In einigen Anwendungsfällen sind darüber hinaus nicht die Absolutwerte der benannten Größen relevant, sondern die resultierende Auslastung des Netzabschnittes bzw. des Betriebsmittels. Entsprechend sollte die Ist-Belastung auf die zulässige Maximalbelastung bezogen werden, um die Auslastung direkt und leicht interpretierbar zur Verfügung zu stellen.

In Bezug auf NS-Kabel und Transformatoren besteht die Belastungsgrenze nicht in der Höhe der übertragenen Leistung bzw. des übertragenen Stroms, sondern in der Erwärmung. Eine direkte messtechnische Erfassung der Temperaturen ist im breiten Feldeinsatz nicht möglich, da hierfür eine große Zahl von Sensoren eingebracht werden müsste. Stattdessen wird eine thermische Modellierung benötigt, welche hinreichend einfach aufgebaut ist, um die Berechnungen auch online durchführen zu können. Basierend auf den verfügbaren Informationen lässt sich der Temperaturverlauf für Transformatoren nicht

geeignet abschätzen, während für Kabel eine thermische Simulation durchgeführt werden kann und soll.

Die beschriebenen Daten weisen in Rohform einen großen Umfang auf, welcher die Kapazitäten bestehender Systeme ggf. übersteigt und entsprechende Anforderungen an neue Datenbanken stellen würde. Um den Speicherbedarf zu reduzieren, sollen statistische Modelle der interessierenden Größen abgeleitet werden, die den Speicherbedarf reduzieren und die statistischen Eigenschaften erhalten. Anschließend können die Rohdaten verworfen und bei Bedarf nur ausgewählte Systemzustände (z. B. Maximalspannung, Minimalspannung usw.) behalten werden.

Für die verschiedenen Anwendungsbereiche im Asset Management bestehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Weiterverarbeitung und Verwendung der erfassten Daten. Dies umfasst die Visualisierung statistischer Ergebnisse und Netzzustände, die Interpretation und Verwendung in der Zustands-/Wichtigkeitsbewertung, die Einbeziehung in technische Berichte, die Gegenüberstellung von Auslastungen verschiedener Netze oder Betrachtungszeiträume und die Einbeziehung in Planungshypothesen. Hierbei ist sowohl eine Umsetzung direkt im Monitoringsystem selbst denkbar, als auch eine Übergabe von Daten an nachgelagerte Systeme. Letzteres bietet sich etwa bei der Zustands-/Wichtigkeitsbewertung an, welche neben den Monitoringdaten zusätzliche Informationen berücksichtigen kann und üblicherweise im Anlagenwirtschaftssystem erfolgt.

4.2 Eingangsdaten

Die Eingangsdaten des Monitoringsystems bestehen aus zwei wesentlichen Aspekten. Einerseits werden aktuelle Prozessdaten (Abschnitt 4.2.3) benötigt, welche es zu beobachten gilt. Andererseits sind auch strukturelle Prozessinformationen (Abschnitte 4.2.1 Netzmodell und 4.2.2 Betriebsmitteldaten) erforderlich, um die Daten sinnvoll interpretieren zu können.

4.2.1 Netzmodell

Für die Berechnungen und Betrachtungen im Monitoringsystem wird das aus der elektrischen Energietechnik bekannte stationäre Netzmodell benötigt. Für

eine bessere Handhabbarkeit wird die Einphasendarstellung mit bezogenen Größen verwendet. Letzteres heißt, dass ein Bezugssystem mit einer Bezugsspannung U_B und einer Bezugsscheinleistung S_B definiert wird, auf welches alle physikalischen Größen bezogen werden. Anhand der vorstehenden Größen lassen sich darüber hinaus auch ein Bezugsstrom I_B und eine Bezugsimpedanz Z_B ermitteln. Die resultierenden einheitenlosen Größen werden mit p.u. (= per unit) bezeichnet. Da das Bezugssystem denselben physikalischen Zusammenhängen folgt, wie das betrachtete System, sind die resultierenden bezogenen ein- und dreiphasigen Größen in p.u. gleich groß. [44]

Mathematisch lässt sich ein Energieübertragungsnetz mit n Knoten anhand der Gleichung

$$\mathbf{I}_k = \mathbf{Y}_k \mathbf{U}_k \quad (4.1)$$

beschreiben. Hierbei umfasst der Vektor \mathbf{I}_k die n komplexen Knotenströme \bar{I}_i und der Vektor \mathbf{U}_k die n komplexen Knotenspannungen \bar{U}_i . Die Knotenadmittanzmatrix \mathbf{Y}_k hat die Dimension $(n \times n)$ und beinhaltet die Elemente \bar{y}_{ij} . Der Index gibt die Position des Elements (Zeile i und Spalte j) in der Matrix an. Definiert man darüber hinaus die Admittanzen zwischen den Knoten i und j als \bar{Y}_{ij} , lassen sich die Elemente der Matrix nach folgender Vorschrift ermitteln:

- Das Diagonalelement zu jedem Knoten i wird nach der Gleichung

$$\bar{y}_{ii} = \sum_{k \in \alpha(i)} \bar{Y}_{ik} \quad (4.2)$$

mit $\alpha(i)$ als Menge aller mit dem Knoten i direkt verbundenen Knoten ermittelt.

- Die verbleibenden Elemente werden nach der Gleichung

$$\bar{y}_{ij} = -\bar{Y}_{ij} \quad (4.3)$$

bestimmt. Es gilt $\bar{Y}_{ij} = 0$, wenn keine direkte Verbindung zwischen den Knoten i und j besteht.

Durch die so aufgestellte Knotenadmittanzmatrix und den vollständigen Spannungsvektor \mathbf{U}_k ist der Systemzustand vollständig beschrieben. [44]

Das physikalische Modell des Netzes ist somit durch die Knotenadmittanzmatrix ausgedrückt. Diese lässt sich anhand der Spezifikationen der eingesetzten Leitungen und deren Längen ermitteln. In der Regel liegen diese Informationen dem Netzbetreiber vor und können zur Verfügung gestellt werden. Im Bedarfsfall ist auch eine messtechnische Ermittlung der Unbekannten \bar{Y}_{ij} möglich.

Zur weiteren Handhabung des Systems bzw. zur Beschreibung und Berechnung werden in der Regel anstelle der Knotenströme \bar{I}_i die Knotenleistungen \bar{S}_i verwendet. Diese stellt die Bilanz zwischen der dem Netz am Knoten zugeführten (Einspeisung $P_{i,E}$ und $Q_{i,E}$) und abgenommenen (Bezug $P_{i,B}$ und $Q_{i,B}$) Leistung dar. Die Knotenleistung lässt sich mittels der Gleichung

$$\bar{S}_i = \bar{U}_i \sum_{j=1}^n \bar{y}_{ij}^* \bar{U}_j^*, \quad (4.4)$$

mit n als Anzahl der Netzknoten berechnen. Jeder Knoten weist somit insgesamt sechs Variablen auf, die ihn spezifizieren: je Wirk- und Blindanteil der Einspeise- und Verbrauchsleistung sowie die Knotenspannung nach Betrag und Phase. Stellt man nun die Spannung als

$$\bar{U}_i = e_i + jf_i \quad (4.5)$$

und die Matrixelemente als

$$\bar{y}_i = g_{ij} + jb_{ij} \quad (4.6)$$

dar, so lässt sich auch Gleichung (4.4) in Wirk- und Blindleistung zerlegen. So ergeben sich die Gleichungen

$$P_i = \sum_{j=1}^n [e_i(e_j g_{ij} - f_j b_{ij}) + f_i(f_j g_{ij} + e_j b_{ij})] \quad (4.7)$$

und

$$Q_i = \sum_{j=1}^n [f_i(e_j g_{ij} - f_j b_{ij}) - e_i(f_j g_{ij} + e_j b_{ij})] \quad (4.8)$$

zur Beschreibung der Knotenleistung. Äquivalent ist auch eine Beschreibung in Polarkoordinaten möglich. [44]

Weiterhin lässt sich der Leistungsfluss zwischen den Knoten i und j über das sie verbindende Element mithilfe der Gleichung

$$\bar{S}_{ij}^* = \bar{U}_i^* \bar{I}_{ij} = P_{ij} - jQ_{ij} = \bar{U}_i^* (\bar{U}_i - \bar{U}_j) \bar{Y}_{ij} + U_i^2 \bar{Y}_{i0} \quad (4.9)$$

bestimmen, wenn man eine Betrachtung des Netzelements als Vierpol im π -Ersatzschaltbild (vgl. Abb. 2.3) zugrundelegt. Hierbei werden insbesondere aufgrund der niedrigen Spannungen und der hohen Isolationsfähigkeit der Kabel die Querkonduktanzen in der Regel vernachlässigt und nur die Quersuszeptanzen bzw. Querkapazitäten berücksichtigt. Die auftretenden Leitungsverluste \bar{S}_{LV} lassen sich nach der Gleichung $\bar{S}_{LV} = \bar{S}_{ij} + \bar{S}_{ji}$ ermitteln. Aus der gleichen Betrachtung kann auch eine Gleichung (4.1) ähnliche Vektor-Matrix-Schreibweise für ein die Knoten i und j verbindendes Übertragungselement abgeleitet werden:

$$\mathbf{I}_{ij} = \mathbf{Y}_{ij} \mathbf{U}_{ij} \quad (4.10)$$

$$\begin{pmatrix} \bar{I}_{ij} \\ \bar{I}_{ji} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{y}_{ii}^j & \bar{y}_{ij} \\ \bar{y}_{ji} & \bar{y}_{jj}^i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{U}_i \\ \bar{U}_j \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

Der hochgestellte Index an den Diagonalelementen der Matrix macht deutlich, um die Verbindung zu welchem Knoten es sich, ausgehend vom Knoten des tiefgestellten Index, handelt. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass die Elemente der Matrix \mathbf{Y}_{ij} nicht denen der Knotenadmittanzmatrix entsprechen. Unter Vernachlässigung der Querkonduktanzen können sich die Matrix Elemente nach den Gleichungen

$$\bar{y}_{ii}^j = \bar{y}_{jj}^i = \frac{1}{R + jX} + j\frac{\omega C}{2} \quad (4.12)$$

und

$$\bar{y}_{ij} = \bar{y}_{ji} = -\frac{1}{R + jX} = -\frac{R}{R^2 + X^2} + j\frac{X}{R^2 + X^2}. \quad (4.13)$$

bestimmt werden. [43, 44]

Für die praktische Anwendung des Netzmodells – insbesondere zur Berechnung einer SE in einem realen unterbestimmten System – kann es hilfreich

sein, das Netzmodell zu modifizieren. Hierfür eignet sich der in [65] beschriebene Ansatz, nach welchem an geeigneter Stelle im Netz mehrere Knoten zu einem Ersatzknoten zusammengefasst werden, ohne die Berechnungsergebnisse an den verbleibenden realen Knoten nennenswert zu beeinflussen. Hierfür wird eine nicht-lineare Optimierung verwendet. Im Ergebnis wird ein sonst nicht vollständig beobachtbarer Netzabschnitt pseudo-beobachtbar, sodass bekannte und etablierte Berechnungsmethoden (siehe auch Abschnitt 4.3.1 und 4.3.2) angewendet werden können. [65]

4.2.2 Betriebsmitteldaten

Die zum Monitoring bzw. zur Berechnung erforderlichen Betriebsmitteldaten belaufen sich in erster Linie auf die Daten der eingesetzten Leitungen und der Netzstruktur, sodass die Knotenadmittanzmatrix wie in Abschnitt 4.2 beschrieben aufgestellt werden kann. Dies umfasst die Leitungstypen inkl. ihrer elektrischen Eigenschaften und die Länge der Leitungssegmente.

Ferner werden für die thermische Modellbildung der Kabel (siehe Abschnitt 4.3.3) die in Tabelle 4.2 aufgelisteten Parameter benötigt. Insofern diese nicht in Gänze vorliegen, können die Defaultwerte gemäß [42] verwendet werden.

Weiterhin werden Informationen über Netzkupplungen bzw. Transformatoren zu vorgelagerten Spannungsebenen benötigt. Dies betrifft sowohl die Positionierung der Transformatoren als auch ihre Nennleistung. Insofern darüber hinaus Informationen über das Kurzschluss- und Leerlaufverhalten des Transformators vorliegen, kann dieser optional in das Netzmodell integriert werden. Wenn im Monitoring zusätzlich auch exponierte Verbraucher (z. B. Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen), dezentrale Erzeugungsanlagen oder Speicher abgebildet werden sollen, sind hierüber zusätzliche spezifische Daten erforderlich. Dies sind neben der Position im Netz etwa die jeweilige Nennleistung oder auch die Speicherkapazität.

4.2.3 Messwerterfassung und Datenübertragung

Für die rechnerische Verarbeitung im Monitoringsystem werden zunächst Messwerte und Zustandsdaten der Komponenten (z. B. Ist-Einspeisung einer PV-Anlage) benötigt. Zur Zustandsbestimmung des Netzes werden am Knoten i

Messungen der Leistungen P_i und Q_i sowie die Spannungsbeträge U_i benötigt. Ferner sind die Wirk- und Blindleistungsflüsse P_{ij} und Q_{ij} zwischen den Knoten i und j erforderlich. In welchem Umfang die Daten vorliegen müssen, wird in Abschnitt 4.3.1 näher erläutert.

Die Herausforderung besteht an dieser Stelle darin, im Netz verteilt und möglichst synchron die Messungen durchzuführen und diese an die zentrale Recheneinheit zur Weiterverarbeitung zu übertragen. Hierbei gibt es verschiedene Hürden. Zunächst gibt es im NS-Netz in der Regel wenige zugängliche Stellen, an denen Messgeräte platziert werden können. Hierfür kommen prinzipiell die Ortsnetzstation, Kabelverteilerschränke und Hausanschlüsse infrage. In allen Konfigurationen ist das Platzangebot beschränkt und es besteht in der Regel originär keine Kommunikationsanbindung. Somit sind geeignete Messgeräte erforderlich, welche mit dem verfügbaren Platz auskommen und eine geeignete Kommunikationsschnittstelle aufweisen.

Letztlich sind alle Kommunikationsschnittstellen, welche die gewünschten Messwerte übertragen können, für ein Monitoringsystem geeignet. Gleiches gilt für die Schnittstellen von sonstigen interessierenden Netzteilnehmern. Es gibt jedoch viele verschiedene Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle (z. B. Modbus TCP, Modbus RTU, OCCP 1.6, IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101 und IEC 61850), die von Herstellern eingesetzt werden. Die verschiedenen Protokolle weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Diese beziehen sich unter anderem auf die Komplexität des Protokolls selbst, den Overhead beim Datenaustausch, den Grad der Standardisierung bzw. individuellen Anpassungsbedarfs, die Stabilität der Datenübertragung und die Erkennung von Kommunikationsabbrüchen. Es ist ersichtlich, dass die Einheit, an welche die Daten übertragen werden sollen (z. B. ein Monitoringsystem), alle im System verwendeten Kommunikationsprotokolle beherrschen muss.

Insofern dies gegeben ist, muss noch eine geeignete Verbindung zwischen den räumlich getrennten Kommunikationspartnern aufgebaut werden. Bei neu zu erschließenden Netzabschnitten ist theoretisch eine kabelgebundene Kommunikation denkbar, deren Infrastruktur gemeinsam mit den Energiekabeln verlegt wird. Eine getrennte bzw. nachträgliche Verlegung ist aus Kostengründen in der Regel ausgeschlossen. Stattdessen müssen Verfahren der drahtlosen Kommunikation eingesetzt werden. Hier kommen unter anderem Mobilfunkanbindungen oder 450 Mhz-Infrastruktur infrage [66]. Bei der Auswahl

und Umsetzung der Kommunikationsverbindung sind die Betriebskosten, die beispielsweise durch Mobilfunkgebühren entstehen, zu berücksichtigen und auf eine hinreichende Sicherheit der Datenübertragung zu achten.

Auf weitere Details zur Messwerterfassung und Datenübertragung wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter eingegangen.

4.3 Datenaufbereitung

Die dem System zugeführten Messwerte, Zustandsdaten und Strukturinformationen müssen zur nutzbringenden Verwendung aufbereitet werden. Dies umfasst vorbereitend die Ableitung eines plausiblen Systemzustands aus den Messwerten mittels SE (Abschnitt 4.3.1) und die Bestimmung der sich einstellenden Strom- und Leistungsflüsse mittels Lastflussrechnung (Abschnitt 4.3.2). Weiterhin werde im Zeitverlauf die thermische Belastung der Kabel modelliert (Abschnitt 4.3.3), die Menge der zu archivierenden Daten bei Konservierung der statistischen Eigenschaften reduziert (Abschnitt 4.3.4), die Auslastungsdaten der einzelnen Betriebsmittel auf Ebene des Netzabschnittes aggregiert (Abschnitt 4.3.5) und anschließend gegenübergestellt (Abschnitt 4.4.4).

Zur Untersuchung der verschiedenen Modelle und Ansätze wird an verschiedenen Stellen auf die Netzstrukturen und Zeitreihen der Simbench-Benchmarknetze zurückgegriffen. Diese sind in einem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Projekt entwickelt worden. Auf NS-Ebene stehen sechs Klassen von Referenznetzen zur Verfügung: ländlich 1 bis 3, vorstädtisch 1 und 2 sowie städtisch. Zu jedem der Netze stehen die Modellparameter für Lastflussberechnungen zur Verfügung. Weiterhin sind für die drei Stützjahre 2016, 2024 und 2034 unterschiedliche Last- und Erzeugungsverteilungen definiert worden. Ebenso werden zu jedem Netzteilnehmer Jahreszeitreihen in 15-Minuten-Auflösung bereitgestellt, sodass für die Stützjahre jeweils eine Bestimmung und Weiterverwendung der Netzzustände im Jahresverlauf möglich ist. [67]

4.3.1 State Estimation

Die SE dient ihrem Namen nach der Zustandsschätzung. Dies bedeutet in Bezug auf die Berechnung elektrischer Netze, dass anhand der erfassten Messwerte systematisch der wahrscheinlichste konsistente Netzzustand ermittelt wird. Dies ist erforderlich, da in der Regel nicht alle Systemgrößen messtechnisch erfasst sind und diejenigen, die vorliegen, aufgrund von Ungenauigkeiten stets fehlerbehaftet sind.

Wie schon zur Erstellung des Netzmodells werden die Struktur- und Netzbetriebsmitteldaten als bekannt vorausgesetzt. Der mittels SE zu bestimmende Systemzustand bzw. Zustandsvektor \mathbf{x} beinhaltet die Knotenspannungen und wird gemäß

$$\mathbf{x}^T = (f_2 f_3 \cdots f_n e_1 e_2 \cdots e_n) \quad (4.14)$$

formuliert. Der Knoten K_1 wird als Referenzknoten mit dem Spannungswinkel $\delta_1 = 0$ festgelegt, sodass auch f_1 nicht Bestandteil des Systemzustandes ist, da der Wert fest 0 und bekannt ist. [44]

Die im Netz durchgeführten Messungen werden im Messvektor \mathbf{z} geordnet zusammengefasst. Die Einträge beginnen mit den Knotenleistungen, gefolgt von den Leistungsflüssen und werden von den Knotenspannungen abgeschlossen. Die Wirkleistung steht jeweils vor der Blindleistung. Somit ergibt sich die folgende Struktur:

$$\mathbf{z} = \left(\cdots P_i \cdots Q_i \cdots P_{ik} \cdots Q_{ik} \cdots U_i \cdots \right)^T \quad (4.15)$$

Welche Messungen konkret durchgeführt und somit in \mathbf{z} aufgeführt werden, hängt von der realen Konfiguration ab. In einem Netz mit n Knoten besteht der Zustandsvektor \mathbf{x} aus $2n - 1$ Elementen. Um die SE berechnen zu können, muss die Redundanzanforderung

$$\eta = \frac{m}{2n - 1} \geq 1 \quad (4.16)$$

erfüllt sein, wobei m die Anzahl der Messungen angibt. Da m ganzzahlig ist, sind mindestens $2n - 1$ Messwerte erforderlich, um Gleichung (4.16) zu erfüllen. Diese können nicht beliebig im betrachteten Netzabschnitt platziert werden, sondern müssen so verteilt sein, dass keine Redundanzen bzw. linearen

Abhängigkeiten zwischen den gemessenen physikalischen Größen bestehen. Ist dies mit $2n - 1$ Messwerten gegeben, spricht man von einem gleichbestimmten System. Sind weniger Messwerte gegeben oder bestehen lineare Abhängigkeiten zwischen den $2n - 1$ gegebenen, spricht man von einem unterbestimmten System. Ein solches wird als nicht-beobachtbar bezeichnet und der Systemzustand lässt sich mit der in diesem Abschnitt beschriebenen SE allein nicht abschätzen. Sind mehr Messwerte verfügbar und $2n - 1$ linear unabhängig, spricht man von einem überbestimmten System. In diesem wird das Ergebnis der SE zuverlässiger, indem die Auswirkung statistischer Fehler reduziert wird [65]. Die zu den Messungen gehörenden Messfehler v_i werden in

$$\mathbf{v} = \begin{pmatrix} v_1 & v_2 & \cdots & v_m \end{pmatrix}^T \quad (4.17)$$

dargestellt. Die einzelnen Fehler sind nicht bekannt und werden als statistisch verteilt, mit einem Erwartungswert $\mu_i = 0$ angenommen. Die Varianzen σ_i^2 werden anhand der Messgeräteungenauigkeiten bestimmt. [44] Der Zusammenhang zwischen den vorgenannten Größen wird durch das Messmodell

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v} \quad (4.18)$$

beschrieben. Die nicht-linearen Funktionen $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ haben unter Zugrundelegung der Zusammenhänge aus Gleichung (4.11) für die verschiedenen Messungen die folgenden Formen:

$$P_i = (e_i^2 + f_i^2) \sum_{j=1 \neq i}^n g_{ii}^j + \sum_{j=1 \neq i}^n [(e_i e_j + f_i f_j) g_{ij} - (e_i f_j - e_j f_i) b_{ij}] \quad (4.19)$$

$$Q_i = -(e_i^2 + f_i^2) \sum_{j=1 \neq i}^n b_{ii}^j - \sum_{j=1 \neq i}^n [(e_i f_j - e_j f_i) g_{ij} - (e_i e_j + f_i f_j) b_{ij}] \quad (4.20)$$

$$P_{ij} = (e_i^2 + f_i^2) g_{ii}^j + (e_i e_j + f_i f_j) g_{ij} - (e_i f_j - e_j f_i) b_{ij} \quad (4.21)$$

$$Q_{ij} = -(e_i^2 + f_i^2) b_{ii}^j - (e_i f_j - e_j f_i) g_{ij} - (e_i e_j + f_i f_j) b_{ij} \quad (4.22)$$

$$U_i = \sqrt{e_i^2 + f_i^2} \quad (4.23)$$

Durch Verwendung eines Maximum-Likelihood-Ansatzes und Linearisierung lässt sich das Gleichungssystem

$$\mathbf{G}\mathbf{d} = \mathbf{b} \quad (4.24)$$

$$[\mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)})\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)})][\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}] = [\mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)})\mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)}))] \quad (4.25)$$

zur iterativen Lösung ableiten. Der hochgestellte Index $^{(k)}$ gibt hierbei den Iterationsschritt der Lösung an. Um das Gleichungssystem vollständig aufstellen zu können, sind noch Informationen zum Aufstellen der Matrizen \mathbf{R}^{-1} und $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ erforderlich. Es gilt

$$\mathbf{R}^{-1} = \mathbf{E} \begin{pmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} & \cdots & \frac{1}{\sigma_m^2} \end{pmatrix}^T, \quad (4.26)$$

mit \mathbf{E} als $(m \times m)$ -Einheitsmatrix. Die Bestimmung der Messmatrix $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ ist weitaus aufwendiger. Diese ist die Jacobimatrix von $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ und besteht aus zehn Teilmatrizen, welche gemäß

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \mathbf{H}_1 = \partial P_i / \partial f_j & \mathbf{H}_2 = \partial P_i / \partial e_j \\ \mathbf{H}_3 = \partial Q_i / \partial f_j & \mathbf{H}_4 = \partial Q_i / \partial e_j \\ \mathbf{H}_5 = \partial P_{ij} / \partial f_j & \mathbf{H}_6 = \partial P_{ij} / \partial e_j \\ \mathbf{H}_7 = \partial Q_{ij} / \partial f_j & \mathbf{H}_8 = \partial Q_{ij} / \partial e_j \\ \mathbf{H}_9 = \partial U_i / \partial f_j & \mathbf{H}_{10} = \partial U_i / \partial e_j \end{pmatrix} \quad (4.27)$$

angeordnet sind. $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ hat die Dimension $(m \times 2n - 1)$. Anhand des Ranges der Messmatrix $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ kann abgelesen werden, ob das System durch die verfügbaren Messungen beobachtbar ist. Hierfür muss $\text{rang}(\mathbf{H}(\mathbf{x})) \geq 2n - 1$ sein. Die Dimension der Teilmatrizen richtet sich nach dem Aufbau von \mathbf{z} . Die Elemente der Teilmatrizen werden jeweils nach Vorschriften für $i = j$ (Index im Nenner der partiellen i) und $i \neq j$ (Index im Nenner der partiellen j) unterschieden. Nachstehend ist dies erkennbar an den Indizes der partiellen Ableitungen. Diese entsprechen den Gleichungen

$$\partial P_i / \partial f_i = 2f_i \sum_{j \neq i} g_{ii}^j + \sum_{j \neq i} (f_j g_{ij} + e_j b_{ij}) \quad (4.28)$$

$$\partial P_i / \partial f_j = f_i g_{ij} - e_i b_{ij} \quad (4.29)$$

für \mathbf{H}_1 ,

$$\partial P_i / \partial e_i = 2e_i g_{ii} + \sum_{j \neq i} (e_j g_{ij} - f_j b_{ij}) \quad (4.30)$$

$$\partial P_i / \partial e_j = e_i g_{ij} + f_i b_{ij} \quad (4.31)$$

für \mathbf{H}_2 ,

$$\partial Q_i / \partial f_i = -2f_i \sum_{j \neq i} b_{ii}^j + \sum_{j \neq i} (e_j g_{ij} + f_j b_{ij}) \quad (4.32)$$

$$\partial Q_i / \partial f_j = -(e_i g_{ij} + f_i b_{ij}) \quad (4.33)$$

für \mathbf{H}_3 ,

$$\partial Q_i / \partial e_i = -2e_i b_{ii} - \sum_{j \neq i} (f_j g_{ij} + e_j b_{ij}) \quad (4.34)$$

$$\partial Q_i / \partial e_j = f_i g_{ij} + e_i b_{ij} \quad (4.35)$$

für \mathbf{H}_4 ,

$$\partial P_{ij} / \partial f_i = 2f_i g_{ii}^j + (f_j g_{ij} + e_j b_{ij}) \quad (4.36)$$

$$\partial P_{ij} / \partial f_j = f_i g_{ij} - e_i b_{ij} \quad (4.37)$$

für \mathbf{H}_5 ,

$$\partial P_{ij} / \partial e_i = 2e_i g_{ii}^j + (e_j g_{ij} - f_j b_{ij}) \quad (4.38)$$

$$\partial P_{ij} / \partial e_j = e_i g_{ij} + f_i b_{ij} \quad (4.39)$$

für \mathbf{H}_6 ,

$$\partial Q_{ij} / \partial f_i = -2f_i b_{ii}^j + (e_j g_{ij} - f_j b_{ij}) \quad (4.40)$$

$$\partial Q_{ij} / \partial f_i = -(e_i g_{ij} + f_i b_{ij}) \quad (4.41)$$

für \mathbf{H}_7 ,

$$\partial Q_{ij} / \partial e_i = -2e_i b_{ii}^j - (f_j g_{ij} + e_j b_{ij}) \quad (4.42)$$

$$\partial Q_{ij} / \partial e_i = f_i g_{ij} + e_i b_{ij} \quad (4.43)$$

für \mathbf{H}_8 ,

$$\partial U_i / \partial f_i = \frac{f_i}{\sqrt{e_i^2 + f_i^2}} \quad (4.44)$$

für die Diagonalmatrix \mathbf{H}_9 und

$$\partial U_i / \partial e_i = \frac{e_i}{\sqrt{e_i^2 + f_i^2}} \quad (4.45)$$

für die Diagonalmatrix \mathbf{H}_{10} . Das nach diesen Vorschriften aufgestellte Gleichungssystem (4.24) bzw. (4.25) kann nun iterativ gelöst werden. Hierzu ist es zweckmäßig, den Systemzustand mit $\mathbf{x}^{(0)}$ mit den Spannungsbeträgen $U_i^{(0)} = 1$ und den Spannungswinkeln $\delta_i^{(0)} = 0$ bzw. $e_i^{(0)} = 1$ und $f_i^{(0)} = 0$ zu initialisieren. Nach jedem Iterationsschritt wird geprüft, ob eines der Konvergenzkriterien

$$|\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}| < \varepsilon_x \quad \vee \quad |\hat{\mathbf{z}} - \mathbf{z}| < \varepsilon_z \quad (4.46)$$

mit $\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k+1)})$ erfüllt ist. Wenn dies der Fall ist, ist die Schätzung des Systemzustands abgeschlossen. [44]

4.3.2 Lastflussrechnung

Die Lastflussrechnung dient zur Ermittlung der unbekanntenen Größen in einem Netz unter Verwendung des Netzmodells und unter Vorgabe bestimmter Eingangsgrößen. Hierbei geht es insbesondere um die Bestimmung der Knotenspannungen unter Vorgabe der Knotenleistungen sowie die Bestimmung der Leistungsflüsse über die einzelnen Leitungselemente. [19, 44]

Zu diesem Zweck wird zwischen Referenz-, Last- und Einspeiseknoten unterschieden. Zur Lastflussberechnung wird innerhalb des Systems stets nur ein Referenzknoten bestimmt. Hierbei handelt es sich in der Regel um den Knoten mit Verbindung zur vorgelagerten Netzebene. Diesem wird die Referenzspannung $U_1 = 1$ p.u. und $\delta_1 = 0^\circ$ zugewiesen und im Rahmen der Lastflussberechnung die Einspeiseleistung $\bar{S}_{1,E} = \bar{S}_1$ des Knotens ermittelt. Diese entspricht durch die Knotenzuordnung i. d. R. dem Leistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz. Lastknoten haben reines Bezugsverhalten $\bar{S}_i = 0 - \bar{S}_{i,B}$ und ihnen wird über den Leistungsbezug $\bar{S}_{i,B}$ die Knotenleistung vorgegeben und die resultierende Knotenspannung \bar{U}_i bestimmt. Weiterhin werden Einspeiseknoten definiert. Diese basieren auf dem Verhalten thermischer Kraftwerke, die ein reines Einspeiseverhalten haben und spannungsgeregelt Wirkleistung zur Verfügung stellen. Somit werden P_i und U_i vorgegeben und δ_i sowie Q_i er-

mittelt. [44]

Zur Anwendung in der NS ist es zweckdienlich, die vorgenannten Einspeiseknoten nicht zu verwenden, da hier i. d. R. keine thermischen Kraftwerke mit dem zugrunde gelegten Einspeiseverhalten eingesetzt werden. Stattdessen können die Eigenschaften des Lastknotens zweckentfremdet werden, indem die eingespeiste Leistung vorgegeben wird $\bar{S}_i = \bar{S}_{i,E} - 0$. Somit können die Eigenschaften von dezentralen Erzeugungsanlagen, deren Wirk- und Blindleistungseinspeisung $P_{i,E}$ und $Q_{i,E}$ zum Betrachtungszeitpunkt als bekannt vorausgesetzt wird, abgebildet werden. Ebenfalls können Knoten mit gemischten Einspeise- und Lastverhalten (z.B. Speicher) abgebildet werden, indem die Knotenleistung $\bar{S}_i = \bar{S}_{i,E} - \bar{S}_{i,B}$ vorgegeben wird.

Zur Lösung der nicht-linearen Netzgleichungen wird das Newton-Raphson-Verfahren verwendet. Hierbei handelt es sich um ein numerisches Lösungsverfahren, das auf der Linearisierung der Gleichungen um den Arbeitspunkt basiert. Die Linearisierung erfolgt mittels Taylorreihenentwicklung, die nach dem ersten Glied abgebrochen wird. Es bestehen alternative Möglichkeiten, in denen die Taylorreihenentwicklung nach späteren Gliedern abgebrochen wird. Hieraus ergeben sich jedoch deutlich aufwändigere Methoden zur Lösung der resultierenden Gleichungssysteme und nur geringfügige Genauigkeitsvorteile. Der mathematische Ansatz lässt sich durch die Matrixgleichung

$$\mathbf{J}\Delta\mathbf{U}_i = \Delta\mathbf{S}_i \quad (4.47)$$

ausdrücken. Die Jacobimatrix \mathbf{J} drückt hierbei den Zusammenhang zwischen einer Spannungsänderung, ausgehend vom aktuellen Betriebszustand, und der resultierenden Leistungsänderung aus. Dabei sind die Vektoren gemäß

$$\Delta\mathbf{U}_i = \left(\Delta f_1 \cdots \Delta f_n \Delta e_1 \cdots \Delta e_n \right)^T \quad (4.48)$$

und

$$\Delta\mathbf{S}_i = \left(\Delta P_1 \cdots \Delta P_n \Delta Q_1 \cdots \Delta Q_n \right)^T \quad (4.49)$$

aufgebaut. Die Matrix \mathbf{J} ist durch ihre Eigenschaft als Jacobimatrix, vergleichbar zu Gleichung (4.27), aus vier Teilmatrizen mit partiellen Ableitungen aufgebaut. Es gilt

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \mathbf{J}_1 = \partial P_i / \partial f_j & \mathbf{J}_2 = \partial P_i / \partial e_j \\ \mathbf{J}_3 = \partial Q_i / \partial f_j & \mathbf{J}_4 = \partial Q_i / \partial e_j \end{pmatrix}. \quad (4.50)$$

Die Elemente der Teilmatrizen werden jeweils nach Vorschriften für $i = j$ (Index im Nenner der partiellen i) und $i \neq j$ (Index im Nenner der partiellen j) unterschieden, wie bei den Gleichungen (4.28) bis (4.45). Weiterhin gilt für die Teilmatrizen

$$\mathbf{J}_a = \mathbf{H}_a, \text{ mit } \sum_{j \neq i} g_{ii}^j = g_{ii} \wedge \sum_{j \neq i} b_{ii}^j = b_{ii}, \quad (4.51)$$

mit \mathbf{H}_a entsprechend Gleichung (4.27), $\sum_{j \neq i} g_{ii}^j \stackrel{!}{=} g_{ii}$, $\sum_{j \neq i} b_{ii}^j \stackrel{!}{=} b_{ii}$ und $a \in [1, 2, 3, 4]$. [44]

Bislang beinhaltet das aufgestellte Gleichungssystem noch lineare Abhängigkeiten durch die Vorgabe der Spannung im Referenzknoten. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, werden je Teilmatrix die erste Spalte und die erste Zeile sowie entsprechend die Einträge mit dem Index 1 aus $\Delta \mathbf{U}_i$ und $\Delta \mathbf{S}_i$ gestrichen. Die resultierenden reduzierten Matrizen erhalten den Exponenten $^{(k)}$, der im weiteren Verlauf den Iterationsschritt kennzeichnet. [44]

Um eine Lastflussberechnung durchzuführen, muss zunächst ein Ausgangszustand bekannt sein oder vorgegeben werden, um die Matrix \mathbf{J} bestimmen zu können. Sind etwa die Knotenleistungen P_i und Q_i an allen Knoten außer dem Slack-Knoten bekannt, können für den ersten Iterationsschritt zum Beispiel die Knotenspannungen zu $e_i^{(1)} = 1$ p.u. und $f_i^{(1)} = 0$ p.u. gesetzt werden, um $\mathbf{J}^{(1)}$ initial zu bestimmen. Weiterhin können $P_i^{(1)}$ und $Q_i^{(1)}$ mithilfe der Gleichungen (4.7) und (4.8) bestimmt werden. Aus den Gleichungen

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i - P_i^{(k)} \text{ bzw. } \Delta Q_i^{(k)} = Q_i - Q_i^{(k)} \quad (4.52)$$

lassen sich dann mithilfe der bekannten Knotenleistung und der im Iterationsschritt 1 berechneten Leistungsänderungen $\Delta P_i^{(1)}$ und $\Delta Q_i^{(1)}$ bestimmen. Gleichung (4.47) lässt sich in der reduzierten Form zu

$$\begin{pmatrix} \Delta e_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta e_n^{(k)} \\ \Delta f_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta f_n^{(k)} \end{pmatrix} = (\mathbf{J}^{(k)})^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{pmatrix} \quad (4.53)$$

umstellen und somit können $\Delta e_i^{(1)}$ und $\Delta f_i^{(1)}$ errechnet werden. Anhand der Gleichungen

$$e_i^{(k+1)} = e_i^{(k)} + \Delta e_i^{(k)} \quad \text{bzw.} \quad f_i^{(k+1)} = f_i^{(k)} + \Delta f_i^{(k)} \quad (4.54)$$

lassen sich dann die Spannungswerte für den nächsten Iterationsschritt berechnen. Dieser Ablauf wird wiederholt, bis die Spannungs- und Leistungsänderungen kleiner als die zuvor gewählte Konvergenzschranke sind. [44]

Nachdem die Berechnung abgeschlossen ist, sind die zu den eingangs bekannten Knotenleistungen passenden Knotenspannungen bekannt. Unter Verwendung der Gleichungen (4.21) und (4.22) lassen sich dann die Leistungsflüsse über die Netzelemente bestimmen und aus diesen wiederum die Ströme.

Insofern der Netzzustand in Form des Knotenspannungsvektors (z. B. als Ergebnis einer SE) vollständig bekannt ist, können die übrigen Systemgrößen ohne Durchführung des Newton-Raphson-Ansatzes bestimmt werden. Stattdessen können die Gleichungen (4.7) und (4.8) für die Bestimmung der Knotenleistungen verwendet werden. Von diesem Punkt ausgehend besteht darüber hinaus die Möglichkeit, die Auswirkungen von Knotenleistungsänderungen mittels des vorgestellten Verfahrens zu bestimmen.

4.3.3 Thermische Modellbildung von Niederspannungskabeln

Die Erwärmung der Kabel ist eine Folge der in selbigen auftretenden Verluste. Diese sind zum einen Stromwärmeverluste und zum anderen dielektrische Verluste. Letztere sind spannungsabhängig und gemäß [68] erst ab 6 kV relevant. Demnach sind diese bei NS-Kabeln und somit in diesem Anwendungsfall nicht weiter zu berücksichtigen. Stattdessen sind die Stromwärmeverluste von Interesse.

Seitens des VDE wird das Thema mittels pauschaler Reduktionsfaktoren, basierend auf den Verlegebedingungen und unter Annahme eines typischen Tageslastgangs behandelt [42]. Dynamisches Verhalten abweichend von dem Standard-Lastgang lassen sich auf diese Weise nicht berücksichtigen. In Literatur und Praxis finden sich verschiedene Ansätze zur rechnerischen Ermittlung der Temperaturen unter variablen Lastverhältnissen. Hierbei liegt der Fokus häufig auf Berechnungen mittels Finite-Elemente-Methode [69–71], höheren Spannungsebenen und der Verlegung von Einzeladern [71–73]. In [47], [72] und [74] werden für die Berechnung thermische Netzwerke, basierend auf den Materialeigenschaften der Leitungen und Bettungsmaterialien, verwendet. Hieran wurde das nachstehend beschriebene Verfahren zur thermischen Modellbildung von NS-Kabeln angelehnt.

Um die konkrete Strombelastung für die Erwärmung zu berücksichtigen, werden die oben benannten Stromwärmeverluste $P_{\vartheta L}$ im Leiter L berechnet. Gemäß dem Ohmschen Gesetz ergeben sich diese zu

$$P_{\vartheta L} = R_L \cdot i^2 \quad (4.55)$$

mit dem Leiterwiderstand R_L und dem Quadrat des Stromes i^2 . Der Strom selbst wird messtechnisch im Netz erfasst bzw. durch die SE und eine Lastflussberechnung ermittelt. Der Widerstand des Leiters ist hingegen von verschiedenen Parametern abhängig. Der längenbezogene Gleichstromwiderstand errechnet sich bekanntermaßen gemäß

$$R'_{\vartheta L,DC} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\vartheta_L - 20^\circ\text{C})] \cdot A \quad (4.56)$$

mit den vom Leitermaterial abhängigen Größen R'_{20} und α_{20} , der Leitertemperatur ϑ_L und dem Leiterquerschnitt A [68]. Wird der Leiter jedoch mit Wechselstrom beaufschlagt, erhöht sich der Widerstandsbelag durch den Skineneffekt (γ_s) und den Proximityeffekt (γ_p) sowie die Schirm- (λ_1) und Bewehrungsverluste (λ_2). Hierbei setzen sich λ_1 und λ_2 jeweils aus Wirbelstrom- und Hystereseverlusten zusammen. So lassen sich die längenbezogenen AC-Widerstände durch

$$R'_{\vartheta_L,AC} = R'_{\vartheta_L,DC} \cdot (1 + \gamma_s + \gamma_p) \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (4.57)$$

ausdrücken [68].

Die Faktoren zur AC-Widerstandserhöhung sind abhängig vom mechanischen Aufbau und den geometrischen Abmessungen der betrachteten Kabel. Diese sind in der Typbezeichnung der Kabel verankert. Die Norm VDE 276–603 definiert darüber hinaus die Dimensionen und Anordnungen der verschiedenen Aufbauelemente. Unter Verwendung der bekannten Kabeldaten können die in [68] und [75] angegebenen Formeln verwendet werden, um die benötigten Faktoren zur Widerstandserhöhung zu ermitteln. [68]

Wendet man diese auf die eingesetzten Kabel an, ergeben sich z. B. die in der nachstehenden Tabelle 4.1 zusammengefassten AC-Widerstandserhöhungen für die angegebenen Typen im Bereich von 0,76% bis 3,55%. Auch wenn die hierdurch ausgedrückten Zusatzverluste nicht unmittelbar im Leiter selbst, sondern den umgebenden Strukturen auftreten, ist die Zuordnung zu den Verlusten im Leiter zweckmäßig. Dies führt zu einer geringfügig erhöhten Erwärmung im Leiter und stellt eine Wort-Case-Annäherung dar. Die unter Ver-

Tabelle 4.1: AC-Widerstandserhöhungen nach Kabeltyp und Querschnitt

mm ²	NAYY [%]	NAYCWY [%]
95	0,76	
120	1,45	2,33
150	1,95	3,55

wendung der AC-Widerstände gemäß Gleichung (4.55) berechneten Verluste entsprechen vollständig einer thermischen Leistung und stellen dem Ursprung der Erwärmung dar.

Modellierung eines homogenen Körpers

Ein thermisch homogener Körper bedient sich der Annahme, dass der Körper an jeder Stelle dieselbe Temperatur sowie dieselben Materialeigenschaften aufweist. Dies stellt eine idealisierte Annahme dar. Wollte man diese nicht treffen, könnten Finite-Elemente-Methoden zum Einsatz kommen. Bei diesen würde der Körper in infinitesimal kleine Teile zerlegt und jeder Bestandteil für sich als homogen angenommen werden. Hierdurch würde die Berechnung drastisch komplexer und der Rechenaufwand derartig groß, dass eine flächendeckende Berechnung der Temperaturen im Netz nicht mehr ohne extrem leistungsfähige Systeme möglich wäre. Dies würde insbesondere bei einem Einsatz in einer größeren Zahl von Netzen erhebliche Probleme verursachen können.

Für einen homogenen Körper lässt sich für die Differenz der zugeführten und der abgegebenen Leistung \dot{Q}_{bal} wie folgt ausdrücken:

$$\dot{Q}_{\text{bal}} = c \cdot m \cdot \frac{d\vartheta}{dt} \quad (4.58)$$

Hierbei entspricht c der spezifischen thermischen Kapazität und m der Masse des Körpers. Weiterhin definieren wir die thermische Kapazität zu

$$C_{\text{th}} = c \cdot m \quad (4.59)$$

und für die abgegebene thermische Leistung \dot{Q}_{out} gilt

$$\dot{Q}_{\text{out}} = \alpha \cdot A \cdot (\vartheta_{\text{K}} - \vartheta_{\text{U}}) = \frac{(\vartheta_{\text{K}} - \vartheta_{\text{U}})}{R_{\text{th}}} \quad (4.60)$$

mit α als Wärmeübergangskoeffizient, A als Flächeninhalt der Oberfläche, ϑ_{U} als Umgebungstemperatur, ϑ_{K} als Temperatur des Körpers und R_{th} als thermischer Widerstand zwischen dem Körper und der Umgebung. Stellt man dies als thermisches Ersatzschaltbild in Anlehnung an ein elektrisches Ersatzschaltbild dar, erhält man Abb. 4.1. Die voranstehenden Gleichungen lassen sich zu einer Differenzialgleichung zusammenfassen, welche sich mit dem Ersatzschaltbild deckt. Die geschlossene Lösung der Differenzialgleichung ergibt für die Temperaturänderung des Körpers

$$\Delta\vartheta_{\text{K}}(t) = \Delta\vartheta_{\text{K}\infty} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{\tau_{\text{E}}}}) \quad (4.61)$$

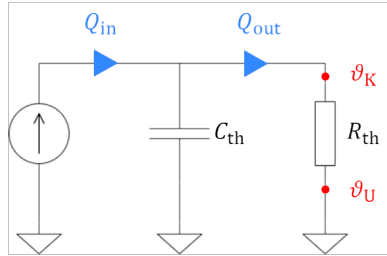


Abb. 4.1: Thermisches Ersatzschaltbild eines homogenen Körpers

mit $T_E = c \cdot m \cdot R_{th}$ und $\Delta\vartheta_{K\infty} = \dot{Q}_{in} \cdot R_{th}$. [74, 76]

Weiterhin lässt sich die Erwärmung auch iterativ berechnen. Hierbei wird zunächst die aktuelle Temperaturdifferenz gemäß (4.60) zur Berechnung von \dot{Q}_{bal} verwendet. Anschließend wird Gleichung (4.58) unter Verwendung von $\frac{\Delta\vartheta}{\Delta t}$ anstelle der differentiellen Schreibweise nach der Temperaturerhöhung $\Delta\vartheta$ umgestellt. Durch Multiplikation mit Δt erhält man dann wiederum die Temperaturerhöhung im Körper in dem Zeitraum bei sonst konstanten Bedingungen:

$$\Delta\vartheta_K = \frac{\dot{Q}_{bal}}{c \cdot m} \cdot \Delta t \quad (4.62)$$

Mithilfe der erhaltenen Erwärmung oder Abkühlung lässt sich dann die neue Körpertemperatur bestimmen und mithilfe dieser \dot{Q}_{bal} aktualisieren. Durch Wiederholung des Vorgangs lässt sich so näherungsweise der Temperaturverlauf ermitteln. Je kleiner Δt gewählt wird, desto genauer ist die Annäherung. Abb. 4.2 zeigt eine Gegenüberstellung des Temperaturverlaufes unter Verwendung der iterativen und der geschlossenen Lösung der Differenzialgleichung. Es ist ersichtlich, dass der Erwärmungsprozess mit der iterativen Lösung sehr gut angenähert wird. Weiterhin wurde in der Betrachtung die zugeführte Leistung nach 1500 s sprunghaft reduziert. Die iterative Berechnung konnte hierbei ohne Einschränkungen weiterverwendet werden, während die initial gelöste Differenzialgleichung zu falschen Ergebnissen mit einer sich vermeintlich sprunghaft ändernden Temperatur führt. Um dem Problem zu begegnen, müsste die Differenzialgleichung für jede Änderung der zugeführten Leistung und mit den zu diesem Zeitpunkt aktuellen Körpertemperaturen als

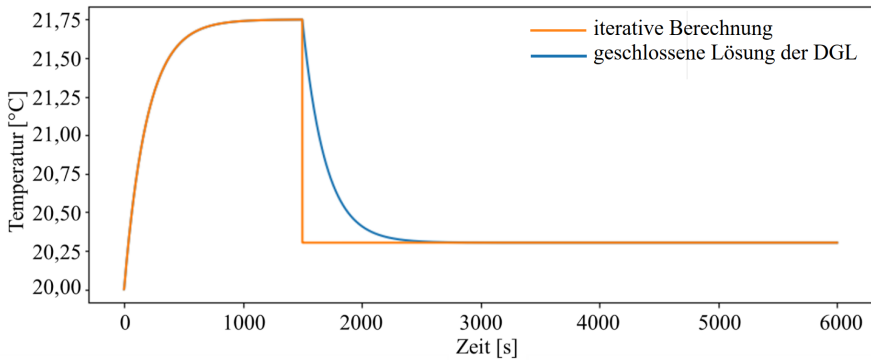


Abb. 4.2: Vergleich der iterativen und geschlossenen Berechnung der Erwärmung eines homogenen Körpers jeweils mit initial bestimmter Berechnungsvorschrift unter Berücksichtigung eines Leistungssprungs

Randbedingungen neu gelöst bzw. die Temperaturfunktion aktualisiert werden.

Modellierung erdverlegter Kabel

Im Rahmen des Monitorings beschränkt sich die thermische Modellierung auf erdverlegte Kabel. Bei Freileitungen oder Kabeln in Luft müssen neben den oben beschriebenen Betrachtungen auch Konvektion sowie Sonneneinstrahlung berücksichtigt werden. Auch das ist theoretisch näherungsweise möglich [47], jedoch aufgrund fehlender Informationen über die im Vergleich zum Erdboden stark schwankende Temperatur der Luft, die aktuelle Sonneneinstrahlung sowie Beschattung und die lokalen Windgegebenheiten nicht sinnvoll anwendbar.

Zur Modellierung der erdverlegten Kabel wird eine Anordnung homogener Körper verwendet und iterativ berechnet. Als Beispiel ist in Abb. 4.3 das thermische Ersatzschaltbild eines vieradrigen Kabels mit nicht konzentrischem Neutralleiter in Erdverlegung dargestellt. Hierzu zählt etwa das weitverbreitete NAYY-4x150. Die jeweils erste Zahl der Indizes der dargestellten Elemente beschreibt die physikalische Zuordnung zu den Modellbestandteilen. Diese sind für das Kabel selbst auch in Abb. 4.4 visualisiert. Hierbei beschreibt

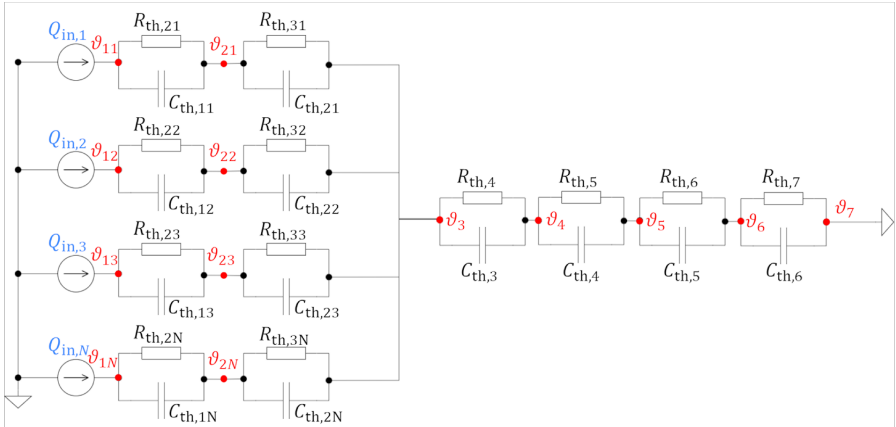


Abb. 4.3: Thermisches Ersatzschaltbild eines vieradrigen, erdverlegten Kabels mit nicht-konzentrischem Neutralleiter

1. Leiter
2. Leiterisolation
3. Füllmaterial
4. Mantel
5. Bettung
6. nahes Erdreich
7. Umgebung

Die in den Parallelzweigen zusätzlich beinhalteten Bezeichnungen 1, 2, 3 und N beschreiben die Zuordnung zu den Phasen bzw. dem Neutralleiter. Die jeweils einem Leiter zugeführte thermische Leistung \dot{Q}_{in} entspricht der im Leiter auftretenden Verlustleistung $P_{\vartheta_L} = R_L$ gemäß Gleichung (4.55). Weiterhin hat der thermische Übergangswiderstand die Indizierung der Schicht, in die die Wärme übergeht, und entspricht gleichermaßen dem Eingangswiderstand der thermischen Kapazität dieser Schicht. Wie auch bei einem einfachen homogenen Körper könnte dieses Modell ebenfalls durch eine Differenzialgleichung ausgedrückt werden. Hierbei würde es sich jedoch um eine Differenzialgleichung zwölfter Ordnung handeln oder alternativ um ein gekoppeltes Differenzialgleichungssystem von zwölf Gleichungen erster Ordnung. Dieses wäre

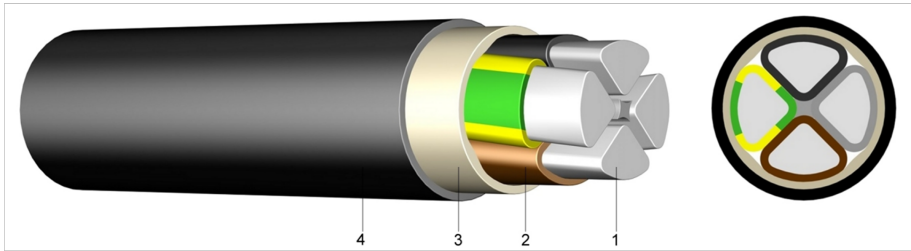


Abb. 4.4: Aufbau eines NAYY-Kabels [77]

jedoch von entsprechend hoher Komplexität und die Lösung aufwendig. Dies verdeutlicht auch den Vorteil der iterativen Lösung der linearen Gleichungen. Wie auch bei den Leitungsverlusten lassen sich die Größen des Modells auf die Länge normieren, sodass die sich einstellenden Temperaturen unabhängig von dieser berechnet werden können. Hierzu wird die Masse als Produkt von Volumen und Dichte dargestellt, wobei sich das Volumen wiederum aus dem Produkt von Querschnittsfläche und Leitungslänge zusammensetzt. Um die Berechnungen zu vereinfachen, werden die einzelnen Querschnittsflächen der Systembestandteile als Kreise bzw. geschichtete Ringe angenommen. Um das Modell eines erdverlegten Kabels berechnen zu können, werden die in Tabelle 4.2 aufgelisteten Parameter benötigt.

Bewertung der thermischen Modellbildung

Zur Bewertung des thermischen Modells wäre es naheliegend, die berechneten Temperaturen mit real gemessenen zu vergleichen. Es stehen jedoch keine Referenzmessungen zur Verfügung, da ein praktischer Versuchsaufbau im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht realisierbar war. Um das Modell dennoch bewerten zu können, wird der bereits in Abschnitt 2.3.2 benannte EVU-Lastgang gemäß [42] herangezogen. Der Ansatz sieht vor, dass das Modell gemäß den Standardbedingungen aus [42] parametrisiert wird und anschließend mit dem EVU-Lastgang (vgl. Abb. 2.4) mit dem Belastungsgrad $B = 0,7$ gemäß Gleichung (2.2) beaufschlagt wird.

In Abb. 4.5 ist das Ergebnis der zugehörigen Simulation im eingeschwungenen Zustand für ein NAYY-4x150-Kabel dargestellt. Dieses ist vielerorts das derzeitige Standardkabel im NS-Netz. Gemäß [42] liegt die zulässige Maximal-

Tabelle 4.2: Parameter des thermischen Kabelmodells

Parameter	Hinweise
Thermische Eingangsleistung \dot{Q}_{in} der drei Phasen und des Neutralleiters	<ul style="list-style-type: none"> • Entspricht den elektrischen Verlusten • Vorbestimmte Parameter je Leitungstyp zur AC-Widerstandserhöhung erforderlich • Variable Komponente: aktuelle Leitertemperatur ϑ
Spezifische thermische Parameter der Schichten	<ul style="list-style-type: none"> • spez. Wärmekapazität c [$\frac{J}{g \cdot K}$] • Widerstände R_{th} [$\frac{K \cdot m}{W}$] • Materialabhängige Literaturwerte verwenden
Geometrische Parameter	<ul style="list-style-type: none"> • Querschnittsfläche der Leiter • Schichtdicke von Isolation, Füllung und Mantel aus den geltenden Normen wie z.B. [42]
Definitionen	<ul style="list-style-type: none"> • Schichtaufbau der Umgebung • Start- und Umgebungstemperatur (Normalbedingungen vorgegeben in [42])

temperatur für PVC-Kabel bei 70°C, welche unter den angewendeten Randbedingungen nicht überschritten werden darf. Gemäß der Simulation würde sich eine maximale Temperatur von 68,8°C ergeben, was der Aussage der Norm nicht widerspricht. Weiterhin erscheint es sinnvoll, dass die Temperatur unter Einhaltung der Normbedingungen die zulässige Maximaltemperatur nicht erreicht, sondern sich ein geringfügig kleinerer Wert einstellt. Auf diese Weise bleibt bei Anwendung der Norm eine zusätzliche Sicherheitsmarge vorhanden.

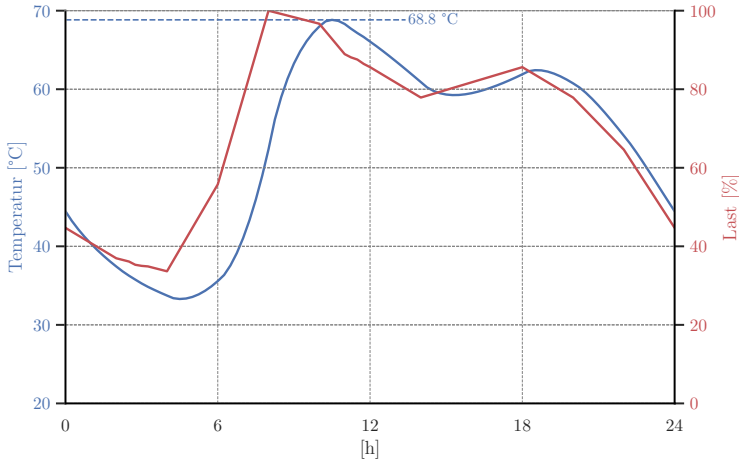


Abb. 4.5: Temperaturverlauf eines NAYY-4x150 unter EVU-Last mit $B = 0,7$, einer Erdbodentemperatur von 20 °C und $1,0\frac{\text{Km}}{\text{W}}$ spez. Erdbodenwärmewiderstand

Die voranstehende Betrachtung ist nicht ausreichend, um die Gültigkeit und Güte des Modells umfassend zu bewerten. Sie zeigt jedoch, dass mithilfe der Simulationen plausible Ergebnisse erzielt werden. Für eine vollständige Parametrierung bei verschiedenen Umgebungsbedingungen und Verifikation der Ergebnisse wären breit angelegte praktische Versuche oder Simulationen mit vollständig verifizierten, komplexeren Modellen erforderlich. Beides stand im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht zur Verfügung. Da die Modellbildung zugleich auf physikalischen Gesetzmäßigkeiten beruht, stellen die Ergebnisse der thermischen Simulation dennoch einen Mehrwert für das Monitoringsystem dar und können zusätzliche Informationen zur Leitungsbelastung liefern. Während in [42] stets ein Tagesverlauf im Profil der EVU-Last unterstellt wird, kann mithilfe der Simulation die Auswirkung realer Lastgänge bewertet werden.

Die Bedeutung für die Bewertung der Leitungsbelastung wird nachstehend anhand einer Konstantstrombelastung erläutert. Für die prozentuale Temperaturbetrachtung wird eine Referenz von 20 °C als 0% gewählt. Die Betrachtung

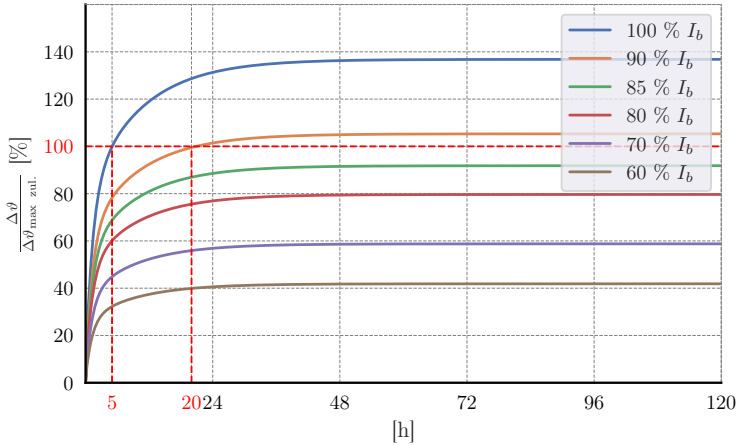


Abb. 4.6: Temperaturverlauf in % der zulässigen Erwärmung eines NAYY-4x150 bei Dauerstrombelastung in % von I_b aus der Ruhelage

erfolgt erneut anhand des Kabeltyps NAYY-4x150. Die übrigen getesteten Kabeltypen weisen vergleichbares Verhalten auf.

Abb. 4.6 zeigt den Verlauf der maximalen Kabeltemperatur in % für verschiedene Dauerstromstärken in % des Bemessungsstromes bei Erdverlegung I_b unter Nennbedingungen gemäß [42] aus der Ruhelage. Anhand des Diagramms ist neben der Zeit bis zum Erreichen der zulässigen Maximaltemperatur bei 90 % und 100 % I_b erkennbar, dass bei Nennbedingung ein Dauerbetrieb des Kabels etwa $0,85 \cdot I_b$ des Nennstroms möglich ist. Vergleicht man dies mit den Reduktionsfaktoren aus [41] für Dauerlast unter den angenommenen Bedingungen (0,76 bis 0,83), deckt sich auch das hier dargestellte Verhalten in guter Näherung mit der Norm.

In Abb. 4.7 ist der Temperaturverlauf eines NAYY-4x150 aus der Ruhelage in $^{\circ}\text{C}$ im Zeitverlauf dargestellt. Weiterhin ist die Dauer bis zum Erreichen der zulässigen Maximaltemperatur von 70°C bei einem Strom von 312,5 A eingetragen. Wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, lösen die im NS-Netz häufig eingesetzten NH-Sicherungseinsätze mit einem Bemessungsstrom von 250 A erst bei Strömen $> 312,5$ A aus.

Anhand der in Abb. 4.6 und Abb. 4.7 eingetragenen Erwärmungszeiten von

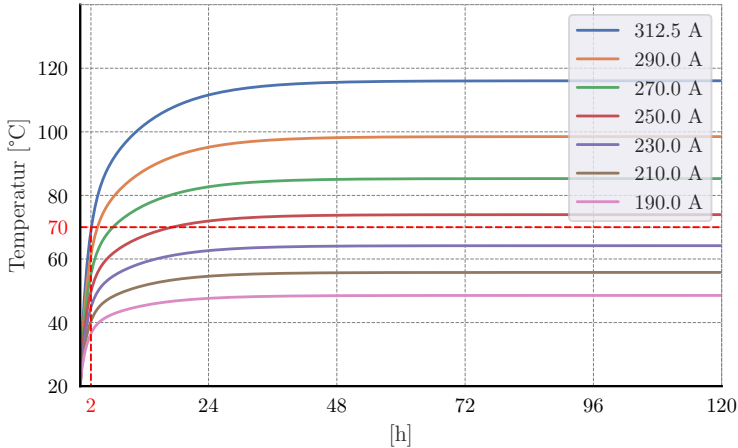


Abb. 4.7: Temperaturverlauf in °C eines NAYY-4x150 bei Dauerstrombelastung in A aus der Ruhelage

der Ruhelage auf die zulässige Maximaltemperatur von 5 h bei Nennstrom und 2 h bei einem durch übliche Schutzeinrichtungen nicht abgeschalteten Strom werden zwei Dinge deutlich. Zum einen ist eine Bewertung der Kabelbelastung allein anhand des Nennstromes unzureichend und zum anderen bieten die eingesetzten Schutzelemente keinen Schutz gegen unzulässige Erwärmung der Kabel.

4.3.4 Statistische Modellbildung von Zeitreihen

Zur Beurteilung der Auslastung von Netzabschnitten oder Betriebsmitteln aus Asset-Management-Sicht ist weniger der einzelne Betriebszustand oder sein zeitlicher Verlauf interessant, sondern die statistische Verteilung der auftretenden Werte. Dies kann unter anderem Extremwerte, die relative Häufigkeit bzw. Wahrscheinlichkeit von Grenzwertüberschreitungen oder ausgewählte Perzentile umfassen. Diese lassen sich aus dem zeitlichen Verlauf der betrachteten Größe gezielt ableiten. Basierend auf den Experteninterviews wurde die Anforderung benannt, die zu speichernden Datenmengen zu begrenzen und handhabbar zu machen. Eine Möglichkeit bestünde darin, die interessierenden Größen zu ermitteln und anschließend die Rohdaten zu verwer-

fen. Dies hätte zur Folge, dass im Nachhinein keine zusätzlichen statistischen Kenngrößen ermittelt werden könnten, wenn diese für neue Betrachtungsansätze benötigt werden. Um dies zu vermeiden und die Datenmengen dennoch zu begrenzen, werden in diesem Kapitel Modelle entwickelt, die die statistischen Eigenschaften bewahren und die Rohdaten ersetzen können. Es sei zugleich darauf hingewiesen, dass die heutige Rechenleistung von Computern, die geringen Kosten für Speicherplatz und die Verfügbarkeit von Cloudlösungen zwar die Notwendigkeit einer Speicherreduzierung infrage stellen, eine vollständige Speicherung aller Daten jedoch aus Gründen der Ressourcenschonung nicht sinnvoll wäre.

Zur statistischen Modellierung der interessierenden Systemgrößen lassen sich Gaußsche Mischmodelle (GMM) einsetzen. Als Basis der Modellierung werden Zeitreihendaten benötigt. Die statistischen Eigenschaften der zugehörigen Größe werden durch Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen nachgebildet. Ein GMM ist eine Linearkombination beliebig vieler gewichteter Normalverteilungen, mit der – bei der Wahl entsprechend vieler Modellkomponenten – jede kontinuierliche Wahrscheinlichkeitsverteilung nachgebildet werden kann. GMM können uni- oder multivariat aufgestellt werden. Für die Erstellung eines multivariaten Modells müssen die gemeinsam abzubildenden Größen als synchrone Zeitreihen vorliegen bzw. die Werte der verschiedenen Größen jeweils einem gemeinsamen Zustand zugeordnet werden können. Nur so kann die Korrelation zwischen den verschiedenen Größen korrekt erfasst und in der Kovarianzmatrix abgebildet werden. Bei der Erzeugung multivariater Modelle ist zu berücksichtigen, dass sich der Rechenaufwand mit jeder Dimension potenziert. Dies hat insbesondere bei der Bewertung der Modellgenauigkeit (Goodness of Fit (GOF)) Auswirkungen, bei der anhand des erstellten Modells eine künstliche Stichprobe erzeugt und mit dem Original verglichen wird. In den folgenden Abschnitten wird näher auf GMM eingegangen. Sie werden mathematisch beschrieben, ein gängiger Algorithmus zur Ermittlung eines Modells vorgestellt, verwendete Ansätze zur Bewertung der GOF erläutert und die daraus abgeleitete Erweiterung des Algorithmus zur schnelleren und besseren Ermittlung vom GMM beschrieben.

Mathematische Beschreibung Gaußscher Mischmodelle

Stochastische Mischmodelle einer durch die p -dimensionale Zufallsvariable $\mathbf{X} = (X_1, X_2, \dots, X_p)^T$ definierten Größe werden im Allgemeinen aus K Modellkomponenten abgebildet und in Form ihrer Dichtefunktion (eng: Probability Density Function, kurz: PDF)

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^K w_k \cdot f_k(\mathbf{x}) \quad (4.63)$$

oder Verteilungsfunktion (eng: Cumulative Distribution Function, kurz: CDF)

$$F(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^K w_k \cdot F_k(\mathbf{x}) \quad (4.64)$$

beschrieben. Diese setzen sich aus den jeweiligen Äquivalenten $f_k(\mathbf{x})$ und $F_k(\mathbf{x})$ der k -ten Modellkomponente und deren Gewichtung w_k zusammen. Für die Gewichtung gilt

$$\sum_{k=1}^K w_k = 1 \quad (4.65)$$

Im Falle eines GMM ist jede der Modellkomponenten eine Normalverteilung. Abhängig davon, ob es sich um eine univariate ($p = 1$) oder multivariate ($p > 1$) Zufallsvariable handelt, werden Dichtefunktionen derselben Dimension in Gleichung (4.63) eingesetzt. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f_k(x)$ einer univariaten Normalverteilung $\mathcal{N}(\mu_k, \sigma_k^2)$ wird durch

$$f_k(x|\mu_k, \sigma_k^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot \sigma_k^2}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu_k)^2}{2\sigma_k^2}} \quad (4.66)$$

berechnet. Die Variable μ_k beschreibt den Erwartungswert und σ_k^2 die Varianz der k -ten Mischkomponente der eindimensionalen Zufallsvariablen X . Somit ergibt sich als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für das univariate GMM

$$\begin{aligned} f(x|\mu, \sigma^2) &= \sum_{k=1}^K w_k \cdot f_k(x|\mu_k, \sigma_k^2) \\ &= \sum_{k=1}^K \frac{w_k}{\sqrt{2\pi \cdot \sigma_k^2}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu_k)^2}{2\sigma_k^2}} \end{aligned} \quad (4.67)$$

mit den Skalaren x , μ_k und σ_k^2 [78]. Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f_k(\mathbf{x})$ einer multivariaten Normalverteilung $\mathcal{N}_p(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ wird analog hierzu durch

$$f_k(\mathbf{x}|\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^p \cdot \det(\boldsymbol{\Sigma}_k)}} \cdot e^{-\frac{1}{2}(\mathbf{x}-\boldsymbol{\mu}_k)^T \boldsymbol{\Sigma}_k^{-1}(\mathbf{x}-\boldsymbol{\mu}_k)} \quad (4.68)$$

berechnet, wobei $\boldsymbol{\mu}_k$ den p -dimensionalen Erwartungsvektor und $\boldsymbol{\Sigma}_k$ die $(p \times p)$ -dimensionale Kovarianzmatrix der k -ten Mischkomponente der p -dimensionalen Zufallsvariablen \mathbf{X} beschreiben [79, 80]. Dementsprechend gilt

$$\begin{aligned} f(\mathbf{x}|\boldsymbol{\mu}, \boldsymbol{\Sigma}) &= \sum_{k=1}^K w_k \cdot f_k(\mathbf{x}|\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k) \\ &= \sum_{k=1}^K \frac{w_k}{\sqrt{(2\pi)^p \cdot \det(\boldsymbol{\Sigma}_k)}} \cdot e^{-\frac{1}{2}(\mathbf{x}-\boldsymbol{\mu}_k)^T \boldsymbol{\Sigma}_k^{-1}(\mathbf{x}-\boldsymbol{\mu}_k)} \end{aligned} \quad (4.69)$$

für die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion eines multivariaten GMM [80]. Um wiederum für ausgewählte Ereignisse die Wahrscheinlichkeit zu berechnen, wird die Funktion der Wahrscheinlichkeitsverteilung $F(x) \in [0; 1]$ gemäß Gleichung (4.64) benötigt. Diese stellt die Stammfunktion der Wahrscheinlich-

keitsdichte dar und lässt sich demnach durch Integration bestimmen. Mit $\boldsymbol{\xi} = (\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_p)^T$ ergibt sich

$$\begin{aligned} F(\mathbf{x}) &= \int_{-\infty}^x f(\boldsymbol{\xi}) d\boldsymbol{\xi} \\ &= \int_{-\infty}^{x_1} \int_{-\infty}^{x_2} \dots \int_{-\infty}^{x_p} f(\boldsymbol{\xi}) d\xi_1 d\xi_2 \dots d\xi_p \end{aligned} \quad (4.70)$$

für die Verteilungsfunktion [80]. Hierbei folgt $f(\boldsymbol{\xi})$ der Form von Gleichung (4.63). Um die Wahrscheinlichkeit P mithilfe von Gleichung (4.70) zu berechnen, gilt

$$P(\mathbf{X} \leq \mathbf{x}) = F(\mathbf{x}) \quad (4.71)$$

bzw.

$$P(\mathbf{X} > \mathbf{x}) = 1 - F(\mathbf{x}). \quad (4.72)$$

Für GMM lässt sich das q -te Moment mit $q \in \{1, 2, 3, \dots\}$ als statistische Kenngröße mittels der Gleichung

$$E(\mathbf{X}^q) = \sum_{k=1}^K w_k E(\mathbf{X}_k^q) \quad (4.73)$$

berechnen. Daraus abgeleitet lassen sich der skalare Erwartungswert μ ($p = 1, q = 1$) und die skalare Varianz σ^2 ($p = 1, q = 2$) eines univariaten GMM durch die folgenden Gleichungen berechnen:

$$\mu = E(X) = \sum_{k=1}^K w_k E(X_k) \quad (4.74)$$

und

$$\sigma^2 = Var(X) = E(X^2) - (E(X))^2 \quad (4.75)$$

Im Multivariaten lässt sich der Erwartungswert (1. Moment), äquivalent zu Gleichung (4.74), unter Berücksichtigung der mehrdimensionalen Zufallsgröße \mathbf{X} berechnen. Das 2. Moment wird im multivariaten Fall durch die Kovarianzmatrix

$$\boldsymbol{\Sigma} = Cov(\mathbf{X}) = E((\mathbf{X} - \boldsymbol{\mu})(\mathbf{X} - \boldsymbol{\mu})^T) = E(\mathbf{X}\mathbf{X}^T) - \boldsymbol{\mu}\boldsymbol{\mu}^T \quad (4.76)$$

ausgedrückt.

Der Expectation-Maximization-Algorithmus

Mithilfe des Expectation-Maximization-Algorithmus (EM-Algorithmus) lassen sich iterativ die Parameter statistischer Modelle abschätzen. In Bezug auf ein GMM handelt es sich hierbei um die in Tabelle 4.3 aufgelisteten. Zur Schätzung der Parameter werden die gegebenen Daten- bzw. Messreihen

Tabelle 4.3: GMM-Modellparameter

	univariat	multivariat
Gewichte	w_k	w_k
Mittelwerte	μ_k	$\boldsymbol{\mu}_k$
(Ko-)Varianzen	σ_k^2	$\boldsymbol{\Sigma}_k$

$(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M)$, bestehend aus den einzelnen Messungen $\mathbf{x}_m = (x_{m,1}, \dots, x_{m,p})^T$ mit $m \in \{1, \dots, m\}$, eine Vorgabe der Anzahl der zu verwendenden Teilmodelle K des GMM sowie die Anzahl der durchzuführenden Iterationen N benötigt. Der EM-Algorithmus ist zweischrittig. Er besteht aus dem *Expectation Step* und dem *Maximization Step*, die zyklisch wiederholt werden. [80,81] Der Gesamttablauf des EM-Algorithmus ist in Tabelle 4.4 dargestellt.

Im *Expectation Step* werden die Datenpunkte \mathbf{x}_m je einem der Teilmodelle $\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ zugeordnet. Im *Maximization Step* werden dann die Teilmodelle an die zugeordneten Datenpunkte angepasst, indem die Modellparameter w_k , $\boldsymbol{\mu}_k$ und $\boldsymbol{\Sigma}_k$ mittels Maximum-Likelihood-Methode geschätzt werden. Durch häufige Wiederholung der beiden Schritte erfolgt ein Clustering ähnlich dem k-Means-Verfahren. Nah nebeneinander liegende Datenpunkte werden so mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit demselben Modell zugeordnet und die Teilmodelle selbst werden hinsichtlich der Abbildung der zugeordneten Datenpunkte optimiert. Zu berücksichtigen ist, dass der EM-Algorithmus gegen lokale Optima konvergiert und somit angenommen werden muss, dass nicht die ideale Übereinstimmung des GMM mit dem Datensatz gefunden wird. Die Ergebnisse des EM-Algorithmus hängen daher von der Initialisierung der Modellparameter ab. [80,81]

Tabelle 4.4: EM-Algorithmus

Eingabe:	Datenreihe $(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M)$, Anzahl der Teilmodelle K , Anzahl an Iterationen N
Ausgabe:	Modellparameter $w_k, \boldsymbol{\mu}_k$ und $\boldsymbol{\Sigma}_K$ bzw. σ_k^2 für alle Teilmodelle $k \in \{1, \dots, K\}$ des GMM

1 Initialisierung

Alle Teilmodelle $\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ mit $k \in \{1, \dots, K\}$ und deren Gewichtungen w_k werden unter Einhaltung von Gleichung (4.65) mit beliebigen Werten initialisiert.

2 Expectation Step

Alle Datenpunkte \mathbf{x}_m mit $m \in \{1, \dots, M\}$ und Teilmodelle $\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ werden einander durch Berechnung der A-posteriori-Wahrscheinlichkeiten $\gamma_{k,m} := P(\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k) | \mathbf{x}_m)$ zugeordnet. Die A-posteriori-Wahrscheinlichkeit $\gamma_{k,m}$ gibt an, inwiefern das mit w_k gewichtete Teilmodell den jeweiligen Datenpunkt \mathbf{x}_m abbildet. Für die Berechnung wird der Satz von Bayes verwendet:

$$\gamma_{k,m} := P(\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k) | \mathbf{x}_m) = \frac{w_k \cdot f_k(\mathbf{x}_m | \boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)}{\sum_{i=1}^K w_i \cdot f_i(\mathbf{x}_m | \boldsymbol{\mu}_i, \boldsymbol{\Sigma}_i)} \quad (4.77)$$

Die Wahrscheinlichkeitsdichte $f_k(\mathbf{x}_m | \boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ wird dabei für univariate Normalverteilungen durch Gleichung (4.67) und die multivariate durch Gleichung (4.68) berechnet.

3 Maximization Step

Es wird eine Maximum-Likelihood-Schätzung der Modellparameter $w_k, \boldsymbol{\mu}_k$ und $\boldsymbol{\Sigma}_k$ für alle Teilmodelle $\mathcal{N}(\boldsymbol{\mu}_k, \boldsymbol{\Sigma}_k)$ durchgeführt, wobei die Datenpunkte \mathbf{x}_m für die Schätzung mit den A-posteriori-Wahrscheinlichkeiten $\gamma_{k,m}$ aus dem *Expectation Step* gewichtet werden. Die Maximum-Likelihood-Schätzung wird wie folgt berechnet:

$$w_k := \frac{1}{M} \sum m = 1^M \gamma_{k,m} \quad (4.78)$$

$$\boldsymbol{\mu}_k := \frac{\sum m = 1^M \gamma_{k,m} \cdot \mathbf{x}_m}{\sum m = 1^M \gamma_{k,m}} \quad (4.79)$$

$$\boldsymbol{\Sigma}_k := \frac{\sum m = 1^M \gamma_{k,m} \cdot (\mathbf{x}_m - \boldsymbol{\mu}_k) \cdot (\mathbf{x}_m - \boldsymbol{\mu}_k)^T}{\sum m = 1^M \gamma_{k,m}} \quad (4.80)$$

Bewertung der GOF

Zur Bestimmung der Güte des ermittelten GMM lassen sich die Abweichungen bzw. Fehler zwischen dem berechneten Mischmodell (nach Gleichung (4.64)) und der empirischen CDF (eCDF) nutzen. Diese lässt sich durch

$$eCDF(\mathbf{x}) = \frac{|(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M) \leq \mathbf{x}|}{M} \quad (4.81)$$

berechnen. Der Ausdruck $|(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M) \leq \mathbf{x}|$ beschreibt, wie viele Elemente der Datenreihe $(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M)$ kleiner oder gleich der Variable \mathbf{x} sind. Je geringer die Abweichungen zwischen der CDF des GMM und der eCDF sind, desto besser werden die Daten durch das Modell abgebildet. Im Folgenden werden verschiedene Fehlerberechnungen beschrieben:

- *Mean Error* und *Mean Squared Error*:

Der *Mean Error* (mittlere Abweichung) Err_{ME} und der *Mean Squared Error* (mittlere quadratische Abweichung) Err_{MSE} werden durch die Gleichungen

$$Err_{ME} = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I |F_{GMM}(\mathbf{x}_i) - eCDF(\mathbf{x}_i)| \quad (4.82)$$

bzw.

$$Err_{MSE} = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I (F_{GMM}(\mathbf{x}_i) - eCDF(\mathbf{x}_i))^2 \quad (4.83)$$

berechnet. Die verwendeten Stützstellen \mathbf{x}_i mit $i \in \{1, \dots, I\}$ können den Elementen der Datenreihe $(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M)$ entsprechen. Stattdessen können jedoch auch andere, z.B. äquidistante Stützstellen gewählt werden.

Der *Mean Error* gibt die durchschnittliche absolute Abweichung zwischen der CDF des GMM und der eCDF an den gewählten Stützstellen an. Der Wert kann in Prozent angegeben werden, da CDF stets den Wertebereich $[0; 1]$ haben. Der *Mean Squared Error* gibt die durchschnitt-

liche quadratische Abweichung zwischen der CDF des GMM und der eCDF an. So werden größere Abweichungen deutlich stärker gewichtet. Der resultierende Wert lässt sich nicht als prozentuale Angabe interpretieren und eignet sich nur zum Vergleich verschiedener GMM, welche dieselbe Datenreihe abbilden. Hierbei sollten dieselben Stützstellen \mathbf{x}_i zur Berechnung herangezogen werden.

- *Normiertes Fehlerintegral*

Das *normierte Fehlerintegral* Err_{NEI} wird als

$$Err_{\text{NEI}} = \frac{1}{\mathbf{x}_{\max} - \mathbf{x}_{\min}} \int_{\mathbf{x}_{\min}}^{\mathbf{x}_{\max}} |F_{\text{GMM}}(\mathbf{x}_i) - e\text{CDF}(\mathbf{x}_i)| d\mathbf{x} \quad (4.84)$$

definiert. Hierbei handelt es sich um die Fläche zwischen der eCDF der ursprünglichen Verteilung und dem ermittelten Modell. Um Gleichung (4.84) berechnen zu können, muss die eCDF mittels Interpolation stückweise verstetigt werden. Weiterhin müssen sinnvolle Werte für die Integralgrenzen

$$\mathbf{x}_{\min} = (\mathbf{x}_{1,\min}, \mathbf{x}_{2,\min}, \dots, \mathbf{x}_{p,\min})^T \quad (4.85)$$

und

$$\mathbf{x}_{\max} = (\mathbf{x}_{1,\max}, \mathbf{x}_{2,\max}, \dots, \mathbf{x}_{p,\max})^T \quad (4.86)$$

gewählt werden. Hierfür können insbesondere die Minima und Maxima der Datenreihen oder die Ausläufer der CDF des GMM $F_{\text{GMM}}(\mathbf{x})$ verwendet werden. Bei letzterem werden $\mathbf{x}_{\min} = \operatorname{argmax}_{\mathbf{x}}(F_{\text{GMM}}(\mathbf{x}) \leq \varepsilon)$ und $\mathbf{x}_{\max} = \operatorname{argmin}_{\mathbf{x}}(F_{\text{GMM}}(\mathbf{x}) \geq 1 - \varepsilon)$ angenommen, wobei ε einen vorgegebenen Abstand zu den Grenzen des Wertebereichs $[0; 1]$ definiert.

Das *normierte Fehlerintegral* berücksichtigt, im Gegensatz zum *Mean (Squared) Error*, auch die Abweichungen in den Bereichen zwischen den diskret platzierten Stützstellen.

- *Kolmogorow-Smirnow*

Der *Kolmogorow-Smirnow*-Test gibt die maximale Abweichung zwischen $F_{\text{GMM}}(\mathbf{x})$ und $e\text{CDF}(\mathbf{x})$ an und wird entsprechend durch

$$Err_{\text{KS}} = \max(|F_{\text{GMM}}(\mathbf{x}) - e\text{CDF}(\mathbf{x})|) \quad (4.87)$$

beschrieben [82]. Da die eCDF stückweise kontinuierlich (im univariaten Fall treppenförmig) verläuft, sind jeder Stützstelle \mathbf{x}_i zwei Werte (ein oberer $eCDF_o(\mathbf{x}_i)$ und ein unterer $eCDF_u(\mathbf{x}_i)$) zugeordnet. Err_{KS} wird somit minimal, wenn

$$|F_{GMM}(\mathbf{x}_i) - eCDF_o(\mathbf{x}_i)| = |F_{GMM}(\mathbf{x}_i) - eCDF_u(\mathbf{x}_i)| = Err_{KS} \quad (4.88)$$

für alle \mathbf{x}_i gilt [82].

Für die Ergebnisse der Fehlerberechnungen können im Voraus Anforderungen definiert werden, welche das GMM erfüllen soll. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der *Mean Squared Error* keinen allgemein definierten Wertebereich aufweist und daher kein allgemeines Kriterium für jede Datenreihe bestimmt werden kann. Bei der Anwendung der Fehlerberechnung und der Definition der Anforderungen an die GOF liegt es im Ermessen des Anwenders, welche Fehlerberechnungen genutzt und welche Werte für die Kriterien ε_{ME} , ε_{MSE} , ε_{NEI} und ε_{KS} gewählt werden.

Modifikation des EM-Algorithmus

Der in Tabelle 4.4 dargestellte Algorithmus wurde verschiedentlich modifiziert und erweitert, um den Rechenaufwand zu reduzieren, gezielt bessere Ergebnisse zu erreichen und ihn automatisiert auf beliebige Zeitreihen anwenden zu können.

Anstelle einer festen Vorgabe der Anzahl der durchzuführenden Iterationen N können verschiedene Abbruchkriterien definiert werden, um den Algorithmus schon vor der N -ten Iteration zu terminieren. Hierfür wurde ein Konvergenzkriterium für die Änderung der Modellparameter zwischen zwei Iterationen eingeführt. Dieses ist normiert auf den Wertebereich der abzubildenden Größe, um für beliebige Datensätze anwendbar zu sein. Weiterhin werden für ausgewählte Fehlerwerte Anforderungen bezüglich der GOF definiert. Diese werden zyklisch überprüft. Insofern die gewünschte GOF erreicht ist oder die Parameteränderungen geringer als die Konvergenzschranke sind, wird der Algorithmus terminiert.

Weiterhin wurde der EM-Algorithmus in einen übergeordneten Zyklus ein-

gebunden, welcher die Anzahl der Teilmodelle K sukzessive erhöht. Insofern für das GMM alle N Iterationen durchlaufen oder die Konvergenzschranke erreicht wurden, wird K_j hinzugefügt, bis K_{\max} erreicht oder die gewünschte GOF erfüllt ist.

Bei der Initialisierung des EM-Algorithmus werden, anders als in Tabelle 4.4 beschrieben, keine beliebigen Werte verwendet. Bei einer Erhöhung der Anzahl der Teilmodelle auf K_j werden die Modellparameter der letzten Iteration für die Initialisierung der ersten K_{j-1} Modelle verwendet. Zur Initialisierung der zusätzlichen Modellkomponente werden die Erwartungswerte $\boldsymbol{\mu}$ und (Ko-)Varianzen $\boldsymbol{\Sigma}$ bzw. σ^2 gezielt festgelegt. Hierbei wird das zusätzliche Teilmodell an der Stelle platziert, wo die größten Abweichungen zwischen GMM und Datensatz bestehen. Daher gilt

$$\boldsymbol{\mu}_j := \mathbf{x}_{\text{KS}} \quad (4.89)$$

mit \mathbf{x}_{KS} gemäß Gleichung (4.87).

Zur Initialisierung der (Ko-)Varianzen kann die empirische Dichtefunktion (ePDF)

$$\begin{aligned} ePDF(\mathbf{x}_t) &= \frac{|\mathbf{x}_{t-1} < \{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\} \leq \mathbf{x}_t|}{M \cdot (\mathbf{x}_t - \mathbf{x}_{t-1})}, \\ ePDF(\mathbf{x}_0) &= 0, \quad t \in \{1, 2, \dots, T\} \end{aligned} \quad (4.90)$$

verwendet werden. Diese wird durch eine äquidistante Abtastung an T Stellen über den Datenbereich des Datensatzes $\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\}$ gewonnen und entspricht einer stückweise Bestimmung der Steigung der eCDF. Alternativ kann auch die Wahrscheinlichkeitsfunktion/Zähldichte [83] (eng.: Probability Mass Function, kurz: PMF)

$$PMF(\mathbf{x}) = \frac{|\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\} = \mathbf{x}|}{M}, \quad \mathbf{x} \in \{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\} \quad (4.91)$$

herangezogen werden. In dieser wird jedem aufgetretenen Wert der Variablen \mathbf{x} eine Wahrscheinlichkeit in Form der relativen Häufigkeit ihres Auftretens zugeordnet. Hierbei erfolgt eine diskretisierte Betrachtung der Variablen \mathbf{x} . Diese ist im Kontext einer digitalen Mess- oder Rechengröße durch die Datentypen bzw. die Auflösung ohnehin gegeben. Da die zugrundeliegende phy-

sikalische Größe jedoch kontinuierlich ist und auch das gesuchte GMM kontinuierlich ist, muss die PMF stückweise verstetigt werden, indem Gleichung (4.91) im Nenner um den Abstand zum vorherigen vorkommenden Wert $\Delta\mathbf{x}$ erweitert wird. Insofern in Gleichung (4.90) T entsprechend der Auflösung von \mathbf{x} gewählt wird, und jeder anhand der Auflösung mögliche Wert innerhalb des Intervalls $[\min(\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\}); \max(\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\})]$ vorkommt, sind die Ausdrücke (4.90) und (4.91) (erweitert um $\frac{1}{\Delta\mathbf{x}}$) identisch. Beide Ansätze resultieren aus einer diskreten Betrachtung der kontinuierlichen Variablen und einer anschließenden linearen Verstetigung. Der Unterschied besteht lediglich in der Wahl der Abtaststellen. Bei Verwendung der ePDF ist für eine sinnvolle Wahl von T eine Kenntnis der Datenreihe erforderlich. Bei Verwendung der PMF entstehen bei hohen Auflösungen größere Berechnungsaufwände und bei Werten \mathbf{x}_m mit nennenswerter relativer Häufigkeit und großem Abstand zu dem Wert \mathbf{x}_{m-1} wird die Ausprägung unzureichend abgebildet. Im weiteren Verlauf wird die ePDF verwendet.

Die Kovarianzmatrix der neuen Gaußkomponente K_j

$$\Sigma_{K_j} := \frac{\mathbf{E}_p}{2\pi \cdot (ePDF(\boldsymbol{\mu}_j))^2 \cdot j^2} \quad (4.92)$$

mit der Einheitsmatrix \mathbf{E}_p der Dimension p wird so gewählt, dass der Wert der PDF des Teilmodells an der Stelle des Erwartungswertes identisch ist zu dem der ePDF. Es müssen alle Gewichte $w_k = j^{-1}$ gesetzt und die Kovarianzmatrizen Σ_k , mit $k \in [1; j-1]$ mit dem Faktor $(j-1)^2/j^2$ korrigiert werden. Das zuvor beschriebene Verfahren eignet sich jedoch nicht für die erstmalige Initialisierung des EM-Algorithmus, da keine Werte aus einer vorherigen Iteration zur Verfügung stehen. Stattdessen wird die abzubildende Datenreihe analysiert, um eine sinnvolle Anzahl K an Gaußkomponenten sowie deren Anfangsparameter zu bestimmen. Hierzu wird eine Abwandlung von Wegscheiders Ansatz der Trendumkehrpotentiale gemäß [84] aus dem Feld der Zeitreihenanalyse genutzt und auf die ePDF angewendet. Dieser eignet sich, um eine beliebige Datenreihe $(\mathbf{d}_1, \dots, \mathbf{d}_{\text{end}})$ hinsichtlich lokaler Extremstellen zu analysieren. Hierzu wird zu jedem Datenpunkt das sogenannte Trendumkehrpotential $p(x)$ berechnet. Je größer der Betrag $|p(x)|$ ist, desto größer ist die „Ausprägung“ der lokalen Extremstelle gegenüber anderen lokalen Extremstellen der Datenreihe. Betragsmäßig größere Trendumkehrpotentiale

kennzeichnen demnach Umkehrpunkte von größeren Trends bzw. „relevante“ Extremstellen und betragsmäßig kleinere Trendumkehrpotentiale kennzeichnen Umkehrpunkte von kleineren Trends bzw. „weniger relevante“ Extremstellen. [84]

Durch Anpassung des Algorithmus und Verwendung eines vorzeichenbehafteten Trendumkehrpotentials $p(x)$ werden lokale Minima (positives Vorzeichen) und lokale Maxima (negatives Vorzeichen) identifiziert. Welche bzw. wie viele der größten lokalen Maxima bei dieser Vorgehensweise Verwendung finden, kann durch Vorgabe der Bedingung $p(x_t) < \varepsilon_T$ festgelegt werden, wobei ε_T einen frei wählbaren, negativen Grenzwert bezeichnet. Die Anzahl der durch diese Vorgehensweise initiierten Gaußkomponenten K entspricht dann der Menge an Trendumkehrpotentials, die diese Bedingung erfüllen.

Der modifizierte Algorithmus ist in Tabelle 4.5 dargestellt. Die Zulässigkeit der Anpassungen lässt sich durch Analyse der einzelnen Schritte und Vergleich mit dem in [84] beschriebenen Algorithmus nachvollziehen. Hierfür wird eine Menge von Stellen, $X \subseteq \{1, 2, \dots, \text{end}\}$ mit $\text{end} \geq 2$, definiert. In dieser Menge X sei x_{\min} der kleinste Wert und x_{\max} der größte Wert. Für $x > x_{\min}$ bezeichne $x_L = \max\{x' : x' \in X, x' < x\}$ den linken Nachbarn und für $x < x_{\max}$ bezeichne $x_R = \min\{x' : x' \in X, x' > x\}$ den rechten Nachbarn von x .

Die Schritte 1 bis 3 weisen keine Änderungen gegenüber Wegscheiders Verfahren auf. Datenpunkte, die innerhalb eines Trends liegen, d. h. ihren Nachbarwerten gleichen oder mit diesen einen monotonen Anstieg oder Fall bilden, haben ein Trendumkehrpotential von $p(x) = 0$. Die jeweiligen Datenpunkte werden aus der Datenreihe entfernt. Die verbleibenden Werte stellen alle lokalen Extremstellen dar. Diesen werden Trendumkehrpotentiale zugewiesen, die abhängig vom Abstand der Merkmalsausprägungen der nächstgelegenen Datenpunkte \mathbf{d}_x in aufsteigender x -Richtung mit $p(x) \neq 0$ sind. Die Zuweisung der Potenziale erfolgt nach denselben Fallunterscheidungen wie in [84]. Während in der Vorlage das Potenzial stets mittels des Betrages $|\mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x|$ angegeben wird, wird an dieser Stelle das Vorzeichen stets so gewählt, dass der Stelle x bzw. x_R , dessen Merkmalsausprägung \mathbf{d}_x bzw. \mathbf{d}_{x_R} kleiner ist und somit ein lokales Minimum darstellen muss, ein positiver Wert zugewiesen wird. Der Stelle der größeren Merkmalsausprägung, welche ein lokales Maximum markiert, wird stets ein negativer Wert zugewiesen.

Tabelle 4.5: Algorithmus für Trendumkehrpotentiale in Anlehnung an [84]

Eingabe:	Datenreihe $(\mathbf{d}_1, \dots, \mathbf{d}_{\text{end}})$, bestehend aus den Elementen \mathbf{d}_x mit $x \in X$
Ausgabe:	Trendumkehrpotentiale $p(x)$

1 - Für alle $x \in X \setminus \{x_{\text{max}}\}$	
a	Wenn $\mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x = 0$, dann setze $p(x) = 0$ und $X := X \setminus \{x\}$
2 - Wenn $ X = 1$	
a	setze $p(x) = 0$ und beende den Algorithmus
3 - Für alle $x \in X \setminus \{x_{\text{min}}, x_{\text{max}}\}$	
a	Wenn $\mathbf{d}_{x_L} < \mathbf{d}_x < \mathbf{d}_{x_R}$ oder $\mathbf{d}_{x_L} > \mathbf{d}_x > \mathbf{d}_{x_R}$, dann setze $p(x) = 0$ und $X := X \setminus \{x\}$
4 - Während $ X > 0$ führe	
a	Betrachte $x = \min\{x : x \in X \setminus \{x_{\text{max}}\}\}$, $ \mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x = \min\{ \mathbf{d}_{s_R} - \mathbf{d}_s : s \in X \setminus \{x_{\text{max}}\}\}$. x entspricht hier der ersten Stelle in X , an welcher der minimale Abstand je zwei aufeinanderfolgender Datenwerte vorliegt.
b	Wenn $x, x_R \in X \setminus \{x_{\text{min}}, x_{\text{max}}\}$ oder $x = x_{\text{min}}, x_R = x_{\text{max}}$, dann setze $p(x) = \mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x$, $p(x_R) = -(\mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x)$ und $X := X \setminus \{x, x_R\}$
c	Wenn $x = x_{\text{min}}$ und $x_R < x_{\text{max}}$, dann setze $p(x_{\text{min}}) = \mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x$ und $X := X \setminus \{x_{\text{min}}\}$
d	Wenn $x > x_{\text{min}}$ und $x_R = x_{\text{max}}$, dann setze $p(x_{\text{max}}) = -(\mathbf{d}_{x_R} - \mathbf{d}_x)$ und $X := X \setminus \{x_{\text{max}}\}$
aus.	

Anhand der ermittelten Trendumkehrpotentiale $p(x)$ lassen sich die J initialen Gaußkomponenten K_j bestimmen. Hierbei wird für jedes $p(x)$, welches die Bedingung $p(x_t) < \varepsilon_T$ erfüllt, eine Komponente parametrisiert. Es gelten jeweils für die Erwartungswerte

$$\boldsymbol{\mu}_{K_j} := \mathbf{x}_t \quad (4.93)$$

und für die Kovarianzmatrizen in Analogie zu Gleichung (4.92)

$$\boldsymbol{\Sigma}_{K_j} := \frac{\mathbf{E}_p}{2 \cdot \pi \cdot (ePDF(\mathbf{x}_t))^2 \cdot J^2} \quad (4.94)$$

Die vorangehend beschriebenen Ansätze und Verfahren zur Anpassung des EM-Algorithmus wurden in einem übergeordneten Algorithmus zusammengefasst. Dieser beinhaltet die Ermittlung der benötigten ePDF und eCDF, die Ableitung der Trendumkehrpotentiale zur Bestimmung der initialen GMM-Komponenten sowie die sukzessive gezielte Erhöhung der Anzahl der GMM-Komponenten und Bewertung der GOF. Der gesamte Algorithmus ist in Tabelle 4.6 dargestellt.

Bewertung des angepassten EM-Algorithmus

Der Nutzen des angepassten Algorithmus lässt sich anhand mehrerer Aspekte bewerten. Es ist ersichtlich, dass der in Tabelle 4.4 dargestellte EM-Algorithmus nicht für einen automatisierten Einsatz zur Anwendung auf beliebige Zeitreihen geeignet ist. Die Güte des resultierenden Ergebnisses und auch der Rechenaufwand sind unmittelbar abhängig von der Anzahl der verwendeten Komponenten K und Iterationen N . Eine hohe Güte und ein geringer Rechenaufwand sind hierbei diametral durch K und N beeinflusst. Durch eine Wahl großer K und N kann somit eine hohe Güte zum Preis eines hohen Rechenaufwandes erreicht werden. Da der EM-Algorithmus vorsieht, dass die Einflussgrößen a priori definiert werden, sind die resultierende Güte und der benötigte Rechenaufwand vorab festgelegt. Ferner beeinflussen die Initialisierungswerte, welche gemäß Tabelle 4.4 beliebig gewählt werden können, die Güte ebenfalls. Insofern diese unsystematisch oder zufällig gewählt werden, wird das resultierende GMM also zusätzlich in unbekannter Weise beeinflusst.

Tabelle 4.6: Modifizierter EM-Algorithmus

Eingabe:	Datenreihe $(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M)$, maximale Anzahl der Teilmodelle K_{\max} , Anzahl an Iterationen N , Fehlerkriterien $\varepsilon_{\text{ME}}, \varepsilon_{\text{MSE}}, \varepsilon_{\text{NEI}}$ und ε_{KS} , Grenzwerte ε und ε_{T}																				
Ausgabe:	Anzahl Teilmodelle K , Modellparameter w_k, μ_k, Σ_k für alle Teilmodelle $k \in \{1, \dots, K\}$ des GMM, Funktionen $f_{\text{GMM}}(x), F_{\text{GMM}}(x)$, Fehlerwerte $Err_{\text{ME}}, Err_{\text{MSE}}, Err_{\text{NEI}}, Err_{\text{KS}}$																				
<p>1 - Berechne die empirischen Funktionen gemäß (4.90) und (4.81)</p> <table> <tr> <td>Eingabe</td> <td>$\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\}$</td> </tr> <tr> <td>Ausgabe</td> <td>Empirische Verteilungsfunktion $eCDF(x)$ und empirische Dichtefunktion $ePDF(\mathbf{x})$</td> </tr> </table> <p>2 - Berechne die Trendumkehrpotentiale gemäß Tabelle 4.5</p> <table> <tr> <td>Eingabe</td> <td>$ePDF(\mathbf{x})$</td> </tr> <tr> <td>Ausgabe</td> <td>Trendumkehrpotentiale $p(\mathbf{x})$</td> </tr> </table> <p>3 - Bestimme die initialen Gaußkomponenten gemäß (4.93) und (4.94)</p> <table> <tr> <td>Eingabe</td> <td>$p(\mathbf{x}), \varepsilon_{\text{T}}$</td> </tr> <tr> <td>Ausgabe</td> <td>Initiale Anzahl der Teilmodelle K_{init} sowie Modellparameter $w_{k,\text{init}}, \mu_{k,\text{init}}, \Sigma_{k,\text{init}}$ mit $k \in \{1, \dots, K_{\text{init}}\}$</td> </tr> </table> <p>4 - Während $K_{\text{init}} \leq K_{\max}$</p> <table> <tr> <td>a</td> <td>Bestimme die Modellparameter mit dem EM-Algorithmus gemäß Tab. 4.4</td> </tr> <tr> <td>b</td> <td>Berechnung der PDF und CDF des GMM gemäß Gleichung (4.63) und (4.64)</td> </tr> <tr> <td>c</td> <td>Berechnung der Fehlerwerte gemäß (4.82) bis (4.87)</td> </tr> <tr> <td>d</td> <td>Test der Konvergenz, wenn alle $Err_{\mathbf{x}} < \varepsilon_{\mathbf{x}}$, beende den Algorithmus, sonst ergänze zusätzliche Modellkomponente nach (4.89) und (4.92) und setze alle $w_k := K_{\text{init}}^{-1}$, alle $\Sigma_k := \Sigma_k \cdot \frac{(K_{\text{init}}-1)^2}{K_{\text{init}}^2}$ sowie $K_{\text{init}} := K_{\text{init}} + 1$</td> </tr> </table>		Eingabe	$\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\}$	Ausgabe	Empirische Verteilungsfunktion $eCDF(x)$ und empirische Dichtefunktion $ePDF(\mathbf{x})$	Eingabe	$ePDF(\mathbf{x})$	Ausgabe	Trendumkehrpotentiale $p(\mathbf{x})$	Eingabe	$p(\mathbf{x}), \varepsilon_{\text{T}}$	Ausgabe	Initiale Anzahl der Teilmodelle K_{init} sowie Modellparameter $w_{k,\text{init}}, \mu_{k,\text{init}}, \Sigma_{k,\text{init}}$ mit $k \in \{1, \dots, K_{\text{init}}\}$	a	Bestimme die Modellparameter mit dem EM-Algorithmus gemäß Tab. 4.4	b	Berechnung der PDF und CDF des GMM gemäß Gleichung (4.63) und (4.64)	c	Berechnung der Fehlerwerte gemäß (4.82) bis (4.87)	d	Test der Konvergenz, wenn alle $Err_{\mathbf{x}} < \varepsilon_{\mathbf{x}}$, beende den Algorithmus, sonst ergänze zusätzliche Modellkomponente nach (4.89) und (4.92) und setze alle $w_k := K_{\text{init}}^{-1}$, alle $\Sigma_k := \Sigma_k \cdot \frac{(K_{\text{init}}-1)^2}{K_{\text{init}}^2}$ sowie $K_{\text{init}} := K_{\text{init}} + 1$
Eingabe	$\{\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_M\}$																				
Ausgabe	Empirische Verteilungsfunktion $eCDF(x)$ und empirische Dichtefunktion $ePDF(\mathbf{x})$																				
Eingabe	$ePDF(\mathbf{x})$																				
Ausgabe	Trendumkehrpotentiale $p(\mathbf{x})$																				
Eingabe	$p(\mathbf{x}), \varepsilon_{\text{T}}$																				
Ausgabe	Initiale Anzahl der Teilmodelle K_{init} sowie Modellparameter $w_{k,\text{init}}, \mu_{k,\text{init}}, \Sigma_{k,\text{init}}$ mit $k \in \{1, \dots, K_{\text{init}}\}$																				
a	Bestimme die Modellparameter mit dem EM-Algorithmus gemäß Tab. 4.4																				
b	Berechnung der PDF und CDF des GMM gemäß Gleichung (4.63) und (4.64)																				
c	Berechnung der Fehlerwerte gemäß (4.82) bis (4.87)																				
d	Test der Konvergenz, wenn alle $Err_{\mathbf{x}} < \varepsilon_{\mathbf{x}}$, beende den Algorithmus, sonst ergänze zusätzliche Modellkomponente nach (4.89) und (4.92) und setze alle $w_k := K_{\text{init}}^{-1}$, alle $\Sigma_k := \Sigma_k \cdot \frac{(K_{\text{init}}-1)^2}{K_{\text{init}}^2}$ sowie $K_{\text{init}} := K_{\text{init}} + 1$																				

Um die beschriebenen Auswirkungen zu verdeutlichen und sie zu objektivieren, wurden sowohl der Basis-EM-Algorithmus als auch der modifizierte EM-Algorithmus auf Beispielzeitreihen angewendet. Hierfür wurden die Wirk- und Blindleistungsprofile der Simbench-Datenbank [67] genutzt. In Abb. 4.8 sind exemplarisch die Ergebnisse des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus bei Anwendung auf ein Profil dargestellt. Der modifizierte EM-Algorithmus wurde durch Erreichen der Konvergenz- und Gütekriterien nach $N = 406$ Iterationen mit $K = 6$ Komponenten beendet. Für die Vergleichbarkeit wurde der Standard-EM-Algorithmus mit den Vorgaben $K = 6$ Komponenten und $N = 1000$ Iterationen ausgeführt. Für beide resultierenden GMM sind die PDFs dargestellt. Der PDF-Plot beinhaltet jeweils ein Histogramm der Originaldaten sowie die nach Gleichung (4.90) ermittelte ePDF. Ergänzend sind die PDFs der einzelnen GMM-Komponenten sowie des resultierenden GMM dargestellt. Ein optischer Vergleich der beiden Resultate verdeutlicht, dass sich trotz derselben Anzahl an Komponenten K unterschiedliche Modelle ergeben. Weiterhin ist ersichtlich, dass der modifizierte Algorithmus die Originaldaten besser abbildet. Dies ist beides auf die unterschiedliche Initialisierung der Komponenten zurückzuführen. Weiterhin fällt auf, dass das Ergebnis des modifizierten EM-Algorithmus weniger Iterationen benötigt hat, als dem Standard-Algorithmus vorgegeben wurden. Dies führt prinzipiell zu einer reduzierten Berechnungszeit bei Verwendung des modifizierten Algorithmus.

Weiterhin ergibt sich hieraus die Frage, inwiefern die Anzahl der Iterationen das Endergebnis beeinflusst, bzw. ob durch eine höhere Zahl an Iterationen auch stets das Ergebnis verbessert wird. Um sich dieser Frage zu nähern, ist dieselbe Zeitreihe mit dem Standard-EM-Algorithmus weiter untersucht worden und in Abb. 4.9 die Ergebnisse der Berechnungen mit $N = 4000$, $N = 4500$ und $N = 5000$ dargestellt. Hier ist ersichtlich, dass das ermittelte GMM bei $N = 4500$ das beste Resultat geliefert hat und somit eine größere Anzahl von Iterationen nicht automatisch zu einem besseren Ergebnis führt. Weiterhin schließt sich die Frage an, ob stattdessen durch eine Erhöhung der Anzahl der verwendeten Gaußkomponenten K stets ein verbessertes Ergebnis erreicht werden kann. Zur exemplarischen Beantwortung dieser Frage sind in Abb. 4.10 die resultierenden GMM bei Verwendung des Standard-EM-Algorithmus und $N = 1000$ für $K = 15$ und $K = 20$ Komponenten darge-

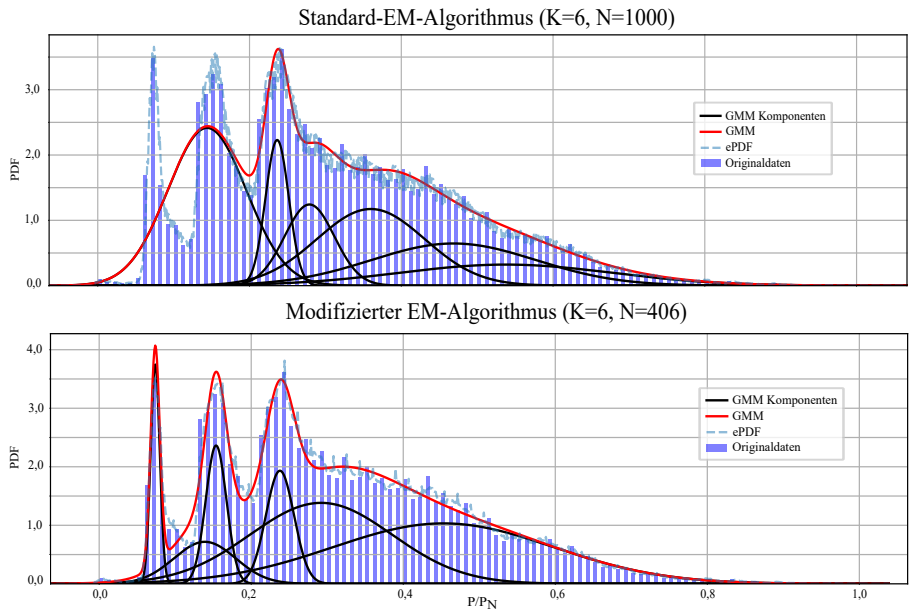


Abb. 4.8: Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Gegenüberstellung mit dem modifizierten Algorithmus

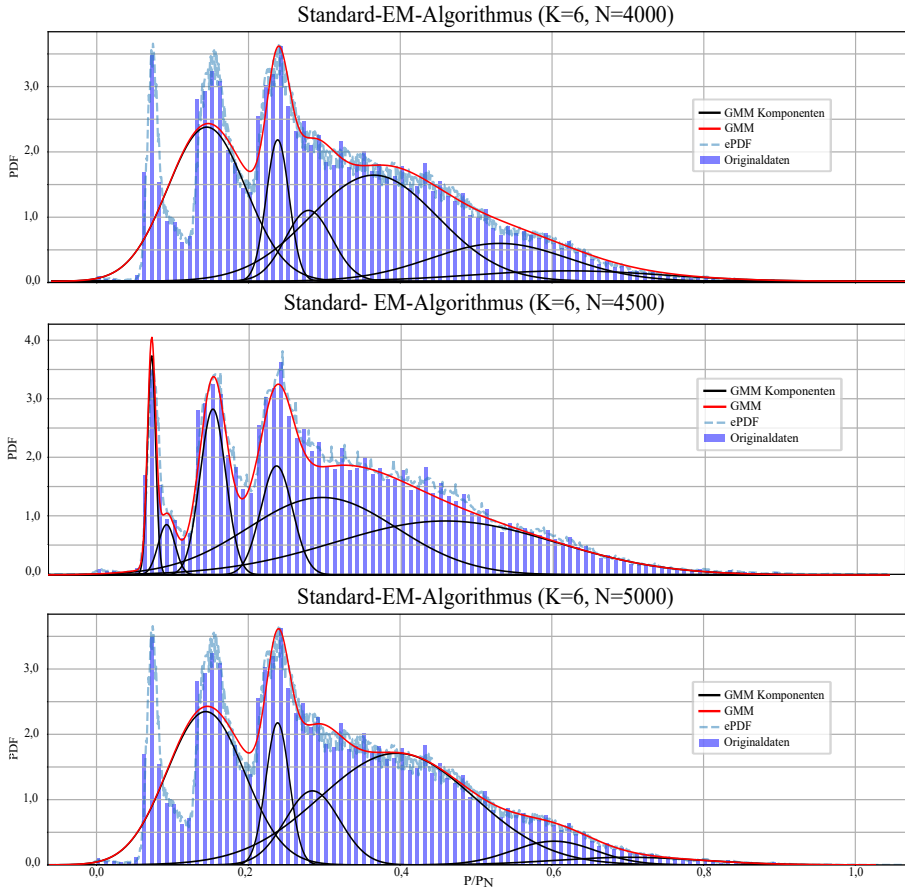


Abb. 4.9: Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Auswirkung der Anzahl an Iterationen N

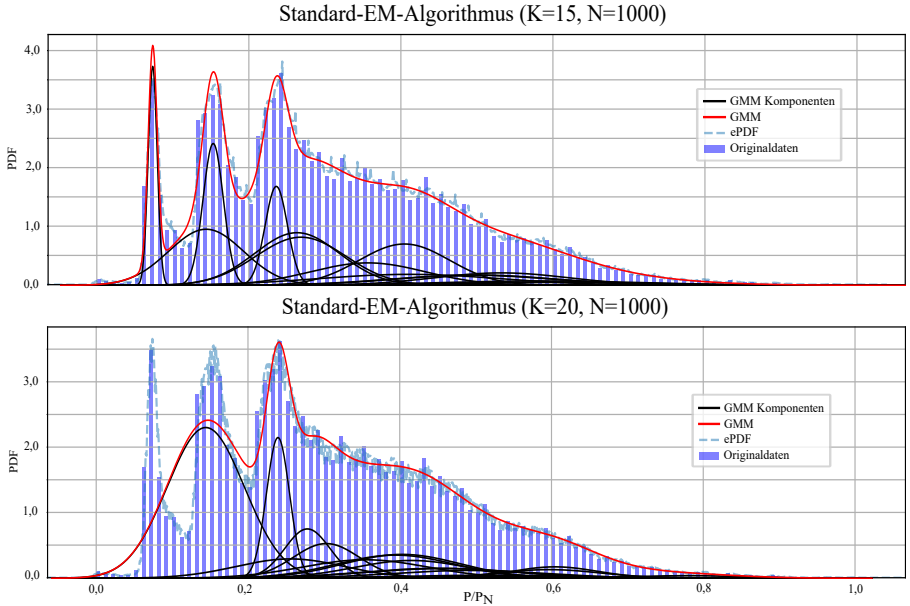


Abb. 4.10: Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Auswirkung der Anzahl an Iterationen K

stellt. Es ist ersichtlich, dass das Modell mit $K = 15$ die Originaldaten besser nachbildet. Somit ist ebenfalls widerlegt, dass durch eine willkürliche Vergrößerung von K automatisch eine bessere GOF erzielt wird.

Neben der voranstehenden exemplarischen Betrachtungen wurden die Algorithmen auf 36 Zeitreihen der Simbench-Datenbank angewendet und die resultierenden Ergebnisse systematisch aufbereitet. So erfolgt eine Gegenüberstellung der 32 GMM aus dem modifizierten Algorithmus mit 800 GMM aus verschiedenen K - N -Kombinationen und dem Standard-EM-Algorithmus. In Tabelle 4.7 sind die minimal, im Mittel und maximal benötigten Komponenten K und Iterationen N vom modifizierten Algorithmus dargestellt. Dem gegenüber wurde der Standard-EM-Algorithmus mit $K \in \{3, 5, 10, 15, 20\}$ und $N \in \{5, 10, 50, 100, 1000\}$ durchgeführt.

Nachstehend wird die GOF der verschiedenen GMM anhand der Ergebnisse des Kolmogorow-Smirnow-Tests und des Normalized-Error-Integrals abgebil-

Tabelle 4.7: Benötigte K und N des modifizierten EM-Algorithmus

	Minimum	Mittelwert	Maximum
K	3	4,5	13
N	17	351,3	1923

det. Weiterhin wird die erforderliche Rechenzeit der verschiedenen Modelle visualisiert.

Hinsichtlich des Kolmogorow-Smirnow-Tests sei an Gleichung (4.88) erinnert. Diese zeigt, dass Err_{KS} nicht beliebig klein werden kann. Als Ziel-/Maximalwert für Err_{KS} wurde dem modifizierten EM-Algorithmus der aus der Datenreihe abgeleitete $Err_{KS,max} = Err_{KS,min} + 0,01$ vorgegeben. In Abb. 4.11 sind die zu den GMM ermittelten Err_{KS} für diverse Konfigurationen als Boxplots dargestellt. Zur besseren Lesbarkeit ist der Mittelwert der GMM aus dem modifizierten Algorithmus als rote horizontale Linie eingezeichnet. Es ist ersichtlich, dass Err_{KS} mit steigenden K und N tendenziell kleiner wird. Weiterhin zeigt der Plot, dass nur die Konfiguration $K = 15$ und $N = 1000$ einen geringeren mittleren Err_{KS} aufweist, als der modifizierte EM-Algorithmus. Durch Anpassung des Zielwertes ließe sich der Wert hier jedoch bei Bedarf weiter an $Err_{KS,min}$ annähern.

In Abb. 4.12 sind die Ergebnisse zum normierten Fehlerintegral Err_{NEI} dargestellt. Dieses betrachtet im Gegensatz zum Err_{KS} den gesamten Datenbereich der Messreihe. Das Ergebnis lässt sich als mittlere Abweichung von Modell und Datensatz interpretieren. Durch die Beschaffenheit der Verteilungsfunktionen gilt $Err_{NEI} \in [0, 1]$, sodass sich das Ergebnis mittelbar als mittlere prozentuale Abweichung gelesen werden kann. Wie auch bei der Betrachtung zum Kolmogorow-Smirnow-Test wurde der Mittelwert des modifizierten EM-Algorithmus eingezeichnet. Die vorgegebene Zielgröße von $Err_{NEI,max} = 0,01 = 1\%$ wurde zusätzlich als grüne horizontale Linie eingezeichnet. Es ist ersichtlich, dass sich Err_{NEI} beim Standard-EM-Algorithmus mit steigenden N und K reduziert und teils bessere Ergebnisse als mit dem modifizierten Algorithmus erreicht wurden. Dies lässt sich jedoch durch Vorgabe eines anderen $Err_{NEI,max}$ korrigieren, falls gewünscht oder erforderlich. Ergänzend wird in Abb. 4.13 die benötigte Berechnungszeit dargestellt. Hierbei ist zu beachten, dass die für den modifizierten EM-Algorithmus erforder-

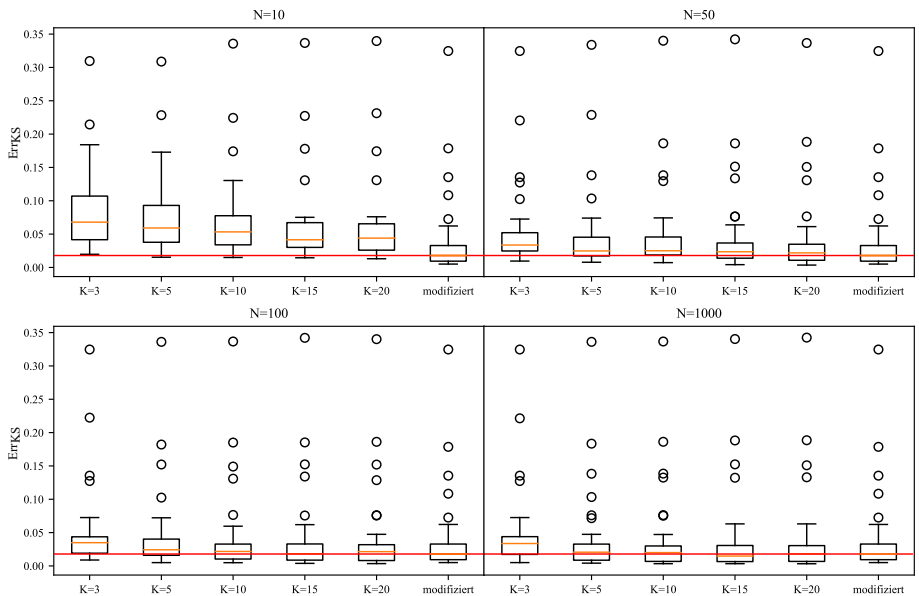


Abb. 4.11: Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot Kolmogorow-Smirnow

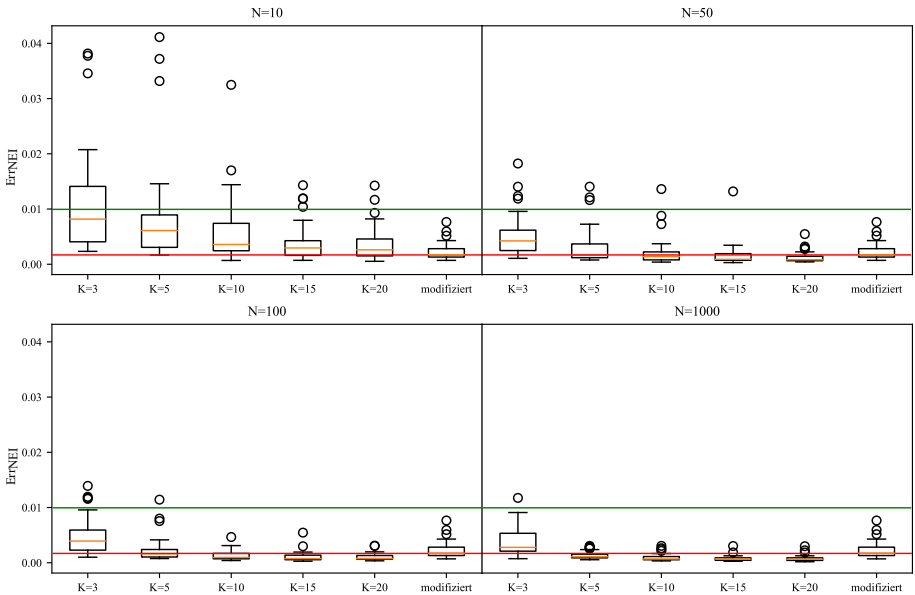


Abb. 4.12: Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot normiertes Fehlerintegral

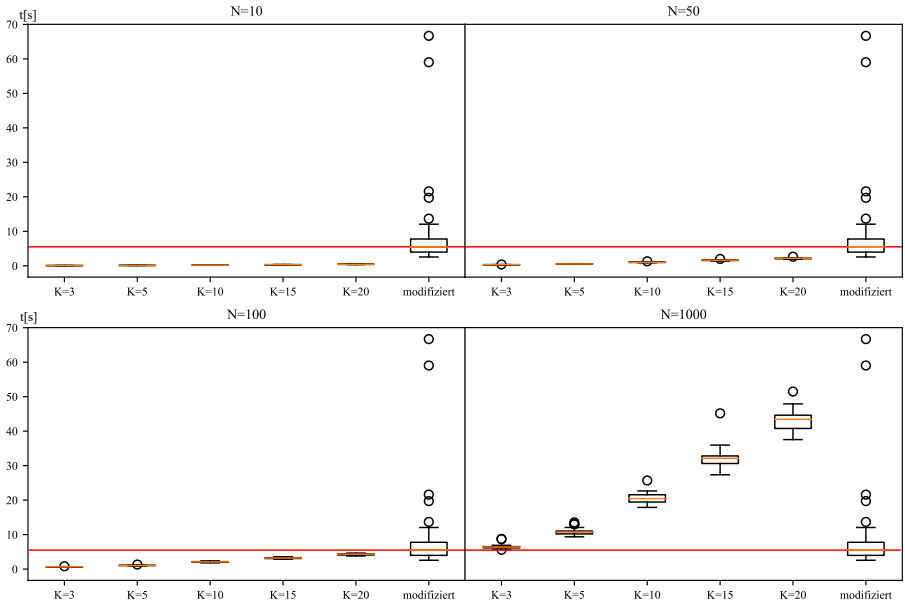


Abb. 4.13: Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot Rechenzeit

derlichen Rechenoperationen zur Bestimmung der erforderlichen Hilfsgrößen mit erfasst wurden. Es ist ersichtlich, dass insbesondere die zunehmende Anzahl der durchgeführten Iterationen einen nennenswerten Zuwachs der Berechnungszeit zur Folge hat.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mithilfe des modifizierten Algorithmus zuverlässige Ergebnisse erreicht werden können. Insbesondere durch die Vorgabe der zulässigen Maximalwerte für die Fehlergrößen lässt sich die gewünschte Güte beim modifizierten Algorithmus sicherstellen, während der Standard-EM-Algorithmus unbemerkt große Abweichungen zulassen kann. Zugleich ist die mittlere Berechnungszeit moderat. Die sich einstellenden Ausreißer entstehen bei Zeitreihen, welche nennenswerte Häufungen einzelner Werte (z.B. $P = 0$) aufweisen. Durch den modifizierten EM-Algorithmus ist eine Anwendung auf beliebige Zeitreihen möglich und es ist sichergestellt, dass die Ergebnisse die gesetzten Gütekriterien erfüllen. Ein Vergleich von Tabelle 4.7 mit den Ergebnissen in den Abb. 4.11 bis Abb. 4.13 zeigt außerdem, dass

für die gezeigten Ergebnisse weniger Gaußkomponenten benötigt wurden, als bei GMM vergleichbarer Güte nach dem Standard-EM-Algorithmus. Die Reduktion der Datenmenge bei Aufrechterhaltung der statistischen Eigenschaften war eines der wesentlichen Ziele der statistischen Modellbildung. Jeder der abgebildeten Zeitreihen bestand aus einem (Schalt-)Jahr in 15-Minuten-Werten. Dies entspricht je Zeitreihe 35.136 Datenpunkten. Diese wurden im Mittel durch $K = 4,5$ Gaußkomponenten nachgebildet. Je Gaußkomponente werden die Werte w_k , μ_k und σ_k^2 benötigt. Bezogen auf die 32 betrachteten Zeitreihen wurde die Anzahl der Datenpunkte von 1.124.352 auf 429 reduziert. Dies entspricht einer Reduktion der Daten um mehr als 99,96 % ohne nennenswerten Verlust der statistischen Eigenschaften.

4.3.5 Interpretierbarkeit und Aggregation von Zustandsdaten

In Kapitel 2 wurde die Auslastung allgemein und bezogen auf verschiedene Aspekte im Verteilnetz beschrieben. Dieser Abschnitt befasst sich nun mit der Frage, wie die Daten auf Ebene eines Verteilnetzabschnittes leicht interpretierbar gemacht und nutzbringend aggregiert werden können.

Interpretierbarkeit von Netzzustandsdaten

Im Rahmen der Betrachtungen in diesem Kapitel wird der Begriff der Netzzustandsdaten weiter gefasst als der mathematische Netzzustand, der, wie bereits beschrieben, durch den komplexen Knotenspannungsvektor vollständig ausgedrückt wird. Als Netzzustandsdaten werden stattdessen alle sich im Netz einstellenden physikalischen Größen zur Bewertung der aktuellen Auslastung der Betriebsmittel verstanden. Dies umfasst die Beträge der Knotenspannungen, die Leistungsflüsse über speisende Transformatoren, die Stromflüsse über die Leitungselemente sowie die daraus berechneten Kabeltemperaturen. Letzteres stellt eine Erweiterung der reinen Strom- und Spannungsbewertung gemäß der Flexibilitätsampel des BDEW dar [85].

In Kapitel 2 wurde bereits erläutert, dass die Auslastung der Quotient der aktuellen und der maximal zulässigen Verwendung eines Betriebsmittels oder einer Ressource ist. Darauf aufbauend ist es naheliegend, anstelle der absolut

bestimmten Netzzustandsdaten die jeweils zugehörige Auslastung zu ermitteln. Der resultierende Wert ist so ohne nähere Struktur- und Betriebsmittelkenntnisse interpretierbar. Die aktuelle Leistungsübertragung über einen Transformator von z. B. $S_T = 504 \text{ kVA}$ ist ohne Kenntnis der Nennleistung, ggf. mit Berücksichtigung eines Reduktionsfaktors (z. B. $S_{T,N} = 630 \text{ kVA}$) nicht aussagekräftig, wenn bewertet werden soll, wie hoch die Transformatorauslastung zurzeit ist. Die Angabe $S_{T,\%} = 80 \%$ gibt dem Anwender hingegen unmittelbar die benötigte Information.

Nachstehend wird für die interessierenden Größen beschrieben, wie die Auslastung der jeweiligen Größe ermittelt bzw. diese prozentual ausgedrückt werden kann. Hierbei werden die Erläuterungen aus Kapitel 2 vorausgesetzt, wo erforderlich aber partiell wiedergegeben.

- **Knotenspannungen:** Im Bereich der Spannungsüberwachung ist eine Darstellung in p.u. oder % der Nennspannung üblich. Für eine gemeinsame Betrachtung mit anderen Aspekten der Netzauslastung bietet sich dies jedoch nicht an. Stattdessen soll die Spannung als Auslastung des Spannungsbandes interpretiert werden.

Das dauerhaft zulässige Spannungsband $U_N \pm 10 \%$ bezieht sich nur auf die Spannungsbeträge. Zugleich gibt es eine individuelle Betriebsspannung U_B , die je Netzbetreiber variieren kann und den Spannungssollwert bzw. eine Auslastung von 0 % darstellt. Dabei kann $U_B = U_N$ gelten. Denkbar wäre etwa eine Einstellung auf den Sollwert des Transformatorreglers zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene. Ausgehend von U_B kann die Spannung nach oben oder unten abweichen. Ein Erreichen der Grenzen des zulässigen Spannungsbandes entspricht jeweils einer Auslastung von 100 %. Hiervon ausgehend lässt sich eine obere $U_{i+,\%}$ und eine untere Spannungsbandauslastung $U_{i-,\%}$ nach den Gleichungen

$$U_{i+,\%} = \begin{cases} \frac{U_i - U_B}{U_N \cdot 1,1 - U_B} \cdot 100\% & , \text{ wenn } U_i > U_B \\ 0 & , \text{ wenn } U_i \leq U_B \end{cases} \quad (4.95)$$

und

$$U_{i-,\%} = \begin{cases} 0 & , \text{ wenn } U_i \geq U_B \\ \frac{U_i - U_B}{U_N \cdot 0,9 - U_B} \cdot 100\% & , \text{ wenn } U_i < U_B \end{cases} \quad (4.96)$$

mit U_i als realen Knotenspannungsbetrag ermitteln. Insofern aus Betriebsgründen ein von $U_N \pm 10\%$ abweichendes Spannungsband zur Bewertung herangezogen werden soll, können die Gleichungen entsprechend modifiziert werden.

- **Transformatorauslastung:** Da sich Transformatoren anhand der üblicherweise verfügbaren Daten nicht hinreichend thermisch modellieren lassen, erfolgt die Bewertung der Auslastung auf Basis der übertragenen Leistung S_T und seiner Nennleistung $S_{T,N}$. Insofern zusätzliche Informationen zu den spezifischen Betriebsbedingungen etc. vorliegen, kann in Anlehnung an [37,38] ein Reduktionsfaktor r definiert werden. Wenn dies nicht der Fall ist, gilt $r = 1$. Die Transformatorauslastung $S_{T,\%}$ lässt sich dann durch

$$S_{T,\%} = \frac{S_T}{S_{T,N} \cdot r} \cdot 100\% \quad (4.97)$$

berechnen.

- **Leitungsauslastung:** Die Belastung von Leitungen lässt sich sowohl durch den übertragenen Strom, als auch durch die Temperatur charakterisieren. Auch wenn die Temperatur des Kabels durch den Lebensdauererzehr die kritische Größe für die Leitung darstellt, bietet der Strom zusätzliche, relevante Informationen. Durch das thermische Verhalten des Kabels sind etwa kurzzeitige Überschreitungen des Nennstrombetrages $I_{ij,N}$ möglich, ohne eine kritische Temperatur $\vartheta_{ij} > \vartheta_{ij,\max}$ zu erreichen. Dies hat aus Netzbetreibersicht Relevanz, da somit Systemzustände auftreten, die potenziell zu einer Überlastung führen und je nach Ausprägung des Stromes z.B. Alterungsprozesse der NH-Sicherungselemente folgen können [86].

– **strombasiert:**

Zur strombasierten Bewertung der Leitungsauslastung wird ein zum Transformator äquivalente Vorgehensweise gewählt, wobei anstelle des Scheinleistungsbetrages der Strombetrag I_{ij} verwendet wird:

$$I_{ij,\%} = \frac{I_{ij}}{I_{ij,N} \cdot r} \cdot 100\% \quad (4.98)$$

$I_{ij,N}$ entspricht dem Nennstrom des eingesetzten Kabels bei Erdverlegung. r beträgt üblicherweise 1, außer es bestehen zusätzliche Kenntnisse über die spezifischen Betriebsbedingungen, dann kann in Anlehnung an [42] und [41] ein abweichender Wert bestimmt werden. Gleiches gilt, wenn aus sonstige betriebliche Gründe ein anderer Referenzwert gewählt werden soll.

Insofern die Ströme der Phasen getrennt verfügbar sind, kann dieselbe Betrachtung für jede einzelne Phase erfolgen.

– **temperaturbasiert:**

Die temperaturbasierte Bewertung der Betriebsmitteltemperatur ϑ_{ij} basiert auf der in Abschnitt 4.3.3 vorgestellten Modellbildung. Die gemäß der Modellierung minimal mögliche Temperatur ist die zugrunde gelegte Umgebungstemperatur ϑ_U , die gemäß den [42]-Standardbedingungen 20°C beträgt und $\vartheta_{ij,\%} = 0\%$ entspricht. Die vom Leitungstyp abhängige zulässige Maximaltemperatur $\vartheta_{ij,max}$ entspricht hingegen 100%. Die Auslastung wird somit durch

$$\vartheta_{ij,\%} = \frac{\vartheta_{ij} - \vartheta_U}{\vartheta_{ij,max} - \vartheta_U} \cdot 100\% \quad (4.99)$$

beschrieben. Die Verlegebedingungen werden in diesem Fall nicht durch Reduktionsfaktoren ausgedrückt. Insofern diese bekannt sind und Berücksichtigung finden sollen, muss das thermische Modell entsprechend parametrisiert werden. Insofern betrieblich gewünscht, kann jedoch natürlich eine von $\vartheta_{ij,max}$ abweichende Temperatur als gewünschte Obergrenze definiert werden. Phasenscharf verfügbare Ströme können vom Modell entsprechend verarbeitet werden. In diesem Fall entspricht die höchste der Leitertemperaturen der zu verwendeten Größe ϑ_{ij} .

Aggregation von Zustandsdaten

Im voranstehenden Abschnitt wurde beschrieben, wie die einzelnen Netzzustandsdaten in eine leicht interpretierbare Form überführt werden können. Unterstellt man eine breite Anwendung eines darauf aufbauenden Systems, resultieren beliebig viele Werte, die einem Anwender zur Verfügung gestellt

werden. Je Transformator und Knoten liegt jeweils ein Datum sowie je Kabel zwei oder vier Daten vor. Somit ergeben sich selbst in einzelnen Ortsnetzen einige zehn bis 100 Datenpunkte. Da ein VNB je nach Größe wiederum einige 100 bis 1000 NS-Netze betreibt, ist ersichtlich, dass eine Einzelbetrachtung zur Überwachung eines größeren Teils oder des gesamten Systems nicht geeignet ist. Stattdessen sollen die Daten sinnvoll zusammengefasst werden.

Für das Netz oder einen Netzabschnitt als Gesamtheit der Elemente, aus denen es gebildet wird, stellen sämtliche zuvor beschriebenen Auslastungen limitierende Größen für die Übertragung zusätzlicher Leistung dar. Um der Anforderung einer sicheren Energieversorgung gemäß [52] nachzukommen, wird daher im Weiteren angenommen, dass

$$L_{G,A,\%} = \max(U_{i+,\%}, U_{i-,\%}, S_{T,\%}, I_{ij,\%}, \vartheta_{ij,\%}) \text{ für } i, j = 1, 2, \dots, n \quad (4.100)$$

der Gesamtauslastung $L_{G,A,\%}$ für den betrachteten Abschnitt A entspricht. Es wird weiterhin Folgendes definiert:

$$\begin{aligned} L_{G,A,\%} &= \max(L_{IA,\%}, L_{UA,\%}) \text{ mit} \\ L_{I,A,\%} &= \max(S_{T,\%}, I_{ij,\%}, \vartheta_{ij,\%}) \text{ und} \\ L_{U,A,\%} &= \max(U_{i+,\%}, U_{i-,\%}) \\ &\text{für } i, j = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.101)$$

Anhand von $L_{I,A,\%}$ ist die Betriebsmittelauslastung eines Netzabschnittes repräsentiert, während $L_{U,A,\%}$ die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes darstellt.

Wie die einzelnen Abschnitte abgegrenzt bzw. definiert werden, ist frei wählbar. Es empfiehlt sich jedoch, die Abschnitte an der Struktur zu orientieren und ggf. ineinander verschachtelte Abschnitte zu definieren. Beispielsweise könnten in einem strahlenförmig aufgebauten NS-Netz die hinter einem Transformatorabgang befindlichen Stränge natürliche Abschnitte darstellen. Die Summe dieser Abschnitte bildet zusammen mit dem Transformator ein NS-Netz und kann als solches zu einem Abschnitt zusammengefasst werden. Vergleichbar könnten dann auch mehrere Netzabschnitte, die sich bspw. in einem MS-Ring befinden, aggregiert werden.

Weiterhin besteht natürlich ebenfalls die Möglichkeit, die Daten, vergleichbar

zum Asset Management, beispielsweise auf Betriebsmittelebene zu aggregieren. Beispielsweise kann wie bei $L_{G,A,\%}$ zu jedem Zeitschritt die Maximalauslastung aller ONT oder Leitungsabschnitte zusammengefasst werden. Dies bietet sich an, wenn der Gesamtzustand des Netzgebietes im Zeitverlauf beobachtet oder verschiedene Zeitscheiben verglichen werden sollen.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, die Daten im Sinne der Asset-Segmentierung zu aggregieren und spezifische Anforderungen eines anwendenden VNB zu berücksichtigen. Insofern keine vollständige Datenerfassung erfolgt, können die Betrachtungen auch nur für ausgewählte Betriebsmittel oder Netzbereiche durchgeführt werden. In der Praxis denkbar wäre etwa eine Bewertung aller ONT oder ONS, die mit geeigneter Messtechnik ausgestattet sind, auch wenn keine vollständigen Informationen aus dem unterlagerten NS-Netz verfügbar sind.

4.4 Visualisierung und Anwendung im Asset Management

In diesem Abschnitt werden einleitend verschiedene Visualisierungsformen zur Darstellung der statistisch ausgewerteten Ergebnisse dargestellt. Anschließend wird exemplarisch dargestellt, wie die Monitoringdaten zur Zustands-/Wichtigkeitsbewertung, zur technischen Berichterstattung und zur Gegenüberstellung (Zeitscheiben oder Netzabschnitte) verwendet werden können. Wie schon in Abschnitt 4.3 werden hierzu die Daten der Simbench-Benchmarknetze verwendet.

4.4.1 Visualisierung der statistischen Ergebnisse

Als praktikabel zur grafischen Darstellung und zum anschließenden Vergleich der Auslastung haben sich zwei Darstellungsformen herauskristallisiert. Zum einen ein polares Balkendiagramm, welches die Einzelbestandteile von $L_{G,A,\%}$ kompakt in einer Grafik darstellt und zum anderen der Violin-Plot, welcher die Häufigkeitsverteilung der betrachteten Größen flächenproportional darstellt und sich zur qualitativen Einordnung eignet. Beide Plots können durch die

Berücksichtigung und Darstellung ausgewählter Perzentile oder der Quartile aufgewertet werden. Insbesondere der Violin-Plot wird hierdurch zur quantitativen Bewertung geeignet.

Im polaren Balkendiagramm werden die 360° des Koordinatensystems gleichmäßig auf die betrachteten Kategorien aufgeteilt. Der Radius eines Kreisabschnittes ist proportional zur Auslastung der jeweiligen Kategorie. Durch den quadratischen Einfluss des Radius auf den Flächeninhalt der Kreisabschnitte werden höhere Auslastungen intuitiv verstärkt wahrgenommen und somit lassen sich dominante Auslastungen leicht identifizieren. Dies lässt sich in den nachstehenden Diagrammen (z.B. Abb. 4.14 und Abb. 4.21) nachvollziehen.

Anstelle des polaren Balkendiagramms wurden auch sogenannte Spider- oder Radar-Plots in Betracht gezogen. Diese haben jedoch den Nachteil aufgewiesen, dass die sich aufspannende Fläche bzw. der Flächeninhalt signifikant von der Anordnung der Kategorien im polaren Koordinatensystem abhängen. Daher würden verschiedene Kombinationen von Auslastungskategorien intuitiv unterschiedlich stark gewichtet. Dies ist in Abb. 4.14 nachvollziehbar. Alle Diagramme zeigen denselben Datensatz. Auf der rechten Seite befindet sich jeweils das polare Balkendiagramm und auf der linken Seite ein Radar-Plot. Durch die unterschiedliche Anordnung der Kategorien ergibt sich in der oberen Zeile im Radar-Plot jedoch ein größerer Flächeninhalt als in der unteren Zeile. Da grundsätzlich gilt, dass bei einem stärker ausgefüllten Kreis eine höhere Belastung vorliegt, wird die Belastung in der oberen Zeile intuitiv höher eingeschätzt als in der unteren. Im Vergleich dazu ist der Flächeninhalt der beiden polaren Balkendiagramme identisch.

Der Violin-Plot ist eine Weiterentwicklung des bekannten und in Abschnitt 4.3.4 verwendeten Boxplots. Neben den zusammenfassenden statistischen Basisinformationen des Boxplots (i. d. R. unteres Perzentil, Median, oberes Perzentil und Whiskers) wird auch die Wahrscheinlichkeitsdichte dargestellt. Auf diese Weise lässt sich die Struktur des Datensatzes erkennen. Dies wird verstärkt, indem der Plot symmetrisch aufgespannt wird, wodurch Spitzen und Täler in der Wahrscheinlichkeitsdichte besonders gut hervorgehoben werden. Durch die hybride Darstellung der Wahrscheinlichkeitsdichte und des Boxplots ist ein schneller und aussagekräftiger Vergleich verschiedener Verteilungen möglich. [87–89]

In Abb. 4.15 ist die Transformatorauslastung $L_{\text{Tf},\%}$ eines Netzabschnittes für

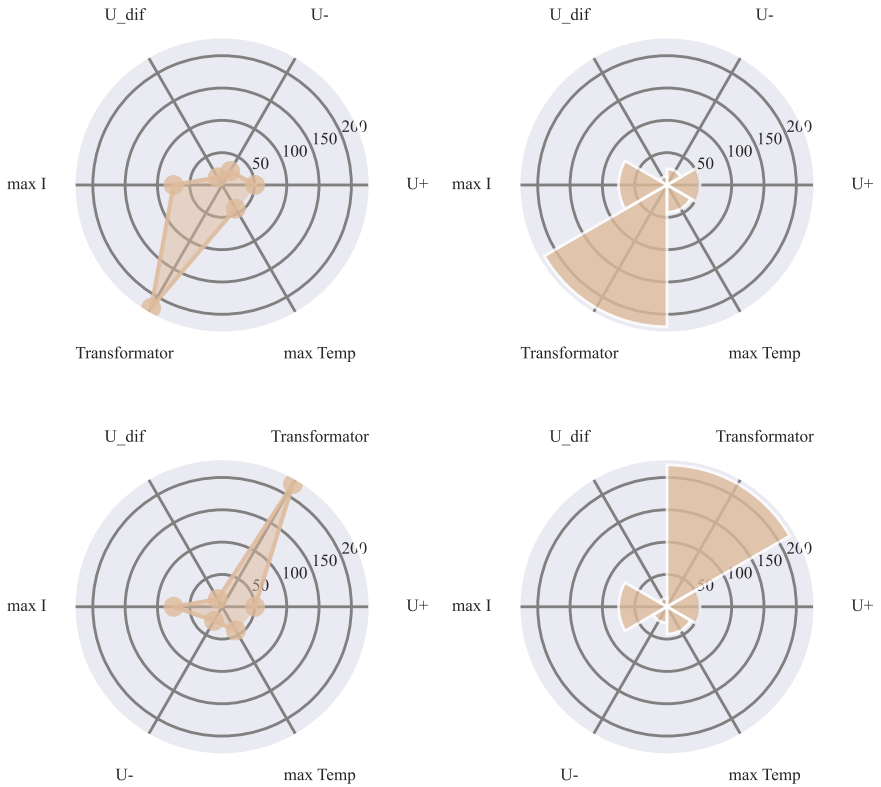


Abb. 4.14: Vergleich von Radar-Plots und polaren Balkendiagramm – Maximalauslastung des Simbench-Referenznetzes der Klasse ländlich 1 2034 bei unterschiedlicher Parameterreihenfolge

die Jahre 2016 und 2034 beispielhaft als Violin- und als Box-Plot gegenübergestellt. Das Diagramm ist dreigeteilt. In den äußeren Plots ist jeweils ein Boxplot aus den Jahren 2016 und 2034 dargestellt, während der Violinplot im mittleren Plot hälftig das Jahr 2016 und hälftig das Jahr 2034 zeigt. Im Inneren des Violinplots sind die Mediane sowie die unteren und oberen Quartile dargestellt, die in den Boxplots den Boxen entsprechen. Zusätzlich lässt sich der Violinplot mit ergänzenden Informationen anreichern. In diesem Beispiel sind die Whiskers oder Antennen der Boxplots sowie die 95 % Perzentile als horizontale Linien eingezeichnet worden. Entsprechend lassen sich beliebige übrige Größen oder Werte in beiden Diagrammformen ergänzen. Die Größe der Whiskers ist nicht zwingend einheitlich definiert. Gängig ist die Festlegung, dass die Länge, ausgehend vom oberen bzw. unteren Quartil, auf das 1,5-fache des Interquartilsabstands begrenzt wird. Insofern keine Ausreißer außerhalb dieser Grenze liegen, werden die Whisker gleich den Extrema gewählt. Dieser Ansatz wird hier ebenfalls verwendet.

Anhand der Breite des Violinplots ausgehend von seiner Mitte wird die Wahrscheinlichkeitsdichte repräsentiert. So ist etwa erkennbar, dass es für die beiden Vergleichsjahre die Modi bei etwa 5 % in 2016 und etwa 4 % in 2034 liegen. Weiterhin ist ersichtlich, dass der Transformator deutlich häufiger im Auslastungsbereich zwischen 15 % und 20 % betrieben wurde. Dies hilft bei der quantitativen und qualitativen Beurteilung der dargestellten Ergebnisse.

4.4.2 Nutzung in der Zustands-/Wichtigkeitsbewertung

Wie in 3.3 erläutert, erfolgen im Asset Management Zustands-/Wichtigkeitsbewertungen, um mittelfristig erforderliche Erneuerungs-/Verstärkungsmaßnahmen risikobasiert zu identifizieren, bevor ereignisbasierte Handlungen notwendig werden. In die Bewertung fließen eine Reihe von Faktoren wie Alter, Störungshäufigkeit, Anzahl versorgter Letztverbraucher, Komponententyp, Störstatistiken, Sichtprüfungen usw. ein, um eine mehrstufige, regelbasierte Bewertung vorzunehmen. Da zu den Simbench-Netzen keine Informationen zu Betriebsmittelalter, Ausfallhäufigkeiten oder Ähnlichem vorliegen, werden im Folgenden die Bewertungsbestandteile aus dem Monitoringsystem isoliert betrachtet. In der Praxis würden die ermittelten Punktwerte nur einen Bestandteil der Gesamtbewertung ausmachen.

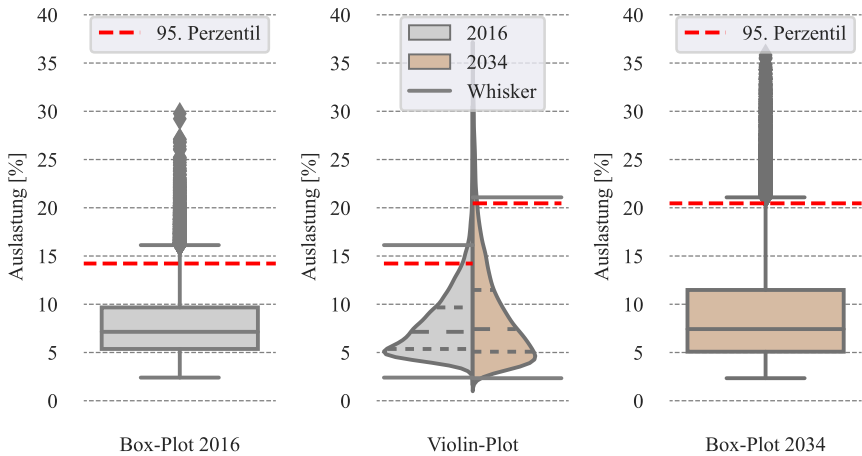


Abb. 4.15: Vergleich Violin- und Box-Plot – Transformatorauslastung $L_{\text{Trf},\%}$ des Simbench-Referenznetzes der Klasse vorstädtisch 2 in den Jahren 2016 und 2034

In Abschnitt 3.5 wurde hierzu erläutert, dass die mittlere übertragene Leistung einen Indikator für die Wichtigkeit eines Betriebsmittels darstellt. Sie ist proportional zur übertragenen Energiemenge, sodass bei einem Ausfall eines als wichtig bewerteten Betriebsmittels der Einfluss auf die entgangenen Netzentgelte und Netzkennzahlen tendenziell größer ist als bei weniger wichtig bewerteten Betriebsmitteln. Somit lässt sich diese als Wichtigkeitskriterium heranziehen.

Für die Zustandsbewertung wurden durch den Einfluss auf die Lebensdauer der Isolation, Dauer und Höhe der Auslastung von Betriebsmitteln als geeigneter Faktor ermittelt. Ausgehend von Gleichung (2.1) kann erwartet werden, dass bei Betriebstemperaturen, die dauerhaft unterhalb der zulässigen liegen, eine Lebensdauer erzielt wird, die die spezifizizierte übersteigt. Im Gegensatz dazu lässt sich für Kabel bei 10 K und bei Transformatoren bei 6 K Über-temperatur bereits eine Lebensdauerhalbierung erwarten. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass neben der temperaturbedingten Reaktionsgeschwindigkeit auch weitere Faktoren die Materialalterung beeinflussen, sodass die resultierenden Lebensdauern nur im Temperaturbereich um den Arbeitspunkt der

Bemessungstemperatur quantitativ nutzbar sind. Hierzu lassen sich verschiedene Ansätze wählen, denen die Eigenschaften von Gleichung (2.1) zugrunde liegen. Ein möglicher Ansatz zur Berücksichtigung in der Zustandsbewertung basiert auf folgendem Zusammenhang: Liegt etwa eine Temperaturerhöhung, welche die Lebensdauer halbieren würde, in 5 % der hierfür erforderlichen Zeit vor, verkürzt sich die Lebensdauer etwa um $50 \% \cdot 5 \% = 2,5 \%$, vorausgesetzt, die übrige Zeit wird die Komponente bei Bemessungstemperatur betrieben. Verallgemeinert lässt sich der aus Gleichung (2.1) abgeleitete Zusammenhang

$$\text{LDE}(\vartheta_1)[\%] = \frac{h(\vartheta_1)}{e^{\frac{E_A}{R} \cdot (\frac{1}{\vartheta_1} - \frac{1}{\vartheta_r})}} - h(\vartheta_1) \quad (4.102)$$

für die prozentuale Lebensdauereinbuße (LDE) in Abhängigkeit der relativen Häufigkeit $h(\vartheta_1)$ der Übertemperatur $\vartheta > \vartheta_1$ aufstellen. Diese beschreibt die erwartete Einbuße der Lebensdauer bezogen auf ihren Bemessungswert unter der Annahme, dass die relative Häufigkeit der Übertemperatur konstant bleibt. Für eine praktische Anwendung ist es zweckmäßig, anstelle eines konkreten Temperaturwertes Intervalle und deren relativen Häufigkeiten $h(\vartheta_1 < \vartheta \leq \vartheta_2)$ zu berücksichtigen. Erfasst man so den Temperaturbereich $[\vartheta_r : \vartheta_{\max}]$ durch mehrere Intervalle und addiert die Ergebnisse, ergibt sich näherungsweise die Lebensdauereinbuße des Betriebsmittels. Die Genauigkeit hängt hierbei von der Breite des Intervalls ab. Durch Verwendung der oberen Intervallgrenze oder des Intervallmittelwerts im Exponentialausdruck sind zusätzliche Modifikationen möglich. Der resultierende Wert weist zu viele Ungenauigkeiten für eine echte Abschätzung der realen Lebensdauer auf, eignet sich aber als Datum zur Berücksichtigung in der Zustandsbewertung.

In den Simbench-Zeitreihen und erwartungsgemäß auch in den meisten realen Netzen treten Überlastungen bzw. Belastungen nahe der 100 % nur selten auf, sodass die beschriebene Lebensdauerreduktion in den Berechnungen nur wenige Datenpunkte für eine Zustands/-Wichtigkeitsbewertung liefern. Die voranstehende Betrachtung macht jedoch insbesondere deutlich, dass Höhe und Dauer der Auslastung die Alterung definieren. Aufgrund des exponentiellen Charakters der Gleichung haben insbesondere die Phasen einer relativ gesehen höheren Temperatur einen verstärkten Einfluss auf die Alterung. Neben der Berücksichtigung der unmittelbar physikalisch begründeten Vorgehensweise

können auch abstrahierte Ansätze gewählt werden, bei denen die Höhe der Auslastung (Temperatur oder Leistung/Strom) ausgewählter Perzentile oder die Wahrscheinlichkeit bzw. relative Häufigkeit für ausgewählte Auslastungen oberhalb einer Grenze gewichtet werden. Für die Festlegung der Relation der Gewichte untereinander kann durch Nutzung des Exponentialausdrucks eine physikalische Grundlage verwendet werden.

Will man diesen Ansatz in eine normierte Punktzahl Z_i für die Komponente i aus N betrachteten Komponenten überführen, lässt sich dies wie folgt umsetzen:

$$Z_i = \frac{\max(A_{i,\%}) \cdot a_0 + P_{b_1}(A_{i,\%}) \cdot a_1 + \dots + P_{b_j}(A_{i,\%}) \cdot a_j}{\max_{i \in \{1, \dots, N\}} Z_i} \cdot 100 \quad (4.103)$$

In der Gleichung stellt $A_{i,\%}$ die prozentuale Auslastung der Komponente, $P_{b_j}(A_{i,\%})$ das Perzentil für b_j % und a_j zusätzliche Gewichtungsfaktoren dar. So lässt sich die im Perzentil beinhaltetete Dauer berücksichtigen.

Wendet man dies auf die Daten aus den Simbenchnetze an, lassen sich Zustands-/Wichtigkeitsbewertungen der Leitungen und Transformatoren durchführen. In beiden Fällen ist die Zustandsbewertung anhand der Strom- bzw. Leistungsübertragung möglich. Zusätzlich lässt sich für die Kabel eine Bewertung anhand der simulierten Temperaturen durchführen.

In den Abbildungen 4.16 und 4.17 sind die resultierenden Zustands-/ Wichtigkeitsbewertungen aller Leitungen in den Simbench-Netzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034 dargestellt. Größere Werte drücken eine höhere Wichtigkeit bzw. einen schlechteren Zustand aus. Bezüglich der Zustandsbewertung wäre es in der Praxis ggf. ergänzend zielführend, sämtliche Belastungsdaten des Kabels seit Beginn der Erfassung zu berücksichtigen und eine zusätzliche Gewichtung anhand des individuellen Erfassungszeitraums vorzunehmen. Dies entspräche einer Bewertung des Gesamtzustandes. Da für die Zeiten zwischen den Betrachtungsjahren jedoch keine Daten vorliegen, wurde darauf verzichtet und der Einfluss auf den Zustand im jeweiligen Jahr betrachtet. Dies legt den Fokus stärker auf die aktuelle Betrachtungsperiode und den aktuellen Einfluss auf den Zustand. Im Vergleich ist erkennbar, dass die temperaturbasierte Bewertung das verzögernde Verhalten der Temperaturentwicklung und den quadratischen Einfluss des Stromes auf die Verluste berücksichtigt. Dies drückt sich insbesondere in den Abständen von Leitungen mit schlechterem

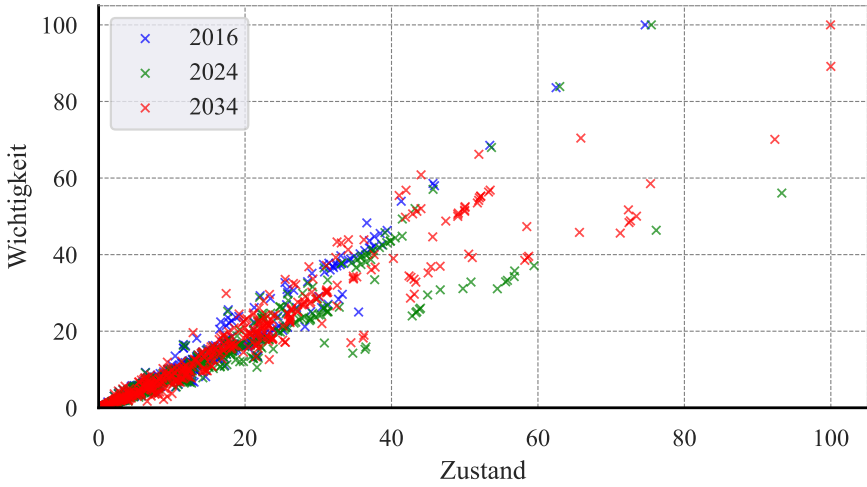


Abb. 4.16: Strombasiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Kabel in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034

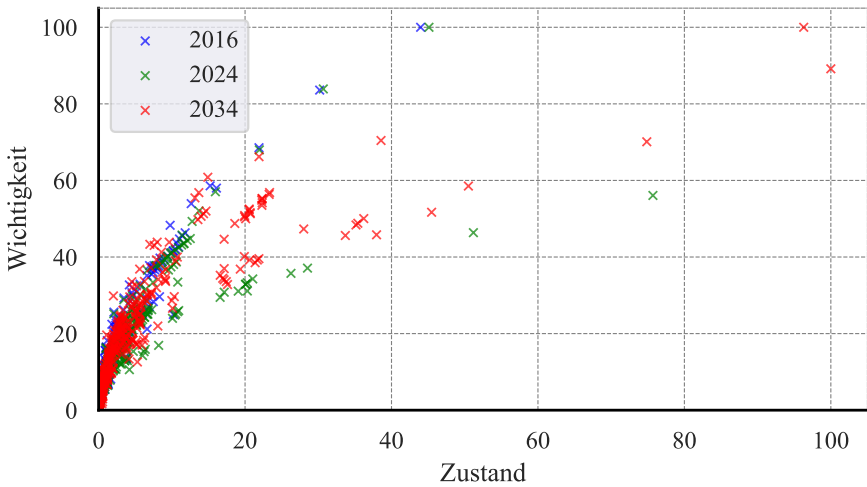


Abb. 4.17: Temperaturbasiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Kabel in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034

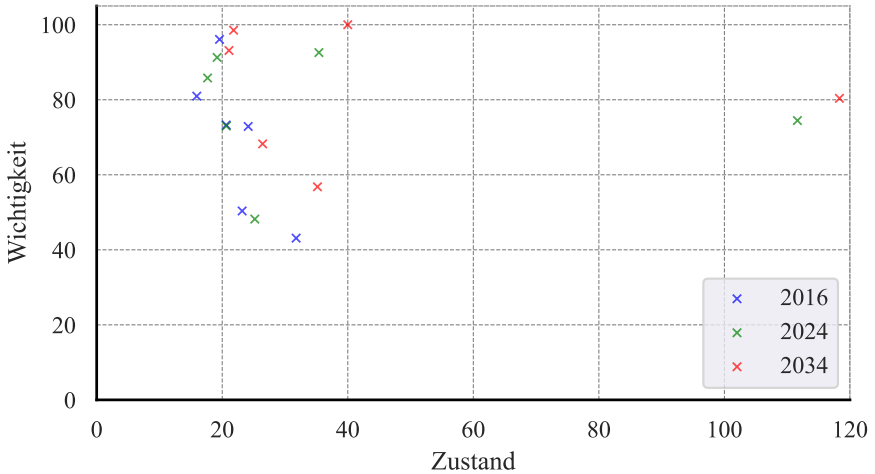


Abb. 4.18: Leistungs-basiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Transformatoren in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034

Zustand aus, welche bei dieser Betrachtung länger höher ausgelastet waren. Die Betrachtung kann äquivalent für die Transformatoren der Netzklassen durchgeführt werden. In dem in Abbildung 4.18 gezeigten Fall wurde die Zustandsbewertung hierfür geringfügig modifiziert. Die Normierung erfolgt nicht auf den erfassten Maximalwert, sondern unter Berücksichtigung der jeweiligen Nennleistung des Transformators. Werte größer 100 sprechen somit für regelmäßige nominelle Überlastungen. Anhand der Zustands-/Wichtigkeitswerte lassen sich nun potenziell erneuerungs- oder verstärkungswürdige Betriebsmittel identifizieren. Im nächsten Schritt können dann Detailuntersuchungen erfolgen und festgelegt werden, in welchem Umfang eine Maßnahme sinnvoll ist. Bei der Erneuerung von Transformatoren mit einer Leistungserhöhung ist es beispielsweise in der Regel sinnvoll, auch das angrenzende Netz oder die Ortsnetzstation auf ihren Zustand oder Engpässe zu prüfen und in einer gemeinsamen Maßnahme zu ertüchtigen.

4.4.3 Datenaufbereitung für technische Berichte

Eine weitere Aufgabe des Asset Managements besteht in der Überwachung der Netzes und seines Zustandes aus technischer und wirtschaftlicher Sicht. Dies beinhaltet z.B. die Erhebung von Störungsstatistiken oder die Nachverfolgung des Anlagevermögens. Die Ergebnisse hieraus werden regelmäßig an den Asset Owner berichtet und gewonnene Erkenntnisse in die strategische Ausrichtung einbezogen.

In diesen Berichten lassen sich ebenfalls Informationen aus dem Monitoring-system integrieren. Dies ist nachstehend exemplarisch erfolgt. Zur Einordnung der Daten sind die Jahre 2016 und 2024 bezüglich verschiedener Werte gegenübergestellt. Für die Betrachtung wurden in diesem Fall Zustandsdaten, Leitungs- und Transformatorauslastungen sowie die Knotenspannungen betrachtet. Für die bessere Erkennbarkeit und da insbesondere die hohen Betriebsmittelauslastungen interessieren, sind für die Leitungs- und Transformatorauslastungen nur die Daten aus dem obersten Quartil Q3 visualisiert. Die Ergebnisse sind in Abb. 4.19 als Violinplots dargestellt. Dies kann im Rahmen eines Berichts punktuell sinnvoll sein, um die Unterschiede einer Größe zwischen zwei Betrachtungszeiträumen darzustellen.

In der Praxis erfolgt die Berichterstattung normalerweise fortlaufend, sodass andere Darstellungsformen zur Visualisierung zweckdienlich sind. Hierzu würden sich etwa ein Liniendiagramm anbieten, welches den Verlauf des Medians sowie die umgebenden Quartile, interessierende Perzentile und Extremwerte im Zeitverlauf zeigt.

Den dargestellten Violinplots lassen sich dennoch nennenswerte Veränderungen entnehmen. Diese beziehen sich insbesondere auf die Entwicklung der 95. und 5. Perzentile sowie die Extremwerte, während die Mediane nur deutlich kleinere Änderungen von 2016 nach 2024 erfahren. Einen Ausreißer stellt hier die Knotenspannung dar, welche auch einen deutlich gestiegenen Median zeigt. Anhand der qualitativen Verteilung der Knotenspannungen für 2024 ist weiterhin erkennbar, dass es deutlich ober- und unterhalb des Median relative Häufungen gibt. Die untere befindet sich nahe der Sollspannung (hier eine Slackknotenspannung in der Lastflussberechnung der Simbench-Netze von 1,025 p.u.). Die obere im Bereich von 1,05 p.u. lässt sich darauf zurückführen, dass in einigen Netzen eine Umschaltung der Transformatorstufe erfolgt

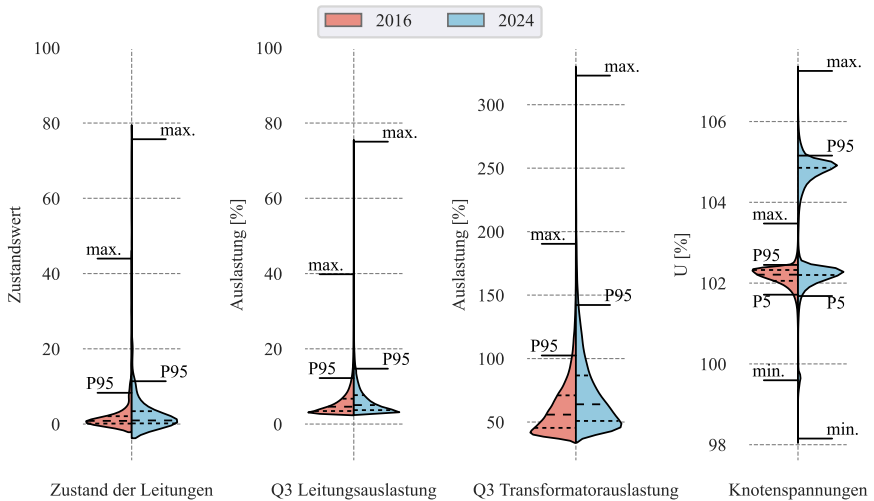


Abb. 4.19: Gegenüberstellung ausgewählter Kenngrößen der Jahre 2016 und 2024 der Simbench-Referenznetze zur Verwendung im Bericht

ist. Durch das angepasste Übersetzungsverhältnis und die mittelspannungsseitig gleichbleibende Bezugsspannung ergibt sich die dargestellte Verschiebung. Insgesamt lässt sich den Ergebnissen entnehmen, dass die Maximalbelastung der Netze zwischen den Betrachtungszeiträumen nennenswert gestiegen ist. Akuter Handlungsbedarf besteht bezüglich der Transformatoren, bei denen in nennenswerter Häufigkeit Überlastungen vorgelegen haben. Hier hätte bereits basierend auf den Daten von 2016 eine gezielte Erneuerung des oder der temporär überlasteten Transformatoren erfolgen sollen.

Innerhalb des Asset Managements können ebenso regelmäßige Berichte zur internen Nutzung erstellt werden. Diese können beispielsweise dazu dienen, die real in allen Netzabschnitten aufgetretenen Netzauslastungen zu untersuchen. Auf diese Weise können reale Engpässe identifiziert werden, die ggf. aufgrund nicht angemeldeter Netzteilnehmer oder untypischen Nutzungsverhaltens nicht in den Planungsrechnungen berücksichtigt worden sind. Entscheidend für die nutzerfreundliche Aufbereitung der erfassten Daten ist die kompakte Zusammenfassung aller auslastungsrelevanten Werte durch eine Aggregation der normierten Werte (vgl. 4.3.5) und die anschließende Gegenüber-

stellung der gewünschten Aggregationsebene. Möglichkeiten zur Gegenüberstellung werden im nachfolgenden Abschnitt 4.4.4 näher erläutert.

4.4.4 Gegenüberstellung von Auslastungen

Bei der Gegenüberstellung von Auslastungen gibt es zwei im Kontext naheliegende Betrachtungsweisen. Zum einen der Vergleich verschiedener Netzabschnitte innerhalb desselben Zeitraumes und zum anderen der Vergleich desselben Netzabschnittes in verschiedenen Zeiträumen. Prinzipiell können die Zeiträume auch beliebig klein gewählt bzw. einzelne Zeitpunkte miteinander verglichen werden. Je kürzer der Zeitraum bzw. je geringer die Anzahl der Messwerte ist, desto weniger bietet sich ein Violin-Plot an und es ist zielführend, ein polares Balkendiagramm zu verwenden.

Die Vorgehensweise bzw. Verwendung der vorgestellten Diagrammtypen ist unabhängig von der Art des Vergleiches. Nachstehend wird exemplarisch die Simbenchnetzklasse ländlich 2 betrachtet. Zerlegt man die Simbenchdaten der Jahre 2016 und 2024 in Monatsscheiben und stellt die Gesamtbelastung $L_{G,\text{ländlich}2,\%}$ des Netzabschnittes für jeden Monat in einem gemeinsamen Diagramm dar, erhält man Abb. 4.20. Zunächst fällt auf, dass zwischen den beiden Jahren für alle Monate sehr große Unterschiede zu erkennen sind. Der Median der Auslastung hat sich von etwa 25 % auf 50 % und das Maximum von etwa 35 % auf 65 % erhöht. Es ist weiterhin erkennbar, dass im Jahr 2016 tendenziell in den Wintermonaten höhere Ausreißer vorliegen als beispielsweise im Frühjahr und Herbst. Dies lässt die Vermutungen zu, dass teilweise elektrisch geheizt wird.

Führt man dieselbe Betrachtung für das Jahr 2024 durch, fällt auf, dass die Gesamtbelastung im Sommer im Vergleich zum Winter hinsichtlich der auftretenden Extremwerte gestiegen ist. Hieraus lässt sich die Vermutung ableiten, dass die zugenommene Belastung in Teilen auf die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen zurückzuführen ist. Da aus der dargestellten Gesamtbelastung $L_{G,\text{ländlich}2,\%}$ kein finaler Rückschluss auf die Art der Netzbelastung möglich ist (also welcher Parameter die Belastung hervorruft), lässt sich etwa ein polares Balkendiagramm der beiden Gesamtjahre verwenden. Dies ist in Abb. 4.21 dargestellt. Das Diagramm zeigt für die Jahre 2016 und 2024 jeweils den Maximalwert der Belastungskomponenten und das 95. Perzentil.

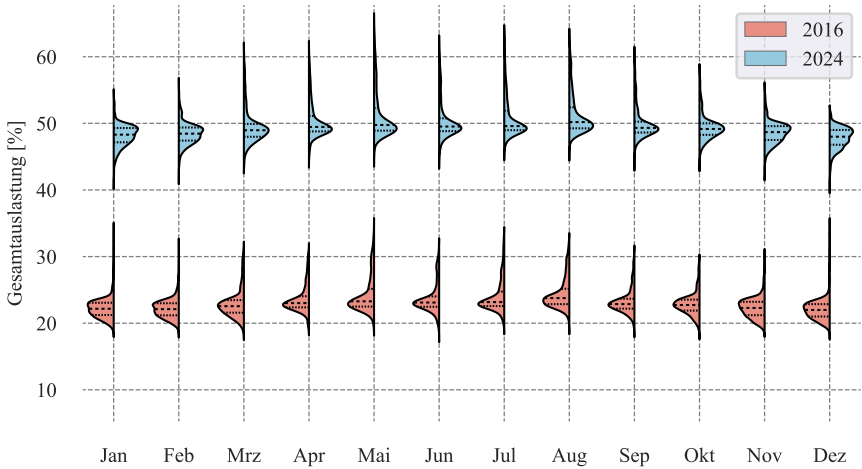


Abb. 4.20: Monatliche Violinplots der Gesamtauslastung $L_{G,\text{ländlich}2,\%}$ der Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024

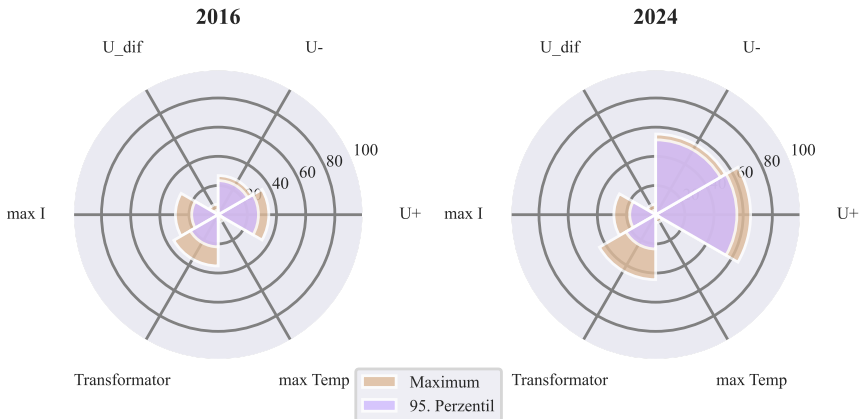


Abb. 4.21: Polare Balkendiagramme der Auslastung der Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024

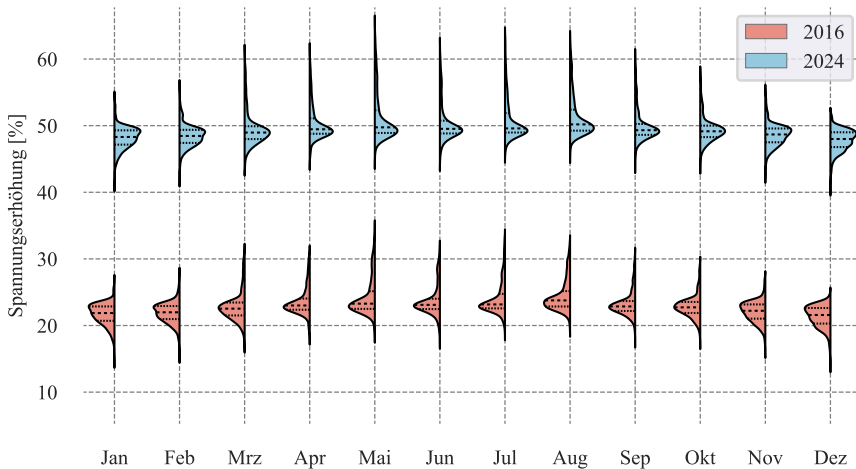


Abb. 4.22: Monatliche Violinplots der Spannungserhöhungen $L_{U+,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ des Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024

Es wird schnell ersichtlich, dass sowohl Spannungserhöhungen (U+) als auch Spannungsabsenkungen (U-) von 2016 nach 2024 deutlich zunehmen und es Ausreißer in der Transformatorenbelastung gibt.

Daher sollte die Entwicklung der Netzspannung näher betrachtet werden. Hierzu werden wieder monatliche Violinplots verwendet, die nun die Spannungsabweichungen zeigen. Vergleicht man die Spannungsauslastung der beiden Jahre in Abb. 4.22 und Abb. 4.23 jeweils mit der Gesamtauslastung desselben Jahres, so fällt auf, dass die Gesamtauslastung im Jahr 2016 im Sommer durch die Spannung geprägt wurde, im Winter jedoch die Leistungsauslastung prägende Ausreißer aufgewiesen haben muss. Im Jahr 2024 sind die Ergebnisse der Spannungserhöhung optisch identisch zu denen der Gesamtauslastung. Eine genauere Untersuchung der Netzauslastung ist wiederum möglich, wenn anstelle der Gesamtauslastung $L_{G,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ die Einzelbestandteile sowie die Teil-

aggregationen $L_{U,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ und $L_{I,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ betrachtet werden. In Abb. 4.24 ist dies für das Jahr 2024 dargestellt.

In der oberen Zeile sind die Violinplots der Teilaggregationen $L_{U,l\ddot{a}ndlich2,\%}$

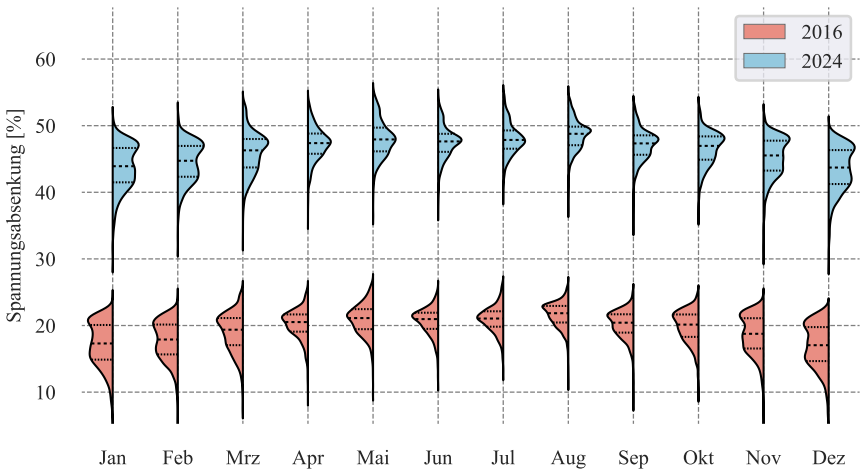


Abb. 4.23: Monatliche Violinplots der Spannungsabsenkungen $L_{U-, \text{ländlich}2, \%}$ des Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024

und $L_{I, \text{ländlich}2, \%}$ dargestellt und in der zweiten Zeile die jeweiligen Bestandteile. Die einzelnen Diagrammhintergründe sind in drei farblich abgegrenzte Bereiche unterteilt, einen unkritischen grünen, einen gelben Warnbereich und einen roten Alarmbereich. Die Festlegung der Grenzen kann für jede Größe individuell erfolgen und liegt im Ermessen des Anwenders.

Anhand von Abb. 4.24 wird die Vermutung bestätigt, dass die Auslastung des Systems spannungsgetrieben ist. Schaut man sich zusätzlich die Einzelbestandteile $U+$ und $U-$ an, so stellt sich heraus, dass es sowohl signifikante positive als auch negative Spannungsabweichungen gibt. Daraus kann geschlossen werden, dass es sowohl last- als auch erzeugungsgeprägte Stränge im Netzabschnitt gibt.

Um eine große Anzahl an Netzabschnitten zu analysieren und beispielsweise in einen technischen Bericht zu überführen, bietet es sich an, zunächst eine Vorauswahl der relevanten Netzabschnitte durchzuführen. Hierfür ist es zielführend, die Gesamtauslastung $L_{G, i, \%}$ zu betrachten und ausgewählte statistische Kenngrößen heranzuziehen. In Abb. 4.25 ist eine Übersicht über die Maxima und 95. Perzentile der Simbench-Referenznetze über alle Betrachtungsjahre

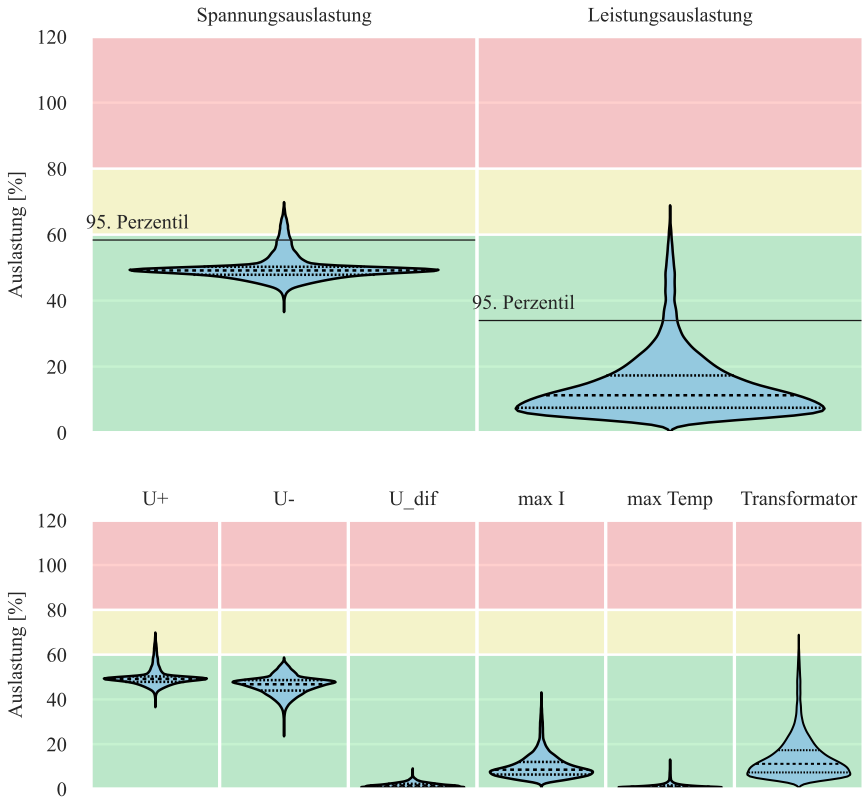


Abb. 4.24: Detail-Violinplots der Auslastung der Simbench-Netzklasse ländlich 2 im Jahr 2024

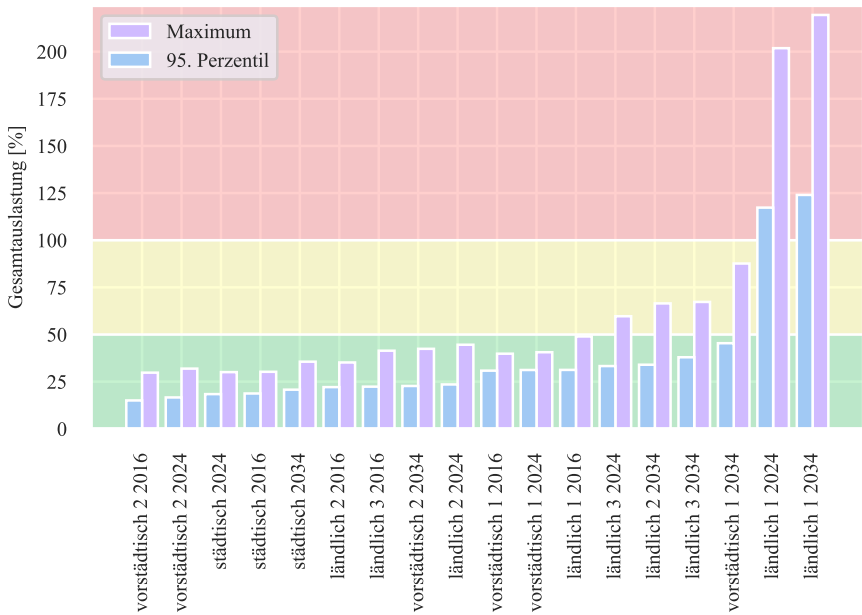


Abb. 4.25: Übersicht über die Maxima und 95. Perzentile der Simbench-Referenznetze

dargestellt. Die Netze sind aufsteigend nach dem 95. Perzentil sortiert. Des Weiteren sind auch hier drei Bereiche farbig hinterlegt, welche den normalen sowie den Warn- und Alarmbereich darstellen. Die Grenzen sind wieder frei wählbar. Für eine nähere Untersuchung empfehlen sich natürlich zunächst die Abschnitte, welche Werte im Alarmbereich aufweisen, gefolgt von denen, die Extrema im Warnbereich zeigen. Alle anderen Netze haben im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu keinem Zeitpunkt einen normalen Auslastungsgrad überschritten. Entsprechende Vergleiche können für das Gesamtnetz, einzelne Netzabschnitte oder Betriebsmittelklassen auch im Zeitverlauf erfolgen, um die zugehörige Entwicklung zu analysieren.

4.4.5 Konzept zur Einbeziehung der Daten in Planungshypothesen

In Abschnitt 3.5 wurde erläutert, dass durch Identifikation der im Netz bestehenden Reserve und Anpassung der planerischen Auslastung die nutzbare Netzkapazität vergrößert und der Ausbaupunkte verschoben werden können (siehe Abb. 3.3).

Dies kommt sowohl bei der Überplanung und zukunftsicheren Auslegung von Netzabschnitten als auch bei der Bewertung von Netzanschlussgesuchen neuer Erzeuger und Verbrauchseinrichtungen zum Tragen. In beiden Fällen erfolgen klassischerweise Netzberechnungen unter Einbeziehung von Annahmen bezüglich der Gleichzeitigkeit zwischen Verbrauchern bzw. den installierten Leistungen. Die angesetzten Leistungen für Verbraucherklassen und zugehörige Gleichzeitigkeitskurven stellen hierbei das zentrale Steuerelement zur Auslegung der Netze dar. Ein Beispiel für eine entsprechende Kurve findet sich in der DIN 18015, welche die Gleichzeitigkeit und Leistung für Haushalte als Grundlage der Elektroinstallation definiert [90]. Ebenso gibt es verschiedene Studien zur Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen für Elektrofahrzeuge [9, 91]. Diese verfolgen üblicherweise Simulationsansätze, in denen das Nutzerverhalten nachgebildet, die resultierenden Gleichzeitigkeiten ermittelt und anschließend Funktionen abgeleitet werden, die eine vollständige oder eine Einhaltung in x % der Fälle sicherstellt. Der Vorteil dieser Ansätze besteht in der Möglichkeit, beliebig große Stichproben erzeugen zu können. Auf der anderen Seite sind die resultierenden Ergebnisse abhängig von den getroffenen Annahmen zum Nutzungsverhalten als Simulationsgrundlage.

Stehen aus den Netzen reale Leistungsflussdaten zur Verfügung und sind die Anzahl der über ein Element versorgten Verbraucher und Verbrauchertypen bekannt, können die real aufgetretenen Werte mit den Annahmen aus den Gleichzeitigkeitsfunktionen verglichen werden. Durch die zwangsläufige Überlagerung verschiedener Verbraucherklassen und dezentraler Erzeugung lässt sich nicht unmittelbar eine neue Gleichzeitigkeitskurve ableiten. Es besteht jedoch die Möglichkeit, durch Parametervariation die bestehenden Kurven zu modifizieren, sodass diese der realen Maximalauslastung angenähert werden. Eine Herausforderung besteht in wechselnden Anzahlen angeschlossener Verbraucher bzw. Erzeuger durch Umbau, Umschaltungen oder Neuerrichtung.

Zur praktischen Verwendung bei der Bewertung von Netzanschlussgesuchen können die Maximalwerte der realen mit der planerischen Netzauslastung ohne den neuen Netzteilnehmer verglichen und somit die derzeit praktisch bestehenden Reserven ermittelt werden. Diese Erkenntnisse können genutzt werden, um die zugrunde gelegten Annahmen anzupassen und infolgedessen die in der planerischen Netzauslastung inkludierte Reserve zugunsten der nutzbaren Netzkapazität zu verringern. Dies kann auf allgemeiner Basis anhand der voranstehend beschriebenen Anpassung der Gleichzeitigkeitskurven erfolgen. Alternativ kann ein pragmatischer Ansatz gewählt werden, sodass zunächst eine konventionelle planerische Bewertung erfolgt und die Ermittlung der Reserve nur bei erwarteter Überschreitung der nutzbaren Kapazität durchgeführt wird. Die Ist-Reserve kann anschließend mit der rechnerischen Überlastung gegenübergestellt werden. Insofern die erwartete Überlastung bzw. Spannungsbandabweichung kleiner ist als die derzeitige Reserve abzüglich einer Sicherheitsmarge, kann nach dem Superpositionsprinzip angenommen werden, dass der Netzteilnehmer ohne Erweiterungsmaßnahme angeschlossen werden kann. Zu berücksichtigen ist bei diesen Ansätzen, dass die erfassten Netzzustände nie alle denkbaren Konstellationen abdecken und daher höhere Auslastungen als in der Vergangenheit erfasst möglich sind. Sollte es in der Folge zu Auslastungen $> 100\%$ kommen, sollte es sich hierbei um kurzzeitige Ausnahmestände handeln, die spätestens im nächsten technischen Bericht erfasst werden und eine anschließende Behebung des Engpasses ermöglichen.

4.5 Praktische Umsetzung im Pilotprojekt

In diesem Abschnitt geht es um die praktische Umsetzung des Monitoringsystems in einem Pilotnetz. Die ersten Grundlagen hierzu wurden in dem vom „Europäischen Fond für regionale Entwicklung“ (EFRE) geförderten Projekt „Energieflussoptimierung im Smart Grid“ entwickelt [B2]. Das Folgeprojekt wird in diesem Abschnitt detaillierter dargelegt. Zunächst erfolgt eine allgemeine Beschreibung des Projektes, inklusive der Ziele, in Abschnitt 4.5.1. Anschließend wird die Struktur des umgesetzten Systems erläutert (Abschnitt 4.5.2) und konkret auf die Benutzerschnittstelle des Monitoringsystems im Frontend eingegangen (Abschnitt 4.5.3). Abschließend wird das Pilotsystem im Rahmen der vorliegenden Arbeit eingeordnet (Abschnitt 4.5.4).

4.5.1 Projektbeschreibung

Das Pilotprojekt, in dem das Monitoringsystem primär entwickelt und erprobt wurde, trägt den Titel „Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von NS-Netzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes“. Der allgemein verwendete Kurztitel lautet „Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze“ (ULN). Es handelt sich um ein gefördertes Projekt im Rahmen von EFRE.NRW [B3] das darüber hinaus vom Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen als potenzielles Exzellenzprojekt identifiziert [92] wurde.

Zur Lösung der Aufgabenstellung haben sich nachstehende Projektpartner zu einem Konsortium zusammengeschlossen:

- die ct.e Controltechnology Engineering GmbH, Herne
- das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen Universität Dortmund
- die AVU Netze GmbH, Gevelsberg, und
- die ef.Ruhr GmbH, Dortmund.

Ziel dieses Projekts war es, eine Möglichkeit zu schaffen, mehr dezentrale Erzeugungsanlagen und Verbraucher, ohne eine Überlastung des Netzes, einzubinden. Weiterhin galt es, die Überwachung bzw. die Beobachtbarkeit des Netzes im Betrieb zu ermöglichen. Konventioneller Netzausbau sollte perspektivisch durch den Einsatz eines Leistungsmanagementsystems und von zusätzlichen Netzkomponenten, z. B. Speichern, möglichst vermieden, jedoch in jedem Falle verzögert werden können. Die bereits in Vorgängerprojekten gewonnenen Erkenntnisse wurden zudem als Grundlagen genutzt.

Hierfür wurde ein konkreter Netzabschnitt auf dem Campus der AVU Netz GmbH in Gevelsberg ausgewählt, um in diesem Pilotnetz die Funktionalitäten zu erproben. In diesem Netz sollten hierfür vorhandene Ladeeinrichtungen, eine PV-Anlage und ein elektronisch regelbarer Transformator (ERT) [B1, C1] Verwendung finden. Weiterhin galt es, einen Batteriespeicher, auf die vorgenannten Komponenten zugeschnitten, zu dimensionieren und an einem geeig-

neten Ort im Pilotnetz zu platzieren, um zu untersuchen, in welchem Maße dieser zur Stützung des Netzes und zur Verringerung der Netzbelastung, eingesetzt werden kann.

Zur optimalen Nutzung des vorhandenen Netzes musste eine Regelstrategie entworfen werden, welche mit Messwerten und Aktoren (PV-Anlagen, Ladesäulen, Speicher, ERT etc.) den Energiefluss optimiert, die Grenzwerte im Netz einhält und die Netzbelastung reduziert. Diese Regelstrategie bildet die Grundlage für das netzdienliche Leistungsmanagement. Um die verschiedenen Komponenten aktiv miteinander verknüpfen zu können, war es erforderlich, eine Kommunikationsinfrastruktur aufzubauen. Auf den Mess- und Prozessdaten sollte ein Monitoringsystem aufgesetzt werden. Das Monitoringsystem sollte durch die regelmäßige Übertragung und Weiterverarbeitung von Messwerten, Netzzustandsdaten, Betriebsmittelinformationen und Reglerzuständen gewährleisten, dass die Auslastung des betrachteten Netzabschnitts sowie die Zustandsinformationen kompakt und übersichtlich visualisiert werden. Der Gesamtzustand des Netzes sollte weiterhin an die Netzleitstelle übertragen werden. Die gesammelten Projektergebnisse sollten außerdem als Grundlage für Rückschlüsse auf effizientere und besser angepasste Planungs- und Betriebsgrundsätze genutzt werden.

Da der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit auf dem Monitoringsystem liegt, wird im Folgenden ebenfalls der Fokus darauf gerichtet. Die Entwicklung des Monitoringsystems konnte im Projektrahmen umgesetzt werden. Wie vorgesehen erfolgt im Monitoringsystem eine Darstellung des aktuellen Netzzustandes und eine Bewertung der Netzauslastung, welche in reduzierter Form an die Netzleitstelle gemeldet wird. Die a priori formulierten Anforderungen an das System werden somit erfüllt. Ferner werden die Daten komprimiert und gespeichert, um als Basis für das Asset Management dienen zu können. Auch wenn das System im Projektrahmen nur in einem einzelnen Pilotnetzabschnitt zur Anwendung gekommen ist, wurde es zur Anwendung auf mehrere Netzabschnitte ausgelegt, sodass eine Übertragbarkeit der Projektergebnisse gegeben ist.

4.5.2 Systemstruktur

Das ULN-System wird in Abb. 4.26 dargestellt und besteht aus diversen Subsystemen bzw. Funktionen. Im Pilotnetz wurden steuerbare Betriebsmittel (ERT, PV-Anlage, netzdienlicher Batteriespeicher) und Komponenten zur Messwerterfassung (Messleisten [93]) installiert. Ferner besteht das Netz aus verschiedenen Leitungsabschnitten, Muffen und Verbrauchern. Der Verbrauch besteht einerseits aus Haushaltslasten und darüber hinaus aus einer Werkstatt mit angeschlossenen Büroräumlichkeiten. Die verfügbaren Messwerte und Statusinformationen der Komponenten werden abgefragt und innerhalb des Systems an die Netzleitstelle, das Leistungsmanagementsystem und das Monitoringsystem verteilt.

Die Netzleitstelle verbindet sich mit den rot dargestellten Messstellen im Netz sowie den violett markierten Aktoren und tauscht Daten mit diesen aus. Diese Daten werden über eine Schnittstelle an die speicherprogrammierbare Steuerung in der Ortsnetzstation übermittelt und dem Leistungsmanagementsystem zur Verfügung gestellt. Auch in Steuerrichtung erfolgt die Anbindung des Leistungsmanagements über die Netzleitstelle. Auf diese Weise behält die Netzleitstelle die Schalthoheit und kann jederzeit die Steuer- bzw. Schaltberechtigung des Leistungsmanagements widerrufen. Das Leistungsmanagementsystem stellt die erhaltenen Messwerte, die Stellgrößen sowie die berechneten Größen aus SE und Regelung dem Monitoringsystem zur Verfügung. Hierfür erfolgt eine VPN-verschlüsselte Datenübertragung über eine einfache TCP-Verbindung, die Datenpakete in Anlehnung an IEC 61850 [94] verwendet. Über selbiges Netzwerk erfolgt weiterhin der externe Zugriff auf das Monitoringsystem sowie mögliche Wartungseingriffe im Leistungsmanagementsystem.

Das Monitoringsystem wurde als übergeordnetes, zentrales System konzipiert, welches die Daten verschiedener Stationen verarbeitet und einen dezentralen Zugriff ermöglicht. Die zugehörige Architektur ist in Abb. 4.27 dargestellt. Um die Monitoringdaten leicht an verschiedenen Orten visualisieren zu können, werden Web-Technologien eingesetzt. Der Zugriff eines Browsers auf das Monitoringsystem erfolgt in der Regel über einen VPN-Tunnel. Natürlich können mehrere Benutzer gleichzeitig auf das Monitoring-System zugreifen.

Das Monitoring-System besteht aus drei Prozessen, die im Projekt auf demsel-

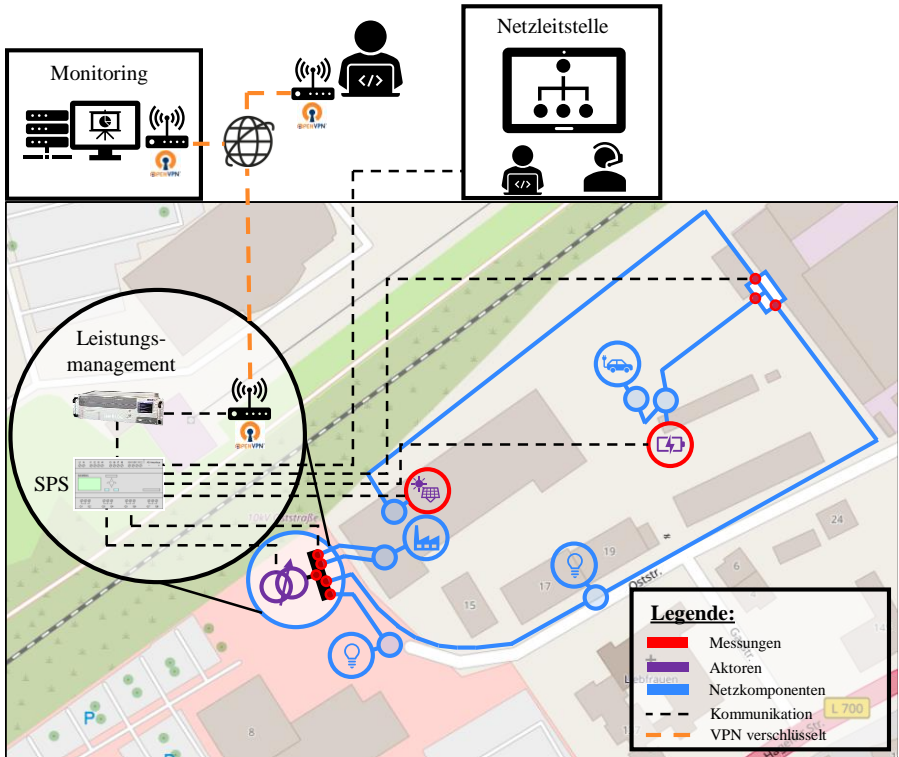


Abb. 4.26: Struktur des ULN-Pilotsystems

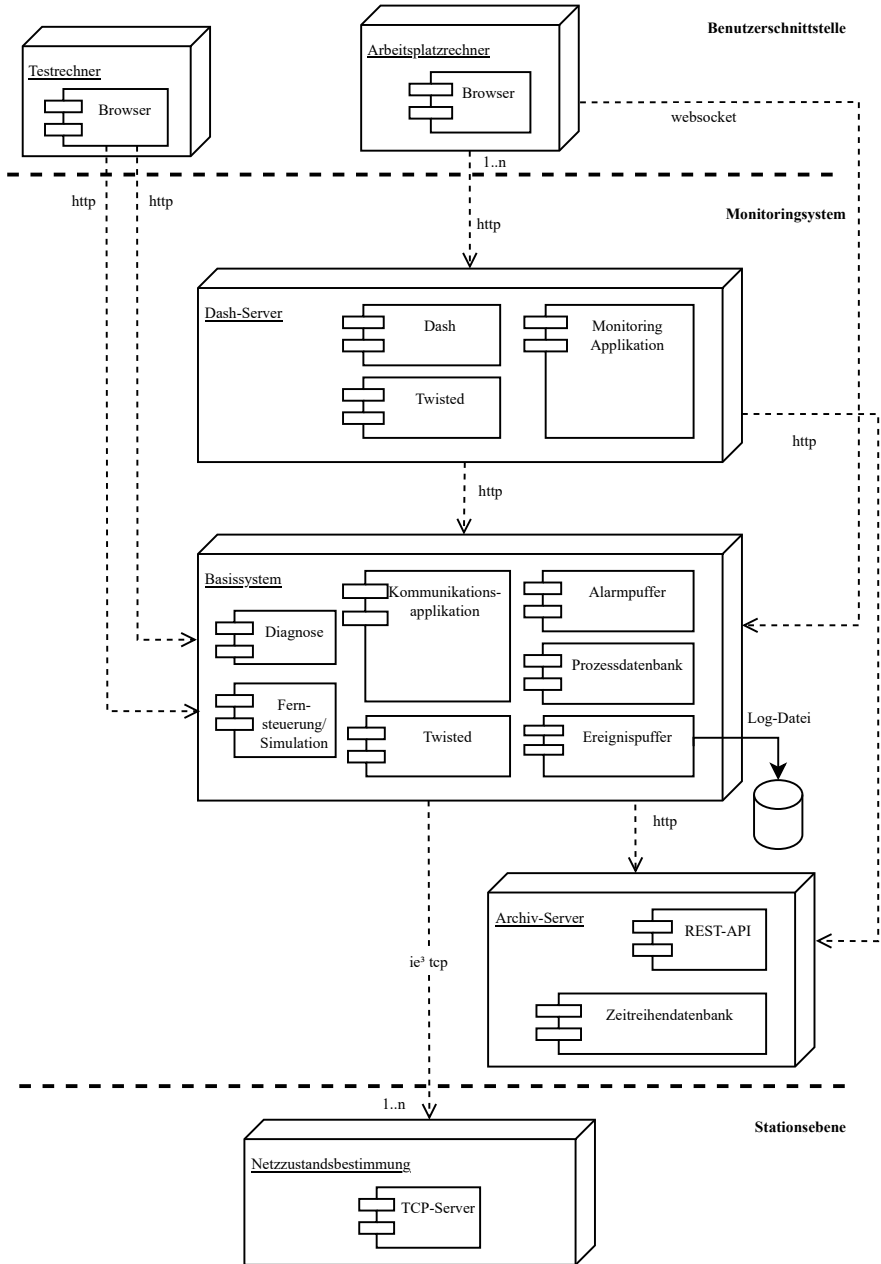


Abb. 4.27: Architektur des ULN-Monitoringsystems

ben Rechner ausgeführt wurden, aber auch auf verschiedene Systeme verteilt werden können:

- eine Web-Applikation für die Visualisierung
- ein Basissystem für die Datenakquisition aus dem Prozess und
- ein Archiv-Server zum Speichern der Zeitreihen erfasster Daten.

Das Basissystem erfasst die Daten aus der Stationsebene über eine Kommunikationsapplikation, die daraus ein aktuelles, speicherbasiertes Prozessabbild generiert. Alle relevanten Änderungen werden in einen Ereignispuffer geschrieben, der eine begrenzte Anzahl der letzten Veränderungen in chronologischer Reihenfolge speichert. Besondere Zustände können, ebenso wie Grenzwertverletzungen analoger Signale, als Alarmer bzw. Warnungen klassifiziert werden. Anstehende Alarmer werden in einen Alarmpuffer übertragen. Eine Quittierung von Alarmen ist hier nicht vorgesehen. Alle analogen und einige diskrete Signale werden zudem periodisch in einer Zeitreihendatenbank erfasst.

Die Diagnoseschnittstelle des Basissystems ermöglicht den Zugriff auf alle verfügbaren Informationen über einfache, statische HTML-Seiten mit internen Benennungen aus der Konfiguration und ohne komplexe Formatierungen. Der Seiteninhalt zeigt einen aktuellen Schnappschuss und ändert sich nicht dynamisch. Die Simulationsschnittstelle ist außerhalb der Laborumgebung abgeschaltet. Sie erlaubt im einfachsten Fall das Überschreiben von Prozessdaten beim Testen der Benutzeroberfläche.

Die Web-Applikation stellt, anders als die Diagnoseschnittstelle, dynamische HTML-Seiten bereit. Eine vom Benutzer aufgeschaltete Seite aktualisiert sich also automatisch, wenn sich die Prozessdaten ändern. Für die Datenaktualisierung wird hier ein direkter Kanal vom Browser zum Basissystem vorgesehen. Um dem Anwender eine kompakte Ergebnisdarstellung zu ermöglichen, erfolgt die Visualisierung in Form eines Dashboards. Dieses bildet auf einer Bildschirmseite eine Instrumententafel nach und versucht eine Vielzahl an Informationen auf einer einzelnen Seite anzuzeigen, ohne diese Anzeige zu überladen.

Zur Realisierung der Web-Applikation wird „plotly Dash“ eingesetzt. Dieses freie Softwarepaket erlaubt die Implementierung der Web-Applikation in der Programmiersprache Python. Außerdem kapselt es die Plot-Bibliothek der

Firma plotly, welche eine Vielzahl interaktiver Diagramme unterstützt. [95] Zur Archivierung wird die Zeitreihendatenbank von „Prometheus“ [96] eingesetzt.

4.5.3 Darstellung in der Benutzeroberfläche

Die Benutzeroberfläche des Monitoringsystems ist zur Darstellung im Vollbildmodus und den Aufruf mittels eines Webbrowsers an einem PC oder Laptop ausgelegt.

Wie in Abschnitt 4.5.2 beschrieben, besteht das Monitoringsystem aus verschiedenen Systemteilen. Das Basissystem weist eine HTML-basierte Diagnoseschnittstelle auf. Auf der Startseite wird angezeigt, wie viele Monitore und Stationen angekoppelt sind, ob das Archivierungssystem Daten erhält und ob eine Verbindung zu einem Simulationssystem besteht. Zu jeder Station werden weiterhin der Status der Kommunikationsverbindung sowie der Inhalt des Ampelregisters, welches die Netzauslastung sowie den Reglerstatus an die Netzleitstelle meldet, angezeigt.

Von der Startseite aus kann – wie von Webseiten bekannt – zu verschiedenen anderen Unterseiten navigiert werden. Beispielsweise zu der Signalliste, welche den aktuellen Zustand aller Prozesssignale enthält. Anhand der Eigenschaften „Station“, „Komponente“, „Objektname“ und „Signal“ lässt sich das Signal in jeder Zeile eindeutig identifizieren. Ihm werden dann „Wert“, „Status“ und „Zeitstempel“ zugeordnet.

Die Ereignis- und die Alarmliste haben dieselben Spalten, die Alarmliste zeigt jedoch nur die Werte an, die eine Alarmgrenze ausgelöst haben. Der Menüpunkt „Metriken“ zeigt das Ergebnis einer Abfrage der aktuellen Werte aller Zeitreihen in einer Textdarstellung, während „Archive“ einen Verweis auf die Web-Schnittstelle von Prometheus repräsentiert. Auf die Darstellungen in Prometheus wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen, da hier lediglich die vorhandenen Prometheus-Funktionalitäten genutzt und hierzu alle Details der Prometheus-Dokumentation [96] entnommen werden können.

Das zentrale Element des Monitoringsystems bildet die Dash-Applikation, die der Nutzer zur Visualisierung der Daten verwendet. Der Dash-Server, der die entsprechenden Darstellungen bereitstellt, ist über die Server-Adresse innerhalb des VPN zugänglich.

Der Aufbau der Anzeige besteht aus einem Navigationsbereich, einer Kopf- und Fußzeile sowie dem Informationsbereich. Kopf- und Fußzeile enthalten stets dieselben Informationen, die sich auf das Projekt und den Ersteller beziehen. Zusätzlich wechselt die Kopfzeile ihre Farbe von Blau zu Magenta, wenn keine Verbindung zum Basissystem besteht. Nach Wiederherstellung der Verbindung muss die Seite im Browser aktualisiert werden. Anschließend werden die angezeigten Werte automatisch aktualisiert. Im Navigationsbereich kann einerseits über ein Dropdown-Menü am oberen Bildschirmrand die Station bzw. der Netzabschnitt ausgewählt werden (im Projektraum gibt es nur einen Netzabschnitt, das System ist jedoch für die Anwendung auf mehrere ausgelegt). Weiterhin stehen neben dem Dashboard sieben weitere Kategorien zur Verfügung. Abhängig von der ausgewählten Kategorie wird der Informationsbereich mit unterschiedlichen Daten und Darstellungen gefüllt. Die einzelnen Kategorien werden nachstehend beschrieben und teilweise mit Abbildungen veranschaulicht.

Für die Bedienung und das Verständnis des Monitoringsystems sind zunächst noch folgende Hinweise relevant:

- Es werden farbliche Codierungen verwendet, um zu angezeigten Werten Zusatzinformationen mitzuliefern. Es werden z.B. die betroffenen Zellen in Tabellen eingefärbt, Grafiken eingerahmt oder digitale LEDs eingefärbt. Die farbliche Codierung ist die folgende:
 - Magenta: fehlende Prozessinformation
 - Grün: Alles in Ordnung
 - Gelb: Warngrenze erreicht
 - Rot: Alarmgrenze erreicht / Fehler vom Leistungsmanagement gemeldet
- Weiterhin sind die dargestellten Diagramme i. d. R. interaktiv. Dies bedeutet, dass Elemente angeklickt oder aber mit dem Mauszeiger angefahren werden können, um Zusatzinformationen in sogenannten Tooltips zu erhalten.

Die Startseite und erste Kategorie der aufgerufenen Seite entspricht der primären Darstellungsform des Monitoringsystems in der Benutzeroberfläche:

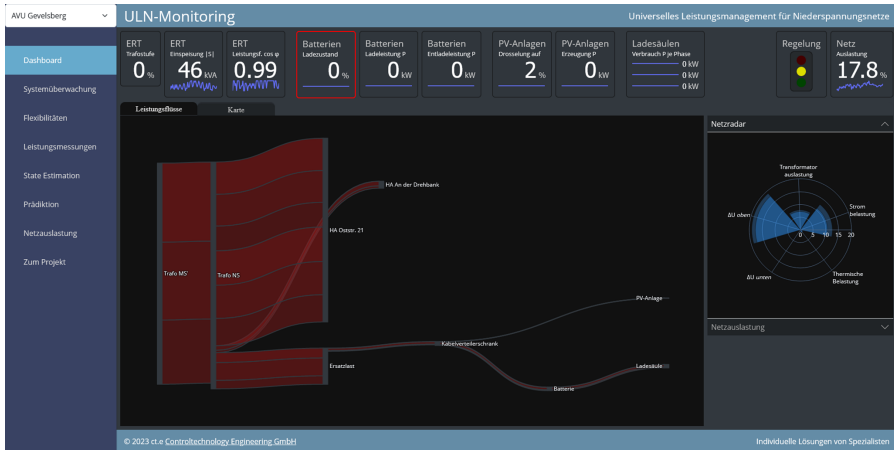


Abb. 4.28: Screenshot aus dem Frontend – Dashboard mit Netzzadlar

einem „Dashboard“ (siehe Abb. 4.28). Hiermit ist gemeint, dass die wesentlichen Systeminformationen unter Berücksichtigung verschiedener Aspekte auf einer einzigen Seite konzentriert werden. Die angezeigten Informationen beruhen auf den Ergebnissen der SE sowie darauf aufgesetzten Auswertungen. Unter der Kopfzeile werden die wichtigsten Kennzahlen zu den steuerbaren Betriebsmitteln in aggregierter Form angegeben. Die kleinen Sparkline- oder Liniendiagramme geben qualitativ den Verlauf der zugeordneten Größe in der letzten Stunde an.

Rechts davon ist der Betriebszustand der Regelung in Form einer Ampel dargestellt. Der Status des Reglers wird in einem Tooltip aufgeschlüsselt, wenn der Mauszeiger über der Ampel positioniert wird. Entsprechend wird eine Erläuterung zu den Farben der Ampel bereitgestellt. Bei der dargestellten Ampel handelt es sich um die vom Leistungsmanagement bereitgestellten Informationen zum aktuellen Zustand des Reglers. Hierbei wird unterschieden zwischen

- Rot: Grenzwertverletzung,
- Gelb: Einsatz von Flexibilitäten zur Einhaltung der Grenzen und
- Grün: Kein Einsatz von Flexibilitäten erforderlich.

Ganz rechts wird eine einzelne Kennzahl zur Charakterisierung der Netzauslastung angegeben. Diese stellt das aktuelle Maximum der Netzauslastung dar. Wie sich dieses zusammensetzt, kann wahlweise in der Tafel „Netzradar“ oder „Netzauslastung“ eingesehen werden.

In Abb. 4.28 ist die Darstellung der aktuellen Netzauslastung in der Tafel „Netzradar“ dargestellt. Hierbei sind die in Abschnitt 4.3.5 beschriebenen prozentualen Bewertungen der Netzauslastung in Anwendung gebracht worden. Die Darstellungsform entspricht dem in Abschnitt 4.4 beschriebenen polaren Balkendiagramm. Der jeweils innere, dunklere Sektor der Kategorien stellt die aktuelle Auslastung dar, während der äußere Sektor dem maximal erfassten Wert (Schleppzeiger) der Größe entspricht. Durch den geometrischen Zusammenhang zwischen der Fläche des jeweiligen Sektors und der Auslastung wird die qualitative Bedeutung der einzelnen Aspekte intuitiv gut vom Anwender erfasst. Zur quantitativen Bewertung ist der Radar mit einer Skala versehen. Weiterhin kann durch Anfahren einer Fläche mit dem Mauszeiger ein Tooltip geöffnet werden, der den zugehörigen Wert numerisch anzeigt.

Die Tafel Netzauslastung, die auf der rechten Seite des Dashboards ausgeklappt werden kann, ist in Abb. 4.29 ersichtlich. Die Darstellung zeigt oben in einem Halbkreis abgebildet die aktuelle Gesamtauslastung des Netzes. Die Skala ist von links nach rechts aufsteigend und farblich unterlegt. Hierbei entspricht der gelbe Bereich dem Warn- und der rote dem Alarmbereich. Die Festlegung der jeweiligen Schwellwerte kann individuell erfolgen und z. B. für die Strom- und Spannungswerte an den Vorschlägen des BDEW gemäß [85] angelehnt werden. Der aktuelle Wert entspricht dem schwarzen Balken, der unten links bei dem Wert 0 seinen Ursprung findet. Der zugehörige Zahlenwert ist in Weiß im Inneren des Halbkreises zu finden. Unterhalb des aktuellen Wertes ist die Veränderung gegenüber dem letzten Wert dargestellt. Erhöhungen sind dabei mit einem Pfeil nach oben und in Rot dargestellt, Verringerungen mit einem entgegengesetzten Pfeil und in Grün. Ergänzend zum Ist-Wert ist ein weißer Strich als Schleppzeiger dargestellt. Eine vergleichbare Darstellung ist unterhalb für die fünf Einzelkomponenten abgebildet. Diese sind jedoch als horizontale Balken mit individuellen Grenzwerten für die Warnungen und Alarme dargestellt. Entsprechend sind die aktuellen Zahlenwerte sowie die Änderungen rechts neben dem Balken abgebildet.

Der Zustand einer Station bzw. eines Netzabschnittes wird zusätzlich in kom-

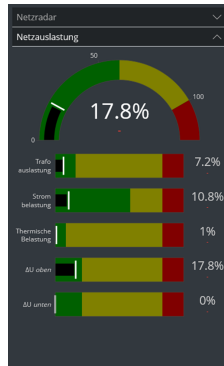


Abb. 4.29: Screenshot aus dem Frontend – Tafel Netzauslastung

pakter Form an das Netzleitsystem übermittelt. Dazu werden der Betriebszustand des Reglers und die Netzauslastung übertragen.

Unterhalb der Liniendiagramme stehen zwei Registerkarten zur Verfügung, von denen die eine die dreiphasige Darstellung aller Leistungsflüsse in Form eines Sankey-Diagramms [97] zeigt und die andere eine Kartendarstellung des Netzabschnittes. Die Leistungsflüsse werden in der gleichnamigen Registerkarte dreiphasig in dem modifizierten Sankey-Diagramm visualisiert (siehe Abb. 4.30), das auch negative Flüsse erlaubt. Dabei handelt es sich um einen Netzwerkgraph, dessen Zweige eine Breite aufweisen, die dem Betrag ihrer Flüsse relativ zum Gesamtfluss entsprechen.

Positive Flüsse (rot) verteilen sich ausgehend vom Trafo auf der linken Seite im Netz. Dem können negative Flüsse (grün) entgegenwirken, die sich aus dezentral eingespeisten Leistungen ergeben. Bei der Betrachtung einer Knotenbilanz sind dann die Vorzeichen der Flüsse zu berücksichtigen. Die Knoten und Zweige im Diagramm färben sich bei einer Grenzwertverletzung gemäß der oben beschriebenen Farbkodierung ein und zusätzlich können Details zu den Knoten und Zweigen über Tooltips aufgerufen werden.

Anstelle der „Netzauslastung“ / dem „Netzradar“ und den Leistungsflüssen kann auch die Registerkarte „Karte“ angewählt werden. Diese ist in Abb. 4.31 dargestellt. Die Karte stammt von OpenStreetMap [98] und weist vier Layer zur Anzeige eines Netzwerkgraphen auf, die oben rechts in der Karte an- und abgewählt werden können. Diese beinhalten das Bestandsnetz, welches vor

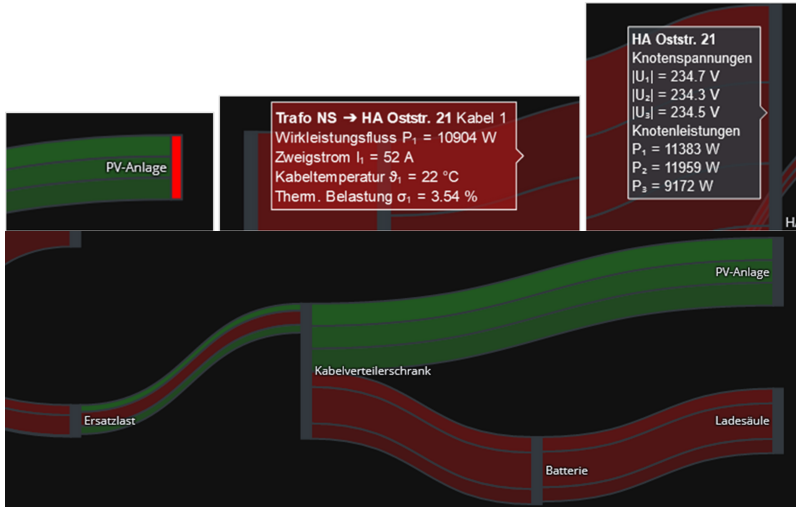


Abb. 4.30: Screenshot aus dem Frontend – Ausschnitte des Sankey-Diagramms und Details

Projektbeginn vorlag, die Netzkonfiguration, die in ULN geschaffen wurde, die Symbole der Flexibilitäten sowie die Markierungen ausgewählter Netzknoten, die zur Orientierung im Sankey-Diagramm dienlich sein können. Durch Überfahren einer Markierung, eines Symbols oder einer Komponente des ULN-Netzes werden die Namen in einem Tooltip eingeblendet.

Die Einfärbung der Knoten und Zweige sowie die Anreicherung mit Detailinformationen über Tooltips entspricht dem Vorgehen beim Sankey-Diagramm. Da hier eine einphasige Darstellung vorliegt, wurden die Daten der einzelnen Phasen geeignet aggregiert.

Die zweite Kategorie ist die „Systemüberwachung“. Diese beinhaltet eine Statusanzeige, die mit „Störungen“ überschrieben ist und anhand von farblich kodierten digitalen LEDs wird für 17 Systemkomponenten bzw. Kommunikationsverbindungen angezeigt, ob diese ordnungsgemäß arbeiten. Weiterhin finden sich die aktuell anstehenden Alarmer in tabellarischer Form wieder. Zu den Alarmen wird der Zeitstempel des Auftretens, das betroffene Signal sowie die Ursache für den Alarm dargestellt.

Als dritte Kategorie können die „Flexibilitäten“ aufgerufen werden. Hier gibt



Abb. 4.31: Screenshot aus dem Frontend – Kartendarstellung im Dashboard

es jeweils einen Bereich für regelbare Transformatoren, für Photovoltaikanlagen und für Batteriespeicher. Im Pilotnetzabschnitt ist jede Flexibilitätsart nur einfach vertreten, jedoch ist die Seite so aufgebaut, dass mehrere Anlagen gleicher Art dargestellt werden könnten und eine kategorisierte Anordnung erfolgen würde. Zu jeder Flexibilität sind Statusinformationen und aktuelle Werte dargestellt. Der Umfang orientiert sich an den bereitgestellten Informationen der Betriebsmittel sowie den vom Leistungsmanagement abgefragten Werten.

Die nächsten drei Kategorien „Leistungsmessungen“, „State Estimation“, und „Prädiktion“ zeigen jeweils eine oder mehrere Tabellen. Diese enthalten je nach Kategorie Messwerte, die Berechnungsergebnisse der SE oder die Berechnungsergebnisse der verschiedenen Regler-Zeitschritte mit und ohne Regeleingriff. Anhand der Tabellenüberschriften und der Benennung der Zeilen und Spalten ist ersichtlich, welcher Wert in welcher Zelle steht. Die Werte werden gemäß oben beschriebener Codierung farbig gekennzeichnet, insofern Besonderheiten vorliegen. Die tabellarische Darstellungsform ermöglicht es zwar nicht, sich unmittelbar einen Gesamtüberblick zu verschaffen, jedoch ist es durch die farbige Kennzeichnung leicht möglich, relevante Werte zu identifizieren. Weiterhin beruhen die übrigen Darstellungen zum Netzzustand etc.

alle auf den Ergebnissen der SE. Daher kann es hilfreich sein, die Messwerte – als Eingangsinformationen der SE – einsehen zu können, insofern unerwartete Betriebszustände auftreten.

Als siebte Kategorie steht die „Netzauslastung“ zur Verfügung. Diese Seite zeigt Informationen über die statistische Verteilung der betrachteten Größen in einem zurückliegenden Zeitintervall, die vom Monitoringsystem erfasst wurden. Während also auf dem Dashboard und den übrigen Seiten ein Live-Zustand dargestellt wird, liegt der Fokus hier auf historischen Daten. So besteht die Möglichkeit, dass eine Bewertung der Auslastung nicht anhand eines einzelnen Betrachtungszeitpunktes, sondern anhand der Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen von Werten getroffen werden kann. Dies wäre insbesondere zum Vergleich der Auslastung mehrerer Netzabschnitte von Interesse, um etwa einen Bedarf für ein Leistungsmanagementsystem, Netzausbaumaßnahmen oder zusätzliche Flexibilitäten zu ermitteln bzw. die Bedarfe im Asset Management zu priorisieren. Gleichzeitig bietet die Seite für einen einzelnen Netzabschnitt die Möglichkeit, die Häufigkeitsverteilung der Netzauslastung darzustellen. Als Darstellungsform wurden die in Abschnitt 4.4 erläuterten Violin-Plots gewählt. Durch die Interaktivität der dargestellten Diagramme können statistische Informationen zu den visualisierten Größen als Tooltips angezeigt und z.B. die Wahrscheinlichkeiten zum Überschreiten einer Warngrenze abgerufen werden. Insofern das Monitoringsystem, abweichend vom ULN-Projekt, auf mehrere Netzabschnitte angewendet würde, ließe sich an dieser Stelle der Vergleich verschiedener Netzabschnitte darstellen. Hierfür würden die in Abschnitt 4.4 gezeigten Darstellungsformen in Anwendung gebracht werden.

Die letzte Kategorie lautet „Zum Projekt“. Auf dieser Seite werden die Logos des Projektkonsortiums sowie die der Fördermittelgeber präsentiert und in einem Satz der Projektgegenstand als „Analyse, Regelung, Monitoring und Echtzeitsimulation eines intelligenten Verteilnetzabschnittes“ beschrieben.

4.5.4 Kritische Einordnung des Pilotsystems

Es wurden wichtige Erkenntnisse durch den Einsatz des Monitoringsystems gewonnen. Diese beziehen sich auf die Beobachtung des Netzes, das Ziehen von Rückschlüssen für den Betrieb des Leistungsmanagements, die Identifika-

tion von Unstimmigkeiten in dem Kommunikationspfad vom Feld bis in das Monitoringsystem und auf Anpassungsbedarfe am Monitoring selbst. Für eine weitergehende praktische Erprobung des Monitoringsystems im Asset Management wäre ein paralleler Einsatz in mehreren Netzabschnitten und eine längerfristige Erprobung erforderlich. Nur dann können die Funktionalitäten im Bereich „Netzauslastung“ vollständig getestet, validiert und optimiert werden.

Dennoch konnten bereits Aspekte identifiziert werden, die für einen praktischen Einsatz beim VNB optimiert werden müssten:

- Effizientere Gestaltung der Kommunikation durch Wahl eines effizienteren Protokolls zur Reduktion des Overheads und Steigerung der Geschwindigkeit (z. B. durch Verzicht der Abbildung der Datenpunkte nach IEC 61850)
- Einbeziehung von Messdaten aus intelligenten Messsystemen
- Übersichtsseite über alle im Monitoring verfügbaren Stationen unter Angabe der jeweiligen aktuellen Netzauslastung
- Zur weiteren Verwendung, der im Monitoring generierten und gesammelten Daten im Asset Management sollte eine Exportfunktionalität oder Schnittstelle zu nachgelagerten informationstechnischen Systemen bereitgestellt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass das entwickelte Monitoringsystem diverse Funktionalitäten zur Liveüberwachung des Netzzustandes aufweist, die unter anderem für die Netzführung oder auch Regelung des Systems von Interesse sind. Neben den Messwerten und Ergebnissen der SE wird auch die aktuelle Auslastung des Netzabschnittes in Echtzeit bewertet und der Netzleitstelle gemeldet. Diese Funktionalitäten decken Bereiche im Asset Management ab, die nicht explizit adressiert wurden. Über der Benutzerschnittstelle des Monitoringsystems stehen dem Anwender die aktuellen Auslastungsinformationen ebenfalls zur Verfügung. Die historischen, in der Zeitreihendatenbank aufgezeichneten Auslastungsdaten können über die Benutzerschnittstelle angezeigt werden. Die Funktionen zur Aufbereitung der erfassten Daten im Sinne der praktischen Anwendung im Asset Management

gemäß 4.4 stehen ebenfalls zur Verfügung, konnten jedoch nicht mit real erfassten Daten erprobt werden.

Das Monitoringsystem muss im Vergleich zu kommerziell verfügbaren Systemen wie der Venios Energy Platform der Venios GmbH oder der Intelligent Grid Platform der envelio GmbH gesehen werden. Diese sind sehr breit aufgestellt und beinhalten jeweils einen digitalen Zwilling als Basis ihrer Anwendung. Der Fokus dieser Systeme liegt auf der Netzberechnung im Rahmen von Anschlussgesuchen und Planungsprozessen sowie in der Live-Überwachung von Netzabschnitten und der Möglichkeit, diese konform zu Mechanismen wie Redispatch 2.0 oder § 14a EnWG zu steuern. Im Bereich der Systembeobachtung stehen viele Funktionen zur Verfügung, die sich auch im vorgestellten Monitoringsystem wiederfinden, wie eine Kartendarstellung des betrachteten Netzabschnittes mit je nach Belastung eingefärbten Leistungsabschnitten und Knoten oder die Ansicht der prozentualen Auslastung der Komponenten. Weiterhin bestehen auch zusätzliche Funktionalitäten wie die Möglichkeit zur Simulation von Änderungen im Netz oder Darstellungsformen, wie Heatmaps von Last- oder Erzeugungsschwerpunkten. Eine Auswertung der Daten zur direkten Berücksichtigung in anderen Werkzeugen des Asset Management erfolgt nicht, stattdessen werden die gesammelten Daten in Gänze über Schnittstellen für nachgelagerte Systeme zur Verfügung gestellt. Durch die Verbindung mit dem digitalen Zwilling als Netzberechnungswerkzeug besteht vermutlich die Möglichkeit, verfügbare Messwerte der realen Netzauslastung in Netzanschlussgesuche einzubeziehen. [99–109]

Das hier entwickelte Monitoringsystem grenzt sich anhand folgender Aspekte von den vorgenannten Systemen ab:

- Durch die Berücksichtigung des thermischen Verhaltens von erdverlegten Kabeln und Simulation der resultierenden Temperaturen wird die reale Auslastung der Kabel besser abgeschätzt als bei reiner Berücksichtigung der Strombelastung.
- Die Visualisierung des Netzzustands mittels Sankeydiagramm ermöglicht es, auf einen Blick die Lastflüsse im Netz zu erfassen und dreiphasig darzustellen.
- Durch die Möglichkeit der flexiblen Aggregation der Daten in Anlehnung an die Segmentierung im Asset Management können die Ergebnisse kom-

primiert und vorverarbeitet an entsprechende Werkzeuge weitergegeben werden.

- Die Mechanismen zur Auswertung der erfassten Daten für die Weiterverwendung in der Zustands-/Wichtigkeitsbewertung, die Berücksichtigung in technischen Berichten und die Gegenüberstellung von Auslastungen sind (soweit ersichtlich) in den kommerziell verfügbaren System nicht vorgesehen.
- Die Funktionalität zur Ableitung Gaußscher Mischmodelle zwecks Reduktion des Datenumfangs bei Erhalt der statistischen Eigenschaften reduziert den Speicherbedarf.

Der Funktionsumfang des entwickelten Monitoringsystems stellt somit eine Ergänzung der kommerziellen Systeme zur weitergehenden Anwendung im Asset Management dar. Die entwickelten Routinen und Ansätze lassen sich prinzipiell auch auf die kommerziellen Systeme aufsetzen, sodass die dort erfassten Daten ausgewertet und im Asset Management weiterverwendet werden können.

Gewonnene Erkenntnisse (1/2):

- Um die relevanten Größen verfügbar zu machen, sind zunächst dezentrale Messwerterfassungen und -übertragung erforderlich.
- Zur Bereitstellung eines konsistenten Netzzustandes und der auftretenden Leistungsflüsse müssen State Estimation und Lastflussrechnung durchgeführt werden.
- Zur Simulation der Temperaturverläufe wurde ein Modell konzentrischer homogener Körper hergeleitet, welches den Transport der thermischen Energie vom Leiter in das Erdreich abbildet. Die Plausibilität der Ergebnisse wurde Anhand des normativen Standardfalls gezeigt.
- Um bei reduziertem Speicherbedarf die statistischen Eigenschaften der Größen zu erhalten, eignen sich Gaußsche Mischmodelle und der Expectation-Maximization-Algorithmus zur Aufstellung des Modells. Letzterer wurde basierend auf dem Ansatz der Trendumkehrpotentiale modifiziert, um die Anzahl der Modellkomponenten und den Rechenaufwand zu reduzieren.
- Die verschiedenen Formen der Auslastung lassen sich am Besten vergleichen und aggregiert betrachten, wenn sie gleichartig skaliert (unbelastet: 0 %, voll ausgelastet 100 %) werden. Entsprechende Rechenvorschriften wurden aufgezeigt.
- Zur Darstellung von statistischen Ergebnissen wurden polare Balkendiagramme und Violinplots als geeignet ermittelt und erläutert.

Gewonnene Erkenntnisse (2/2):

- Zur praktischen Verwendung im Asset Management wurde
 - die Verwendung der mittleren Betriebsmittelauslastung als Wichtigkeits- sowie Dauer und Höhe der Auslastung als Zustandskriterium identifiziert und exemplarisch in einer Zustands-/Wichtigkeitsbewertung berücksichtigt.
 - die Aufbereitung der Daten zur Darstellung in technischen Berichten für den Asset Owner exemplarisch gezeigt.
 - eine Übersicht der maximal aufgetretenen Gesamtauslastungen mehrerer Netzabschnitte zur Identifikation realer Engpässe sowie die detaillierte Gegenüberstellung der Auslastungen von zwei Netzabschnitten oder Zeiträumen gezeigt.
 - eine Möglichkeit zur pragmatischen Verwendung der Daten in der Bewertung von Netzanschlussgesuchen sowie ein Ansatz zur Einbeziehung in die Anpassung von Gleichzeitigkeitsannahmen im Planungsprozess erläutert.
- Ein Niederspannungsmonitoringsystem wurde in einem Pilotprojekt umgesetzt. Die Umsetzbarkeit der Datenerfassung und Aufbereitung konnte praktisch nachgewiesen werden.

5 Potenzial von Smart Metern

Dieses Kapitel dient zur Beleuchtung der Möglichkeiten einer Smart-Meter-Nutzung als Datenquelle für ein Monitoringsystem (vgl. Kapitel 4) zur Unterstützung des NS-Asset Management (AM) gemäß Kapitel 3. Hierfür werden zunächst die Rahmenbedingungen des Smart-Meter-Einsatzes anhand der Systemarchitektur in Abschnitt 5.1 beschrieben und abgeleitet, welcher vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) definierte Anwendungsfall zum Einsatzzweck passt. Ergänzend wird in Abschnitt 5.2 erläutert, welche Messwerte in diesem Zuge verfügbar sind und inwiefern sie im Interesse des AM genutzt werden können. Dem schließen sich Untersuchungen zur Leistungsfähigkeit und Praxistauglichkeit (vgl. Abschnitt 5.3) sowie ein Kostenvergleich (vgl. Abschnitt 5.4) mit herkömmlicher Messtechnik an.

Im Rahmen des ULN-Projektes (vgl. Abschnitt 4.5) wurde 2021 eine Markt- und Systemanalyse mit dem Ziel durchgeführt, die Smart-Meter-Gateway-Architektur im Projektrahmen zu nutzen [S1]. Während in diesem Kontext der Fokus auf der projektspezifischen Systemstruktur inkl. Steuerfunktionalitäten und Livedaten lag, werden hier speziell die Anforderungen des Monitoringsystems in den Fokus gerückt.

5.1 Smart-Meter-Gateway-Architektur

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen zum Themenfeld Smart Meter vor dem Hintergrund der Themenstellung in Deutschland beschrieben. Dies umfasst den Systemaufbau, die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen und Hintergründe sowie die Tarifierungsfälle, die vom BSI definiert wurden.

5.1.1 Rahmenbedingungen

Die rechtliche Grundlage zur Einführung und Entwicklung von Smart Meter Gateways (SMGW) und der zugehörigen Infrastruktur hat 2016 das Gesetz

zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) gelegt [110]. Im Rahmen der Umsetzung des GDEW wurde das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebersgesetz (MsbG)) eingeführt. Dieses dient als zentrales Gesetz für den Messstellenbetrieb und verpflichtet den Messstellenbetreiber (MSB) zu Entwicklung und Betrieb einer SMGW-Infrastruktur, intelligenter Messsysteme (iMSys) und moderner Messeinrichtungen (mMe). Durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende wurde das MsbG im Mai 2023 umfassend novelliert, bevor es im Dezember 2023 durch das „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ weiteren Änderungen unterzogen wurde. Im weiteren Verlauf wird der aktuelle Stand näher erläutert und nur wenn im Kontext sinnvoll, die zugehörige Historie beleuchtet. [21, 22, 110–112]

Das MsbG formuliert Vorgaben bezüglich der Strom- und Gasmessung sowie des Betriebs der zugehörigen Messstellen. Dies umfasst im Wesentlichen technische Geräteanforderungen, den Nutzungszyklus vom Einbau über den Betrieb bis hin zur Wartung, das Auslesen und Übertragen der Daten und die Regulierung bezüglich der Finanzierung. Während zuvor der VNB für den Betrieb der Messstelle zuständig war, wurde nun der grundyzuständige MSB sowie der wettbewerbliche MSB eingeführt. Der VNB bleibt bis auf Weiteres in seinem Netzgebiet der grundyzuständige MSB, hat jedoch die Möglichkeit, die Grundzuständigkeit für mMe und iMSys zu übertragen. Somit entsteht für kleine VNB die Möglichkeit, sich nicht selbst mit diesem komplexen Themenfeld auseinanderzusetzen bzw. das Thema outzusourcen. Das Unternehmen, an das die Aufgabe übertragen wird, ist dann der grundyzuständige MSB im Netzgebiet. Unabhängig davon, wer die Pflichten des grundyzuständigen MSB wahrnimmt, haben Anschlussnehmer und Nutzer die Möglichkeit, aktiv einen anderen wettbewerblichen MSB mit der Erfassung der Energiemengen zu beauftragen. [110, 111]

Bis zur Novellierung des MsbG 2023 war ein Einsatz von iMSys verpflichtend, wenn „mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten“ und eine „Feststellung [...] sowie erforderliche Marktanalyse“ durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erfolgt und veröffentlicht wurde [110]. Nachdem dies im Mai 2022 erfolgt ist, ist der entsprechende Aspekt bei der Novellierung entfallen.

Weiterhin wurden insbesondere neue Roll-out-Ziele, gestaffelt bis 2032, festgelegt und neue Preisobergrenzen (POG) definiert. [21, 110, 111, 113]

Die POG sind in §§ 30–35 des MsbG verankert und sollen die „wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen [... bzw.] modernen Messeinrichtungen [... und die Erbringung von] Zusatzleistungen“ [21] sicherstellen. Dies betrifft sowohl die dem VNB als auch dem Anschlussnutzer jährlich entstehenden Kosten, welche nach der Jahresenergiemenge gestaffelt sind.

Bezüglich der technischen Anforderungen verweist das MsbG auf technische Richtlinien des BSI, von denen einige im Anhang explizit benannt werden. Hierbei handelt es sich konkret um die Richtlinie BSI-TR-3109 mit ihrem Dachdokument [114] und den einzelnen Teilen [115–120]. Diese definieren den mindestens zu erfüllenden Leistungsumfang der Komponenten und IT-sicherheitstechnische Vorgaben. Weiterhin ergibt sich aus [115] die grundlegende Systemstruktur, die im folgenden Abschnitt 5.1.2 näher behandelt wird. [111]

Der SM-Rollout, sprich die Einführung des Systems sowie seiner Funktionalitäten, erfolgt sukzessive. Hierfür wurde eine Roadmap entwickelt, welche die verschiedenen Anwendungsfälle priorisiert und die Reihenfolge der Umsetzung vorgibt. Obwohl der Grundstein zur Umsetzung schon 2016 durch das GDEW [110] gelegt wurde, erfolgte erst 2020 der Auftakt des SM-Rollouts, welcher aufgrund rechtlicher Bedenken wieder gestoppt wurde. Ab Mai 2022 konnte der Rollout nach einer Anpassung des MsbG fortgesetzt werden. Ursprünglich war eine vollständige Umsetzung bis 2032 geplant. Zugleich waren Ende 2023 erst 272.024 von etwa 52,5 Mio. Standardlastprofilzählern in Deutschland als iMSys ausgeführt [17]. Dies entspricht einer Quote von etwa 0,52 %. Zugleich waren jedoch etwa 33 % der übrigen Zähler als mMe ausgeführt, jedoch nicht kommunikativ angebunden [17]. Dies war der Anlass für die Novelle des MsbG im Jahr 2023, in welchem stufenweise Ziele zur Durchdringung mit iMSys festgelegt wurden. Abgesehen von energieintensiven Zählpunkten mit einem Jahresenergiebedarf >100.000 kWh und bei installierten Erzeugungsleistungen >100 kW ist bis Ende 2030 sukzessive eine Durchdringung >95 % festgelegt. Für die genannten Ausnahmen gilt dieses Ziel im Jahr 2032. [22, 110, 121]

5.1.2 System- und Prozessstruktur

Dieser Abschnitt behandelt die aus der BSI-TR-03109 hervorgehende technische Umsetzung der SMGW-Architektur inkl. der Kommunikation. Der Fokus liegt hierbei auf der Prozessebene und nicht auf den kommunikations- oder informationstechnischen Details. Eine grafische Übersicht über die Systemarchitektur findet sich in Abb. 5.1.

Die zentrale Kommunikationseinheit der Architektur ist das SMGW. Dieses befindet sich in der Regel im Hausanschlussraum des Netzanschlussnehmers in direkter Nähe zum Zählerplatz. Das SMGW weist mindestens drei physische Schnittstellen auf, über die drei Kommunikationsnetze adressiert werden. Hierbei handelt es sich um das Lokale metrologische Netz (Local Metrological Network (LMN)), das Heimnetz (Home Area Network (HAN)) und das Weitverkehrsnetz (Wide Area Network (WAN)). Als Kopplungspunkt dieser Netze fungiert das SMGW als Firewall und trennt die verschiedenen Netze. LMN und HAN befinden sich lokal begrenzt in der Nähe des SMGW bzw. auf dem Grundstück des Anschlussnehmers, während sich das WAN überregional erstreckt. [115]

Das SMGW beinhaltet ein Common Criteria zertifiziertes Sicherheitsmodul, welches neben einem Zertifikats- und Schlüsselspeicher auch kryptografische Operationen zur Verfügung stellt. Die Kernfunktion des SMGW besteht in der Speicherung, Verarbeitung, (z. B. Zeitstempel setzen) und Weiterversand empfangener Messwerte entsprechend seiner Konfiguration. Da es sich hierbei um personenbezogene Daten handelt, muss das SMGW für Datenschutz und -sicherheit sorgen. [115]

Die Messwerte erhält das SMGW aus dem LMN. Hier können eine oder mehrere Messeinrichtungen von einem oder mehreren Anschlussnutzern installiert sein. Die Messungen sind hierbei nicht auf elektrische Energie beschränkt, sondern können auch für Gas, Wasser oder thermische Energie vorgesehen sein. Damit dies möglich ist, werden mMe benötigt. Eine mMe zeichnet sich dadurch aus, dass es sich um einen digitalen Zähler handelt, der eine detaillierte Verbrauchsdarstellung ermöglicht. Die mMe für sich genommen ist nicht fernauslesbar und sendet keine Zählerstände. Dies ist nur in Verbindung mit dem SMGW möglich. Wird die mMe über das LMN mit dem SMGW verbunden, handelt es sich um ein iMSys. Insofern die mMe nicht über ein

LMN-zulässiges Protokoll kommunizieren kann, können LMN Kommunikationsadapter (LMNA) eingesetzt werden, die eine entsprechende Datenumwandlung vornehmen. [115, 122–124]

Im HAN hat der Anschlussnutzer nach Authentifizierung die Möglichkeit, auf die speziell für ihn gespeicherten Daten lesend zuzugreifen, um diese zu visualisieren und einzusehen. Für Servicetechniker besteht die Möglichkeit, Konfigurationsprofile und das System-Log einzusehen, um Fehlerdiagnosen zu unterstützen. Weiterhin bestehen begrenzte Schreibrechte im Rahmen der Entstörung. Ferner sind auch die Controllable Local Systems (CLS) im HAN eingebunden. Hierbei kann es sich um steuerbare Verbrauchseinrichtungen (z. B. LIS) oder DEA (z. B. Photovoltaikanlagen) handeln. Diese können direkt oder über ein Energiemanagementsystem mit dem CLS-Proxy-Server im SMGW verbunden sein. [115]

Die SMGW-Schnittstelle zum WAN stellt die Verbindung zur Außenwelt dar. Über diese können Verbindungen zum SMGW-Administrator (SMGWA) sowie zu externen Marktteilnehmern (EMT) hergestellt werden. Als EMT werden alle an das WAN angebotenen Teilnehmer verstanden, die nicht der SMGWA sind. Über die Public Key Infrastructure (PKI) werden berechnete EMT identifiziert und als aktive (aEMT) oder passive EMT (pEMT) kategorisiert. Berechnete ist ein EMT immer dann, wenn er ein Recht auf Zugriff auf die in dem Kontext zu übermittelnden Daten hat. Dies kann z. B. der Messstellenbetreiber bei der Übermittlung des Zählerstandes sein. Die Unterscheidung nach aktiv und passiv richtet sich nach dem Zugriffsrecht des aEMT auf ein CLS. Dieser erfolgt über den Transport Layer Security (TLS)-Proxy-Server im SMGW.

Aufbauend auf den Berechtigungen und der beschriebenen Systemstruktur gibt es verschiedene WAN-Kommunikationsszenarien (WKS), wie welche Teilnehmer der verschiedenen Netze miteinander kommunizieren können. Die Verwaltung der Zugriffe obliegt hierbei dem SMGW. In der BSI-TR-3109-1 wird zwischen Szenarien im WAN und im HAN unterschieden. Nachstehend werden die möglichen Varianten aufgelistet und kurz beschrieben. [115]

Das SMGW übernimmt in der WAN-Kommunikation die Rolle des TLS-Clients. Der Aufbau einer TLS-Verbindung aus dem WAN ist unzulässig. Daher wird die TLS-Kommunikationsverbindung in das WAN in allen genannten Szenarien vom SMGW initiiert. Dies gilt auch in der Verbindung

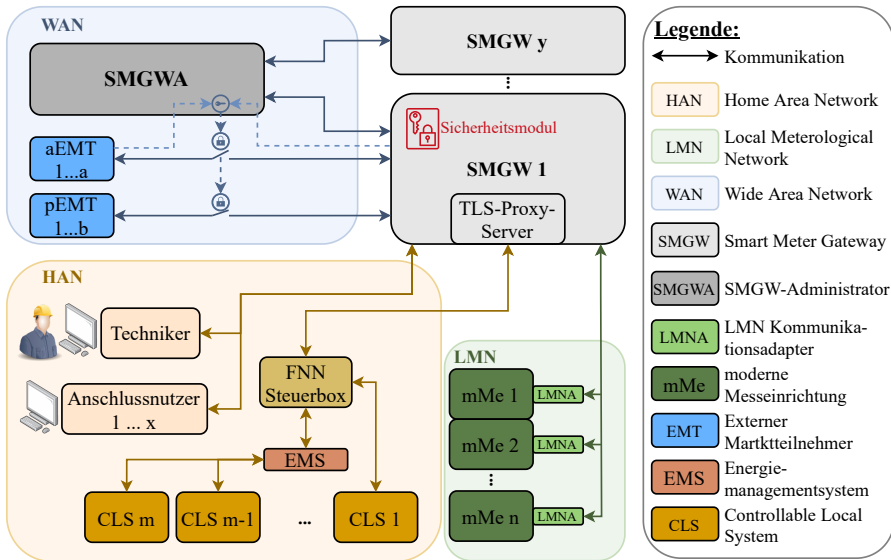


Abb. 5.1: Smart Meter Gateway Architektur

MANAGEMENT, in der die Verbindung aus dem SMGW aufgebaut wird. Insofern keine TLS-Verbindung zum SMGWA besteht, kann dieser lediglich das SMGW mittels WAKEUP zum Verbindungsaufbau auffordern. [115] Die Nachrichten werden für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt. Der SMGWA konfiguriert und administriert das SMGW. Andersherum nutzt das SMGW den Administrator für Firmwaredownloads, Synchronisation der Systemzeit oder zur Weiterleitung von Nachrichten. Operativ kann das SMGW Alarme oder Benachrichtigungen an den SMGWA senden, Daten an einen EMT übermitteln oder einen transparenten TLS-Proxykanal zwischen aEMT und CLS herstellen. Ferner kann der SMGWA eine MANAGEMENT-Verbindung anfordern. Das SMGW übernimmt in der HAN-Kommunikation die Rolle des TLS-Servers. Die HKS 1 und 2 stellen Kommunikationen innerhalb des HAN dar und entsprechen dem Datenabruf durch den Anschlussnutzer oder der Bedienung vor Ort durch den Servicetechniker. Die Szenarien HKS 3 bis 5 sind Kommunikationsverbindungen zwischen HAN und WAN. Hierbei wird vom SMGW ein transparenter TLS-Proxykanal zwischen den beiden Netzen aufgebaut. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich in der Art der Initiie-

Tabelle 5.1: WAN-Kommunikationsszenarien [115]

Name	Beschreibung
MANAGEMENT	SMGWA nutzt Service des SMGW
ADMIN-SERVICE	SMGW nutzt Service des SMGWA
INFO-REPORT	SMGW sendet Daten an EMT
NTP-HTTPS	SMGW synchronisiert seine Systemzeit über Webservice des SMGWA
NTP-TLS	SMGW synchronisiert seine Systemzeit über NTP-Service des SMGWA
TLSPROXY	SMGW stellt TLS-Verbindung zu aEMT her
WAKEUP	SMGWA weckt SMGW für MANAGEMENT

Tabelle 5.2: HAN-Kommunikationsszenarien [115]

Name	von-nach	Beschreibung
HKS 1	HAN-HAN	Webservice des SMGW mit Authentifizierung via HAN-Zertifikat (User/Techniker)
HKS 2	HAN-HAN	Webservice des SMGW mit Authentifizierung via Kennung und Passwort (User)
HKS 3	HAN-WAN	CLS initiiert über SMGW einen transparenten Proxy-Kanal zum aEMT
HKS 4	HAN-WAN	aEMT initiiert über SMGWA und SMGW einen transparenten Proxy-Kanal zum CLS
HKS 5	HAN-WAN	SMGW initiiert einen transparenten Proxy-Kanal von CLS zum aEMT

rung. Bei einem Verbindungsaufbau nach HKS 4 sind die Bedingungen aus Tabelle 5.1 zu berücksichtigen. Wie beschrieben kann der aEMT keine Verbindung zum SMGW und dementsprechend auch nicht zum CLS herstellen. Stattdessen würde der aEMT eine Verbindung zum SMGWA herstellen. Insofern eine MANAGEMENT-Verbindung besteht, initiiert der SMGWA einen Verbindungsaufbau TLSPROXY beim SMGW. Falls die MANAGEMENT-Verbindung nicht besteht, ist zuvor ein WAKEUP erforderlich. [115]

5.1.3 Tarifierungsanwendungsfälle

Der BSI definiert verschiedene Tarifierungsanwendungsfälle (TAF), welche das iMSys unter Verwendung der oben beschriebenen Kommunikationsszenarien erfüllen muss. Im Rahmen dieses Abschnittes werden die TAF zunächst tabellarisch aufgeführt, anschließend jedoch nur ausgewählte näher beschrieben, die zum Verständnis und zur weiteren Behandlung des Themas relevant sind.

Tabelle 5.3: Tarifierungsanwendungsfälle für Smart Meter Gateways [125–128]

Name	Beschreibung
TAF 1	Datensparsame Tarife
TAF 2	Zeitvariable Tarife
TAF 3	Lastvariable Tarife
TAF 4	Verbrauchsvariable Tarife
TAF 5	Ereignisvariable Tarife
TAF 6	Abruf von Messwerten im Bedarfsfall
TAF 7	Zählerstandsgangmessung
TAF 8	Erfassung von Extremwerten für Leistung
TAF 9	Abruf der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage
TAF 10	Abruf von Netzzustandsdaten
TAF 11	Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen
TAF 12	Prepaid Tarif
TAF 13	Bereitstellung von Messwertsätzen zur Visualisierung für den Letztverbraucher über die WAN-Schnittstelle
TAF 14	Hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste

Die datensparsamen Tarife nach TAF 1 entsprechen einer reinen Zählerstandsübermittlung, anhand derer bewusst kein Rückschluss auf jegliches Verbrauchsverhalten möglich sein soll. Das SMGW muss zu diesem Zweck zu festgelegten Zeitpunkten die Zählerstände (Energienmenge in kWh) an die berechtigten EMT übermitteln. Das SMGW muss mindestens eine monatliche Übermittlung unterstützen. Hierfür kommt das WKS INFO-REPORT zum Einsatz. [115]

Für die Anwendung im Monitoringsystem werden jedoch eher der TAF 9 und insbesondere TAF 10 benötigt. TAF 9 dient zum Abruf der aktuellen Leistungswerte einer Erzeugungsanlage. Das SMGW stellt hierbei nur die Wirk-

leistungswerte zur Verfügung. Im Kontext von TAF 10 werden als Netzzustandsdaten die Wirkleistungs-, Strom-, Frequenz-, Phasenwinkel- und Spannungsmesswerte verstanden. Beide Anwendungsfälle muss das SMGW periodisch, ereignisbedingt und auf Verlangen übermitteln. In allen Fällen erfolgt der Versand der Daten via INFO-REPORT im WAN. Die Fälle unterscheiden sich durch den Auslöser der Datenübertragung. Die periodische Übermittlung ist zeitgesteuert und entspricht dem Mechanismus in TAF 1. Eine ereignisbedingte Übertragung der Daten ist an parametrierbare Schwellwerte gekoppelt. Bei Über- oder Unterschreitung festgelegter Werte werden die Daten an den EMT übermittelt. Die Datenübertragung auf Verlangen meint, dass eine MANAGEMENT-Nachricht vom SMGWA an das SMGW mit der Aufforderung zum Bereitstellen der gewünschten Daten gesendet wird. Dies ist i. d. R. die Folge einer Datenanforderung des aEMT. [115,129]

5.2 Messwerte

Soll ein iMSys als Datenquelle für ein Monitoringsystem, wie in Kapitel 4 erläutert, dienen, werden die Messgrößen als Eingangsgrößen der State Estimation (SE) (vgl. Abschnitt 4.3.1) benötigt. In den folgenden Abschnitten wird daher beleuchtet, welche Messwerte als Eingangsgrößen in welcher Frequenz verfügbar sind, inwiefern die Daten verwendet bzw. verwertet werden dürfen und welche Datenqualität zu erwarten ist.

5.2.1 Verfügbarkeit

Dieser Abschnitt behandelt die Verfügbarkeit der benötigten Messwerte. Hierbei wird beschrieben, welche physikalischen Größen verfügbar sind und in welcher Frequenz diese bereitgestellt werden.

Gemäß TAF 10 stehen die in Tabelle 5.4 aufgeführten Messwerte zur Verfügung. Da der Einsatz von iMSys bei Letztverbrauchern vorgesehen ist, sind die erfassten Daten zur Bildung von knotenbezogenen und nicht von leitungsbezogenen Größen geeignet. Befindet sich mehr als ein Letztverbraucher an einem Knoten (z.B. Mehrfamilienhäuser oder Zusammenfassung von Lasten zwecks Netzreduktion), so müssen alle mit einer mMe ausgestattet und Teil

eines iMSys sein und die Daten zur Verfügung stehen. Nur so lässt sich die Knotenleistung vollständig messtechnisch erfassen.

Stehen die Messwerte aller Letztverbraucher an einem Knoten k zur Verfü-

Tabelle 5.4: Netzzustandsdaten eines iMSys gemäß TAF 10 [129]

Messgröße	Verfügbare Werte
Momentan-Wirkleistung	$P_{\text{ges}}, P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}$
Strommesswert	I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}
Spannungsmesswert	U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}
Phasenwinkel	U_{L2} zu U_{L1}, U_{L3} zu U_{L1} I_{L1} zu U_{L1}, I_{L2} zu U_{L2}, I_{L3} zu U_{L3}
Frequenz	Systemfrequenz

gung, so lassen sich aus den Netzzustandsdaten die Messwerte für P_k, Q_k und U_k ermitteln. Diese entsprechen den gemäß Gleichung (4.15) zur SE verwendeten Messgrößen, sodass sie als Bestandteil eines Monitoringsystems physikalisch geeignet sind.

In welcher Häufigkeit bzw. Frequenz die Messwerte zur Verfügung stehen, bzw. vom SMGW zur Verfügung gestellt werden müssen, wird im MsbG geregelt. Hierbei wird neben dem Vermögen, die Daten bereitzustellen, gemäß § 34 MsbG auch zwischen Standard- und Zusatzleistungen des MSB unterschieden. Dies ist hinsichtlich der Preisbildung relevant und beeinflusst somit die resultierenden Kosten. Als Standardleistung stehen mindestens die alle 15 Minuten erfassten Momentanwerte zur Verfügung, welche einmal täglich übertragen werden [115]. Diese Konfiguration wäre für ein Monitoringsystem zur Liveüberwachung eines Netzes, wie es im ULN-Projekt (vgl. Abschnitt 4.5) realisiert wurde, ungeeignet. Steht jedoch eine rückwirkende Beurteilung des Netzes im Fokus, können die Daten zu diesem Zweck eingesetzt werden. Als Zusatzleistung besteht darüber hinaus die Möglichkeit, minütliche Werte von 25 % der im Netzgebiet installierten iMSys zu erhalten. Durch die Beschränkung auf ein Viertel der installierten Geräte, eignet sich diese Konfiguration nur zur gezielten Überwachung ausgewählter Bereiche und nicht zum flächendeckenden Einsatz, wie es im Sinne des AM ggf. zielführend wäre. [21]

Die Messgrößen gemäß Tabelle 5.4 muss das SMGW verpflichtend als Momentanwerte zur Verfügung stellen können. Optional kann das SMGW eine Auswertung der Daten bezüglich z.B. Maximum, Minimum oder Mittelwert

eines bestimmten Zeitfensters zur Verfügung stellen. Falls die Auswertung zur Verfügung steht, ist ein Zeitfenster von 60 s verpflichtend und abweichende Perioden können wiederum optional angeboten werden. [129]

Im Sinne des AM muss der VNB möglichst sämtliche Netzabschnitte in seinem AM-System berücksichtigen. Somit sollte auch das Monitoringsystem möglichst breit einsetzbar sein. Infolgedessen bietet sich nur eine Verwendung der 15-Minuten-Momentanwerte an, welche als Standardleistung von jedem iMSys zur Verfügung gestellt werden können müssen.

5.2.2 Verwendbarkeit

Dieser Abschnitt behandelt die aktuelle Rechtslage bezüglich der Verwendbarkeit der Netzzustandsdaten gemäß TAF 10 aus iMSys. Diesbezüglich beinhaltet das MsbG Vorgaben.

In § 56 heißt es, dass nur in begründeten Fällen und für den Netzbetreiber Netzzustandsdaten erhoben werden dürfen. Genauer definiert werden die begründeten Fälle wie folgt: „Wenn Netzzustandsdaten für die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes erforderlich sind“ [21]. Weiterhin ist die direkte Erhebung nur an EEG-Anlagen sowie Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bzw. Hausanschlüssen nach § 14a des EnWG und an Zählpunkten mit einem Jahresenergiebedarf > 20.000 kWh gestattet. Ist keine der drei vorgenannten Bedingungen erfüllt, dürfen die Daten nur pseudonymisiert bzw. anonymisiert verwendet werden, da es sich bei den Netzzustandsdaten um personenbezogene Daten handelt. Zur DSGVO-konformen (Datenschutz-Grundverordnung) Anonymisierung der Daten können z. B. die Daten von mindestens fünf Anschlussnutzern aggregiert bzw. zusammengefasst werden. Die Anonymisierung ist Aufgabe des SMGW und SMGWA. Dies führt außerdem dazu, dass der MSB die Daten nach der Übermittlung an den VNB unverzüglich löschen muss und der VNB hierzu ebenfalls verpflichtet ist, sobald die Daten nicht mehr zur Aufgabenwahrnehmung erforderlich sind. [21, 130]

Weiterhin wird in § 66 definiert, dass der Netzbetreiber nur zu ausgewählten Zwecken Netzzustandsdaten erheben darf. Im Kontext relevant erscheinen die Fälle „Durchführung der Netzzustandsberechnung“ [21] und „sicherer, zuverlässiger

lässiger und leistungsfähiger Betrieb und eine optimierte Planung des Energieversorgungsnetzes sowie Erstellung von Last- und Einspeiseprognosen zwecks datengestützter Optimierung, Verstärkung und Ausbaus des Energieversorgungsnetzes“ [21].

Versucht man diese Informationen auf das AM bzw. das hierfür vorgesehene Monitoringsystem zu übertragen, stellt sich zunächst die Frage, ob der Anwendungsfall für den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Netzbetrieb erforderlich ist. Die Daten sollen im AM-Monitoring zur Zustands-/Wichtigkeits-

bewertung genutzt werden, welche dazu dienen soll, ausfallgefährdete Betriebsmittel zu lokalisieren, um anschließend Wartungs-, Instandhaltungs- oder Austauschmaßnahmen einzuleiten. Aus technischer Perspektive leistet dies einen Beitrag zum sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Netzes. Dies deckt sich auch mit den Ausführungen in § 66 MsbG, da man das AM-Monitoring unter die Punkte optimierte Planung sowie datengestützte Verstärkung und Ausbau fassen kann. Ob die Daten für die Erfüllung der beschriebenen Zwecke, wie es im MsbG gefordert wird, „erforderlich“ sind, ist eine rechtliche Detailfrage, welche letztlich von den zuständigen Behörden beantwortet werden muss.

Unabhängig vom Einsatz von iMSys muss die Erfassung der Daten DSGVO-konform sein. Daher muss sichergestellt werden, dass keine unzulässigen personenbezogenen Daten erhoben werden. Hierfür sind geeignete Mechanismen zur gezielten Netzreduktion und Datenaggregation erforderlich, die sicherstellen, dass die ermittelten Größen immer fünf oder mehr Letztverbraucher betreffen. Bei der Verwendung von iMSys kann hier weiterhin berücksichtigt werden, ob durch die Art der Anschlussnutzung auch Werte einzelner Anschlüsse verwendet werden dürfen. Diese müssen dann, wie beschrieben, schnellstmöglich gelöscht werden. Anhand der in Abschnitt 4.3.4 beschriebenen statistischen Modellbildung können die Rohdaten regelmäßig gelöscht werden und es ist kein Rückschluss mehr auf das konkrete Verbrauchsprofil der Anschlussnutzer möglich. Da sich das statistische Profil jedoch weiterhin auf das betrachtete Datum bezieht, bleibt es unter Umständen personenbezogen. Inwiefern die langfristige Speicherung entsprechender Einzelprofile gestattet ist, muss ebenfalls durch die zuständigen Behörden geklärt werden.

5.3 Leistungsfähigkeit und Praxistauglichkeit

Für die Verwendung der Mess- bzw. Netzzustandsdaten von iMSys im Monitoringsystem ist neben der Verfügbarkeit und Verwendbarkeit der Werte auch deren Qualität von besonderem Interesse. Nur wenn die Daten zuverlässig verfügbar sind und sich durch ihre Beschaffenheit für eine Weiterverarbeitung mittels SE eignen, können sie sinnvoll verwendet werden.

Als Eingangsgrößen der SE dienen gemäß Gleichung (4.15) Knotenleistungen, Leistungsflüsse und Knotenspannungen. Legt man diese mit den in Tabelle 5.4 dargestellten Netzzustandsdaten gemäß TAF 10 übereinander, ist ersichtlich, dass diese keine Leistungsflüsse beinhalten und somit je gemessenem Knoten drei SE-relevante Größen (U_i , P_i , Q_i) ermittelt werden können. Je nach Struktur des Netzmodells und Anzahl der iMSys je Netzknoten müssen weiterhin die Leistungen mehrerer Zähler zu einer Knotenleistung aufsummiert werden. Um die SE berechnen zu können, muss Gleichung (4.16) erfüllt sein. Demnach werden in einem Netz mit n Knoten mindestens $2n - 1$ Messwerte benötigt. Je mit iMSys bzw. mMe ausgestattetem Knoten stehen drei Messwerte zur Verfügung. Somit müssen mindestens $\frac{2}{3}$ der Knoten mit iMSys ausgestattet werden, um ein beobachtbares System zu erhalten, wenn keine zusätzlichen Messwerte verfügbar sind. Hieraus folgt, dass nur bei großer Durchdringung des Netzes mit iMSys ausreichende Daten zur Verfügung stehen, um eine vollständige Beobachtbarkeit zu erreichen.

Die Anbindung der SMGW in das WAN erfolgt üblicherweise über Mobilfunk. Im Allgemeinen ist die Verfügbarkeit der verschiedenen Mobilfunkfrequenzen sowie der Signalstärke lokal unterschiedlich. [131] Des Weiteren beeinflussen die Montageplätze der iMSys die Empfangsbedingungen zusätzlich. Somit ist es fraglich, ob die Messdaten zuverlässig zur Verfügung stehen. Dies wird in Abschnitt 5.3.2 anhand eines Feldversuches näher untersucht.

Weiterhin setzen die Mechanismen der SE voraus, dass die Messwerte zeitgleich bzw. synchron erhoben werden. Je nach Volatilität der Netzverhältnisse und Maß der Asynchronität ist zu befürchten, dass die SE nennenswert falsche Ergebnisse liefert oder nicht konvergiert. Zugehörige Untersuchungen finden sich in Abschnitt 5.3.1.

5.3.1 Asynchronität der Messwerte

Wie voranstehend bereits erwähnt, setzt die Berechnung einer klassischen SE voraus, dass die Eingangsmesswerte synchron erfasst werden. Diese Forderung kann in der Praxis nie vollständig erfüllt werden. Die Ausprägung der zeitlichen Abweichung zwischen den Messwerten hängt von den technischen Randbedingungen (z. B. Signallaufzeiten, Genauigkeit der Geräte-Systemzeiten usw.) ab. Wie groß die Auswirkungen der Asynchronität auf das Ergebnis der SE sind, ist dann zusätzlich von der Geschwindigkeit der Zustandsänderung um den Betrachtungszeitpunkt abhängig.

Die Messwernerfassung des iMSys wird vom SMGW angestoßen und die erfassten Messwerte vom SMGW mit einem Zeitstempel versehen. Die resultierenden Abweichungen zwischen dem gewünschten und dem tatsächlichen Messzeitpunkt ergeben sich also aus der Genauigkeit der SMGW-Systemzeit sowie den Übertragungs- und Kommunikationszeiten im LMN. Es wird vorgegeben, dass die maximal zulässige Zeitabweichung $\pm 3\%$ der kleinsten Registrierperiode von 15 Minuten betragen darf. [124] Somit ist bei Einhaltung der Vorgaben sichergestellt, dass die Messwernerfassung in einem Intervall von ± 27 s um den gewünschten Zeitpunkt erfolgt. Nach aktuellem Stand der eingesetzten Systeme und der Zuverlässigkeit der Datenübertragung (vgl. Abschnitt 5.3.2) ist jedoch fraglich, ob die Forderung heute in der Praxis schon eingehalten werden kann.

Zur Untersuchung der Auswirkung asynchroner Messwerte auf das Ergebnis der SE wurden Untersuchungen mittels der Simbench-Zeitreihen und einem Beispielnetz durchgeführt. Mittels Lastflussberechnung wurden aus den Simbenchdaten zunächst Pseudomesswerte erzeugt und diese anschließend interpoliert, um einen kontinuierlichen Datensatz zu erhalten, sodass die Eingangsdaten der SE um den Betrachtungszeitpunkt variiert werden können. [S3]

Anhand der interpolierten Zeitreihen wurden zunächst drei Szenarien und deren Auswirkungen auf die Knotenspannungen betrachtet. Szenario 1 unterstellt eine synchrone Messwernerfassung über den Netzabschnitt verteilt und eine konstante Abweichung der Messwernerfassung in der Trafostation, wo die Spannung sowie die Leistungsflüsse erfasst werden. Szenario 2 basiert auf einer normalverteilten individuellen zeitlichen Abweichung aller Messwerte und Szenario 3 betrachtet den Ausfall einzelner Messgeräte. [S3]

Zur Bewertung der Auswirkungen auf die Ergebnisse der SE wurde für jeden Zeitschritt eine Referenzberechnung anhand der synchronen Pseudomesswerte durchgeführt. Gemäß den Vorgaben der jeweiligen Szenarien wurden zeitlich abweichende Pseudomesswerte als Eingangsgröße bestimmt und ebenfalls eine SE berechnet. Die Differenz der Beträge der resultierenden Knotenspannungen wurde dann als Maß der Asynchronität definiert und hinsichtlich maximaler Ausprägung, Mittelwert über die Netzknoten, Mittelwert über die Zeitschritte sowie resultierender Standardabweichung untersucht. Im Wesentlichen lässt sich das Ergebnis damit zusammenfassen, dass bei den durchgeführten Berechnungen keine nennenswerte Auswirkung auf die resultierenden Knotenspannungsbeträge festgestellt werden konnte. Dieses Ergebnis wurde in Teilen in [S3] kritisch hinterfragt und infolgedessen im Pilotnetz des ULN-Projektes reale Messwerte erfasst und untersucht. Im Rahmen der vorhandenen technischen Restriktionen wurden synchrone Messungen mit einer Abtastrate von 0,1 Hz erfasst. Durch Reduktion der Messreihen auf 15-Min-Stützstellen und anschließende Interpolation wurde die Generierung der Pseudomesswerte aus den Simbenchdaten imitiert. Ein Vergleich der Pseudomesswerte mit den realen Messwerten zeigte signifikante Abweichungen von bis zu 0,05 p.u. bei den Knotenspannungen. Die Auswirkungen bezüglich der Leistungsmessungen sind noch deutlich ausgeprägter. Hier bietet sich eine Formulierung in p.u. oder bezogen auf den realen Messwert jedoch nicht an, da die Messwerte teils nahe null liegen. Die resultierenden Abweichungen bezogen auf die Mittlere Knoten- bzw. Übertragungsleistung betrug bis zu 18 % und bezogen auf die maximal gemessene Leistung bis zu 9,2 %. Infolgedessen ist ersichtlich, dass die erzeugten Pseudomessreihen deutlich zu stark geglättet waren und das zuvor formulierte Ergebnis keine Allgemeingültigkeit hat. Dies wird dadurch verstärkt, dass im betrachteten Fall eine überbestimmte SE gerechnet wurde und somit fehlende und fehlerhafte Messwerte weniger stark ins Gewicht gefallen sind.

Neben der Bewertung des Ausmaßes der Abweichungen im SE-Ergebnis wurden in [S3] anhand der Berechnungsergebnisse auch qualitative Erkenntnisse über die Ausprägung des Schätzfehlers gewonnen bzw. Annahmen bestätigt:

- Der resultierende Fehler in den berechneten Spannungswerten hat bei singulären Fehlern am Ort der fehlerhaften Messung die höchste Ausprägung.

- Statistisch verteilte und an der Ortsnetzstation (ONS) auftretende Messfehler haben tendenziell an den Netzausläufern die größte Auswirkung auf die resultierende Spannung.
- Die quantitative Ausprägung des SE-Fehlers korreliert stark (Pearson-scher Korrelationskoeffizient bis zu $r = 0,93$) mit der Ausprägung des Messfehlers.

Weiterhin wurden reale Messdaten aus dem Pilotnetz für weitere Untersuchungen aufgezeichnet und genutzt. Hierzu kamen die im Pilotprojekt eingesetzten Messgeräte (siehe Abschnitt 4.5.2) verwendet. Die Messwerte sind in einer zeitlichen Auflösung von 1 s über eine Dauer von 1 h erfasst worden. Anhand der Messdaten wurden verschiedene Aspekte näher beleuchtet. Analyse 1 bezieht sich auf die Streuung bzw. Abweichung der Messdaten. Die 2. Analyse befasst sich mit den Auswirkungen der Abweichungen auf die resultierenden Spannungswerte der SE. Hierbei wird vorausgesetzt, dass stets nur an einem Knoten eine Abweichung auftritt. Die 3. Analyse geht von einer zeitgleichen, normalverteilten zeitlichen Abweichung aller Messwerte aus. Ausgehend von diesen Ansätzen werden die resultierenden Abweichungen bezüglich der Knotenspannungen und -leistungen betrachtet.

Für die Analysen wird ein zeitlicher Versatz der Messwerte im Intervall $[\pm 36 \text{ s}]$ betrachtet. Dies resultiert aus den Anforderungen gemäß [124] zuzüglich eines Aufschlages für sonstige Signallaufzeiten. Das Intervall wird für die Analysen 1 und 2 direkt angesetzt und für Analyse 3 wird $36 \text{ s} = 3\sigma$ definiert. Abb. 5.2 zeigt eine vereinfachte Darstellung des betrachteten ULN-Netzabschnittes und weist den Knoten Nummern zu, die sich in den folgenden Beschreibungen wiederfinden.

In Analyse 1 wurden die Messwerte an einem Messpunkt (Knoten 2) im Intervall $[\pm 36 \text{ s}]$ im Abstand von je 2 s variiert, sodass sich neben dem realen Messwert 36 zeitlich versetzte Werte zu jedem Messwert ergeben haben. Für jede zeitliche Verschiebung wurde dann der Fehler bzw. die Abweichung gegenüber dem realen Messwert ermittelt. Hierbei hat sich gezeigt, dass der maximal aufgetretene Spannungsfehler etwa 0,4 % betragen hat und somit vernachlässigbar klein ist. Die gleiche Untersuchung wurde für Leistungsmessungen an den Knoten 2 und 7 durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass bei transformatornahen Leistungsmessungen, bei denen sich diverse Verbrau-

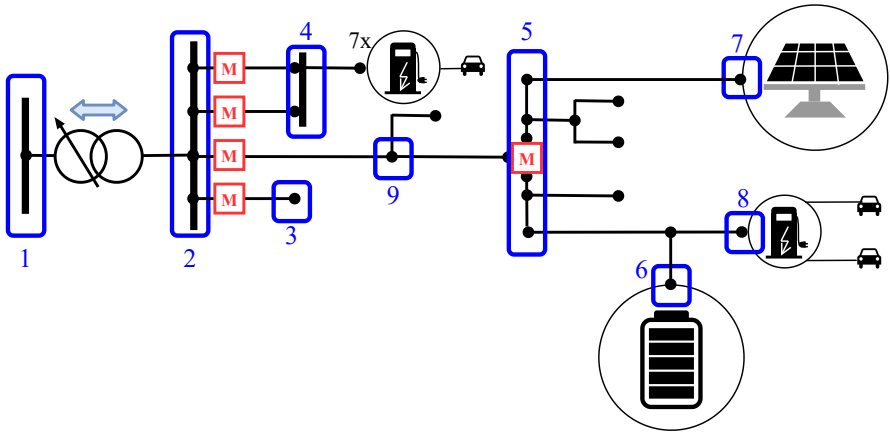


Abb. 5.2: Schematische Darstellung des ULN-Pilotnetzes mit Knotennummerierung

cher überlagern, nur kleine Abweichungen (hier maximal 0,3 %) auftreten. Nennenswerte Abweichungen ergeben sich hingegen bei Messungen, die nur einzelne Erzeuger (gilt äquivalent für Verbraucher) erfassen. Im Falle des Pilotnetzes handelte es sich hierbei um eine Messung an der PV-Anlage. Durch plötzliche Leistungseinbrüche ergeben sich teils Abweichungen $> 400\%$. Da die Spannung an langen Netzausläufern stärker von der Knotenleistung beeinflusst wird als in Transformatornähe, liegt die Vermutung nahe, dass es an der PV-Anlage auch zu größeren Spannungsabweichungen kam, als an Knoten 2 ermittelt.

In Analyse 2 wurden die manipulierten Messwerte aus Analyse 1 verwendet, um die Auswirkung auf die Ergebnisse der SE zu untersuchen. Hierzu wurden die Messwerte eines Knotens entsprechend der simulierten Asynchronität manipuliert und angenommen, dass die übrigen Messwerte weiterhin synchron sind. Anschließend wurde für alle Ausprägungen der zeitlichen Abweichung über sämtliche Messzeitpunkte eine SE gerechnet. Die Ergebnisse wurden anschließend mit dem Ergebnis der SE mit unbeeinflusster Messung verglichen. Aufgrund der teils großen Leistungsabweichungen durch zeitlichen Versatz der Messung an Knoten 7, wurde der Einfluss dieses Knotens näher untersucht. Hierbei hat sich gezeigt, dass der Einfluss auf die mittels SE be-

rechneten Spannungswerte marginal war. Die maximal aufgetretenen Fehler lagen in der Größenordnung von 0,002 %. Auch bei zusätzlichem Verzicht auf die Messwerte an Knoten 5 - und somit auf die gemessene Leistung P_{57} , welche redundant zur Knotenleistungsmessung P_7 war - blieb der resultierende Fehler in der Größenordnung 0,015 %. Eine gesonderte Betrachtung der Ergebnisse bei maximaler Abweichung des Messzeitpunkts von +36 s bzw. -36 s hat zusätzlich gezeigt, dass die Fehler im Ergebnis der SE am Messort am größten sind. Dies deckt sich mit den in [S3] ermittelten Ergebnissen. Insgesamt zeigt Analyse 2, dass die SE-Algorithmen sich eignen, um Messfehler oder Asynchronität an einzelnen Messpunkten zu eliminieren und dennoch belastbare Ergebnisse zu liefern.

Analyse 3 befasst sich mit der Auswirkung einer statistisch verteilten Asynchronität aller Messwerte. Hierfür wurde für jeden Zeitpunkt die zeitliche Abweichung anhand einer Normalverteilung mit $36 \text{ s} = 3\sigma$ für jeden Messwert bestimmt und der entsprechende zeitlich versetzte Messwert als Eingangsgröße für die SE genutzt. Das resultierende Ergebnis wurde dann mit dem der synchronen Messwerte verglichen. Diese Betrachtung ist der realen Konstellation vermutlich am ähnlichsten, wobei die verwendete Normalverteilung beliebig bestimmt wurde und keine belastbaren Informationen über die tatsächliche Verteilung vorliegen. Die Auswirkungen auf die sich ergebenden Knotenspannungen sind in Abb. 5.3 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich auch hier nur geringe Fehler in den resultierenden Knotenspannungen ergeben, die in der Größenordnung $< 0,6 \%$ liegen. Weiterhin ist festzustellen, dass keine nennenswerten Unterschiede zwischen transformatornahen und transformatorfernen Knoten erkennbar sind.

Die Auswirkungen auf die Knotenleistungen sind in Abb. 5.4 ersichtlich. Hier auf eine bezogene Darstellung verzichtet, da die Bezugsgröße oft $\approx 0 \text{ kW}$ betragen hätte und somit minimale absolute Abweichungen enorme relative Abweichungen ergeben hätten. Hinsichtlich der hohen Abweichungen an Knoten 1 sei erwähnt, dass es sich um den Slackknoten des Netzes handelt und somit die Summe der Abweichungen bzw. Fehler an den übrigen Knoten hier kompensiert werden müssen. An Knoten 2 hingegen sind in der Realität keine Verbraucher angeschlossen, sodass die reale Knotenleistung stets 0 kW beträgt. Somit führt jede hier durch den SE-Algorithmus zugeordnete Knotenleistung zu einem Fehler in identischer Höhe.

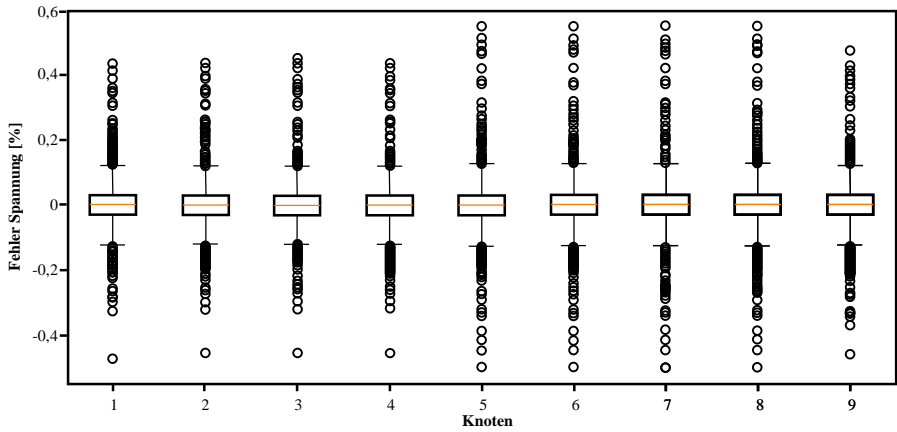


Abb. 5.3: Auswirkung normalverteilt-asynchroner Messwerte an allen Messpunkten auf die SE-Knoten Spannungen im ULN-Pilotnetz

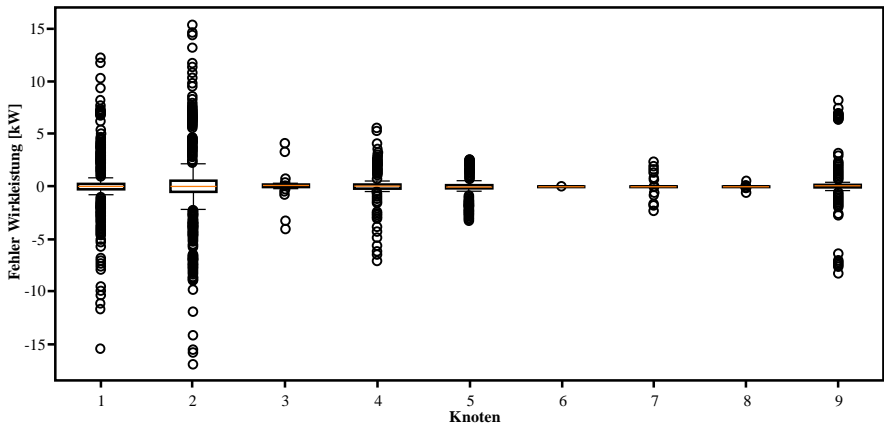


Abb. 5.4: Auswirkung normalverteilt-asynchroner Messwerte auf die SE-Knotenleistungen im ULN-Pilotnetz

Setzt man die Fehler der Leistungsberechnung in Relation zu den gängigen Größenordnungen in der Niederspannung, relativiert sich das Ausmaß. Die maximal auftretenden Fehler betragen etwa 2,5 % bis 4 % der üblichen Transformator-nennleistungen 630 kVA bzw. 400 kVA oder das 1,45-fache einer üblichen Ladeeinrichtung für den Heimgebrauch. Schaut man sich die Quantile und Whiskers der Boxplots an, wird zusätzlich deutlich, dass die zu erwartenden Abweichungen noch weitaus kleiner sind als die aufgezeigten Maxima. Dennoch ist ersichtlich, dass es hier durch Asynchronität zu nennenswerten Abweichungen kommen kann. In der gezeigten Ausprägung hat dies jedoch für das Monitoring keine unmittelbare Auswirkung. Durch den Erwartungswert der Fehler von 0 – sowohl für die Spannungen als auch die Leistungen – eignen sich die Werte ohne weitere Modifikation als Eingangsgrößen des Monitoring-systems. Durch die Größenordnung der maximal zu erwartenden Fehler bleibt das resultierende Ergebnis weiterhin aussagekräftig und ändert insbesondere nichts an statistischen Parametern der im Monitoring beobachteten Größen, solange die Stichprobe ausreichend groß ist.

Bei der Liveüberwachung des Systems schlagen sich entsprechende Fehler ggf. unmittelbar nieder, beeinflussen die Bewertung der Netz- oder Teilauslastungen jedoch ebenfalls in einem überschaubaren Maße. Wichtiger ist die Berücksichtigung in den Algorithmen zur Steuerung eines Netzabschnittes, wo durch die abweichenden Leistungen ggf. Regeleingriffe ausgelöst würden.

5.3.2 Zuverlässigkeit der Datenübertragung

Um die Zuverlässigkeit der Datenübertragung zu untersuchen, wurde ein praxisnaher Ansatz gewählt. Bei einem VNB wurden seit März 2022 sukzessive insgesamt 241 iMSys versucht, zur praktischen Anwendung zu bringen. Die eingesetzten Systeme liefern keine Netzzustandsdaten, sondern monatliche Zählerstände gemäß TAF 1. Das zugrundeliegende Kommunikationsszenario ist hierbei identisch zum TAF 10.

Von den 241 iMSys konnten 34 bzw. 14,1 % keine LTE-Verbindung herstellen und wurden bei den weiteren Betrachtungen nicht berücksichtigt. Weiterhin wurden die Daten um den Sondereffekt einer globalen Umstellung der Marktkommunikation bereinigt. Die verbleibenden 207 iMSys haben insgesamt versucht, 5263 Zählerstände zu übermitteln. Dies gelang in ca. 94,7 %

der Fälle. Zugleich haben etwa 22,2 % der Geräte mindestens einen Messwert im Betrachtungszeitraum nicht korrekt übertragen. Bei dem iMSys mit den häufigsten Kommunikationsausfällen sind 74 % der Werte nicht korrekt übermittelt worden. Somit handelt es sich nicht um ein Phänomen einzelner Geräte oder Standorte, sondern um eine systematische Problematik. Bildet man dieselben Werte über den vollständigen Datensatz ohne Bereinigung um den Sondereffekt, verschlechtern sich die Kennzahlen weiter. Der Anteil der fehlerfrei übertragenen Werte sinkt auf 90,8 % und 50,7 % der iMSys haben mindestens eine Fehlübertragung gesehen.

Legt man die Simbench-Netzstrukturen zugrunde und geht von abgangsscharfen Messungen in der ONS aus, werden für eine klassische State Estimation nach Gleichung (4.16) an mindestens 57,2 % der Messstellen intelligente Messsysteme benötigt. Geht man davon aus, dass die oben beschriebenen Ausfälle gleichverteilt sind, erhöht sich der Wert auf 63 %. Hierbei ist nicht berücksichtigt, dass für eine mathematische Beobachtbarkeit eine geeignete Verteilung der Messpunkte vorliegen müssen und zur datenschutzkonformen Anonymisierung zusätzliche Anforderungen an die Verteilung bestehen. Im Feldversuch wurde ausschließlich eine Kommunikation über LTE eingesetzt und erprobt. Je nach Verfügbarkeit sind auch andere Kommunikationsmethoden einsetzbar [66].

Es bleibt zusätzlich zu berücksichtigen, dass die im Feldversuch erfolgreich übertragenen Daten nicht ad hoc, sondern binnen 4 Tagen übermittelt wurden. Wann genau bzw. mit welcher Verzögerung die Daten übertragen wurden, kann nicht nachvollzogen werden. Für eine Liveüberwachung des Systems wären die hohen Übertragungszeiten hinderlich. Für ein Monitoring im Sinne des AM erfolgt die Betrachtung jedoch nachgelagert und der konkrete Übermittlungszeitpunkt ist zweitrangig.

Die Anzahl der benötigten iMSys kann durch den Einsatz von zusätzlicher Messtechnik in den KVS reduziert werden. Diese stellen Knoten ohne eigenen Verbrauch oder eigene Einspeisung dar, sodass die Knotenleistung stets Null ist. Neben diesem Wert sind sinnvollerweise die Spannungswerte sowie die Leistungsflüsse in die angrenzenden Übertragungselemente zu erfassen. Somit bietet eine zusätzlich installierte Messung an einem Knoten mit u anliegenden Übertragungselementen bis zu $2 \cdot u + 3$ Messwerte (U_i , $P_i = 0$, $Q_i = 0$, $u \cdot P_{ik}$ und $u \cdot Q_{ik}$).

5.4 Bewertung der resultierenden Kosten

Da die Ziel- bzw. Interessengruppe zur Anwendung des Monitoringsystems primär Netzbetreiber sind, werden bei der Beurteilung der resultierenden Kosten gemäß [21] für den Betrieb von iMSys die Preise für eben jene herangezogen. Außerdem werden die Kosten für Messtechnik in einer ONS mitberücksichtigt.

Im MsbG werden in den §§ 29 f. die wirtschaftlich vertretbaren und angemessenen jährlichen Entgelte für Messstellen beschrieben. Hierbei wird zwischen dem Entgeltanteil für den Netzbetreiber und den Anschlussnutzer unterschieden. Wie oben bereits beschrieben, werden in der weiteren Betrachtung die Kosten des Netzbetreibers berücksichtigt. Je nach Anschlussleistung und Jahresenergiebedarf sind die Kosten gestaffelt. In Tabelle 5.5 sind exemplarisch einige Konstellationen dargestellt.

Tabelle 5.5: Messpunktentgelte für Netzbetreiber nach [21]

Preis [pro Jahr]	Jahresenergiebedarf	Erzeugungsleistung
10 €	< 3000kWh	< 7kW
40 €	< 6000kWh	< 7kW
80 €	< 6000kWh	> 7kW
80 €	> 6000kWh	

Da Netzbetreiber und Messstellenbetreiber durch die Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen prinzipiell getrennt sind bzw. sein können, entstehen für den Netzbetreiber keine Anschaffungs- oder Investitionskosten für den Einsatz von iMSys.

Zur Messung in Kabelverteilerschränken (KVS) oder ONS wird zusätzliche Messtechnik benötigt. Im Rahmen des durch EFRE geförderten Projekts Energieflussoptimierung im Smart Grid (EOSG) wurden hierzu verschiedene Messgeräte bzw. Lösungskonzepte gegenübergestellt. Hierbei haben sich zur Ausstattung eines KVS Kosten von etwa 3000 € für die Messtechnik ergeben. [B2] Hinzu kommen die Kosten für die Kommunikationstechnik, die sich in der Größenordnung 500 – 1000 € bewegt. Überdies bietet nicht jeder KVS oder jede ONS ausreichend Platz, um die erforderlichen Komponenten zu installieren, wodurch ggf. zusätzliche Kosten entstünden. Weiterhin

belaufen sich die monatlichen Kosten für die Datenübertragung auf die Mobilfunkgebühren, und betragen somit etwa 10 €. Berücksichtigt man einen mittleren Preis für die Kommunikationstechnik und zusätzlich die Inflation seit Ermittlung der Preise im Jahr 2019, ergibt sich ein Anschaffungspreis von etwa 4460 € [132]. Getrieben von den Anforderungen des § 14a EnWG gibt es zunehmend mehr Anbieter, die Messtechnik für die Niederspannung inklusive Datenübertragung und Datenhaltung anbieten. Je nach Konfiguration bzw. Anzahl der Strommessungen liegen die Anschaffungskosten derzeit im Bereich von etwa 3700 € bis 4480 € und die monatlichen Gebühren zwischen 28 € und 38 € [133, 134]. Die Anschaffungskosten für eine Komplettlösung sind somit preislich vergleichbar mit denen einer eigenen Konfiguration.

Um aus den vorliegenden Informationen Rückschlüsse auf die Investitions- und Betriebskosten für die Messinfrastruktur ziehen zu können, muss zunächst definiert werden, welche bzw. wie viele Messgeräte benötigt werden. Hierfür lassen sich zunächst anhand der Simbench-Netze die durchschnittlichen Kosten in einem Netzabschnitt ermitteln. Da die Planungs- und Betriebsgrundsätze der 866 [135] Verteilnetzbetreiber individuell sind und zugleich auch aus den Simbenchdaten keine KVS hervorgehen, wird hierbei angenommen, dass nur die ONS mit klassischer Messtechnik ausgestattet werden und die übrigen Messwerte mittels iMSys erfasst würden.

Setzt man die Preise gemäß [134] für die Hardware an, ergibt sich für die ONS der sechs Simbench-NS-Referenznetze (Erzeuger- und Verbraucherstruktur 2016) ein mittlerer Anschaffungspreis von 3959 € und jährliche Betriebskosten von 378 €.

Anhand der Anzahl der Netzknoten und Leitungen und unter Verwendung von Gleichung (4.16) kann die Mindestanzahl der erforderlichen Messwerte zur Berechnung einer SE bestimmt werden. Zieht man hiervon die an der ONS erfassten Werte ab, erhält man die Anzahl der durch iMSys zu erfassenden Daten. Hierbei bleibt zu berücksichtigen, dass bei mehreren iMSys bzw. Anschlussnehmern an einem Netzknoten von jedem die Messwerte benötigt werden, um die Summe als Knotenleistung verwenden zu können. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wurde die durchschnittliche Anzahl der Lasten pro Knoten im jeweiligen Netz mitberücksichtigt. Im Mittel ergibt sich somit für die betrachteten Netze ein Bedarf von 49,2 iMSys pro Netzabschnitt.

Die Basisgebühren für den Einsatz der iMSys nach Tabelle 5.5 fallen für den

Netzbetreiber ohnehin an. Unabhängig davon, ob er ein Monitoringsystem betreiben möchte oder nicht. Für die Erhebung der minütlichen Netzzustandsdaten als Zusatzleistungen ergeben sich Gebühren von zusätzlich 30 €/a je iMSys [21]. Dies bedeutet jährliche Gebühren für den Betrieb der iMSys von zusätzlich durchschnittlich 1873 € für die Simbench-NS-Netze. Nicht berücksichtigt wurde hierbei die in 5.2.1 beschriebene Einschränkung, dass minütliche Netzzustandsdaten nach aktuellem Stand der Regulierung nur an 25 % der iMSys erhoben werden dürfen.

Diese Werte für ein durchschnittliches NS-Netz werden nun auf Gesamtdeutschland und einen Referenz-VNB übertragen. Laut Bundesnetzagentur beträgt die Gesamtleitungslänge der NS-Netze in Deutschland 1,57 Mio. km [17], während die durchschnittliche Leitungslänge der Simbench-NS-Netze 1332 m beträgt. Um eine größere und realitätsnahe Stichprobe für die mittlere Leitungslänge in NS-Netzen zu erhalten, wurde diese zusätzlich für die 1115 Niederspannungsnetze eines VNB mit gemischter Versorgungsaufgabe ermittelt. Hierbei hat sich ein Wert von 1483 m ergeben. Setzt man diesen als Durchschnitt an, ergibt sich eine Gesamtzahl von 1.058.748 Niederspannungsnetzen in Deutschland. Unterstellt man, dass diese vollständig mit Messtechnik ausgestattet werden und wendet man die ermittelten mittleren Werte für die Mindestanzahl der iMSys und eine Messung in der ONS an, ergeben sich

- Anschaffungskosten von 4,19 Mrd. €
- jährliche Betriebskosten von 2,97 Mrd. €

Bezogen auf die Betriebskosten entfallen hiervon 2,57 Mrd. € auf die Erfassung der Netzzustandsdaten mittels iMSys.

Für den Referenz-VNB mit 1115 ONS würde dies wiederum

- Anschaffungskosten von 4,41 Mio. €
- jährliche Betriebskosten von 2,51 Mio. €

bedeuten.

Investitions- und Betriebskosten in diesen Dimensionen können von den Netzbetreibern bzw. den Netzkunden, auf welche die Kosten letztlich umgelegt würden, vermutlich nur schwerlich bezahlt werden. Stattdessen besteht die Möglichkeit, die Netzzustandsdaten in der 15-Minuten-Auflösung ohne Zusatzkosten zu nutzen. Hierdurch könnten die jährlichen Kosten auf

- 0,4 Mrd. € in Gesamtdeutschland
und
- 0,42 Mio. € für den Referenz VNB

gesenkt werden.

Die verbleibenden Betriebskosten resultieren aus der neben den iMSys zusätzlich an der ONS eingesetzten Messtechnik.

Gewonnene Erkenntnisse:

- Anhand der Rahmenbedingungen zu Einsatz und Nutzung von intelligenten Messsystemen, der zugehörigen Systemstruktur sowie verfügbaren Tarifierungsanwendungsfällen wird die Komplexität zum Einsatz der Smart-Meter-Gateway-Architektur deutlich.
- Die technischen Mindestanforderungen sowie die Zulässigkeit der Datenverwendung zeigen, dass eine Verwendung der 1-Minuten-Momentanwerte der Netzzustandsgrößen (P, I, U, φ und f) nicht flächendeckend zulässig und der Abruf kostenpflichtig ist.
- Die technischen Vorgaben lassen eine Abweichung des Messzeitpunktes von ± 27 s zu. Anhand von simulierten asynchronen Messwerten wurde der Einfluss auf die Eingangsgrößen und das Ergebnis einer State Estimation untersucht. Der Einfluss auf die resultierenden Knotenspannungen war marginal und nur an vereinzelten Knoten traten teils nennenswerte Leistungsabweichungen auf. Für die Anwendung im Monitoring zur nachträglichen Auswertung und Anwendung im Asset Management werden die Abweichungen als hinnehmbar eingestuft.
- Anhand eines Feldversuches der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur wurde festgestellt, dass es in einem nennenswerten Umfang (5,3 %) zu fehlgeschlagenen Übertragungen kam sowie von 14,1 % der Geräte aufgrund der Einbausituation keine erforderliche LTE-Verbindung hergestellt werden konnte. Im Resultat ist eine Durchdringung von mindestens 63 % der Netzknoten mit Smart Metern (bei abgangsgemessenen Ortsnetzstationen) erforderlich, um eine gleichbestimmte State Estimation ohne erweiterte Algorithmen nutzen zu können.
- Eine Aufstellung der Anschaffungs- und Betriebskosten konventioneller Messtechnik zum Einsatz im Netz sowie für intelligente Messsysteme zeigt den finanziellen Aufwand für einen flächendeckenden Einsatz. Es wurde ermittelt, dass die jährliche Mehrkosten deutscher Netzbetreiber bei Nutzung der im Messentgelt inbegriffenen 15-Minuten-Werte (gegenüber minutlicher Werte) um 2,57 Mrd. € verringert wird.

6 Fazit

In der vorliegenden Arbeit wurde das Konzept eines Niederspannungs- (NS-) Monitoringsystems zur Anwendung im Asset Management (AM) erarbeitet und im Rahmen eines Pilotprojektes praktisch umgesetzt und in Teilen erprobt. Weiterhin wurde untersucht, inwiefern sich die SMGW-Architektur als künftige Datenquelle für ein solches Monitoringsystem eignet. Nachstehend erfolgt eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse. Abschließend werden die Ergebnisse kompakt eingeordnet und ein Ausblick auf die sich anschließenden Fragen gegeben.

6.1 Zusammenfassung

Bedingt durch die zunehmende Durchdringung des Verteil- und insbesondere des NS-Netzes mit dezentralen Erzeugungsanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen besteht ein zunehmender Investitionsbedarf bei den Verteilnetzbetreibern (VNB). Die Steuerung der verfügbaren Ressourcen auf strategischer und operativer Seite ist eine wesentliche Aufgabe des AM. Dieses kann auf höheren Spannungsebenen szenariobasierte Betrachtungen durchführen, ist in der NS jedoch auf eine Beobachtung der Entwicklung angewiesen, da die Anzahl der Anschlussnehmer für statistische Betrachtungen zu klein ist.

Aufbauend auf dieser Ausgangslage wurden die drei zentralen Forschungsfragen abgeleitet, die im Rahmen der Ausarbeitung beantwortet worden sind. Nachstehend werden die Erkenntnisse, die bei der Beantwortung der Fragen gewonnen wurden, beschrieben:

1. Wie lässt sich der Grad der Auslastung eines Verteilnetzabschnittes mit Hilfe eines Monitoringsystems bewerten?

Allgemein ist Auslastung als Quotient der tatsächlichen und maximal zulässigen Nutzung einer Ressource definiert. Im Kontext eines Verteilnetzabschnittes stellen die Netzkomponenten bzw. ihre Kapazität der Leistungsübertra-

gung die Ressource dar. Die limitierenden Faktoren sind die sich einstellenden Spannungen und andererseits die resultierenden Betriebsmitteltemperaturen und ihr Einfluss auf die Isolationsmedien. Die Erwärmung der Komponenten ist abhängig von den übertragenen Leistungen bzw. Strömen. Zur Bewertung der Auslastung eines Netzabschnittes werden somit die Betriebsmittelströme, übertragenen Leistungen, Knotenspannungen und möglichst die Betriebsmitteltemperaturen benötigt.

Um diese Daten zu erfassen, sind dezentrale Messsysteme sowie die Übertragung der erfassten Größen notwendig. Ein konsistenter Netzzustand und die Leistungsflüsse können anschließend durch State Estimation und Lastflussberechnung ermittelt werden. Für die Simulation von Temperaturverläufen von Kabeln wurde ein Modell konzentrischer homogener Körper genutzt, das den Wärmetransport vom Leiter ins Erdreich abbildet. Die Plausibilität dieses Modells wurde anhand normativer Standardfälle validiert. Anhand eines Erwärmungsversuchs eines flüssigkeitsgekühlten Transformators wurde aufgezeigt, dass die thermischen Eigenschaften durch die üblicherweise verfügbaren Informationen nicht ausreichend beschrieben werden, um dynamische Belastungen von Transformatoren abzubilden. Infolgedessen kann die Auslastung von Kabeln anhand der simulierten Temperatur oder anhand des übertragenen Stromes erfolgen, während bei Transformatoren nur die Bewertung anhand der übertragenen Leistung möglich ist.

Um eine Vergleichbarkeit verschiedener Formen der Netzauslastung zu ermöglichen, bietet sich eine einheitliche Skalierung an. Diese sieht eine Zuordnung von 0 % im unbelasteten und 100 % im voll ausgelasteten Fall vor. So entsteht auch die Möglichkeit, aggregierte Werte für Netzabschnitte sowie die darin auftretenden Knotenspannungen oder Betriebsmittelauslastungen zu generieren.

Die Umsetzbarkeit eines Monitoringsystems wurde in einem Pilotprojekt praktisch demonstriert. Dabei konnte die Datenerfassung und -aufbereitung erfolgreich realisiert werden.

2. Wie kann die Auslastungsbewertung im Asset Management genutzt werden?

Das Asset Management umfasst die Entwicklung, Steuerung und Optimierung von Infrastrukturanlagen unter technischen und wirtschaftlichen Ge-

sichtspunkten. Es beinhaltet sowohl die strategische als auch die operative Planung und den Betrieb des Netzes. Im regulierten Marktumfeld Deutschlands ist das Geschäftsergebnis eines Verteilnetzbetreibers wesentlich von der Erlösobergrenze abhängig, was Instandhaltungs- und Investitionsentscheidungen im Asset Management direkt beeinflusst.

Ein Monitoringsystem in der Niederspannung kann das Asset Management in verschiedenen Bereichen unterstützen. Basierend auf Literaturquellen und durchgeführten Experteninterviews wurde als eine zentrale Anforderung hierfür die Aufzeichnung und statistische Auswertung der oben beschriebenen Auslastungswerte identifiziert. Da hiermit große Datenmengen einhergehen, die bestehende Systeme bei der Weiterverarbeitung ggf. überlasten bzw. Anforderungen an neue Datenbanksysteme stellen, wurde ein Weg zur Reduktion des Datenvolumens ohne Verlust der statistischen Auswertbarkeit ermittelt. Gaußsche Mischmodelle eignen sich zur Abbildung der statistischen Eigenschaften. Der Expectation-Maximization-Algorithmus zur Ermittlung der Modellparameter wurde zusätzlich modifiziert, um die Anzahl der Modellparameter und den Rechenaufwand zu reduzieren.

Als konkrete Anwendungsfälle im Asset Management wurden die folgenden ermittelt:

- **Identifikation mittelfristiger Maßnahmen:** Zur risikobasierten Instandhaltung und Erneuerungsplanung werden Zustands-/Wichtigkeitsbewertungen durchgeführt. Die mittlere, von einem Betriebsmittel übertragene Leistung ist durch Ihren Einfluss auf die Erlösobergrenze ein Indikator für die Wichtigkeit. Dauer und Höhe der Betriebsmittelauslastung sind durch den Einfluss der Temperatur auf die Lebensdauer ein Kriterium zur Bewertung des Zustandes.
Es wurde exemplarisch gezeigt, wie die Einbeziehung dieser Größen gesondert angewendet werden kann. In bestehenden Anlagenwirtschaftssystemen können die Daten als ergänzendes Kriterium einbezogen werden.
- **Technische Berichterstattung:** Aus dem Asset Management werden regelmäßig technische und wirtschaftliche Berichte erstellt. Im technischen Bereich können die Auslastungsdaten verschiedener Komponententypen (Leitungen, Transformatoren), der Knotenspannungen oder an-

derweitig aggregierte Daten (z. B. auf Ortsnetzstationsebene) einbezogen werden. Dies kann in Form einer direkten Gegenüberstellung mit dem vorherigen Betrachtungszeitraum oder einer längerfristigen Entwicklung erfolgen.

Zur internen Verwendung bietet es sich an, die real aufgetretenen Netzauslastungen regelmäßig zu überprüfen bzw. in einen Bericht zu überführen. So können mögliche Überlastungen oder Verletzungen der vorgesehenen Reserve festgestellt und Maßnahmen abgeleitet werden.

Die Gegenüberstellung ausgewählter Kenngrößen von zwei Betrachtungsperioden für einen Bericht sowie die Betrachtung der Auslastung auf Niederspannungsnetzebene zur Feststellung realer Überlastungen wurden exemplarisch dargestellt.

- **Vergleich von Netzauslastungen:** Wird mehr Erneuerungsbedarf ermittelt, als Ressourcen verfügbar sind, ist eine Priorisierung erforderlich. Werden also in mehreren Netzabschnitten Überlastungen festgestellt, sind die Auslastungen miteinander zu vergleichen. Ebenso kann es erforderlich sein, dies für die aktuelle und eine frühere Betrachtungsperiode durchzuführen.

An einem Beispiel wurde gezeigt, wie aus der Gegenüberstellung Rückschlüsse gezogen werden können. Die Zusammensetzung der Auslastung kann außerdem als Entscheidungshilfe dienen, welcher Netzabschnitt prioritär erneuert werden soll.

- **Anschlussbewertung und Planungsannahmen:** Durch Berücksichtigung der realen Netzauslastung kann die planerische Reserve zugunsten der nutzbaren Netzkapazität reduziert und der Zeitpunkt von Netzausbaumaßnahmen verschoben werden. Wird dadurch verhindert, dass eine Komponente vor Ende der regulatorischen Abschreibung erneuert wird, wirkt sich dies wirtschaftlich positiv aus.

Steht nach längerem Betrieb eines Monitoringsystems eine breite Datenbasis zur Verfügung, können die Informationen ggf. genutzt werden, um die in der Planung bzw. den Planungsgrundsätzen verankerten Gleichzeitigkeitsfunktionen zu prüfen und ggf. zu modifizieren. Weiterhin besteht die Möglichkeit, bei konkreten Netzanschlussgesuchen und einer rechnerischen Netzüberlastung die reale historische Netzreserve einzu-

beziehen. Durch die oben beschriebenen Berichte zur realen Netzauslastung kann anschließend nachverfolgt werden, ob Überlastungen oder Auslastungen im Reservebereich auftreten und Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

3. Reichen die Daten von Smart Metern und die Leistungsfähigkeit der zugehörigen Infrastruktur für das Monitoringsystem aus?

Die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Smart Metern bzw. intelligenten Messsystemen sind in Deutschland sehr eng vorgegeben und haben eine hohe Systemkomplexität sowie Restriktionen für die Verwendung der erhobenen Daten zur Folge.

Auf technischer Seite wurde der Einfluss einer möglichen Asynchronität der erfassten Messwerte auf die Messgrößen und die Ergebnisse der darauf basierend gerechneten State Estimation untersucht. Die Ergebnisse legen nahe, dass bezüglich der Spannungen nur minimale Einflüsse zu erwarten sind und lediglich bzgl. der Knotenleistungen merkliche Unterschiede resultieren. Insgesamt werden die Ergebnisse für die Verwendung im Monitoring zwecks nachträglicher statistischer Auswertung und Verwendung im Asset Management als tauglich eingestuft.

Ein Feldversuch zur Zählerstandsübermittlung mittels Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur hat nennenswerte LTE-Verbindungsprobleme (14,1 % der Geräte) aufgrund der Einbausituationen aufgezeigt. Bei den verbleibenden Messsystemen waren nur etwa 94,7 % der Datenübertragungen erfolgreich. Um dennoch bei abgangsscharfen Messungen an der Ortsnetzstation eine gleichbestimmte State Estimation ohne zusätzliche Anpassungen rechnen zu können, muss mindestens 63 % Durchdringung mit intelligenten Messsystemen vorliegen.

Anhand der technischen Mindestanforderungen stellen intelligente Messsysteme minütliche Momentanwerte der Netzzustandsgrößen (P , I , U , φ und f) zur Verfügung. Die Verwendung ist jedoch an maximal 25 % der intelligenten Messsysteme zulässig und zusätzlich kostenpflichtig. Wäre die Nutzung beliebig gestattet und würde deutschlandweit flächendeckend genutzt, entstünden den Netzbetreibern jährliche Mehrkosten von etwa 2,57 Mrd. € gegenüber der Nutzung der Netzzustands-Momentanwerte in 15-Minuten-Auflösung, die in den ohnehin anfallenden Messentgelten inbegriffen sind.

Als Datenquelle für ein Monitoringsystem zur Unterstützung des Asset Management, welches entsprechend den vorangehenden Beschreibungen statistische Auswertungen der erfassten Größen in den Vordergrund stellt, können die Daten der intelligenten Messsysteme sinnvoll verwendet werden, insofern eine ausreichende Durchdringung gegeben ist. Die im Feldversuch aufgetretenen Übertragungsprobleme zeigen insbesondere Defizite, wenn eine Live-Anwendung erfolgen soll.

6.2 Einordnung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit ist insgesamt von einer großen Praxisnähe geprägt. Dies zeigt sich u. a. in der Umsetzung im Pilotprojekt ohne extensive simulative oder laborgestützte Erprobung sowie dem ausgewerteten Feldversuch von intelligenten Messsystemen im Realeinsatz anstelle eines gezielten Versuchsaufbaus.

Die Experteninterviews als Methode zur Informationsbeschaffung bezüglich der praktischen Strukturen im Asset Management und den resultierenden Anforderungen an ein Monitoringsystem haben nützliche Informationen geliefert. Durch die gewählte Form konnten einzelne Aspekte detailliert beleuchtet und diskutiert werden. Es bleibt jedoch zu beachten, dass die Ergebnisse durch die kleine Stichprobe keine statistische Aussagekraft haben. Indem die Gesprächsergebnisse nicht isoliert betrachtet, sondern gemeinsam mit Literaturquellen und den regulatorischen Rahmenbedingungen ausgewertet wurden, ist dennoch zu erwarten, dass die resultierenden Ergebnisse auch über die Gruppe der Interviewpartner hinaus angewendet werden können.

Das praktisch umgesetzte Monitoringsystem war projektbedingt auf einen einzelnen Niederspannungsnetzabschnitt beschränkt. Die Mehrwerte im Bereich des Asset Management entstehen jedoch insbesondere bei einem flächendeckenden Einsatz über einen großen Zeitraum. Weiterhin wurde die Anbindung an nachgelagerte informationstechnische Systeme im Asset Management nicht erprobt.

Kommerziell verfügbare Systeme erfüllen viele Funktionen des Pilot-Monitoringsystems im Bereich der Liveüberwachung von Netzabschnitten und erfüllen noch ergänzende Aufgaben. Die adressierten Bereiche des Asset Management, welche durch die nachgelagerte Auswertung der aufgezeichneten Werte unterstützt

werden sollen, finden in den kommerziellen Systemen, soweit ersichtlich, bislang keine nennenswerte Berücksichtigung. Die hierzu beschriebenen Anwendungen können jedoch gleichermaßen auf den kommerziellen Systemen aufsetzen.

Gleiches gilt für die Datenreduktion durch Ableitung Gaußscher Mischmodelle und die Simulation der Kabeltemperaturen. Bezüglich der Reduktion des Datenvolumens schließt sich die Frage an, ob diese für kommerzielle Systeme überhaupt erforderlich ist oder Rechenleistung und Datenbankstrukturen den Anforderungen der vollständigen Datenhaltung nicht ohnehin gewachsen sind. In diesem Fall bestünde lediglich ein Vorteil, wenn nachgelagerte Systeme mit der Datenmenge nicht direkt arbeiten können und stattdessen eine Möglichkeit zur Verarbeitung der statistischen Modelle schaffen. Das thermische Kabelmodell wurde lediglich anhand normativer Eckpunkte simulativ plausibilisiert. Auf diese Weise wurde ein den Erwartungen bzw. physikalischen Grundlagen entsprechendes Ergebnis erzielt, welches augenscheinlich plausible Ergebnisse liefert. Um die Güte des Modells zu bestimmen und ggf. erforderliche Modifikationen vorzunehmen, wären geeignete zusätzliche Referenzwerte erforderlich. Hierfür könnte etwa ein Versuchsaufbau mit Temperatursensoren realisiert oder neu im Feld verlegte Kabel mit entsprechender Sensortechnik ausgestattet werden.

Bei der Bewertung der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur für das Monitoringsystem sind darüber hinaus weitere Aspekte zu berücksichtigen. Die beschriebenen regulatorisch-rechtlichen Rahmenbedingungen stellen eine Momentaufnahme dar. Hier ist es möglich, dass die Aussagen durch Anpassungen der Rechtsschriften ihre Gültigkeit verlieren. Ferner wurden zur Beurteilung der Auswirkung von Asynchronität nur die hochauflösenden Messwerte für einen einzelnen Netzabschnitt und ein begrenztes Zeitintervall herangezogen. Hiervon lässt sich nicht zwingend auf eine Allgemeingültigkeit der Aussagen schließen, auch wenn sie sich mit den simulativen Betrachtungen der Simbench-Zeitreihen decken. Die Datenbasis zur Bewertung der Übertragungsgüte aktueller intelligenter Messsysteme war für erste Rückschlüsse geeignet. Zugleich bleibt zu berücksichtigen, dass sich die verfügbaren Geräte weiterentwickeln und neben der hier eingesetzten LTE-Lösung auch alternative Kommunikationsmöglichkeiten genutzt werden können.

Abschließend kann gesagt werden, dass die Mechanismen des entwickelten Nie-

derspannungsmonitoringsystem zur Unterstützung des Asset Management geeignet sind, da die a priori formulierten Anforderungen erfüllt werden konnten. In der erprobten Form ist jedoch nicht sichergestellt, dass ein breiter Einsatz über eine Vielzahl von Netzabschnitten reibungslos funktioniert und die Daten problemlos in nachgelagerten Systemen weiterverarbeitet werden können. Weiterhin ist eine flächendeckende Durchdringung mit Messtechnik derzeit nicht gegeben und vermutlich auch künftig – über die Standardleistungen der intelligenten Messsysteme hinausgehend – wirtschaftlich nicht abbildbar. Insofern intelligente Messsysteme künftig genutzt werden sollen, ist hierfür noch eine Anbindung des Pilotsystems an die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur erforderlich.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Struktur der Arbeit	5
2.1	Schematischer Aufbau der thermischen Transformatoruntersuchung	14
2.2	Abkühlkurve zur Transformatorerwärmungsprüfung nach [36]	15
2.3	π -Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung [30, 43]	17
2.4	EVU-Lastgang nach [42]	18
3.1	Asset Management bei Netzbetreibern (Vgl. [55])	25
3.2	Selbsteinschätzung der Datenqualität nach Spannungsebene von etwa 150 Netzbetreibern nach [23]	31
3.3	Auswirkung des Monitorings auf den Netzausbau (Vgl. [64])	39
3.4	Ausschnitt aus dem Asset Management bei Verteilnetzbetreibern (Abbildung 3.1) mit gelber Einfärbung der von einem Monitoringsystem adressierten Bereiche	42
4.1	Thermisches Ersatzschaltbild eines homogenen Körpers	65
4.2	Vergleich der iterativen und geschlossenen Berechnung der Erwärmung eines homogenen Körpers jeweils mit initial bestimmter Berechnungsvorschrift unter Berücksichtigung eines Leistungssprungs	66
4.3	Thermisches Ersatzschaltbild eines vieradrigen, erdverlegten Kabels mit nicht-konzentrischem Neutralleiter	67
4.4	Aufbau eines NAYY-Kabels [77]	68
4.5	Temperaturverlauf eines NAYY-4x150 unter EVU-Last mit $B = 0,7$, einer Erdbodentemperatur von $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $1,0\frac{\text{Km}}{\text{W}}$ spez. Erdbodenwärmewiderstand	70
4.6	Temperaturverlauf in % der zulässigen Erwärmung eines NAYY-4x150 bei Dauerstrombelastung in % von I_b aus der Ruhelage	71

4.7	Temperaturverlauf in °C eines NAYY-4x150 bei Dauerstrombelastung in A aus der Ruhelage	72
4.8	Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Gegenüberstellung mit dem modifizierten Algorithmus	89
4.9	Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Auswirkung der Anzahl an Iterationen N	90
4.10	Anwendung des EM-Algorithmus auf das Profil G4-B-pload der Simbench-Datenbank – Auswirkung der Anzahl an Iterationen K	91
4.11	Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot Kolmogorow-Smirnow	93
4.12	Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot normiertes Fehlerintegral	94
4.13	Vergleich des Standard- und des modifizierten EM-Algorithmus – Boxplot Rechenzeit	95
4.14	Vergleich von Radar-Plots und polaren Balkendiagramm – Maximalauslastung des Simbench-Referenznetzes der Klasse ländlich 1 2034 bei unterschiedlicher Parameterreihenfolge	103
4.15	Vergleich Violin- und Box-Plot – Transformatorauslastung $L_{Trf,\%}$ des Simbench-Referenznetzes der Klasse vorstädtisch 2 in den Jahren 2016 und 2034	105
4.16	Strombasiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Kabel in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034	108
4.17	Temperaturbasiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Kabel in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034	108
4.18	Leistungsbasiertes Zustands-/Wichtigkeitsdiagramm der Transformatoren in den Simbench-Referenznetzen für die Jahre 2016, 2024 und 2034	109
4.19	Gegenüberstellung ausgewählter Kenngrößen der Jahre 2016 und 2024 der Simbench-Referenznetze zur Verwendung im Bericht	111
4.20	Monatliche Violinplots der Gesamtauslastung $L_{G,\text{ländlich}2,\%}$ der Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024 .	113
4.21	Polare Balkendiagramme der Auslastung der Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024	113

4.22	Monatliche Violinplots der Spannungserhöhungen $L_{U+,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ des Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024	114
4.23	Monatliche Violinplots der Spannungsabsenkungen $L_{U-,l\ddot{a}ndlich2,\%}$ des Simbench-Netzklasse ländlich 2 in den Jahren 2016 und 2024	115
4.24	Detail-Violinplots der Auslastung der Simbench-Netzklasse ländlich 2 im Jahr 2024	116
4.25	Übersicht über die Maxima und 95. Perzentile der Simbench-Referenznetze	117
4.26	Struktur des ULN-Pilotsystems	123
4.27	Architektur des ULN-Monitoringsystems	124
4.28	Screenshot aus dem Frontend – Dashboard mit Netzradar	128
4.29	Screenshot aus dem Frontend – Tafel Netzauslastung	130
4.30	Screenshot aus dem Frontend – Ausschnitte des Sankey-Diagramms und Details	131
4.31	Screenshot aus dem Frontend – Kartendarstellung im Dashboard	132
5.1	Smart Meter Gateway Architektur	144
5.2	Schematische Darstellung des ULN-Pilotnetzes mit Knotennummerierung	155
5.3	Auswirkung normalverteilt-asynchroner Messwerte an allen Messpunkten auf die SE-Knotenspannungen im ULN-Pilotnetz	157
5.4	Auswirkung normalverteilt-asynchroner Messwerte auf die SE-Knotenleistungen im ULN-Pilotnetz	157

Tabellenverzeichnis

4.1	AC-Widerstandserhöhungen nach Kabeltyp und Querschnitt . .	63
4.2	Parameter des thermischen Kabelmodells	69
4.3	GMM-Modellparameter	77
4.4	EM-Algorithmus	78
4.5	Algorithmus für Trendumkehrpotentiale in Anlehnung an [84] .	85
4.6	Modifizierter EM-Algorithmus	87
4.7	Benötigte K und N des modifizierten EM-Algorithmus	92
5.1	WAN-Kommunikationsszenarien [115]	145
5.2	HAN-Kommunikationsszenarien [115]	145
5.3	Tarifanwendungsfälle für Smart Meter Gateaways [125–128] . .	146
5.4	Netzzustandsdaten eines iMSys gemäß TAF 10 [129]	148
5.5	Messpunktentgelte für Netzbetreiber nach [21]	160
A.1	Wie erfolgt das derzeitige AM in der Niederspannung?	209
A.2	Welche Unterschiede ergeben sich im Vergleich zum AM in höheren Spannungsebenen?	209
A.3	Welche zusätzlichen Daten wären für das NS-AM zielführend? .	210

Abkürzungsverzeichnis

AM	Asset Management
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CDF	Cumulative Distribution Function (dt.: Verteilungsfunktion)
CLS	Controllable Local Systems
DSGVO	Datenschutz-Grundverordnung
eCDF	empirische CDF
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EM-Algorithmus	Expectation Maximization Algorithmus
EMS	Energiemanagementsystem
EMT	externer Marktteilnehmer
EOSG	Energieflussoptimierung im Smart Grid
ePDF	empirische PDF
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GMM	Gaußsche Mischmodelle
GOF	Goodness of Fit
HAN	Home Area Network
HKS	HAN Kommunikationsszenario

ie ³	Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
iMSys	intelligentes Messsystem
LMN	Local Metering Network
LMNA	LMN Kommunikationsadapter
mMe	moderne Messeinrichtung
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetreibergesetz
NH-Sicherung	Niederspannungs-Hochleistungssicherung
NS	Niederspannung
PDF	Probability Density Function (dt.: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion)
PKI	Public Key Infrastructure
PMF	Probability Mass Function (dt.: Wahrscheinlichkeitsfunktion/Zähldichte)
p.u.	per unit
SE	State Estimation
SMGW	Smart Meter Gateway
SMGWA	Smart Meter Gateway Administrator
TLS	Transport Layer Security
ULN	Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze
WAN	Wide Area Network
WKS	WAN Kommunikationsszenario

Formelverzeichnis

Allgemeine Notation

U	Effektivwert
\bar{U}	Komplexer Wert oder Mittelwert
\bar{U}^*	Konjugiert komplexer Wert
\hat{U}	Spitzenwert
U'	Längenbezogener/spezifischer Wert
ΔU	Differenzen
\mathbf{u}	Vektor
\mathbf{U}	Matrix
\mathbf{U}^T	Transponierte Matrix
$U^{(k)}$	k-ter Interationsschritt
∂	Partielle Ableitung

Symbole

I	Strom
U	Spannung
f	Frequenz
Z	Impedanz
R	Widerstand / Relevanz
C	Kapazität
G	Konduktanz
X	Reaktanz
Y	Admittanz
S	Scheinleistung
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
e	Realteil der Spannung
f	Imaginärteil der Spannung

φ	Leistungswinkel
B	Belastungsgrad
L	Last/Belastung
v	Messfehler
c	Wärmekapazität
$R_t h$	Wärmewiderstand
μ	Erwartungswert
σ	Standardabweichung
σ^2	Varianz
w	Gewichtung
\mathcal{N}	Teilmodell
$\gamma_{k,m}$	A-posteriori-Wahrscheinlichkeit
$eCDF$	empirische Cumulative distribution function
$ePDF$	empirische Probability density function
K	Gaußkomponente
N	Anzahl Iterationen
Err	Fehler
t	Zeit
τ	Zeitkonstante
ϑ	Temperatur
E_A	Aktivierungsenergie
$i/j/k$	Knoten / Laufvariable
n/m	Anzahl
\mathbf{E}	Einheitsmatrix
\mathbf{H}	Messmatrix
\mathbf{J}	Jacobimatrix

Indizes

DC	Gleichstrom
r,N	Bemessungswert
res	resultierend
L	Leiter
LL	Leiter-Leiter-Größe
LN	Leiter-Neutralleiter-Größe
ij	zwischen Knoten i und j oder Zeile i , Spalte j
V	Verlust
k	Knoten
T	Transformator
%	Auf maximal zulässigen Wert bezogene Größe
$i-$	Negative Abweichung an Knoten i
$i+$	Positive Abweichung an Knoten i
G	Gesamt
A	Auslastung
I	Strombezogen
U	Spannungsbezogen
min/max	Minimum/Maximum

Literaturverzeichnis

- [1] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Die Energieversorgung 2023: Jahresbericht*. https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2023_UPDATE_Mai_2024_final_V2.pdf
- [2] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; STATISTISCHES BUNDESAMT ; ZSW ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG: *Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger in den Jahren 2000 bis 2023*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/brutto-stromerzeugung-in-deutschland-nach-energietraegern-seit-2007/>.
Version: 2024
- [3] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Stromerzeugung im 1. Halbjahr 2024*. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/09/PD24_334_43312.html. Version: 04.09.2024
- [4] BUNDESNETZAGENTUR: *EEG in Zahlen 2019*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [5] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; STATISTISCHES BUNDESAMT; STATISTA (Hrsg.): *Nettostromverbrauch in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2023*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/>.
Version: 2024

- [6] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern: Letztverbrauch Strom nach Verbrauchergruppen in Deutschland.* https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Entw_10J_online_o_dw_jaehrlich_FS_24012024.pdf
- [7] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Standardlastprofile Strom.* <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. Version: 01.01.2017
- [8] MEIER, Hermann; FÜNFELD, Christian; ADAM, Thomas ; SCHIEFER-DECKER, Bernd; BTU COTTBUS LEHRSTUHL ENERGIEWIRTSCHAFT (Hrsg.): *Repraesentative-VDEW-Lastprofile.* https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf
- [9] REHTANZ, Christian; GREVE, Marco; HÄGER, Ulf; HAGEMANN, Zita; KIPPELT, Stephan; KITTL, Chris; KLOUBERT, Marie-Louise; POHL, Oliver; REWALD, Florian ; WAGNER, Christian: *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg: Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.* Dortmund, 2017
- [10] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2024.* https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2024/pm08_fz_bestand_pm_komplett.html.
Version: 2024
- [11] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Bestand an Personenkraftwagen am 1. Januar 2024 nach ausgewählten Merkmalen.* https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Pressemitteilungen/DE/2024/pm_08_2024_bestand_01_24_marken_excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=7
- [12] BUNDESNETZAGENTUR: *Ladeinfrastruktur (LIS) in Zahlen.* https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/E_Mobilitaet/Ladesaeuleninfrastruktur.xlsx?__blob=publicationFile&v=10

-
- [13] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Knapp zwei Drittel der 2023 errichteten Wohngebäude heizen mit Wärmepumpen*. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/06/PD24_N025_31_51.html.
Version: 04.06.2024
- [14] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRION GMBH; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025: Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/SR_Entwurf2025Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [15] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Regionalszenario 2023: Planungsregion WEST*. <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=649d1ea39b70ff2ebcf83e71&preview=1>
- [16] CLAUS, J.; HOLT, M.; KOSCH, M.; KRÄCHTER, N. ; MENZEL, O.: *Netzausbauplan gemäß §14d EnWG 2024: AVU Netz: Version 1.0*. <https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=662fc8d099abd27c97c7ca4a&preview=1>
- [17] BUNDESNETZAGENTUR; BUNDESKARTELLAMT: *Monitoringbericht 2023: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. (2023)*. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>
- [18] HEUCK, Klaus; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 8., überarb. und aktualisierte Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010 (Studium). – ISBN 978–3–8348–0736–6
- [19] HOSEMANN, Gerhard (Hrsg.): *Elektrische Energietechnik: Netze*. Berlin, Heidelberg and s.l.: Springer Berlin Heidelberg, 2001 (Klassiker der Technik). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-56904-3>.

<http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-56904-3>. – ISBN 978-3-642-63146-7

- [20] MARENBACH, Richard; JÄGER, Johann ; NELLES, Dieter: *Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. 3., aktualisierte Auflage. Wiesbaden and Heidelberg: Springer Vieweg, 2020 (Lehrbuch). – ISBN 978-3-658-29492-2
- [21] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz): MsbG*. <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/MsbG.pdf>. Version: 22.12.2023
- [22] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende*. <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>. Version: 22.05.2023
- [23] SCHATTNER, Steffen; PRICEWATERHOUSECOOPERS GMBH WIRTSCHAFTSPRÜFUNGSGESELLSCHAFT (Hrsg.): *Asset Management von Versorgungsnetzen: Eine Studie zum Reifegrad unter Netzbetreibern der D-A-CH-Region: Best-Practice-Empfehlungen zur Ausgestaltung eines Asset-Management-Systems*. <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/pwc-studie-asset-management-versorgungsnetze.pdf>. Version: 2017
- [24] MATEJA, Arkadius; RICHTER, John: *Benchmarkstudie: Asset Management: kritische Erfolgsfaktoren von Netzbetreibern*. https://www.energieforen.de/energie/s3fs-public/download/2023-07/energieforenbenchmarkstudieassetmanagement.pdf?VersionId=WuAAO_5fuSKL2sewgdjb0b0U7Kb2QqL
- [25] KAISER, Robert: *Qualitative Experteninterviews: Konzeptionelle Grundlagen und praktische Durchführung*. 2., aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Springer VS, 2021 (Elemente der Politik). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-30255-9>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-30255-9>. – ISBN 978-3-658-30254-2
- [26] LETTAU, Antje; BREUER, Franz; PSYCHOLOGISCHES INSTITUT III (Hrsg.): *Kurze Einführung in den qualitativ-sozialwissenschaftlichen*

Forschungsstil. <https://www.uni-muenster.de/imperia/md/content/psyifp/aebreuer/alfb.pdf>

- [27] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *DIN EN 50110-1 Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen.* Berlin, 2014-02
- [28] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019.* Berlin, 2020-11
- [29] OEDING, Dietrich; OSWALD, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze.* 8. Auflage. Berlin and Heidelberg: Springer Vieweg, 2016. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-52703-0>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-52703-0>. – ISBN 978-3-662-52702-3
- [30] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende.* 6. Aufl. 2020. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019 <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1544817>. – ISBN 978-3-662-60373-4
- [31] ZDRALLEK, Markus (Hrsg.): *Neue Energie aus Wuppertal.* Bd. Band 35: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen.* Wuppertal, Erlangen, 2021 <https://d-nb.info/1252809050/34>
- [32] ZDRALLEK, Markus (Hrsg.): *Neue Energie aus Wuppertal.* Bd. Band 8: *Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen.* Wuppertal, Erlangen, 2016 https://www.evt.uni-wuppertal.de/fileadmin/Abteilung/EEV/publikationen/NE_Band_08_PuB_Leitfaden_2016.pdf
- [33] REFA AUSTRIA: *REFA Lexikon. Auslastung.* <https://refa-aconsulting.at/refa-lexikon/a/auslastung>. Version: 2020

- [34] ALISCH, Katrin (Hrsg.); ARENTZEN, Ute (Hrsg.) ; WINTER, Eggert (Hrsg.): *Gabler Wirtschaftslexikon*. 16. Auflage. Wiesbaden and s.l.: Gabler Verlag, 2004 (Springer eBook Collection Business and Economics). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-663-01439-3>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-663-01439-3>. – ISBN 978-3-663-01440-9
- [35] ABTS, Hermann J.: *Verteil-Transformatoren: = Distributionstransformers*. 2., neu bearbeitete Auflage. Berlin and Offenbach: VDE Verlag, 2017. – ISBN 9783800740192
- [36] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *DIN EN 60076-2 Leistungstransformatoren- Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren*. Berlin, 2012 -02
- [37] FORUM NETZTECHNIK / NETZBETRIEB IM VDE: *Netzstationen: Empfehlungen für Projektierung, Bau, Umrüstung und Betrieb*. <https://www.vde-verlag.de/buecher/636358/netzstationen.html>.
Version: 2021
- [38] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *DIN EN 60076-7 Leistungs-transformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren*. Berlin, 2023-05
- [39] ANDRES, Michael; SCHNETTLER, Armin; KURZ, Andreas ; HINZ, Ansgar: Modellierung und Validierung des thermischen Verhaltens von Ortsnetztransformatoren innerhalb von Netzstationen. In: *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014*. Berlin and Offenbach: VDE-Verl., 2014 (ETG-Fachbericht). – ISBN 978-3-8007-3648-5
- [40] FICKERT, Lothar: *Auswirkungen von vermehrtem Einsatz von Kabeln in gelöscht betriebenen 110-kV Freileitungsnetzen*. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publicationsdatenbank/Studien/2020/Bericht-Kabel-TU-Graz_final__1_.pdf

-
- [41] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *Starkstromkabel - Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren*. Berlin, 1995-06
- [42] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IM DIN UND VDE: *Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,6/1 kV; Deutsche Fassung HD 603 S1:1994/A3:2007, Teile 0, 1, 3-G und 5-G*. Berlin, 2010-03
- [43] MENDE, Denis: *Modellierung von Maßnahmen der Leistungsflusssteuerung in einer nichtlinearen mathematischen Optimierung zur Anwendung im operativen Engpassmanagement elektrischer Energieversorgungssysteme*, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover and Fraunhofer IRB-Verlag and Fraunhofer IEE, Kassel, Dissertation, 2021
- [44] HANDSCHIN, Edmund: *Elektrische Energieübertragungssysteme*. 2. Aufl. Heidelberg: Hüthig, 1987 (ELTEX). – ISBN 3-7785-1401-6
- [45] RATHKE, C.; HOFMANN, L.: *Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen: Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie: Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel*. <https://api.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/98578828-0c89-4602-a711-16aa7cbb8b82.pdf>
- [46] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; STATISTA (Hrsg.): *Verkabelungsgrad des Stromnetzes in Deutschland nach Spannungsebene im Jahresvergleich 1993 und 2013 [Graph]*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/316233/umfrage/verkabelungsgrad-des-stromnetzes-in-deutschland-nach-spannungsebene/>. Version: 05. August 2014
- [47] SCHUSTER, Andreas; FASTHUBER, Dominik: Transient thermische Modellierung von elektrischen Leitungen für eine flächendeckende und intelligente Einbindung erneuerbarer Energieträger und von Elektrofahrzeugen. In: *Energieinformatik 2013* (2013), 82–86. <https://www.energieinformatik2016.org/history/2013/wp-content/uploads/2013/12/VF-030015.pdf>

- [48] DKE DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: *DIN EN 60269-1 Niederspannungssicherungen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60269-1:2006 + A1:2009 + A2:2014)*; *Deutsche Fassung EN 60269-1:2007 + A1:2009 + A2:2014*. Berlin, 2015-05
- [49] *DIN ISO 55000:2017-05, Asset Management - Übersicht, Leitlinien und Begriffe (ISO 55000:2014)*; *Text Deutsch und Englisch*
- [50] HASTINGS, Nicholas Anthony J.: *Physical Asset Management: With an Introduction to the ISO 55000 Series of Standards*. 3rd ed. 2021. Cham: Springer International Publishing and Imprint Springer, 2021. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-030-62836-9>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-030-62836-9>. – ISBN 978-3-030-62835-2
- [51] BALZER, Gerd; SCHORN, Christian: *Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser*. 3. Auflage. Berlin and Heidelberg: Springer Vieweg, 2020. – ISBN 978-3-662-61525-6
- [52] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz - EnWG*. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html. Version: 07.07.2005
- [53] BUNDESNETZAGENTUR: *Netzentgelte*. <https://www.bundesnetzagentur.de/689064>. Version: 2024
- [54] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung): ARegV*. <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/ARegV.pdf>. Version: 29.10.2007
- [55] SIGNION GMBH: *Leistungen*. <https://www.signion.de/index.php/de/leistungen/232-leistungen-einleitungstext>. Version: 2024
- [56] *DIN ISO 55001:2021-03, Asset Management_ - Managementsysteme_ - Anforderungen (ISO_55001:2014)*; *Text Deutsch und Englisch*
- [57] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Vordringliche Anpassung der Anreizregulierung: Maßnahmen*

-
- für eine wirtschaftlich nachhaltige Regulierung der Energienetze.*
https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Positionspapier_Vordringliche_Anpassungen_Regulierung_12012023.pdf.
Version: 2023
- [58] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (ErneuerbareEnergien-Gesetz): EEG 2023.* https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf. Version: 21.07.2017
- [59] KIENEGGER, Erwin: Assetmanagement ist Kernaufgabe der Netzbetreiber: Einheitliche Systemumgebung am besten. In: *ew Magazin für die Energiewirtschaft* 110 (2011), Nr. 10, 56–58. https://www.signion.de/images/pdf/AM_Kernaufgaben_PDF_EW_05_2011.pdf
- [60] SAP DEUTSCHLAND SE & Co. KG: *Was ist Enterprise Asset Management (EAM)?* <https://www.sap.com/germany/products/scm/asset-management-eam/what-is-eam.html>
- [61] SIGNION GMBH: *Zustand / Wichtigkeit / Risiko.* <https://www.signion.de/index.php/de/leistungen/243-zustandsbewertung-links>. Version: 2024
- [62] TIETZE, Ernst-Günther: *Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze.* Bd. 20: *Netzleittechnik.* 2., [überarb.] Aufl. Berlin: VDE-Verl., 2006. – ISBN 3–8007–2952–0
- [63] BUNDESNETZAGENTUR: *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom.* <https://www.bundesnetzagentur.de/SAIDI-Strom>. Version: 2024
- [64] REHTANZ, Christian: *Architektur zur Digitalisierung zellularer Verteilnetze: von modularen Funktionen bis Kommunikation und Rechnerhardware.* Hamburg, 21.03.2023
- [65] HILBRICH, Dominik; RACZKA, Sebastian ; REHTANZ, Christian: Optimized grid reduction for state estimation algorithms in underdetermined distribution grids. Version: 2022. <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=10048082>. In: SCHULZ,

- Detlef (Hrsg.): *NEIS 2022*. Berlin: VDE Verlag, 2022. – ISBN 978–3–8007–5983–5, 167–172
- [66] BUNDESNETZAGENTUR: *450 MHz: Frequenzen für den drahtlosen Netzzugang*. <https://www.bundesnetzagentur.de/648172>. Version: 2024
- [67] MEINECKE, Steffen; BORNHORST, Nils; LAUVEN, Lars-Peter; MENKE, Jan-Hendrik; BRAUN, Martin; DRAUZ, Simon; SPALTHOFF, Christian; CRONBACH, Dennis; KNEISKE, Tanja; KLETTKE, Annika; SPREY, Julian; VAN LEEUWEN, Tobias; MOSER, Albert; SARAJLIĆ, Dzanan; KITTL, Chris ; REHTANZ, Christian: *SimBench - Dokumentation: SimBench Elektrische Benchmarknetzmodelle: Dokumentationsversion DE-1.0.0*. 2019
- [68] HEINHOLD, Lothar (Hrsg.): *Kabel und Leitungen für Starkstrom: Grundlagen und Produkt-Know-how für das Projektieren von Kabelanlagen*. 5., wesentlich überarb. und erw. Aufl. Erlangen: Publicis MCD Verl., 1999. – ISBN 3–89578–088–X
- [69] DREFKE, Christoph; STEGNER, Johannes; SASS, Ingo; BALZER, Constantin ; HINRICHSSEN, Volker: *Forschungsprojekt zur Messung, Bewertung und Modellierung der Erwärmung und Strombelastbarkeit von erdverlegten Mittel- und Niederspannungskabelnetzen*. https://www.fif.tu-darmstadt.de/media/fif_foerderung/interdisziplinaere_forschung/responsives_design/foerderung/geofoerderte_forschungsprojekte/projekte_2014/plakate_2014_fif_2/FiF_Projektplakat_Kabelprojekt_A4~1.pdf
- [70] PAPADOPOULOS, Theofilos A.; CHRYSOCHOS, Andreas I. ; FOTOS, Michael: Comparison of Power Cables Current Rating Calculation Methods. In: *2023 58th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, IEEE, 2023. – ISBN 979–8–3503–1683–4, S. 1–6
- [71] ZHANG, Dongping: *Optimierung zwangsgekühlter Energiekabel durch dreidimensionale FEM-Simulationen*. Duisburg, Essen, Universität Duisburg-Essen, Dissertation, 2009. https://duepublico2.uni-due.de/receive/duepublico_mods_00021408

-
- [72] GOUDA, Ossama E.; OSMAN, Gomaa F. A.; SALIM, Omar M. ; AHMED, Aya Z.: Thermal Performance of Power Cables Installed in PVC Ducts Under Dynamic Loading. In: *2021 22nd International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, IEEE, 2021. – ISBN 978-1-6654-1998-7, S. 306–312
- [73] LOTH, Carsten; PROF. DR.-ING. ROGLER, Ralf-Dieter: *Parameterstudie zur Erwärmung erdverlegter Kabelanlagen unter Berücksichtigung von Geometrie und Materialeigenschaften der Bettung*. https://www2.htw-dresden.de/~rogler/free/IRO_2019.pdf
- [74] FASTHUBER, Dominik: *Thermische Modellierung von Netzkomponenten für die Elektromobilität*. Wien, Technische Universität Wien, Diplomarbeit, 2013. <https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/9960/2/Fasthuber%20Dominik%20-%202013%20-%20Thermische%20Modellierung%20von%20Netzkomponenten%20fuer%20die...pdf>
- [75] *International standard Norme internationale*. Bd. IEC 60287-1-1: *Electric cables: Calculation of the current rating*. Edition 2.1. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2014. – ISBN 978-2-8322-1926-3
- [76] FISCHER, Rolf: *Elektrische Maschinen: Rolf Fischer*. 17. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2017 <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:101:1-20170624861>. – ISBN 978-3-446-45295-4
- [77] TESLA KABELI D.O.O.: *NAYY PVC Insulated Cable with Aluminium Conductor*. <https://www.teslacables.com/media/documents/en/nayy-pvc-insulated-cable-with-aluminium-conductor.pdf>
- [78] TUINEMA, Bart W.; RUEDA TORRES, José L.; STEFANOV, Alexandru I.; GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. ; VAN DER MEIJDEN, Mart A. M. M.: *Probabilistic Reliability Analysis of Power Systems: A Student's Introduction*. 1st ed. 2020. Cham: Springer International Publishing and Imprint Springer, 2020. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-030-43498-4>. <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-030-43498-4>. – ISBN 978-3-030-43498-4

- [79] CHATFIELD, Christopher; COLLINS, Alexander J.: *Science paperbacks*. Bd. 166: *Introduction to multivariate analysis*. London: Chapman & Hall, 1980. – ISBN 978-0-412-16030-1
- [80] MCLACHLAN, Geoffrey J.; PEEL, David: *Finite mixture models*. New York: Wiley, 2005 (Wiley series in probability and statistics Applied probability and statistics section). <http://dx.doi.org/10.1002/0471721182>. <http://dx.doi.org/10.1002/0471721182>. – ISBN 9780471721185
- [81] BILMES, Jeff A.: *A Gentle Tutorial of the EM Algorithm and its Application to Parameter Estimation for Gaussian Mixture and Hidden Markov Models*. https://f.hubspotusercontent40.net/hubfs/8111846/Unicon_October2020/pdf/bilmes-em-algorithm.pdf. Version: 1998
- [82] DARLING, D. A.: The Kolmogorov-Smirnov, Cramer-von Mises Tests. In: *The Annals of Mathematical Statistics* 28 (1957), Nr. 4, S. 823–838. <http://dx.doi.org/10.1214/aoms/1177706788>. – DOI 10.1214/aoms/1177706788. – ISSN 0003-4851
- [83] GEORGI, Hans-Otto: *Stochastik: Einführung in die Wahrscheinlichkeitstheorie und Statistik*. 5. Aufl. Berlin: De Gruyter, 2015 (De Gruyter Lehrbuch). – ISBN 978-3-11-035970-1
- [84] SCHLITTEGEN, Rainer; STREITBERG, Bernd H. J.: *Zeitreihenanalyse*. 9., unwesentlich veränd. Aufl. München: Oldenbourg, 2011 (Lehr- und Handbücher der Statistik). <http://dx.doi.org/10.1524/9783486710960>. <http://dx.doi.org/10.1524/9783486710960>. – ISBN 9783486710960
- [85] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz: Diskussionspapier*. https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf
- [86] SCHUBERT, Veneta: *Schmelzleiter: Metallographische Untersuchungen an Schmelzleitern von NH-Sicherungseinsätzen*. <https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifww/wt/forschung/forschungsprojekte/projekt-13>. Version: 2016

-
- [87] HINTZE, Jerry L.; NELSON, Ray D.: Statistical Computing an Graphics: Violin Plots: A Box Plot-Density Trace Synergism. <https://www.stat.cmu.edu/~rnugent/PCMI2016/papers/ViolinPlots.pdf>. In: *The American Statistician* Bd. Mai 1998 Vol. 52, No. 2, 181–184
- [88] THE MATPLOTLIB DEVELOPMENT TEAM; THE MATPLOTLIB DEVELOPMENT TEAM (Hrsg.): *Box plot vs. violin plot comparison*. https://matplotlib.org/stable/gallery/statistics/boxplot_vs_violin.html. Version: 2024
- [89] KRONTHALER, Franz: *Statistik angewandt mit dem R Commander: Datenanalyse ist (k)eine Kunst*. 2., überarbeitete und ergänzte Auflage. Berlin and Heidelberg: Springer Spektrum, 2021 (Lehrbuch). – ISBN 978-3-662-63603-9
- [90] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: *Elektrische Anlagen in Wohngebäuden: Teil 1: Planungsgrundlagen*. <https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nabau/veroeffentlichungen/wdc-beuth:din21:320242977>
- [91] ALI, Shawki; WINTZEK, Patrick ; ZDRALLEK, Markus: Development of Demand Factors for Electric Car Charging Points for Varying Charging Powers and Area Types. In: *Electricity* 3 (2022), Nr. 3, S. 410–441. <http://dx.doi.org/10.3390/electricity3030022>. – DOI 10.3390/electricity3030022
- [92] HENNCHEN, Simon; MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, KLIMASCHUTZ UND ENERGIE DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN; SCHULZ, Günter (Hrsg.): *Identifizierung und Begleitung von innovativen Exzellenzprojekten in Nordrhein-Westfalen durch das Kompetenzzentrum NRW.innovativ: Brief*. 06.05.2024
- [93] JEAN MÜLLER GMBH: *PLPlano: Das kleinste, intelligente Energie-Monitoring-Modul für Lastschaltleisten*. https://media.jeanmueller.de/download/Kataloge/Elektronik/Produktflyer_PLPlano.pdf. Version: 2019

- [94] BRUNNER, Christoph: IEC 61850 for power system communication. In: *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, IEEE, 2008. – ISBN 978–1–4244–1903–6, S. 1–6
- [95] PLOTLY: *Dash Python User Guide: Dash is the original low-code framework for rapidly building data apps in Python*. dash.plotly.com. Version: 2024
- [96] THE LINUX FOUNDATION: *Prometheus - OVERVIEW: What is Prometheus?* <https://prometheus.io/docs/introduction/overview/>
- [97] PLOTLY: *Sankey Diagram in Python: How to make Sankey Diagrams in Python with Plotly*. <https://plotly.com/python/sankey-diagram/>
- [98] OPENSTREETMAP CONTRIBUTORS: *OpenStreetMap*. <https://www.openstreetmap.org/>
- [99] HAUSHELD AG: *Smarter Netzbetrieb: Ihre Verteilnetze perfekt managen*. <https://hausheld.info/smart-netz.html>. Version: 2024
- [100] *Umsetzung der Redispatch 2.0 Prozesse – mehr als der Standard verlangt: iS Software und Venios beschließen Kooperation*. https://pco-communications.de/wp-content/uploads/PM_iS-Software-Redispatch-Venios.pdf. Version: 11. Mai 2021
- [101] VENIOS GMBH; VENIOS GMBH (Hrsg.): *Gemeinsame Lösung für § 14a EnWG*. <https://venios.de/highlights/highlight-aktiver-emt/>. Version: 2024
- [102] VENIOS GMBH; VENIOS GMBH (Hrsg.): *Netzführung outsourcing*. <https://venios.de/highlights/highlight-netzfuehrung-outsourcen/>. Version: 2024
- [103] VENIOS GMBH; MICROSOFT CORPORATION (Hrsg.): *Venios Energy Platform: Open platform with use cases for Distributed System Operators focussing on low/medium voltage grids*. https://appsource.microsoft.com/de-de/product/web-apps/veniosgmbh1580130775108.venios_vep?tab=0verview. Version: 2024

-
- [104] VENIOS GMBH; VENIOS GMBH (Hrsg.): *Vollautomatisierter Netzbetrieb*. <https://venios.de/highlights/highlight-voll-automatisierter-netzbetrieb/>. Version: 2024
- [105] ENVELIO GMBH: *§14a EnWG im Überblick*. <https://envelio.com/de/paragraph-14a-enwg-ueberblick/>. Version: 2024
- [106] ENVELIO GMBH: *Intelligent Grid Platform: Der digitale Mittelpunkt für die Zukunft des Energiemanagements*. <https://envelio.com/de/igp/>. Version: 2024
- [107] ENVELIO GMBH: *Netzdaten Management im Verteilnetz*. <https://envelio.com/de/igp/netzdaten-management-verteilnetze/>. Version: 2024
- [108] ENVELIO GMBH: *Smart Grid: wie intelligente Stromnetze die Energiewende möglich machen*. <https://envelio.com/de/smart-grid/>. Version: 2024
- [109] ENVELIO GMBH: *SPIE: GISMobil, AM Suite und IGP – Gemeinsame Weiterentwicklung und Integration von digitalen Lösungen für Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke*. <https://envelio.com/de/partner/gis-integration/spie/>. Version: 2024
- [110] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende: GDEW*. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//%*%5b@attr_id=%27bgbl116s2034.pdf%27%5d#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2034.pdf%27%5D__1707512811055. Version: 29.08.2016
- [111] VERBRAUCHERSERVICE ENERGIE; BUNDESNETZAGENTUR (Hrsg.): *Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme*. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html>. Version: 2024
- [112] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften*. <https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/405/V0.html>. Version: 22.12.2023

- [113] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Allgemeinverfügung zur Feststellung nach § 19 Abs. 6 Messstellenbetriebsgesetz.* https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Allgemeinverfuegung_Feststellung_Para_19_Abs_6.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
Version: 20.05.2022
- [114] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Technische Richtlinie BSI TR-03109: Dachdokument.* https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
Version: 1.1, 22.09.2021
- [115] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems.* https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
Version: 1.1, 17.09.2021
- [116] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Smart Meter Gateway: Anforderungen an die Funktionalität.* https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-2-Anforderungen_an_die_Funktionalitaet.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
Version: 1.1, 15.12.2014
- [117] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Kryptographische Vorgaben für die Infrastruktur von intelligenten Messsystemen.* https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-3_Kryptographische_Vorgaben.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
Version: 1.1, 17.04.2014
- [118] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Smart Metering PKI: Public Key Infrastruktur für Smart Meter Gateways.* <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/>

-
- Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-4_PKI.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Version: 1.2.1, 09.08.2017
- [119] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Kommunikationsadapter*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-5_Kommunikationsadapter.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Version: 1.0, 24.11.2023
- [120] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Smart Meter Gateway Administration*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-6-Smart_Meter_Gateway_Administration.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Version: 1.0, 26.05.2015
- [121] ENVELIO GMBH: *Smart Meter-Rollout in Deutschland: Wann sind wir soweit?* <https://envelio.com/de/smart-meter-rollout-in-deutschland/>. Version: 2022
- [122] BUNDESNETZAGENTUR: *Moderne Messeinrichtung*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/M/ModerneMesseinrichtung.html?nn=653374. Version: 2024
- [123] BUNDESNETZAGENTUR: *Intelligentes Messsystem*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/I/IntelligentesMesssystem.html?nn=653374. Version: 2024
- [124] PHYSIKALISCH TECHNISCHE BUNDESANSTALT: *Smart Meter Gateway*. <https://oar.ptb.de/files/download/510.20150728C.pdf>. Version: 12.2014
- [125] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *Interoperabilitätsmodell und Geräteprofile für Smart-MeterGateways*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Anlage_Interop-Modell-Geraeteprofile.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Version: 1.0, 16.01.2019

- [126] VERBRAUCHERZENTRALE SCHLESWIG-HOLSTEIN E.V.: *Smart Meter: aktuelle Funktionsumfänge des Gateways*. <https://www.durchblick-energiewende.de/wissen/energie/smart-meter-aktuelle-funktionsumfaenge-des-gateways>. Version: 25.05.2021
- [127] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK; BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende: Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Energiewirtschaftliche_Anwendungsfuelle.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Version: V 2.1
- [128] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *ERRATA FÜR DIE BSI TR-03109-1 V1.0.1: TAF 14 HOCHFREQUENTE MESSWERTBE3 REITSTELLUNG FÜR MEHRWERTDIENSTE*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Errata-TAF14.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Version: 12.12.2019
- [129] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK: *ERRATA FÜR DIE BSI TR-03109-1 V1.0.1: TAF 9 UND TAF 10*. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Errata-TAF9-TAF10.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Version: 12.12.2019
- [130] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND EUROPÄISCHER RAT: *Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung): DSGVO*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0679>. Version: 27.04.2016

-
- [131] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoring Mobilfunk: Flächenversorgung nach Bundesland in Prozen. FlÄdchenversorgungnachBundeslandinProzen.* Version: 2024
- [132] STATISTISCHES BUNDESAMT; STATISTA (Hrsg.): *Inflationsrate in Deutschland von 1992 bis 2023: Veränderung des Verbraucherpreisindex gegenüber Vorjahr.* <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1046/umfrage/inflationsrate-veraenderung-des-verbraucherpreisindex-zum-vorjahr/>. Version: 2024
- [133] RUDAT, Robin; CLAUS, Jonas (Hrsg.); HOLT, Mara (Hrsg.); MARQUARDT, Stefan (Hrsg.) ; MÜLLER, Jürgen (Hrsg.): *Produktvorstellung SMIGHT Grid2: Besprechung.* 18.10.2023
- [134] E.ON ONE GMBH: *Preismodelle für SMO.* Essen, 2023
- [135] BUNDESNETZAGENTUR, Bundeskartellamt; STATISTA (Hrsg.): *Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2023.* <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152937/umfrage/anzahl-der-stromnetzbetreiber-in-deutschland-seit-2006/>. Version: 2023

Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis

Während meiner Zeit als externer Promotionsstudent sowie als Projekt- und Entwicklungsingenieur sind im Rahmen dieser Arbeit nachfolgende Bachelor-, Master- und Projektarbeiten sowie wissenschaftliche Veröffentlichungen und Vorträge entstanden. Den Beteiligten gilt mein besonderer Dank.

Bachelor- und Masterarbeiten

- [S1] KÜCKELHAUS, Lars: *Implementierung netzdienlicher Steuerungs- und Energiemanagement-Funktionen des Verteilnetzbetreibers über die Smart Meter Gateway Architektur nach BSI TR 03109*. Masterarbeit, 2021
- [S2] KASCHKE, Miklas: *Datenbasierte Verbesserung der Asset-Management-Strategie für Niederspannungsnetzen*. Masterarbeit, 2023
- [S3] HEINRICH, Jan: *Analyse des Einflusses asynchroner Messungen auf Netzzustandschätzungen in Verteilnetzen*. Bachelorarbeit, 2023

Experteninterviews

- [I1] CLAUS, JONAS UND KASCHKE, MIKLAS; VNB 1: *Experteninterview zum Datenbasierten Asset Management in der Niederspannung*. persönlich: Tonaufzeichnung und Transkript, 10.01.2023
- [I2] CLAUS, JONAS UND KASCHKE, MIKLAS; VNB 2: *Experteninterview zum Datenbasierten Asset Management in der Niederspannung*. persönlich: Tonaufzeichnung und Transkript, 12.01.2023
- [I3] CLAUS, JONAS UND KASCHKE, MIKLAS; VNB 3: *Experteninterview zum Datenbasierten Asset Management in der Niederspannung*. online: Videoaufzeichnung und Transkript, 17.01.2023

- [I4] CLAUS, JONAS UND KASCHKE, MIKLAS; VNB 4: *Experteninterview zum Datenbasierten Asset Management in der Niederspannung*. online: Videoaufzeichnung und Transkript, 18.01.2023
- [I5] CLAUS, JONAS UND KASCHKE, MIKLAS; VNB 5: *Experteninterview zum Datenbasierten Asset Management in der Niederspannung*. online: Videoaufzeichnung und Transkript, 24.01.2023

Veröffentlichungen

- [C1] FRÖHNER, Jörg; SCHULZ, Günter; CLAUS, Jonas ; LEMKENS, Manuel: Improving Power Quality by a 10 / 20 kV / 0.4 kV Voltage Regulated Distribution Transformer using Semiconductor Switching Devices. In: SPEH, Rainer (Hrsg.): *International ETG Congress 2015*. Berlin: VDE Verlag, 2015 (ETG-Fachberichte)
- [C2] CLAUS, Jonas; SCHULZ, Günter; SCHALOW, Frank ; FREY, Wolfgang: Einsatz elektronisch regelbarer 10kV-/20kV-Ortsnetztransformatoren (ERT) zur Einhaltung des Spannungsbandes sowie der Energieflussoptimierung im Smart Grid. In: BACHHIESL, Udo (Hrsg.): *Neue Energie für unser bewegtes Europa*. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2018
- [C3] HOLT, Mara; CLAUS, Jonas; KOSCH, Markus; SCHULZ, Günther; GREVE, Marco; WAGNER, Christian; HILBRICH, Dominik; MAASMANN, Jonas ; REHTANZ, Christian: A General Load Management System for the Low Voltage Grid – Motivation, Concept, Basics. In: CIRED (Hrsg.): *CIRED Workshop Berlin*, 2020
- [C4] CLAUS, Jonas; SCHULZ, Günter; KOSCH, Markus; REHTANZ, Christian; HOLT, Mara; HILBRICH, Dominik; SCHWIERZ, Thomas; WAGNER, Christian ; GREVE, Marco: Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes. In: *Future of energy - Innovationen für eine klimaneutrale Zukunft*. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2022

-
- [C5] CLAUS, Jonas; SCHULZ, Günter; SCHWIERZ, Thomas; HILBRICH, Dominik; REHTANZ, Christian; KOSCH, Markus; WAGNER, Christian ; GREVE, Marco: A General Load Management System for the Low Voltage Grid – Monitoring and Control. In: *ETG Congress 2023*. Kassel, 2023
- [C6] CLAUS, Jonas; SCHULZ, Günter; KOSCH, Markus; SCHWIERZ, Thomas ; REHTANZ, Christian: Monitoring and rating of low voltage grid's utilization. In: *CIREN 2023 - 27th International Conference on Electricity Distribution*. Rom, 2023

Beiträge zu Forschungsprojekten

- [B1] SCHULZ, Günter; FRÖHNER, Jörg; CLAUS, Jonas ; LEMKENS, Manuel; CT.E CONTROLTECHNOLOGY ENGINEERING GMBH (Hrsg.): *Steigerung der Aufnahmekapazität und Spannungsqualität elektrischer Verteilnetze bei Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen mithilfe eines elektronischen 20kV-Traforeglers als dezentrale Leitwarte in Smart Grids*. Herne, 2015
- [B2] REHTANZ, Christian; CLAUS, Jonas; SCHULZ, Günter ; PEKRUHL, Lukas; TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND (Hrsg.); STADTWERKE BOCHUM NETZ GMBH (Hrsg.) ; CT.E CONTROLTECHNOLOGY ENGINEERING GMBH (Hrsg.): *Energieflussoptimierung im Smart Grid mittels intelligenter Netzkomponenten - EOSG*. Dortmund, Herne, Bochum, 2018-2020
- [B3] CLAUS, Jonas; WAGNER, Christian; SCHWIERZ, Thomas; KOSCH, Markus ; DR. HOLT, Mara; CT.E CONTROLTECHNOLOGY ENGINEERING GMBH (Hrsg.); EF.RUHR GMBH (Hrsg.); TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND (Hrsg.) ; AVU NETZ GMBH (Hrsg.): *Universelles Leistungsmanagement für Niederspannungsnetze - ULN*. Dortmund, Gevelsberg, Herne, 2019-2022

Anhang A Interviewleitfaden

Tabelle A.1: Wie erfolgt das derzeitige AM in der Niederspannung?

Schlagwort	✓	Notizen
Störungsmanagement? (Outage)		
Welche Kennzahlen? (z.B. SAIDI)		
Alterungsmodell?		
Altersdaten/Baujahre?		
Rollenmodell?		
Einordnung im Unternehmen		
Schnittstelle Netzplanung		
Strategisch/operativ		
Instandhaltungsstrategie?		
Operative Investitionsentscheidung?		
Ablauf Erneuerungsmaßnahme		
Regulatorisches Finanzmodell?		
Dynamische Investitionsrechnung mit Kennzahlen?		
Investitionsbudget bottom up?		
Budgetüberwachung?		
Q-Element EOG relevant?		
Sektorübergreifend?		

Tabelle A.2: Welche Unterschiede ergeben sich im Vergleich zum AM in höheren Spannungsebenen?

Schlagwort	✓	Notizen
Kernunterschiede?		
Welche Kennzahlen?		
Betriebsmittelüberwachung?		
Zeitlich und finanzieller Aufwand?		

Tabelle A.3: Welche zusätzlichen Daten wären für das NS-AM zielführend?

Schlagwort	✓	Notizen
Freie Wahl: Welche Daten hilfreich?		
Wären Spannungs und Belastungsdaten hilfreich?		