



Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit- Messwerten in der Niederspannung

Studie

im Auftrag von

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin

12. Dezember 2024

consentec



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit- Messwerten in der Niederspannung

Studie

im Auftrag von

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.

Bismarckstraße 33, 10625 Berlin

12. Dezember 2024

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

In Kooperation mit:

Bergische Universität Wuppertal

**Fakultät für Elektrotechnik, Informations-
technik und Medientechnik**

**Lehrstuhl für Elektrische Energieversor-
gungstechnik**

Rainer-Gruenter-Str. 21

42119 Wuppertal

Deutschland

Tel. +49 (2 02) 4 39 - 17 97

E-Mail: evtinfo@uni-wuppertal.de

<https://www.evt.uni-wuppertal.de/de/>

Inhalt

1	Motivation und Kontext	1
2	Angewandte Vorgehensweise und verwendete Daten	3
2.1	Prämissen	3
2.1.1	Allgemein	3
2.1.2	Netztopologie	4
2.1.3	Messtechnik	4
2.1.4	Genauigkeit	5
2.2	Meta-Analyse Netzzustandsermittlung	5
2.2.1	Netzzustandsermittlung in der Niederspannung	6
2.2.2	Stand der Technik in der Niederspannung bzw. Verteilnetzebene	7
2.3	Betrachtete Szenarien	8
2.3.1	Netztopologie und Netzdaten	8
2.3.2	Ausbauszenarien für Lasten und Einspeiser	9
2.3.3	Zeitreihengenerierung	9
2.4	Verteilung der Messtechnik	9
2.5	Grundsätzliche Vorgehensweise	10
3	Mindestausstattungsgrad Messtechnik	12
3.1	Genauigkeitsanalyse	12
3.1.1	Abgangsscharfe Messung am Transformator mit iMSys	13
3.1.2	Gesamtleistungsmessung des Transformators mit iMSys	16
3.1.3	Keine Messung am Transformator, ausschließlich iMSys	17
3.1.4	Vergleich mit Genauigkeitsanalysen aus der Literatur	18
3.2	Sensitivität und Spezifität	20
3.2.1	Transformatorengpässe	21
3.2.2	Kabelengpässe	22
3.2.3	Spannungseingpässe	25

3.3	Qualitative Untersuchungen.....	27
3.3.1	Einschränkung auf eine asymmetrische Netzzustandsermittlung	27
3.3.2	Einfluss zusätzlicher Sensorik in Kabelverteilerschränken	29
3.3.3	Optionen zur Datenreduktion	31
4	Standardisiertes Vorgehen der Netzzustandsermittlung	33
4.1	Einordnung in die Systemarchitektur zum Steuern über iMSys	33
4.2	Empfehlung.....	33
5	Literatur	36
A	Anhang	39
A.1	Genauigkeitsanalyse	39
A.2	Sensitivität und Spezifität	39
A.3	Qualitative Untersuchungen.....	40
A.3.1	Einschränkung auf eine asymmetrische Netzzustandsermittlung	40

1 Motivation und Kontext

Im Zuge der Energiewende gewinnt die Nutzung von Flexibilität, über die die Nutzer des Stromversorgungssystems verfügen, stark an Bedeutung. Dies gilt zunehmend auch für verbrauchsseitige Flexibilität in Form von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) wie Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Speicher.

Durch hohe, zeitgleiche Verbrauchsleistungen solcher SteuVE können Engpässe im Niederspannungsnetz (einschließlich Ortsnetzstationen) verursacht werden, die getrieben durch den erwarteten Markthochlauf möglicherweise zum Teil nicht rechtzeitig vor ihrem ersten Auftreten durch Netzausbau oder -umstrukturierung behoben werden können. Um trotz potenziell temporär zunehmender Engpässe SteuVE weiter anschließen zu können und dabei den sicheren Netzbetrieb weiterhin zu gewährleisten, hat die BNetzA mittels der „Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)“ (BK6-22-300) den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben, die Bezugsleistung von SteuVE bei Bedarf vorübergehend zu begrenzen.

Allerdings dürfen Bezugsleistungsreduzierungen im Sinne der Festlegung nur dann veranlasst werden, wenn durch eine betriebliche Netzzustandsermittlung¹ festgestellt wird, dass ein Engpass unmittelbar bevorsteht oder bereits vorliegt. Ein Eingriff in die Bezugsleistung von SteuVE erfordert somit eine kosteneffiziente Systematik zur echtzeitnahen Überwachung des Netzzustands und Identifikation erforderlicher Maßnahmen zur Engpassbehebung. Die hierfür benötigten Prozesse und Rahmenvorgaben sollen möglichst weitgehend bundesweit standardisiert werden, um sowohl eine massengeschäftstaugliche Umsetzung als auch größtmögliche Transparenz und Rechtssicherheit für Netznutzer und Netzbetreiber sicherzustellen.

Vor diesem Hintergrund hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) die Aufgabe übernommen, im Rahmen einer Gremienarbeit Empfehlungen zu bestimmten Aspekten der von der BNetzA angestrebten Standardisierung zu erarbeiten. Für die Ausarbeitung von Empfehlungen zur Netzzustandsermittlung wurde eine Projektgruppe eingesetzt, die u. a. Vertreter von Netzbetreibern und Anbietern von Netzleitsystemen umfasst.

Die Projektgruppe soll sich konkret mit Vorschlägen zu zwei Anforderungen aus der o. g. Festlegung befassen, und zwar

- zum standardisierten Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Einhaltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität (Tenorziffer 2e) und
- zur Konkretisierung des Begriffs der Netzzustandsermittlung (Ziffer 2.6 der Anlage 1 zum Beschluss) und hierbei insbesondere der Frage, in welchem Mindestumfang Netzzustandsdaten² in die Netzzustandsermittlung eingehen sollten, damit diese als dem Stand der Technik entsprechend einzustufen ist.

¹ Unter Netzzustandsermittlung wird die Ableitung von Belastungswerten (Strom, Spannung) eines Netzbereichs unter Nutzung von Messwerten und unter Berücksichtigung von Netzmodellen und -berechnungen oder die direkte Messung der Belastungswerte verstanden (s. a. Ziffer 2.6 der Anlage 1 zum Beschluss). Da üblicherweise in Niederspannungsnetzen Messwerte nicht flächendeckend verfügbar sind, werden Belastungswerte für nicht gemessene Knoten mittels geeigneter Algorithmen geschätzt.

² Unter Netzzustandsdaten werden Spannungs- und Stromwerte und Phasenwinkel sowie daraus errechenbare oder herleitbare Werte, die zur Ermittlung des Netzzustandes verarbeitet werden können, verstanden.

2 Angewandte Vorgehensweise und verwendete Daten

In diesem Kapitel werden zunächst die Prämissen vorgestellt, unter denen die Auswertungen der Netzzustandsermittlung erfolgen. Anschließend wird eine Meta-Analyse der in der Mittel- und Niederspannungsebenen eingesetzten Verfahren zur Netzzustandsermittlung durchgeführt und gemäß den zuvor genannten Prämissen eingeordnet. Basierend auf der Meta-Analyse und der Einordnung werden das in dieser Studie verwendete Verfahren zur Netzzustandsermittlung definiert und sowie die betrachteten Szenarien vorgestellt.

2.1 Prämissen

Um zu praxisgerechten Empfehlungen für ein standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung zu kommen, werden eine Reihe von Analysen und Untersuchungen durchgeführt. Für diese Betrachtungen sind zunächst einige Prämissen und Festlegungen erforderlich, die nachfolgend, nach Themengebieten gegliedert, aufgelistet werden.

2.1.1 Allgemein

P1 Fokus der Netzzustandsermittlung im Sinne der Studie liegt auf einer den Anforderungen entsprechenden Erkennung von Netzengpässen (siehe P8-P11) und nicht auf der Bestimmung eines genauen Netzzustands in Netzsituationen ohne Netzengpass.

P2 Ein Netzengpass bezieht sich sowohl auf eine thermische Überlastung der Betriebsmittel als auch auf eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160.

Im Einzelnen können in einem Niederspannungsnetz grundsätzlich z. B. folgende Netzengpässe auftreten:

- 1) Überschreitung der Dauerstrombelastbarkeit (thermischer Grenzstrom unter Berücksichtigung der Minderungsfaktoren) eines Erdkabels bzw. einer Freileitung.
- 2) Leistungsüberlastung einer Ortsnetzstation bei Bezug aus der höheren Spannungsebene.
- 3) Leistungsüberlastung einer Ortsnetzstation bei Einspeisung in die höhere Spannungsebene.
- 4) Überspannung: Überschreitung der gemittelten Effektivspannung von 230 V +10 % an einem beliebigen Netzknoten und auf jeder Phase.
- 5) Unterspannung: Unterschreitung der gemittelten Effektivspannung von 230 V -10 % an einem beliebigen Netzknoten und auf jeder Phase.
- 6) Zweckfremde Auslösung einer Sicherung, z.B. Schmelzung einer NH-Sicherung gemäß deren Zeit-Strom-Kennlinie. Hierbei wird im Kontext eines Netzengpasses verstanden, dass der vorliegende Auslösestrom deutlich unterhalb des Kurzschlussstroms liegt.

Die durch § 14a EnWG gegebene Möglichkeit einer Wirkleistungsreduktion an SteuVE kann lediglich den oben genannten Netzengpasstypen 1), 2), 5) und 6) entgegenwirken. Netzengpässe vom Typ 3) und 4) hingegen sind im Wesentlichen vom Verhalten der im betroffenen Netzbereich vorhandenen Erzeugungsanlagen (EZA) abhängig. Die in diesem Dokument vorgestellten Empfehlungen zur Durchführung einer Netzzustandsermittlung bzw. die Bestimmung des Netzzustands sind von der konkreten Steuerungsmaßnahme an einer steuerbaren Einrichtung unabhängig und könnten, sofern rechtlich möglich, auch die Notwendigkeit einer Steuerungsmaßnahme bzgl. EZA (Engpasstyp 3) und 4)) begründen.

- P3 Die Netzzustandsermittlung erfolgt asymmetrisch (phasenscharfe Betrachtung), wenn nur abgangsscharfe Messungen vorhanden sind und die Zuordnung der Phasen zu den Messwerten möglich ist. Eine symmetrische Berechnung soll für die am stärksten belastete Phase erfolgen. Bei zusätzlichen Messungen im Netz, bei denen eine eindeutige Zuordnung der Phasen nicht sichergestellt werden kann, wird der Zustand symmetrisch (aggregierte Betrachtung der Phasen) ermittelt.

Anmerkung: Eine qualitative Betrachtung der Auswirkungen bzgl. der Einschränkung auf eine asymmetrische Netzzustandsermittlung ist im Rahmen der Untersuchungen erfolgt.

2.1.2 Netztopologie

- P4 Bei den Untersuchungen werden drei heute verwendete Grundtopologien von Niederspannungsnetzen betrachtet:

- Strahlennetz
- Vermaschtes Netz mit einer Transformatoreinspeisung
- Vermaschtes Netz mit zwei oder mehr Transformatoreinspeisungen

- P5 Bei der Netzzustandsermittlung werden betriebliche Veränderungen der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen nicht betrachtet. Die Topologieerkennung oder Plausibilisierung des Normalschaltzustands, die eine elementare Voraussetzung für eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung – insbesondere bei Einbeziehung von Schätzungen – und daraus abgeleiteten Steuerhandlungen ist, wird als vorgelagerter Prozess im Rahmen der Betriebsführung der Niederspannung vorausgesetzt.

2.1.3 Messtechnik

- P6 Es werden minütlich Momentanwerte der Netzzustandsdaten von intelligenten Messsystemen (iMSys) sowie Transformatormessungen erhoben. Die Netzzustandsermittlung erfolgt in den Untersuchungen auf minütlicher Basis. Für die Engpasserkennung werden in den Untersuchungen zwei Verfahren gegenübergestellt, die einmal auf den minütlichen Werten basieren und zum anderen auf der Bildung von rollierenden 10-Minuten-Mittelwerten aus den Ergebnissen der Netzzustandsermittlung.

Anmerkung: In der Praxis kann der Datenaufwand reduziert werden, indem Momentanwerte der Netzzustandsdaten erst bei Überschreiten von Schwellwerten abgerufen werden. Eine qualitative Betrachtung der Auswirkungen ist im Rahmen der Untersuchungen erfolgt.

- P7 Es werden drei Konstellationen der im Netz installierten Sensorik untersucht und jeweils ein Ausstattungsgrad von iMSys erarbeitet:

- Gesamtleistungsmessung des Transformators + iMSys
- Abgangsscharfe Messung + iMSys
- Keine Gesamtleistungsmessung des Transformators und keine abgangsscharfe Messung, d.h. ausschließlich iMSys

Anmerkung: Eine qualitative Betrachtung zusätzlicher Sensorik in Kabelverteilerschränken ist im Rahmen der Untersuchungen erfolgt.

Die Abgrenzung der Positionen der Gesamtleistungsmessung des Transformators bzw. abgangsscharfe Messungen sind in Abbildung 2.1 verdeutlicht.

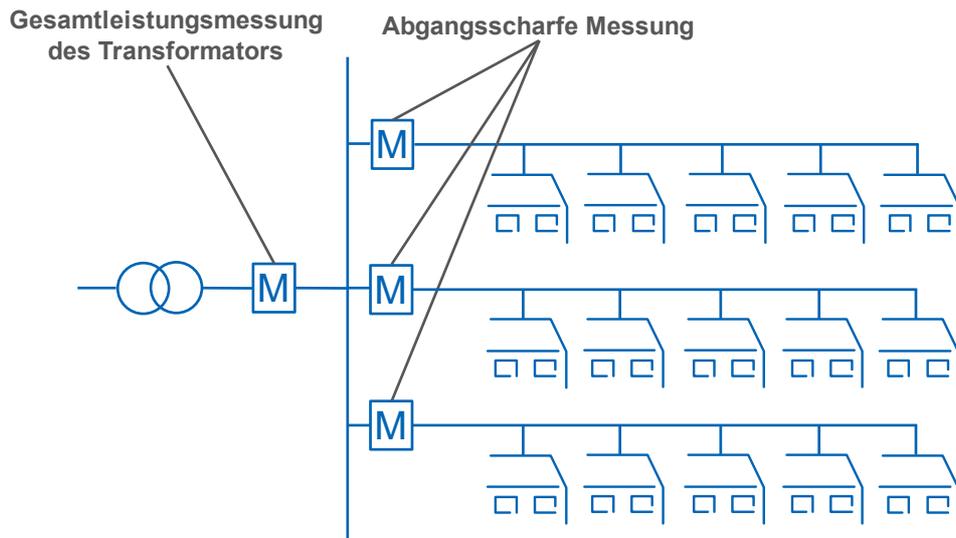


Abbildung 2.1 Positionierung der Messtechnik bei Gesamtleistungsmessung bzw. abgangsscharfer Messung

2.1.4 Genauigkeit

P8 Zur Bestimmung des Mindestumfangs an Netzzustandsdaten werden die Genauigkeiten der Spannungsermittlung f_U von 1,5 % und 2 %, inklusive Messungenauigkeiten, untersucht. Im Rahmen der Auswertung erfolgt für die Fehler der Knotenspannung eine Betrachtung des 99%-Perzentils.

P9 Die Genauigkeit der Spannungsermittlung f_U ist die auf die Nennspannung U_n normierte Differenz der ermittelten Spannung U_{est} und der tatsächlichen Spannung U_{real} :

$$f_U = \left| \frac{U_{est} - U_{real}}{U_n} \right| \cdot 100 \% \quad (1)$$

P10 Zur Bestimmung des Mindestumfangs an Netzzustandsdaten werden die Genauigkeiten der Stromermittlung f_I von 10 %, inklusive Messungenauigkeiten, untersucht. Im Rahmen der Auswertung erfolgt für die Fehler der Zweigströme eine Betrachtung des 99%-Perzentils.

P11 Die Genauigkeit der Stromermittlung f_I ist die auf die Dauerstrombelastbarkeit I_{Dauer} normierte Differenz des ermittelten Stroms I_{est} und des tatsächlichen Stroms I_{real} :

$$f_I = \left| \frac{I_{est} - I_{real}}{I_{Dauer}} \right| \cdot 100 \% \quad (2)$$

Die Auswertung der Genauigkeit der Stromermittlung begrenzt sich auf kritische Segmente des Netzes, die im Rahmen von verschiedenen Szenarien eine hohe Auslastung erfahren.

2.2 Meta-Analyse Netzzustandsermittlung

Das Ziel der Netzzustandsermittlung ist die Bestimmung eines Netzzustandes, d.h. der im Netz vorliegenden Betriebsgrößen in Form des Vektors der komplexen Spannungen aller Netzknoten sowie der komplexen Leistungsflüsse über alle Betriebsmittel für einen Zeitpunkt. Zur Durchführung der Netzzustandsermittlung werden sowohl statische Netzparameter als auch dynamische Eingangsgrößen benötigt. Die benötigten statischen Netzparameter sind die Netztopologie und die Betriebsmitteldaten zur Bestimmung des mathematischen Abbilds des Netzes sowie des Leistungsspektrums der Lastknoten im Netzbereich. Als dynamische Eingangsgrößen werden Messwerte aus dezentralen Direktmessungen an Transformatorstationen, Kabelverteilerschränken oder iMSys verwendet. Die Bewertung des ermittelten Netzzustandes erfolgt über globale

Zustandsindikatoren der minimal und maximal auftretenden Spannungswerte sowie der vorliegenden Betriebsmittelauslastungen, die auf die Dauerstrombelastbarkeit bezogen ermittelt werden können.

2.2.1 Netzzustandsermittlung in der Niederspannung

In vielen Niederspannungsnetzen wurde bisher keine Messtechnik eingebaut [1]. Dies führt dazu, dass die in den höheren Spannungsebenen eingesetzten Verfahren zur Netzzustandsermittlung nicht ohne Anpassungen für den Einsatz in der Niederspannung übernommen werden können. Aufgrund der geringen Durchdringung mit installierter Messtechnik ist das Netzgleichungssystem in der Niederspannung unterbestimmt.

Abbildung 2.2 veranschaulicht das Optimierungsproblem zwischen der Anzahl an dezentralen Direktmessungen n_{DD} und den einzuhaltenden maximalen Fehlern der Spannung f_U^{\max} und des Stroms f_I^{\max} . Es handelt sich um einen *Trade Off* zwischen dem einzuhaltenden Fehler und den Investitions- und Betriebskosten der zusätzlichen Direktmessungen, der durch Wirtschaftlichkeitsrestriktionen begrenzt wird. Zudem ist eine Mindestanzahl an Sensorik für die Ermittlung eines plausiblen Netzzustands obligatorisch. Zur Bestimmung der optimalen Anzahl an dezentralen Direktmessungen n_{DD}^{opt} sind initial die geforderten Genauigkeiten der Spannungs- und Stromermittlung notwendig, die in den Prämissen P8 und P10 festgehalten sind.

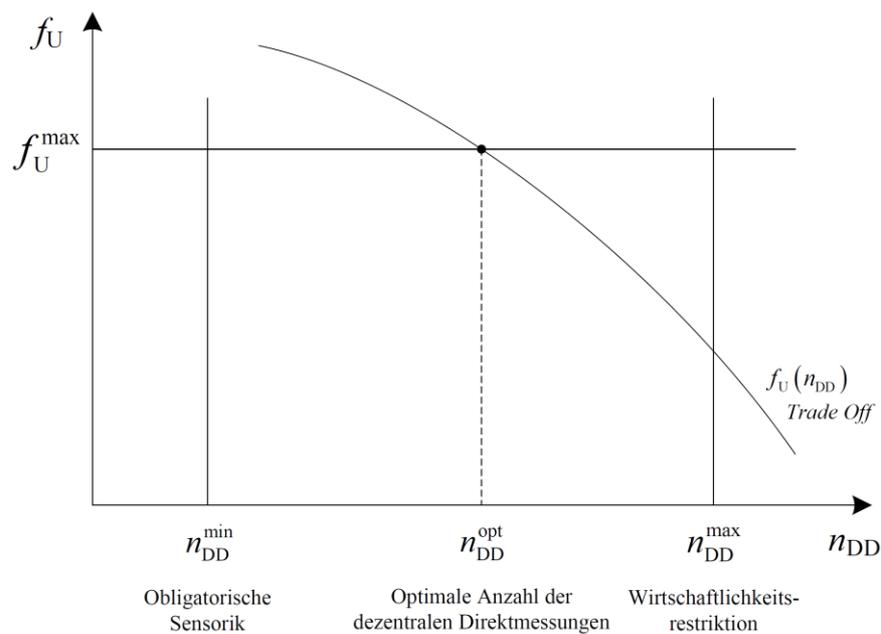


Abbildung 2.2 Optimierungsproblem der erforderlichen Sensorausstattung [2]

Es existieren verschiedene Verfahren für unterbestimmte Systeme, die in fünf Kategorien unterteilt werden können. Zum einen werden analytische Verfahren angewendet, welche z. B. den *Weighted-Least-Squares-Algorithmus* (WLS) in Kombination mit realen Messungen verwenden [3–20]. Diese Verfahrensart basiert auf dem in der Hoch- und Höchstspannung in der Regel verwendeten WLS-Algorithmus für überbestimmte Systeme. Aus diesem Grund ist bei der Anwendung auf Niederspannungsnetze die Generierung von Pseudo-Messwerten für nicht gemessene Knoten oder Kanten (Leistungsverbindungen zwischen Knoten) erforderlich.

Verwendet werden können:

- Knotenspannungen,
- Knotenleistungen (Wirkleistung P und Blindleistung Q),
- Transformatorspannungen,
- Transformatorleistungen (P und Q),
- Transformatorströme,
- Leistungsflüsse (P und Q),
- sowie Kabelströme.

Basiert die Generierung der Pseudo-Messwerte auf Standardlastprofilen (SLP) wie in [21–30], wird das Verfahren als statistisch-analytisch klassifiziert. Rein statistische Verfahren ermitteln den Netzzustand auf Basis von SLP ohne die Verwendung von realen Messungen [31]. Ebenso kann der Netzzustand mit regel- und erfahrungsbasierten Berechnungen ermittelt werden [2, 32–37]. Diese Verfahren werden als heuristische Verfahren klassifiziert. Ein weniger verwendetes Verfahren ist die Netzzustandsermittlung auf Basis von neuronalen Netzen. Hierbei muss das Verfahren zunächst angelernt werden, um eine Vorhersage des aktuellen Netzzustands zu treffen [38–43].

Eine häufig verwendete Methode zur Bestimmung von Pseudo-Messwerten für Knotenleistungen ist die sogenannte Lastverteilung. Dabei wird die Gesamtleistung (P und Q) auf alle nicht gemessenen Knoten verteilt, wobei die Verteilung gleichmäßig auf alle Knoten oder gewichtet mit dem Jahresenergieverbrauch des jeweiligen Knotens erfolgen kann. Die Gesamtleistung ist die Summe der am Transformator oder Kabelverteilerschrank gemessenen Leistung und der geschätzten Einspeiseleistung im Netzbereich, wobei in Niederspannungsnetzen üblicherweise PV-Anlagen die dominierende Erzeugungstechnologie sind oder perspektivisch sein werden. Damit die Schätzung der Einspeiseleistung erfolgen kann, muss eine verwertbare Referenzmessung, also die Messung der Einspeiseleistung einer im Netzgebiet und möglichst in örtlicher Nähe zum betrachteten Netzbereich vorhandenen Photovoltaikanlage (PV-Anlage) oder eine Messung der aktuellen solaren Einstrahlung, vorhanden sein. Mithilfe der Referenzmessung sowie der Anschluss- und Nettonennleistungsdaten aller PV-Anlagen des Netzgebietes können die aktuellen Einspeiseleistungen aller für die Netzzustandsermittlung jeweils relevanter PV-Anlagen ermittelt werden. Die ungleiche Ausrichtung und Neigung der PV-Anlagen kann bei der Schätzung der aktuellen Einspeiseleistung vernachlässigt werden [35].

2.2.2 Stand der Technik in der Niederspannung

Abbildung 2.3 zeigt das Ergebnis der Meta-Analyse mit dem Ziel, den Stand der Technik der Netzzustandsermittlung darzustellen. Dafür wurden 43 Veröffentlichungen hinsichtlich der zeitlichen Auflösung, der verwendeten Messwerte und des untersuchten Sensorausstattungsgrads eingeordnet. Zusätzlich ist die Art des Verfahrens durch die Form der Datenpunkte kategorisiert und entsprechend der untersuchten Spannungsebene eingefärbt.

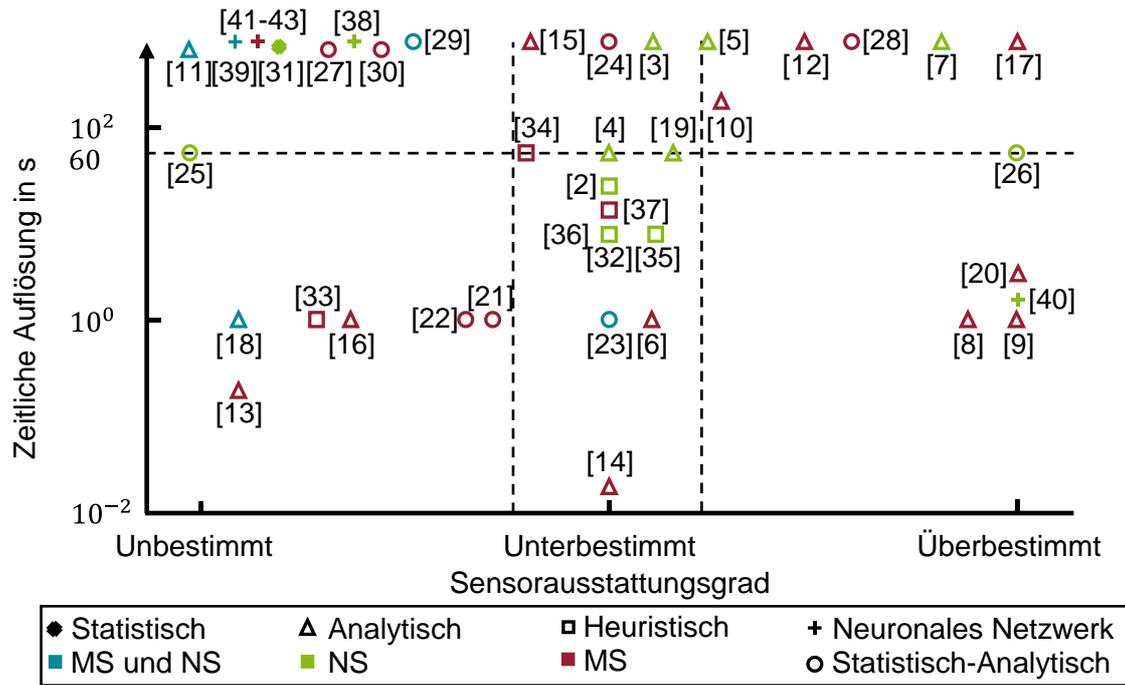


Abbildung 2.3 Einordnung und Klassifikation von Netzzustandsbestimmungsverfahren (nach [35])

Durch die Festlegung BK6-22-300 der BNetzA sind einige Rahmenbedingungen, wie eine zeitliche Auflösung der Messwerte von max. 60 s und die Anwendbarkeit des Verfahrens für die Niederspannung, vorgegeben. Gleichzeitig muss die benötigte Ausstattung an Messtechnik praxisgerecht und somit wirtschaftlich umsetzbar sein. Wie einleitend bereits festgestellt, bedeutet dies, dass die Netzzustandsermittlung auf ein unterbestimmtes System anwendbar sein muss. Dadurch ergibt sich der in Abbildung 2.3 durch Linien gekennzeichnete Bereich, welcher Verfahren für die Niederspannungsebene (grüne und blaue Datenpunkte) enthält, die diese Bedingungen erfüllen. Dabei handelt es sich hauptsächlich um heuristische und analytische Verfahren, wobei für die analytischen Verfahren in der Regel der WLS-Algorithmus verwendet wurde.

Im Kontext der Netzzustandsermittlung taucht im Branchen-Diskurs häufig der Begriff „Beobachtbarkeit“ auf. Hierbei geht es zumeist um den Sensorausstattungsgrad, der erforderlich ist, um Zustandsgrößen wie Leistung, Spannung und Strom eines Niederspannungsnetzes „gut genug“ erfassen zu können. Der Begriff ist nicht formal definiert bzw. durch ein mathematisches Kriterium nachprüfbar. Insbesondere handelt es sich hierbei nicht um die Definition der Beobachtbarkeit im regelungstechnischen Sinn (siehe z. B. [44]).

2.3 Betrachtete Szenarien

2.3.1 Netztopologie und Netzdaten

Das Ziel der Untersuchungen ist die Bestimmung des benötigten Umfangs an Netzzustandsdaten für das zuverlässige Erkennen von Netzengpässen durch eine Netzzustandsermittlung. Daher liegt der Fokus darauf, in den zu untersuchenden Szenarien sowohl Netzsituationen mit als auch ohne Grenzwertverletzungen zu erzeugen, um einerseits sicherzustellen, dass vorliegende Grenzwertverletzungen hinreichend sicher erkannt werden, und andererseits weitgehend auszuschließen, dass Netzsituationen ohne Grenzwertverletzungen fälschlicherweise als engpassbehaftet identifiziert werden. Im Rahmen der Untersuchungen werden drei Topologieformen von Niederspannungsnetzen untersucht (siehe P4). Hierbei wird sowohl auf die synthetischen

SimBench-Netze [45] als auch auf eine Auswahl an realen Niederspannungsnetzen für jede Netztopologie zurückgegriffen.

2.3.2 Ausbauszenarien für Lasten und Einspeiser

Neben Netztopologie und Betriebsmitteldaten muss für jedes Netz eine zukünftige Versorgungsaufgabe abgebildet werden. Im Rahmen der Untersuchungen wird für diese Versorgungsaufgabe eine progressive Entwicklung von neuen Lasten und Einspeisern für das Jahr 2028 untersucht, um die Übergangsregel zur Umsetzung von § 14a EnWG zu berücksichtigen und für jedes Szenario eine auswertbare Anzahl an Netzengpässen nach P2 zu erhalten. Für die synthetischen SimBench-Netze wird die im Datensatz hinterlegte Netznutzung für das Jahr 2034 verwendet, welche angesichts der politisch beschlossenen Erhöhung der Ausbauziele von Erneuerbaren Energien, Elektromobilität und Wärmepumpen eine gute Abbildung der für das Jahr 2028 erwarteten Versorgungsaufgabe darstellt. Für die Entwicklung von neuen Lasten und Einspeisern in den realen Niederspannungsnetzen wird ein Szenario erstellt, welches von aktuellen Studien zum Hochlauf der Elektromobilität, Wärmepumpen und PV-Anlagen abgeleitet ist [46, 47]. Im zweiten Schritt werden die progressiven deutschlandweiten Szenarien durch eine Regionalisierung mittels Top-Down-Ansatz bis auf Straßenzugenebene einzelner Gemeinden verteilt [46, 47].

2.3.3 Zeitreihengenerierung

Zur Gewährleistung von Prämisse P6 werden für jedes Szenario Jahreszeitreihen von Lasten und Einspeisern mit einer minütlichen Auflösung generiert. Für Haushaltslasten wird ein Datensatz der HTW-Berlin in minütlicher Auflösung genutzt [48]. Für Gewerbelasten und landwirtschaftliche Lastprofilen wird ein Datensatz von anonymisierten Profilen mit registrierender Leistungsmessung (RLM) verwendet, der im Rahmen des SimBench-Projektes veröffentlicht wurde [45]. Zur Erstellung von Leistungsprofilen von Wärmepumpen werden das in [49] beschriebene digitale Wärmepumpenmodell sowie Wetterdaten aus dem Jahr 2018 des Deutschen Wetterdienstes für eine Stadt in Nordrhein-Westfalen verwendet. Zur Erstellung von Fahr- und Ladeprofilen von Elektrofahrzeugen wird das in [50] beschriebene Tool verwendet, welches Fahrprofile anhand von Eingabevariablen wie Datum, Anzahl an Ladepunkten, Details zu Ladeleistungscharakteristiken, Standort sowie Standzeiten der Elektrofahrzeuge auf der Grundlage des Batterieladezustands (SoC) zur Ankunftszeit auf der Basis eines probabilistischen Mobilitätsverhaltens erstellt. Zur Erstellung von Einspeiseleistungen von PV-Anlagen werden ein physikalisches Modell und Globalstrahlungsdaten aus dem Jahr 2018 des Deutschen Wetterdienstes für eine Stadt in Nordrhein-Westfalen verwendet.

2.4 Verteilung der Messtechnik

Wie in Prämisse P7 definiert, werden im Rahmen dieser Studie drei Konstellationen der im Netzbereich installierten Sensorik untersucht, wobei eine qualitative Betrachtung einer vierten Konstellation mit zusätzlicher Sensorik in Kabelverteilerschränken erfolgt. Für die Untersuchung der erforderlichen Messtechnikdurchdringung müssen die iMSys für jede Messkonstellation schrittweise im Netz verteilt bzw. in ihrer Anzahl erhöht werden. Die Verteilung kann auf verschiedene Arten durchgeführt werden:

- Verteilung nach Jahresenergieverbrauch
- Verteilung nach maximal zulässiger Anschlussleistung
- Verteilung nach geografischen Aspekten
- Zufallsverteilung

Letztverbraucher mit neuen SteuVE (Inbetriebnahme seit 01.01.2024), Erzeugungsanlagen von mehr als 7 kW oder einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 6.000 kWh³ sind nach § 14a EnWG bzw. § 29 Messstellenbetriebsgesetz verpflichtet, iMSys einbauen zu lassen. Zudem können Letztverbraucher, die keine der genannten Bedingungen erfüllen, einen freiwilligen Einbau von iMSys an ihrem Netzanschluss beantragen [51, 52]. Um neben dem verpflichtenden Einbau von iMSys auch den freiwilligen Einbau zu berücksichtigen, wird die Verteilung der iMSys nach den Pflichteinbaufällen mit einer zusätzlichen Zufallsverteilung als Verteilungsschlüssel für die Untersuchung verwendet.

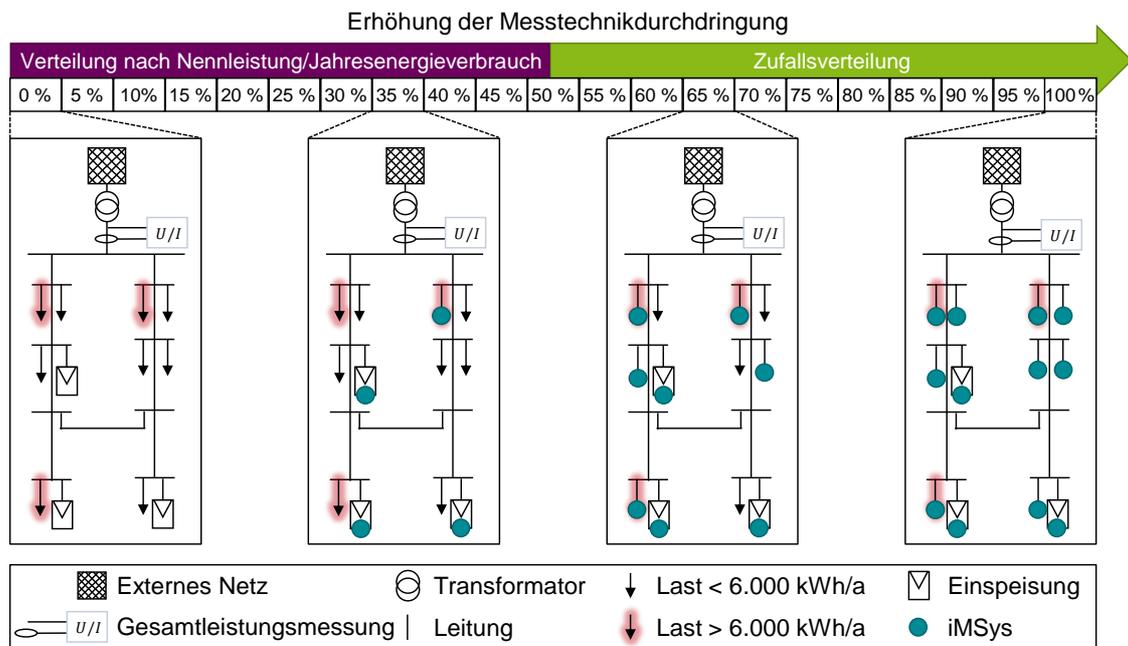


Abbildung 2.4 Verfahren der schrittweisen Erhöhung der Durchdringung von iMSys, veranschaulicht anhand eines Beispielnetzes

In Abbildung 2.4 ist das Vorgehen zur Erhöhung der Messtechnikdurchdringung anhand eines Beispielnetzes dargestellt. Da in diesem Netz an sechs von insgesamt 12 Anschlusspunkten Erzeugungsanlagen von mehr als 7 kW oder eine Last mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 6.000 kWh angeschlossen sind, werden die iMSys bis zu einer Messtechnikdurchdringung von 50 % durch den Verteilungsschlüssel der angeschlossenen Nennleistung und des Jahresenergieverbrauchs verteilt. Ab einer Messtechnikdurchdringung von 50 % werden die iMSys dann durch eine Zufallsverteilung an die Anschlusspunkte verteilt. Je nach Szenario der Lasten und Erzeugungsanlagen kann der Umschaltzeitpunkt zwischen den Verteilungsarten variieren.

2.5 Grundsätzliche Vorgehensweise

Im Rahmen der Erarbeitung der Empfehlungen wird für die Netzzustandsermittlung ein analytisches Verfahren mit heuristischer Berechnung von Pseudo-Messwerten untersucht, um den Stand der Technik abzubilden. Zur Ermittlung des Netzzustandes wird der WLS-Algorithmus verwendet. Die zur Berechnung benötigten Pseudo-Messwerte werden durch eine Verteilung der Gesamtleistung im Netzbereich auf alle nicht gemessenen Knoten erzeugt. Wenn keine Leistungsmessung am Transformator vorhanden ist, werden die Knotenleistungen jedes Knotens

³ Zum Zeitpunkt der Durchführung der Studie liegt der entsprechende Jahresenergieverbrauch nach § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes, welches zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, bei 6.000 kWh.

mithilfe von Haushaltsprofilen, des Jahresenergieverbrauchs und der Referenzmessung geschätzt.

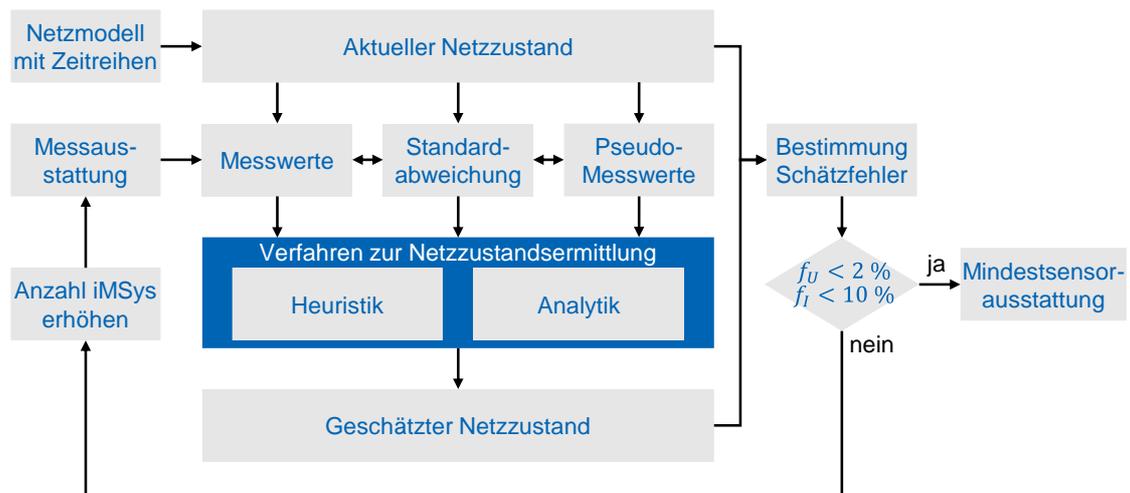


Abbildung 2.5 Schematischer Ablauf zur Bestimmung des Sensorausstattungsgrades

Abbildung 2.5 zeigt das Vorgehen zur Bestimmung der Sensorausstattungsgrade. Die aktuellen Netzzustände ergeben sich aus Leistungsflussberechnungen der mit Jahreszeitreihen hinterlegten Netzmodelle. Auf Basis dessen werden Messwerte und Pseudo-Messwerte als Eingangsgrößen der Netzzustandsermittlung erstellt. Der sich daraus ergebende ermittelte Netzzustand wird mit dem aktuellen Netzzustand verglichen und ein Fehler errechnet. Werden die in den Prämissen P8 und P10 festgelegten Genauigkeiten eingehalten, ist der Sensorausstattungsgrad für das Szenario bestimmt. Ist dies nicht der Fall, werden die Anzahl an iMSys entsprechend dem ausgewählten Verteilungsschlüssel schrittweise erhöht und die Auswertung der Netzzustandsermittlung für das angepasste Szenario wiederholt. Abschließend werden die Ergebnisse aller Szenarien zu Ausstattungsgraden für die drei untersuchten Konstellationen (siehe P6) an installierter Sensorik zusammengefasst.

3 Ausstattungsgrad Messtechnik

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zur Genauigkeit der Netzzustandsermittlung mit verschiedenen Messkonstellationen sowie eine Analyse der auftretenden Sensitivität und Spezifität hinsichtlich der Strom- und Spannungsermittlung vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen vorgestellt.

3.1 Genauigkeitsanalyse

Das Ziel der Genauigkeitsanalyse ist die Bestimmung des Sensorausstattungsgrades zur Erreichung einer Genauigkeit der Netzzustandsermittlung von $f_I = 10\%$ und $f_U = 2\%$ bzw. $f_U = 1,5\%$. Die Berechnung der Genauigkeit der Strom- und Spannungsermittlung ist in den Prämissen P9 und P11 definiert und in den Formeln (1) und (2) festgehalten. Zur Bestimmung des untersuchten Sensorausstattungsgrades eines Szenarios wird nach Formel (3) das Verhältnis zwischen der Anzahl an für die Netzzustandsermittlung betrachteten Netzanschlusspunkten von iMSys $n_{iMSys,NZE}$ und der Anzahl an möglichen Netzanschlusspunkten für iMSys $n_{iMSys,total}$ gebildet.

$$\text{Sensorausstattungsgrad} = \frac{n_{iMSys,NZE}}{n_{iMSys,total}} \cdot 100\% \quad (3)$$

Im Rahmen der Auswertung erfolgt gemäß den Prämissen P8 und P10 für die Fehler der Knotenspannung sowie der Zweigströme eine Betrachtung des 99.-%-Perzentils. Da § 14a EnWG auf das Ziel der netzorientierten Steuerung von SteuVE im Falle eines gefährdeten Netzzustandes abstellt, muss die Netzzustandsermittlung besonders zu diesen Zeitpunkten eine hohe Genauigkeit gewährleisten. Daher werden in dieser Untersuchung 1% der Zeitpunkte betrachtet, die die höchsten Auslastungen in der Jahressimulation aufweisen. Das entsprechende Vorgehen ist in Abbildung 3.1 exemplarisch dargestellt und wird nachfolgend beschrieben.

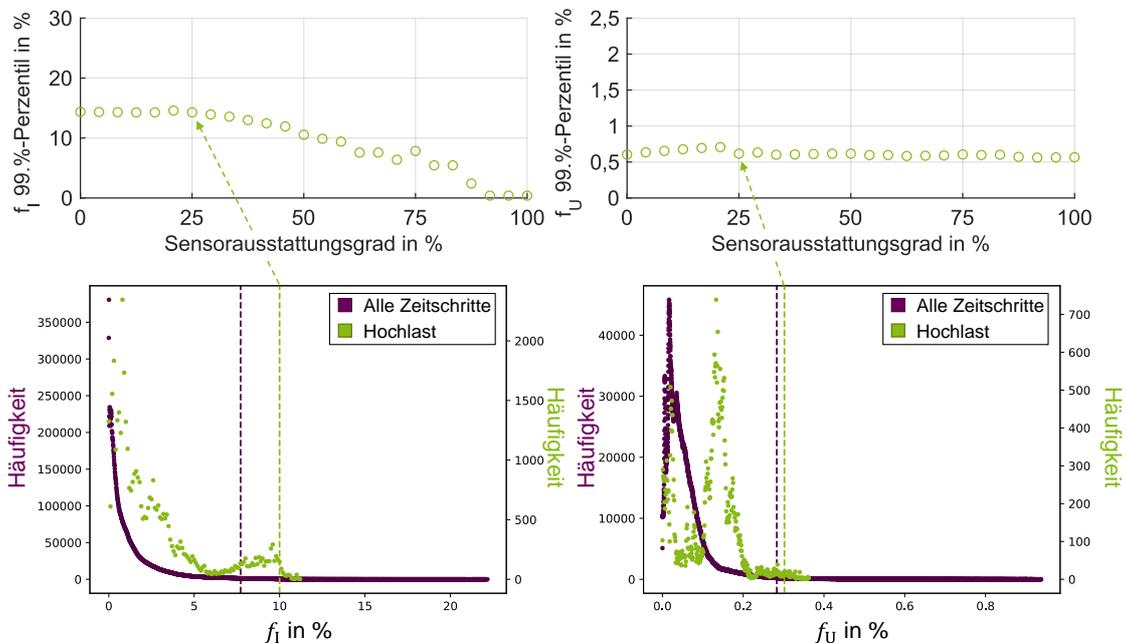


Abbildung 3.1 Verlauf der Genauigkeit der Strom- und Spannungsermittlung in Hochlastzeitpunkten über den Sensorausstattungsgrad (oben), Häufigkeitsverteilung der Fehler der Strom- und Spannungsermittlung für eine Sensorausstattung von 25% in Hochlastzeitpunkten und in allen Zeitschritten (unten)

Im oberen Teil von Abbildung 3.1 ist der Verlauf der Genauigkeit der Strom- und Spannungsermittlung in Hochlastzeitpunkten in Abhängigkeit vom Sensorausstattungsgrad dargestellt. Jeder Punkt in den zwei Grafiken entspricht dabei dem Ergebnis des 99.-%-Perzentils der Hochlastzeitschritte einer Jahressimulation für einen Sensorausstattungsgrad. Im unteren Teil von Abbildung 3.1 ist die Häufigkeitsverteilung der Strom- und Spannungsermittlung für eine Sensorausstattung von 25 % in Hochlastzeitpunkten (grün) und in allen Zeitschritten (lila) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Beschränkung auf die Hochlastzeitpunkte einen höheren Wert der Genauigkeit der Strom- und Spannungsermittlung zur Folge hat. Durch dieses Vorgehen ist gewährleistet, dass die vorgegebenen Genauigkeiten der Strom- und Spannungsermittlung gemäß den Prämissen P8 und P10 auch in Hochlastzeitpunkten eingehalten werden.

Die Genauigkeitsanalyse wird für drei Konstellationen der im Netz installierten Sensorik untersucht und jeweils ein Ausstattungsgrad von iMSys erarbeitet. Anschließend wird ein Vergleich mit Genauigkeitsanalysen aus der Literatur angestellt.

3.1.1 Abgangsscharfe Messung am Transformator mit zusätzlichen Messwerten von iMSys

In Abbildung 3.2 sind die Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für eine abgangsscharfe Messung am Transformator mit zusätzlichen Messwerten von iMSys für alle drei betrachteten Netztopologien dargestellt. Beim Verlauf der Genauigkeit der Stromermittlung ist für fast alle Netze ein Trend zu einem Wert von 0 % zu verzeichnen, wohingegen sich die Verläufe der Genauigkeit der Spannungsermittlung bei Erhöhung des Sensorausstattungsgrades einem Wert von 0,5 % annähern. Die Verläufe der Stromermittlungsgenauigkeit bei Strahlennetzen (grün) weisen hohe Abweichungen der erreichten Genauigkeit bei geringen iMSys-Sensorausstattungsgraden auf, welche in den Charakteristika der analysierten Strahlennetzmodellen begründet sind.

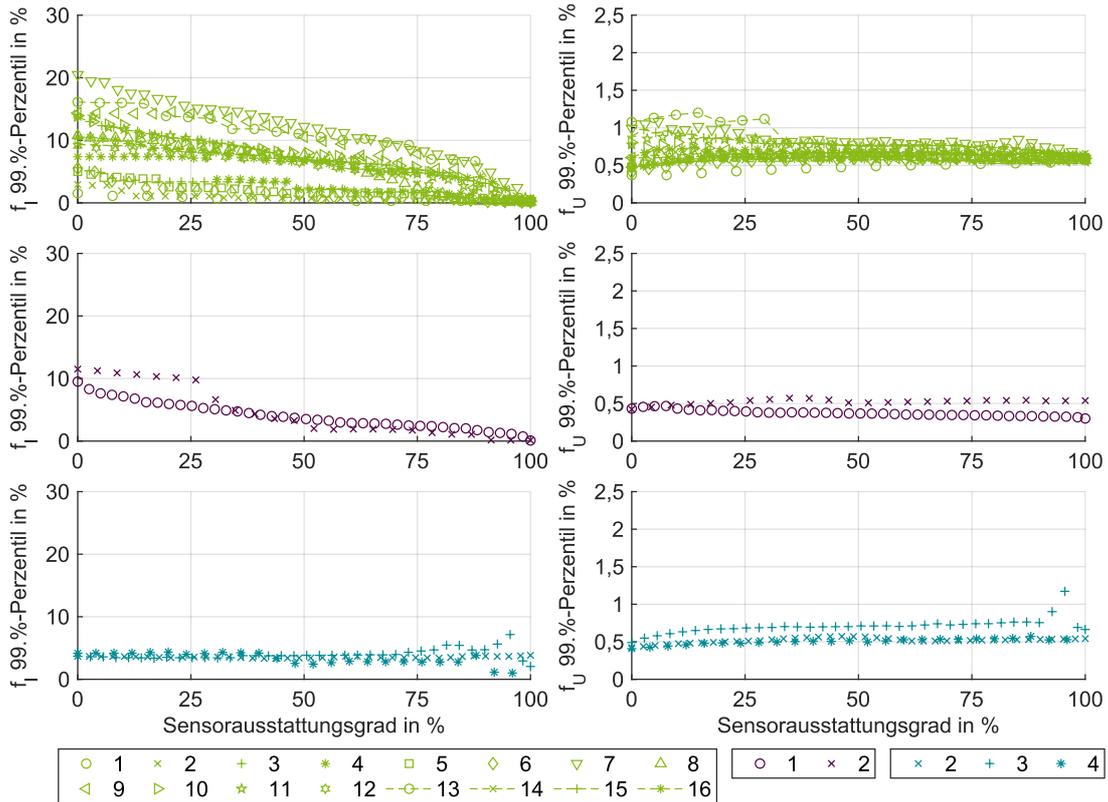


Abbildung 3.2 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für Strahlennetze (oben), einfach- (mitte) und mehrfachgespeiste Maschennetze (unten) bei einer abgangsscharfen Messung am Transformator und zusätzlichen Messwerten von iMSys

Bei den Strahlennetzen wurden bei der Stromermittlung drei Gruppen mit ähnlichem Verhalten besonders analysiert:

- Gruppe 1: Synthetische Netze - SimBench
- Gruppe 2: Reale Netze - Basis
- Gruppe 3: Reale Netze - Ausreißer

Zur besseren Einordnung der Gruppen wurde eine Gegenüberstellung der Hausanschlüsse pro Leitungslänge, Zählpunkte pro Hausanschluss, Kabelverjüngungen sowie dem Verhältnis zwischen der minimalen $I_{Dauer,min}$ und der maximalen Dauerstrombelastbarkeit $I_{Dauer,max}$ der Betriebsmittel erstellt. In Tabelle 3.1 ist die Einordnung der Strahlennetz-Gruppen mit der dazugehörigen Klassifizierung aus Abbildung 3.3 dargestellt. Die Anzahl der analysierten Netze einer Kategorie sind jeweils in Klammern in Abbildung 3.3 angegeben.

Netz-ID	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Hausanschlüsse pro NS-Leitungslänge	2	4	4	4	4	4	4	1	1	3	4	3	2	2	3	2
Zählpunkte pro Hausanschluss	1	1	1	1	1	1	1	3	2	1	1	2	1	2	1	1
Synthetisches Netz	X	X	X	X	X	X										
Kabelverjüngung								X	X	X	X	X	X	X	X	X
Verhältnis $I_{Dauer,min}$ zu $I_{Dauer,max}$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.54	0.51	0.66	0.66	0.67	0.67	0.53	0.86	0.51	0.53
Strahlennetz-Gruppe	[Synthetisch]						[Reale Netze]									

Tabelle 3.1 Einordnung der Strahlennetze

Zwischen den synthetischen Strahlennetzen (Netz-ID 1-6) und den realen Strahlennetzen (Netz-ID 7-16) sind klare Unterschiede zu erkennen. Während die synthetischen Netze keine

Kabelverjüngung und eine sehr ähnliche Hausanschlusskonfiguration aufweisen, gibt es bei den realen Netzen verschiedene Ausprägungen der Hausanschlusskonfiguration sowie Kabelverjüngungen im Netz. Zwischen den Strahlennetz-Gruppen 2 und 3 ist keine direkte Abgrenzung der untersuchten Parameter festzustellen.

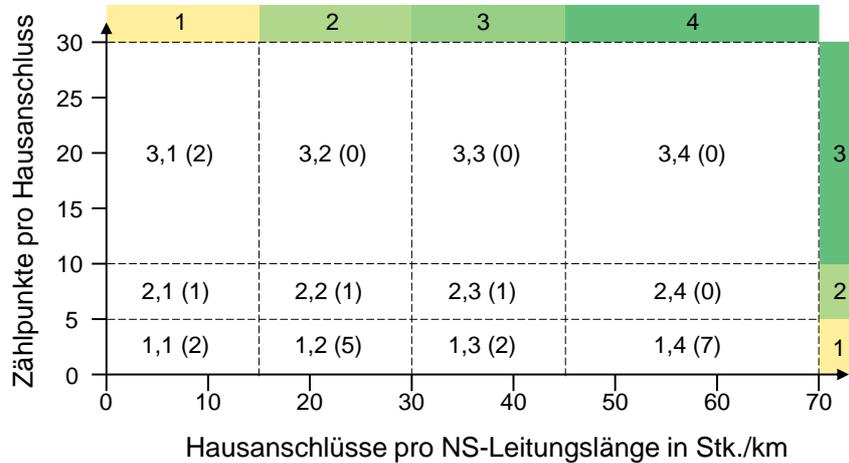


Abbildung 3.3 Klassifizierung der Netze

Die Netze der Strahlennetz-Gruppe 3 zeichnen sich durch einen durchmischten Kabelbestand, eine hohe Auslastung durch das progressive Ausbauszenario, das Vorhandensein von Minderquerschnitten sowie eine hohe Auslastung von Einzelanschlüssen an Kabelverteilerschränken (KVS) durch Ladestationen aus. In diesen Fällen stellt das Dimmen gemäß § 14a EnWG keine langfristige Option dar, sondern das Netz muss zwangsweise ausgebaut werden. Die synthetischen Netze in Strahlennetz-Gruppe 1 zeichnen sich hingegen durch hohe Kabelquerschnitte, eine geringe Auslastung trotz Ausbauszenario und der Abwesenheit von Kabelverjüngungen aus. Hinsichtlich des zukünftig zu erwartenden Netzausbaus werden vermehrt Netze zwischen Gruppe 1 und 2 einzuordnen sein. Daher konzentriert sich die Bestimmung der Ausstattungsgrade der Strahlennetze auf die Betrachtung der Strahlennetz-Gruppen 1 und 2, in denen selten auftretende Netzengpässe durch eine temporäre Bezugsleistungsreduktion gemäß § 14a EnWG behoben werden können. Hierbei wird jeweils die Gruppe mit den schlechteren Genauigkeitswerten herangezogen.

Zur Bestimmung der benötigten Sensorausstattungsgrade werden zunächst Regressionskurven über die Verläufe der Genauigkeiten der Strom- und Spannungsermittlung in Abhängigkeit vom jeweiligen Sensorausstattungsgrad gebildet. Bei den Strahlennetzen erfolgt die Bildung der Regressionskurven für jede Strahlennetz-Gruppe einzeln. Anschließend wird der Schnittpunkt der Regressionskurve mit den vorgegebenen Genauigkeiten aus den Prämissen P8 und P10 gebildet. Da die Spannungsermittlung bei fast allen Ergebnissen bereits mit einem Sensorausstattungsgrad von 0 % unter dem Zielwert von f_U von 2 % liegen, konzentriert sich die weitere Ausarbeitung auf den Zielwert von f_U von 1,5 %. In Abbildung 3.4 sind die Ergebnisse der benötigten Sensorausstattung bei einer abgangsscharfen Messung am Transformator und zusätzlichen Messwerten von iMSys dargestellt. In den Ergebnissen der Stromermittlung der Strahlennetze stellen sich mit 0 %, 14 % und 61 % drei deutlich unterschiedliche Sensorausstattungsgrade für die einzelnen Strahlennetz-Gruppen heraus. Bei der Spannungsermittlung ist die Genauigkeitsanforderung für Strahlen- und Maschennetze bereits mit einem Sensorausstattungsgrad von

0 % erreicht. Der Sensorausstattungsgrad für die Stromermittlung liegt bei einfachgespeisten Maschennetzen bei 4 % und bei mehrfachgespeisten Maschennetzen bei 0 %.

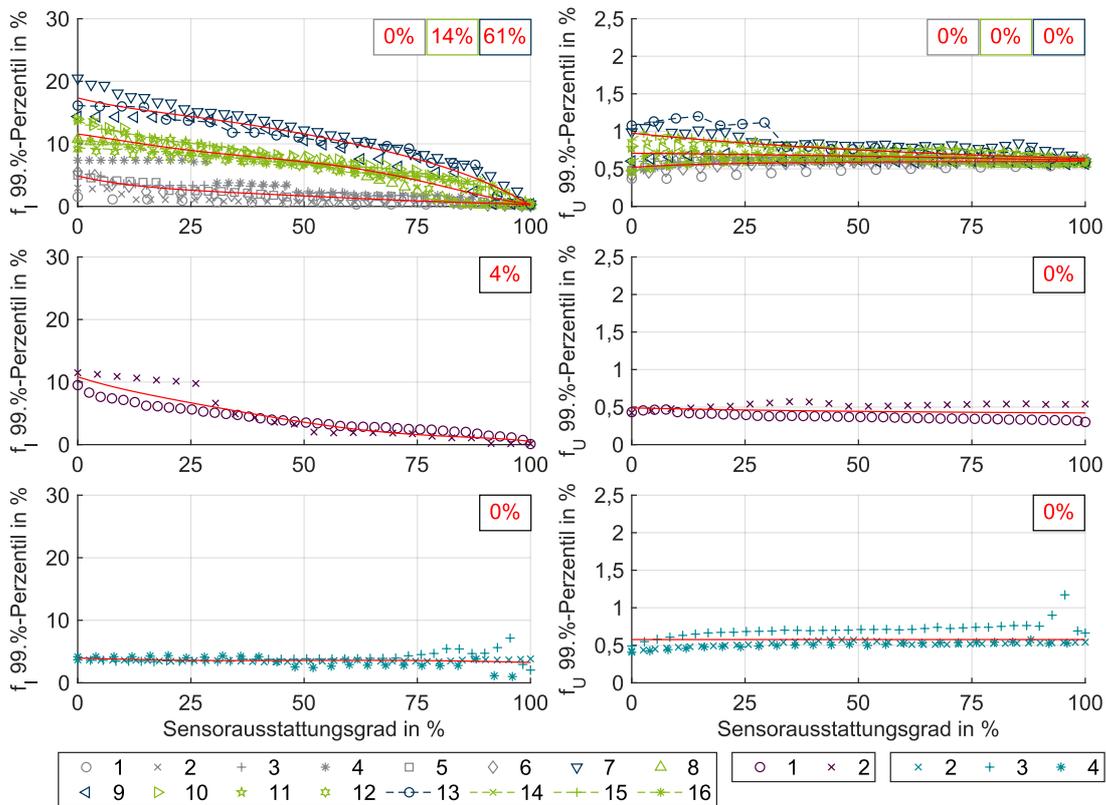


Abbildung 3.4 Ergebnisse der Genauigkeitsanalysen für Strahlennetze (oben), einfachgespeiste Maschennetze (mitte) und mehrfachgespeiste Maschennetze (unten) bei einer abgangsscharfen Messung am Transformator und zusätzlichen Messwerten von iMSys

3.1.2 Gesamtleistungsmessung des Transformators mit zusätzlichen Messwerten von iMSys

In Abbildung 3.5 sind die Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse der Netzzustandsermittlung für eine Gesamtleistungsmessung des Transformators mit zusätzlichen Messwerten von iMSys für alle drei betrachteten Netztopologien dargestellt. Bei der Stromermittlung der Strahlennetze stellt sich für die Strahlennetz-Gruppe 2 mit 32 % ein deutlich höherer Wert als bei der abgangsscharfen Messung am Transformator heraus. In den Ergebnissen der Spannungsermittlung ist die Genauigkeitsanforderung mit Ausnahme der Strahlennetz-Gruppe 3 bei allen Strahlen- und Maschennetzen bereits mit einem Sensorausstattungsgrad von 0 % erreicht. Bei der Stromermittlung der einfachgespeisten Maschennetze liegt der Sensorausstattungsgrad bei 6 %, während dieser bei mehrfachgespeisten Maschennetzen bei 0 % liegt.

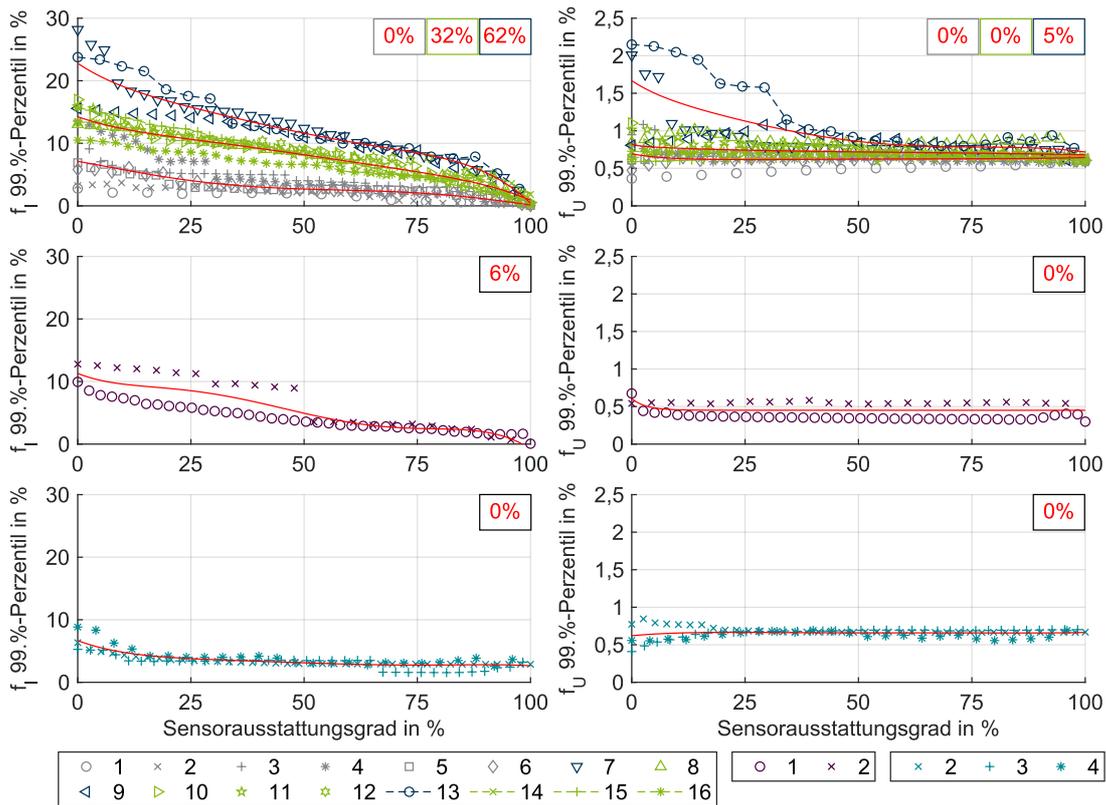


Abbildung 3.5 Ergebnisse der Genauigkeitsanalysen für Strahlennetze (oben), einfachgespeiste Maschennetze (mitte) und mehrfachgespeiste Maschennetze (unten) bei einer Gesamtleistungsmessung des Transformators und zusätzlichen Messwerten von iMSys

3.1.3 Keine Messungen am Transformator, ausschließlich Verwendung der Messwerte von iMSys

In Abbildung 3.6 sind die Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse der Netzzustandsermittlung ohne Messungen am Transformator und ausschließlich basierend auf Messwerten von iMSys für alle drei betrachteten Netztopologien dargestellt. Bei der Stromermittlung der Strahlennetze ergibt sich für die Strahlennetz-Gruppe 2 mit 61 % ein deutlich höherer Sensorausstattungsgrad als bei der Transformatorabgangsmessung sowie der Gesamtleistungsmessung am Transformator. Für die Gruppe 1 ergibt sich mit der Regressionskurve ein Sensorausstattungsgrad von 72 %, welcher höher als bei der Gruppe 2 ist. In den Ergebnissen der Spannungsermittlung ist die Genauigkeitsanforderung, mit Ausnahme von Strahlennetz-Gruppe 3, für alle Strahlen- und Maschennetze bereits mit einem Sensorausstattungsgrad von 0 % erreicht. Bei der Stromermittlung der einfachgespeisten Maschennetze beträgt der Sensorausstattungsgrad 36 %, während dieser bei mehrfachgespeisten Maschennetzen bei 12 % liegt.

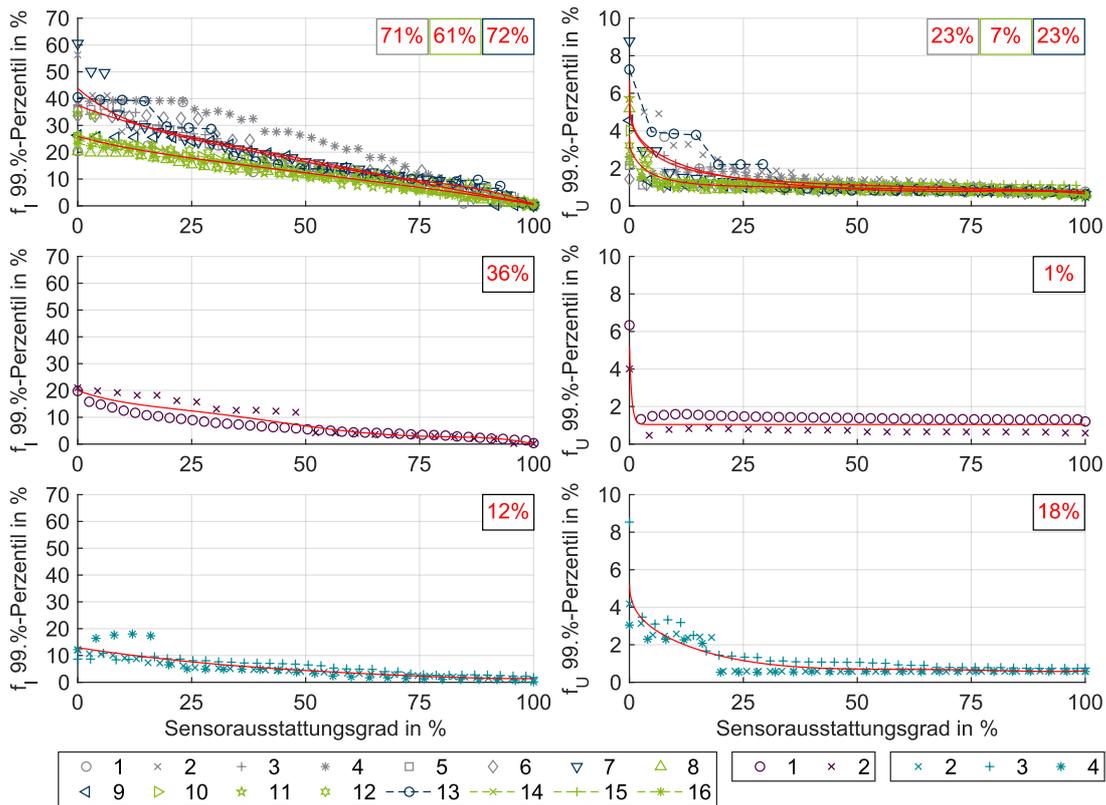


Abbildung 3.6 Ergebnisse der Genauigkeitsanalysen für Strahlennetze (oben), einfachgespeiste Maschennetze (mitte) und mehrfachgespeiste Maschennetze (unten) ohne Messung am Transformator, ausschließlich basierend auf Messwerten von iMSys

3.1.4 Vergleich mit Genauigkeitsanalysen aus der Literatur

Die Ergebnisse der zuvor vorgestellten Genauigkeitsanalyse werden in diesem Abschnitt mit Analysen aus der Literatur verglichen. In [19, 53] wurden vergleichbare Auswertungen zur Ausstattung von Niederspannungsnetzen mit Messtechnik für eine netzorientierte Steuerung durchgeführt. In Tabelle 3.2 sind die getroffenen Annahmen und Prämissen aus der vorliegenden Studie sowie aus der Literatur aufgelistet, wobei Unterschiede in Rot hervorgehoben sind. Im Unterschied zu dieser Studie beschränkt sich die Auswertung in der Literatur auf synthetische Strahlennetze, beinhaltet statt minütlichen Werten 15-Minuten Werte und verwendet zur Auswertung der Genauigkeit alle Zeitschritt sowie das 95.-%-Perzentil für die Stromermittlung.

In Abbildung 3.7 sind die Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für Strahlennetze bei einer abgangsscharfen Messung am Transformator, bei einer Gesamtleistungsmessung des Transformators und ohne Messung am Transformator dargestellt. In Pink sind die Vergleichswerte aus der Literatur [19, 53] eingezeichnet. Bei der Stromermittlung bei abgangsscharfer Messung und bei Gesamtleistungsmessung treten für synthetische Netze ähnliche Ergebnisse auf. Auch bei der Spannungsermittlung mit einem Sensorausstattungsgrad von 0 % treten bei allen drei Messkonfigurationen ähnliche Ergebnisse auf. Signifikante Unterschiede sind jedoch bei der Stromermittlung ohne Transformatormessung zu erkennen, welche auf die Konzentration auf die Starklastfälle zurückzuführen sind und zu deutlich höheren Ausstattungsgrade in der hier vorgestellten Analyse führen. Auch bei der Spannungsermittlung sind mit Hinzunahme von Spannungsmessungen Unterschiede zu erkennen, die auf eine abweichende Überlagerung der realen Netzzustandsdaten mit stochastischen Messfehlern zurückzuführen sind.

	VDE FNN	[19, 53]
Art der Niederspannungsnetze	Synthetisch, real	Synthetisch
Art der Netztopologie	Strahlennetze, Maschen-netze	Strahlennetze
Zeitlicher Horizont	Ein Jahr	Ein Jahr
Zeitliche Auflösung	1 Minute	15 Minuten

Sensorausstattungsgrad (SAG)	$SAG = \frac{n_{iMSys,NZE}}{n_{iMSys,total}} \cdot 100 \%$	$SAG = \frac{n_{iMSys,NZE}}{n_{iMSys,total}} \cdot 100 \%$
Genauigkeitsberechnung Strom	$f_I = \left \frac{I_{est} - I_{real}}{I_{Dauer}} \right \cdot 100 \%$	$f_I = \left \frac{I_{est} - I_{real}}{I_{Dauer}} \right \cdot 100 \%$
Genauigkeitsberechnung Spannung	$f_U = \left \frac{U_{est} - U_{real}}{U_n} \right \cdot 100 \%$	$f_U = \left \frac{U_{est} - U_{real}}{U_n} \right \cdot 100 \%$

Anzahl Zeitschritte	1 % Starklastfälle	Alle Zeitpunkte
Anzahl Fehler Strom	99.-%-Perzentil	95.-%-Perzentil
Anzahl Fehler Spannung	99.-%-Perzentil	99.-%-Perzentil

Tabelle 3.2 Vergleich der definierten Prämissen der vorliegenden Studie und der Literatur

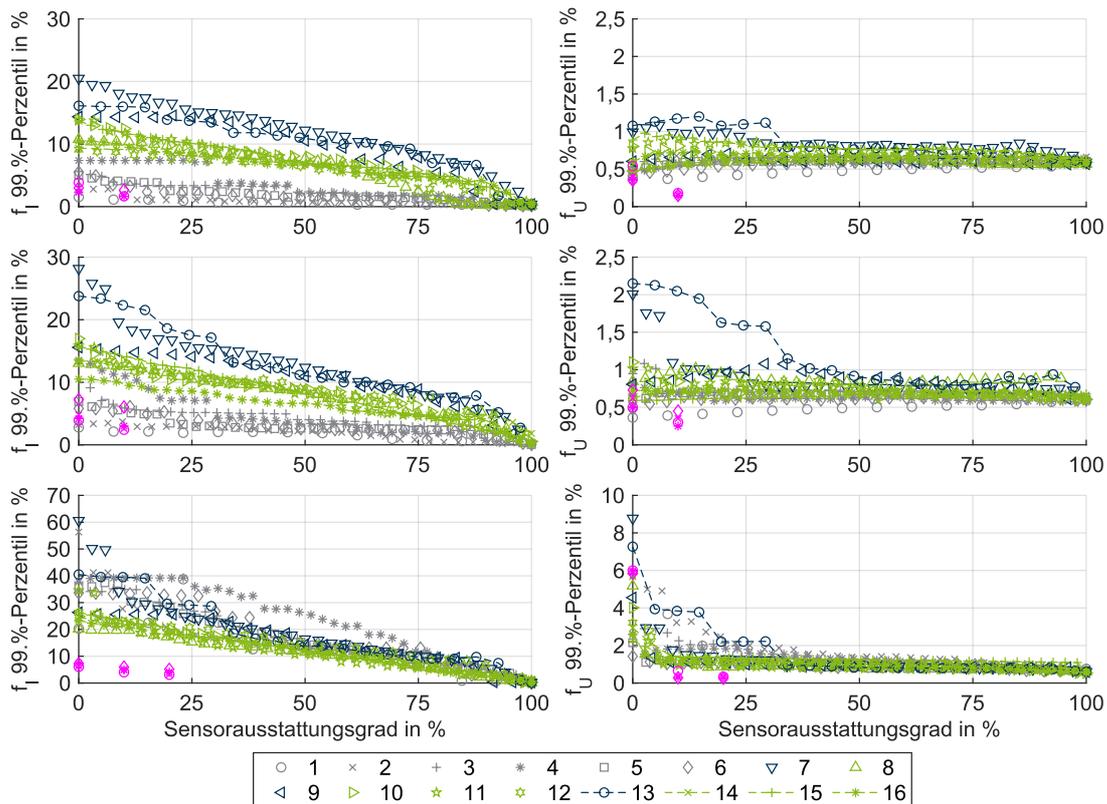


Abbildung 3.7 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für Strahlennetze bei einer abgangsscharfen Messung am Transformator (oben), bei einer Gesamtleistungsmessung des Transformators (mitte) und ohne Messung am Transformator, ausschließlich basierend auf Messwerten von iMSys (unten) sowie den Vergleichswerten aus der Literatur in pink

3.2 Sensitivität und Spezifität

Zusätzlich zur Untersuchung der Genauigkeit wird eine Auswertung der Detektion von Netzengpässen hinsichtlich der Sensitivität (SEN) und Spezifität (SPE) der Netzzustandsermittlung durchgeführt. Dabei sind SEN und SPE statistische Maße für die Durchführung eines binären Klassifikationstests und nach Formeln (4) und (5) wie folgt definiert.

$$\text{SPE} = \frac{\text{Richtig negative Ergebnisse}}{\text{Richtig negative Ergebnisse} + \text{Falsch positive Ergebnisse}} \quad (4)$$

$$\text{SEN} = \frac{\text{Richtig positive Ergebnisse}}{\text{Richtig positive Ergebnisse} + \text{Falsch negative Ergebnisse}} \quad (5)$$

Negatives Ergebnis: Zustand wird als kein Engpass klassifiziert

Positives Ergebnis: Zustand wird als Engpass klassifiziert

Im Kontext der Netzzustandsermittlung gibt die SEN den Anteil der korrekt als Engpass klassifizierten Zustände an allen Engpass-Zuständen an, also welcher Anteil der Engpässe auch als Engpass erkannt werden. Die SPE hingegen stellt den Anteil der korrekt als Nicht-Engpass klassifizierten Zustände an allen Nicht-Engpass-Zuständen dar. Eine optimale Netzzustandsermittlung zur Erkennung von Engpässen erzielt somit für beide Kenngrößen den Wert 1 bzw. 100 %.

Abbildung 3.8 zeigt den schematischen Ablauf der Untersuchung zur SEN und SPE bei der Netzzustandsermittlung. Als tatsächlicher Netzzustand wird das Ergebnis der Lastflussberechnung angenommen, auf dem die Generierung von Messwerten für die Netzzustandsermittlung basiert. Die Netzzustandsermittlung ermittelt einen Netzzustand, für den eine Klassifizierung nach Engpässen minutenscharf sowie nach der Bildung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes erfolgt. Ebenso wird der tatsächliche Netzzustand hinsichtlich Grenzwertverletzungen klassifiziert und bei der Bestimmung von SEN und SPE berücksichtigt. Dabei wird zwischen der Betrachtung von minutlichen Momentanwerten und der Hinzunahme eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes unterschieden.

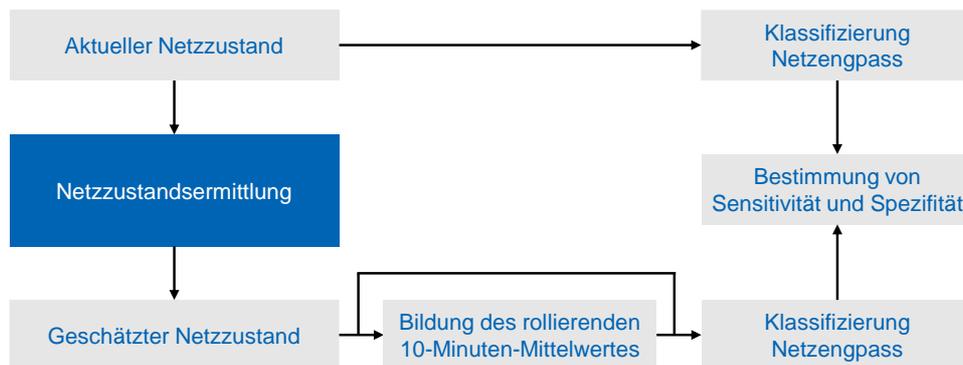


Abbildung 3.8 Schematischer Ablauf zur Bestimmung der SEN und SPE

Bei der Untersuchung werden drei Engpasstypen unterschieden. Der erste Engpasstyp sind Transformatorengpässe, wobei ein Engpass auftritt, wenn die maximal zulässige Scheinleistung des Transformators überschritten wird. Unter Kabelengpässen werden Überschreitungen der maximalen Dauerstrombelastbarkeit des jeweiligen Kabels verstanden. Zuletzt erfolgt eine Betrachtung der Spannungsempässe, also einem Über- bzw. Unterschreiten der Spannung von 110 % bzw. 90 % der Nennspannung.

In den Auswertungen der SEN und SPE der Engpasserkennung haben sich für jede Art von Netzengpässen typische Verläufe mit steigendem Sensorausstattungsgrad gezeigt. Im Folgenden wird eine repräsentative Auswahl vorgestellt.

3.2.1 Transformatorengpässe

In Abbildung 3.9 ist der Verlauf der SEN und SPE der Transformatorengpasserkennung in Abhängigkeit vom Sensorausstattungsgrad für das Strahlennetz „1-9“ und von den drei Messkonstellationen dargestellt. Wie zu erwarten, ist sowohl die SEN als auch die SPE für Transformatorengpässe bei den Messkonstellationen Gesamtleistungsmessung und abgangsscharfe Messung am Transformator unabhängig vom Sensorausstattungsgrad bei 1. Dies liegt daran, dass die Leistung des Transformators mit einer geringen Messgenauigkeit von 1 % gemessen wird und eine Klassifizierung entsprechend erfolgreich ausfällt.

Basiert die Netzzustandsermittlung ausschließlich auf iMSys- und Pseudomesswerten, entstehen wenige fehlerhafte Klassifizierungen der Nicht-Engpässe ($SPE < 1$). In der Praxis bedeutet dies, dass es zu einer geringfügig erhöhten Anzahl an Regelungseingriffen bei SteuVE kommen kann. Aufgrund der Mittelung fällt die SEN bei der Betrachtung des rollierenden 10-Minuten-Mittelwerts geringer aus. Selbst bei hohen Sensorausstattungsgraden ($> 50\%$) liegt die SEN unter 0,6, d.h. über 40 % der Engpässe werden nicht als Engpass klassifiziert. Durch eine Mittelung der Ergebnisse können maximal 30 % der Engpässe mit einem Sensorausstattungsgrad von ca. 70 % korrekt klassifiziert werden. Dadurch wird deutlich, dass es in diesem Netz mit dem betrachteten Szenario mehrfach zu kurzzeitigen Transformatorengpässen bzw. Lastspitzen kommt, welche durch die Mittelwertbildung herausgefiltert werden.

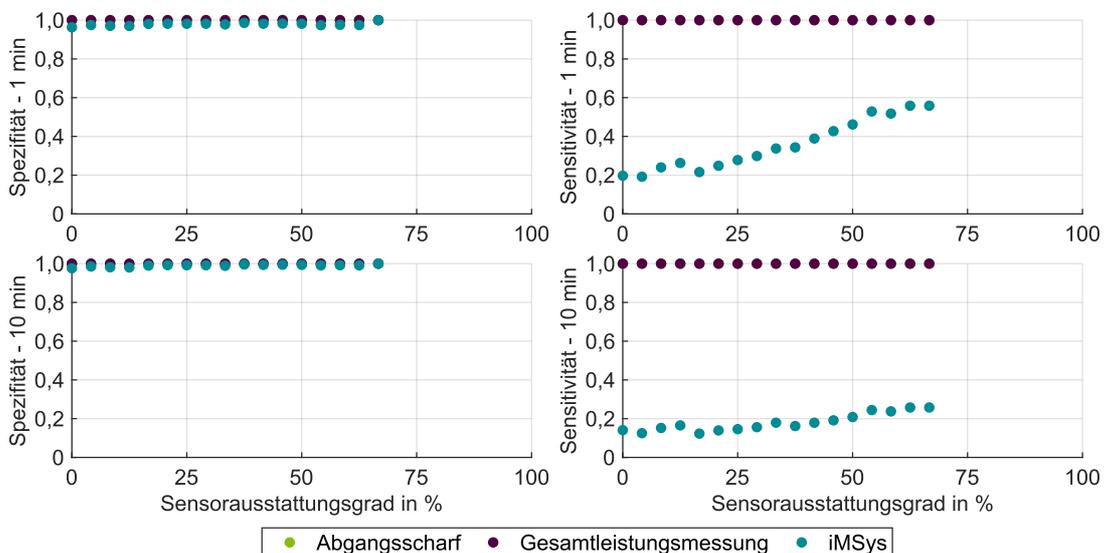


Abbildung 3.9 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analysen der Erkennung von Transformatorengpässen des Netzes „1-9“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Ein weiterer Verlauf der SEN und SPE für das Netz „1-13“ ist in Abbildung 3.10 gezeigt. Die Verläufe sind für die Messkonstellationen abgangsscharfe Messung und Gesamtleistungsmessung am Transformator identisch zu Abbildung 3.9 und zeigen sich bei allen untersuchten Netzen. Die Netzzustandsermittlung ohne Messung der Netzzustandsdaten am Transformator erreicht in diesem Fall eine SPE von ca. 1, sodass es nicht zu einer signifikanten Anzahl fehlerhafter Klassifizierungen der Nicht-Engpass-Zustände kommt. In wenigen Netzen kommt es zu einem annähernd konstanten Verlauf der SEN von 0 bei Sensorausstattungsgraden $< 50\%$. In diesen Fällen

werden die Knotenleistungen der nicht gemessenen Knoten mithilfe von Standardlastprofilen (SLPs) zu niedrig geschätzt, wodurch die Auslastung am Transformator ebenfalls zu niedrig ermittelt wird. Mit steigendem Sensorausstattungsgrad und somit weniger Knotenleistungen, die geschätzt werden müssen, steigt die SEN der Engpassklassifizierung an.

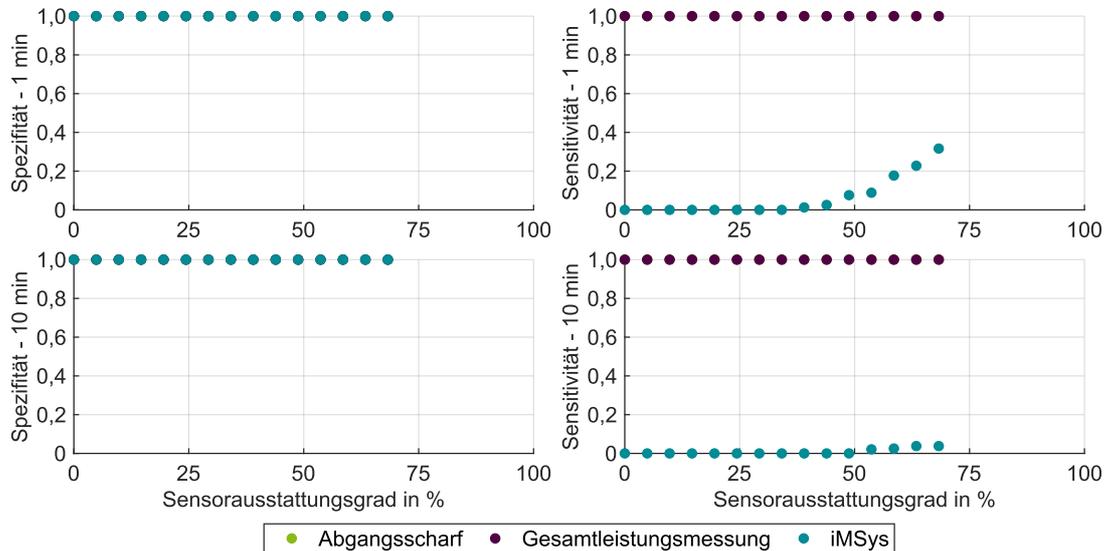


Abbildung 3.10 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analysen der Erkennung von Transformatorengpässen des Netzes „1-13“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Die Ergebnisse zeigen, dass eine zuverlässige Erkennung von Transformatorengpässen mit einer Netzzustandsermittlung ohne Transformatormessung nur mit hohen Ausstattungsgraden möglich ist. Für die Messkonstellationen mit einer Messung am Transformator sind die ermittelten Sensorausstattungsgrade zum Erreichen der in den Prämissen festgelegten Genauigkeiten (s. Abschnitt 3.1) ausreichend, um alle Transformatorengpässe in den betrachteten Szenarien korrekt zu klassifizieren. In allen drei Messkonstellationen kommt es zu einer vernachlässigbaren Anzahl an falsch klassifizierten Nicht-Engpässen ($SPE > 0,99$, meist 1).

3.2.2 Kabelengpässe

In den Untersuchungen zeigt sich, dass es in allen Netzen mit allen drei Messkonstellationen zu einer vernachlässigbar geringen Anzahl an fehlerhaften Klassifizierungen der Nicht-Engpässe bei Kabeln kommt ($SPE > 0,99$). Für die SEN zeigen sich drei unterschiedliche Verläufe, welche im Weiteren erläutert werden.

In Abbildung 3.11 ist der Verlauf der SEN für das Strahlennetz „1-7“ dargestellt. Im Gegensatz zur Erkennung von Transformatorengpässen reichen geringe Sensorausstattungsgrade bei den Messkonstellationen abgangsscharfe Messung und Gesamtleistungsmessung des Transformators nicht aus, um alle Kabelengpässe zu erkennen. Die SEN erreicht bei der minütlichen Betrachtung und mit einer Gesamtleistungsmessung am Transformator den Wert 1 bei einem Sensorausstattungsgrad von ca. 20 % (26 % bei einer Mittelung). Mit einer abgangsscharfen Messung am Transformator genügt ein Sensorausstattungsgrad von ca. 15 % (20 % bei einer Mittelung) zur Erkennung aller Kabelengpässe. Ohne Messung der Netzzustandsdaten am Transformator kann trotz einem Sensorausstattungsgrad von 50 % nur ca. die Hälfte aller Kabelengpässe erkannt werden. Bei der Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes bleiben mehr als 80 % aller Kabelengpässe unerkannt. Sprünge im Verlauf der SEN sind auf den gewählten Verteilungsschlüssel der iMSys zurückzuführen (s. Abschnitt 2.4). Dieser hat zur Folge, dass die

ersten iMSys nicht zwingend an den kritischen Stellen, an denen Netzengpässe auftreten, gesetzt werden, wodurch es zu einem geringen Anstieg der SEN kommen kann. An den Sprungstellen werden die iMSys an den kritischen Stellen bzw. in dem Strang gesetzt, in denen die Kabelngpässe auftreten, wodurch die SEN sprunghaft steigt. Dieses Verhalten zeigt sich ebenfalls bei der Gesamtleistungsmessung des Transformators in Abbildung 3.12. Zudem können in dem Strahlennetz „1-16“ ohne abgangsscharfe Messung des Transformators und einem Sensorausstattungsgrad von weniger als 10 % keine Kabelngpässe korrekt klassifiziert werden. Dies liegt daran, dass die Stränge des Netzes in den Engpasssituationen stark unterschiedlich ausgelastet sind und die Pseudomesswerte ohne abgangsscharfe Messung in einzelnen Strängen deutlich abweichen. Sobald iMSys im betroffenen Strang oder genug iMSys in anderen Strängen platziert werden, steigt die SEN sprunghaft auf etwas mehr als 80 %. Dies lässt sich im Fall einer abgangsscharfen Messung am Transformator nicht beobachten, da aufgrund der gemessenen Abgangsleistung eine Schätzung der Pseudomesswerte deutlich verbessert wird.

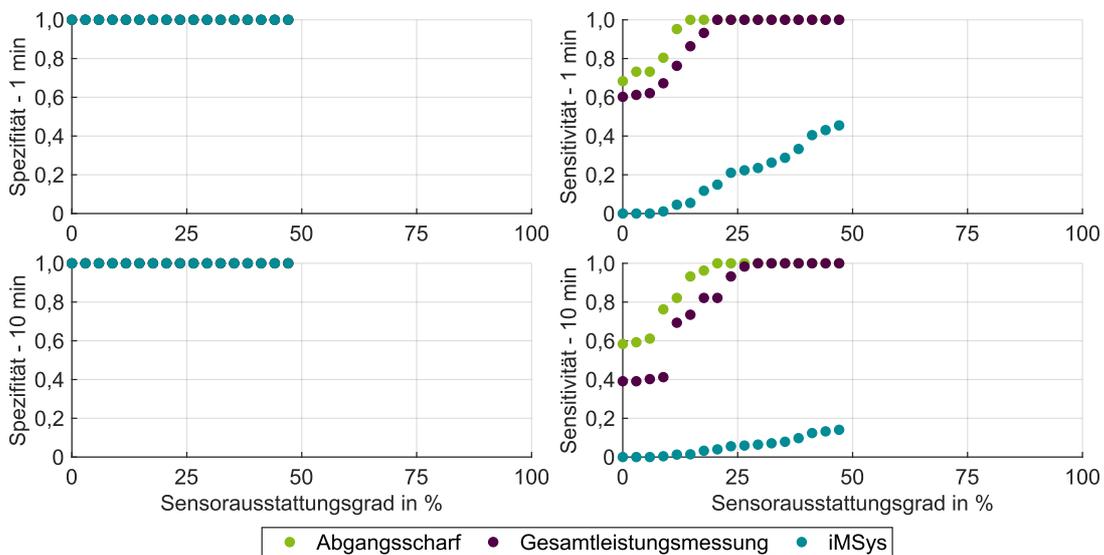


Abbildung 3.11 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analysen der Erkennung von Kabelngpässen des Netzes „1-7“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

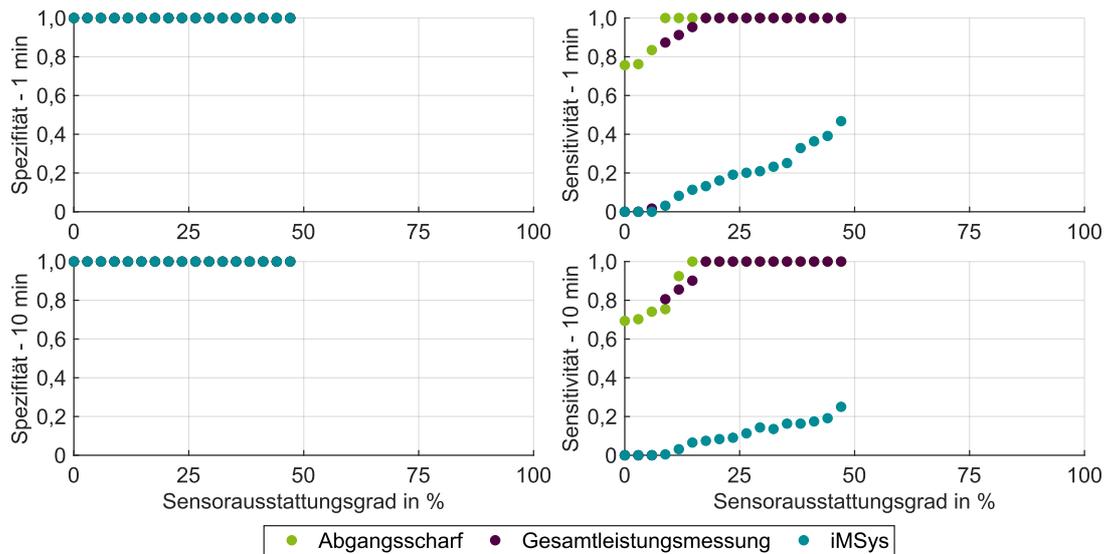


Abbildung 3.12 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analysen der Erkennung von Kabelengpässen des Netzes „1-16“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Wie bei der Untersuchung der Transformatorengpässe (Abschnitt 3.2.1), sinkt im Allgemeinen die SEN durch die Mittelung, da kurzzeitige Engpässe herausgefiltert werden. Im mehrfach gespeisten Maschennetz „3-4“ führt dies dazu, dass die SEN unabhängig von der Messkonstellation und dem Sensorausstattungsgrad nicht mehr als 0,90 erreicht. Bei den nicht erkannten 10 % der Kabelengpässe handelt es sich um kurzzeitige Überschreitungen (< 4 Minuten) der Dauerstrombelastbarkeit in Zeiträumen, in denen der Strom zwischen 95 % und 105 % der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit liegt. In den Maschennetzen zeigt sich, dass bei einer Messung der Netzzustandsdaten an den Transformatoren keine zusätzliche iMSys notwendig ist, um eine SEN von > 0,99 zu erreichen. Dies deckt sich mit dem Verlauf der Genauigkeit in Abhängigkeit vom Sensorausstattungsgrad (Abschnitt 3.1). Anders als bei den Strahlennetzen reicht bei den Maschennetzen ein Sensorausstattungsgrad von ca. 25 % aus, um in den betrachteten Szenarien die meisten auftretenden Kabelengpässe (SEN > 0,99) zu detektieren.

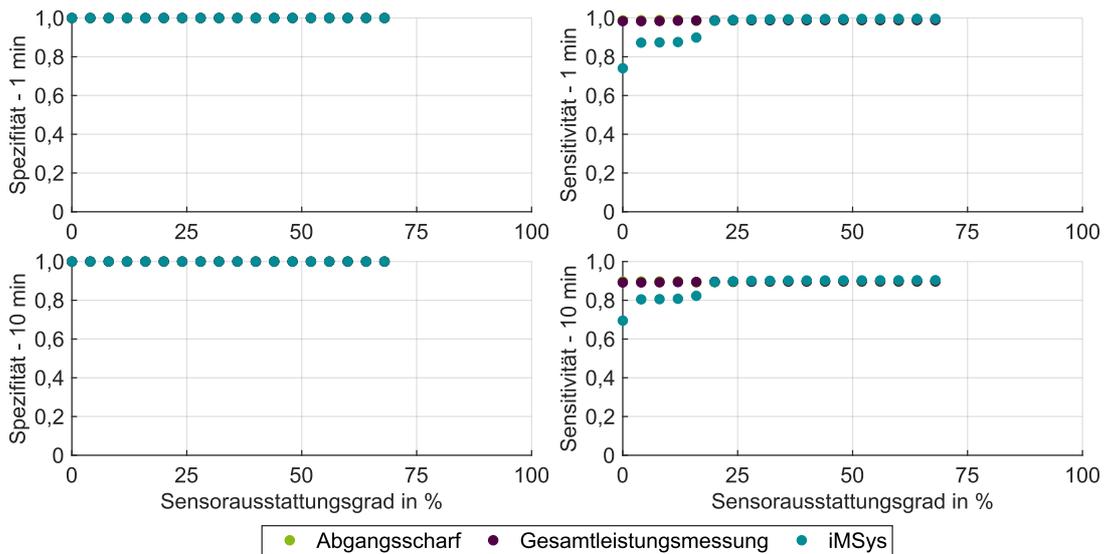


Abbildung 3.13 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analysen der Erkennung von Kabelngpässen des Netzes „3-4“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Die Ergebnisse zeigen, dass eine zuverlässige Erkennung von Kabelngpässen mittels Netzzustandsermittlung ohne Messungen am Transformator in Strahlennetzen nicht möglich ist. Dies ist in den untersuchten Maschennetzen mit einem Sensorausstattungsgrad von ca. 25 % auch ohne Messung am Transformator jedoch möglich. Für die Messkonstellationen mit einer Messung am Transformator sind die ermittelten Sensorausstattungsgrade zum Erreichen der in den Prämissen festgelegten Genauigkeiten (s. Abschnitt 3.1) ausreichend, um alle Kabelngpässe in den betrachteten Szenarien korrekt zu klassifizieren. In allen drei Messkonstellationen kommt es zu einer vernachlässigbaren Anzahl an falsch klassifizierten Nicht-Engpässen ($SPE > 0,99$, meist 1).

3.2.3 Spannungsengpässe

In den Untersuchungen zu den Spannungsengpässen zeigt sich, dass die SPE in einigen Netzen bei einem Wert von $> 0,99$ startet und mit steigendem Sensorausstattungsgrad abnimmt. Dies liegt an der Messungenauigkeit der iMSys von 2 %, die als Standardabweichung der Messwerte für den WLS-Algorithmus angenommen wird. Die SPE sinkt bei einer vorhandenen Transformatormessung ohne Mittelung der Ergebnisse auf minimal 0,95 bzw. auf minimal 0,90, wenn die Netzzustandsermittlung rein auf Basis von iMSys-Daten und SLPs durchgeführt wird. Dieses Verhalten ist im Rahmen von § 14a EnWG vernachlässigbar, da dieses Verfahren in der Niederspannung für geringe Sensorausstattungsgrade vorgesehen ist. Zudem haben sich verschiedene Verläufe der SEN in den Netzen ergeben.

Abbildung 3.14 zeigt den typischen Verlauf der SEN bei der Erkennung von Spannungsengpässen in Strahlennetzen. Mit der abgangsscharfen Messung am Transformator können bereits mit einem Sensorausstattungsgrad von weniger als 10 % die meisten Spannungsengpässe detektiert werden ($SEN > 0,99$). Bei Gesamtleistungsmessung am Transformator werden für eine zuverlässige Engpasserkennung Sensorausstattungsgrade von bis zu 25 % benötigt. Basiert die Netzzustandsermittlung nur auf iMSys-Daten und SLPs, muss ein hoher Sensorausstattungsgrad von $> 50 %$ vorhanden sein.

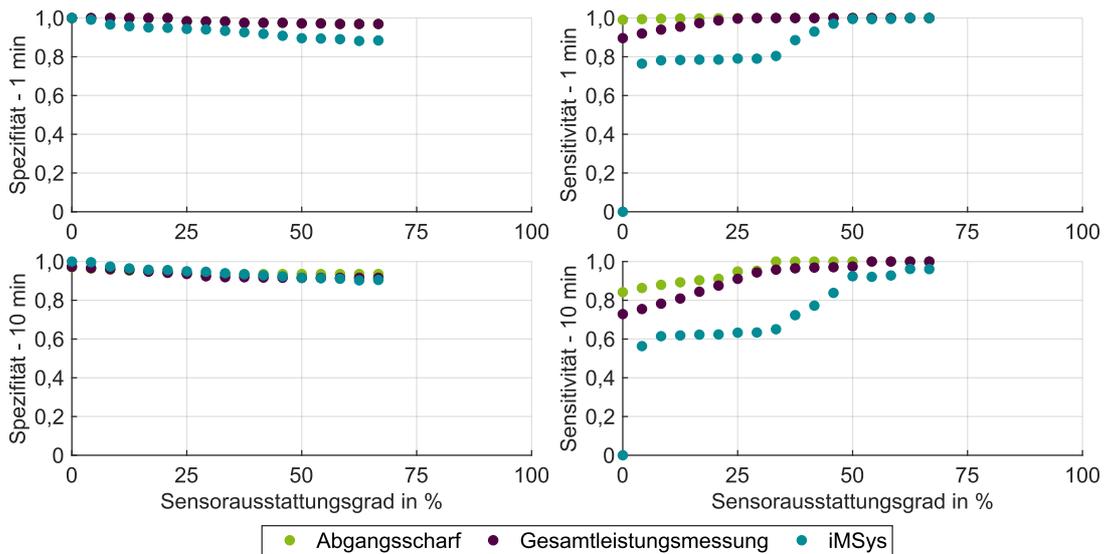


Abbildung 3.14 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analyse der Erkennung von Spannungsengpässen des Netzes „1-9“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

In Abbildung 3.15 ist ein untypischer (nicht repräsentativer) Verlauf der SEN bei Strahlennetzen dargestellt. Beispielhaft kam es im Netz „1-16“ dazu, dass eine Messung am Transformator für die zuverlässige Erkennung der Spannungsengpässe ausreicht. In diesem Netz reicht ein Sensorausstattungsgrad von ca. 13 %, um die Spannungsengpässe mittels Netzzustandsermittlung auf Basis von SLPs und iMSys-Daten zuverlässig zu erkennen.

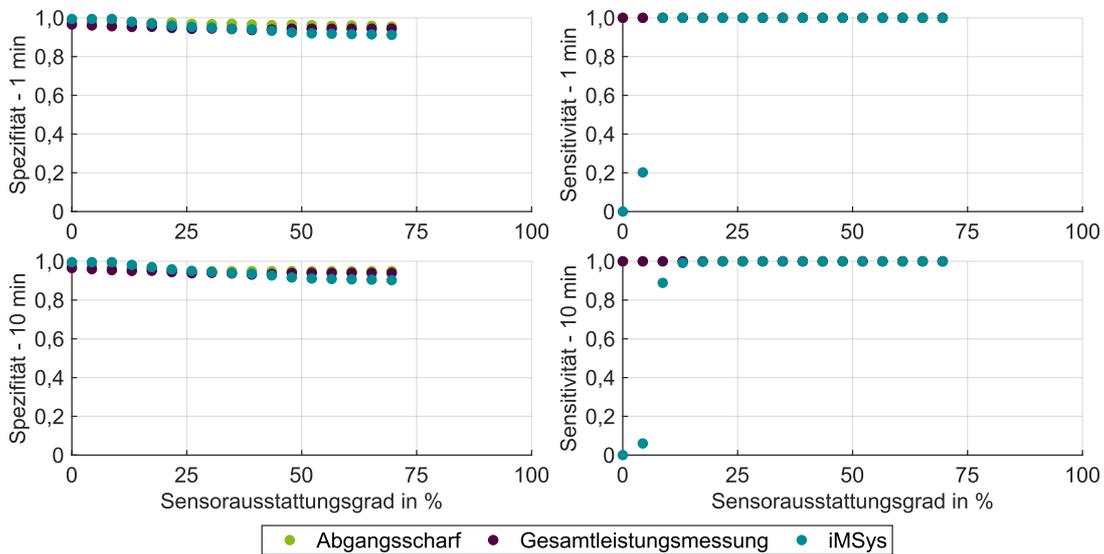


Abbildung 3.15 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analyse der Erkennung von Spannungsengpässen des Netzes „2-2“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Bei den Maschennetzen zeigt sich, wie bei der Genauigkeitsanalyse aus Abschnitt 3.1, dass für die Ermittlung der Spannungen und die Detektion von Spannungsengpässen eine Messung am Transformator ohne zusätzliche iMSys-Daten ausreichend ist (vgl. Abbildung 3.16). Ohne Transformatormessung werden allerdings Sensorausstattungsgrade von bis zu 20 % für die Engpasserkennung benötigt.

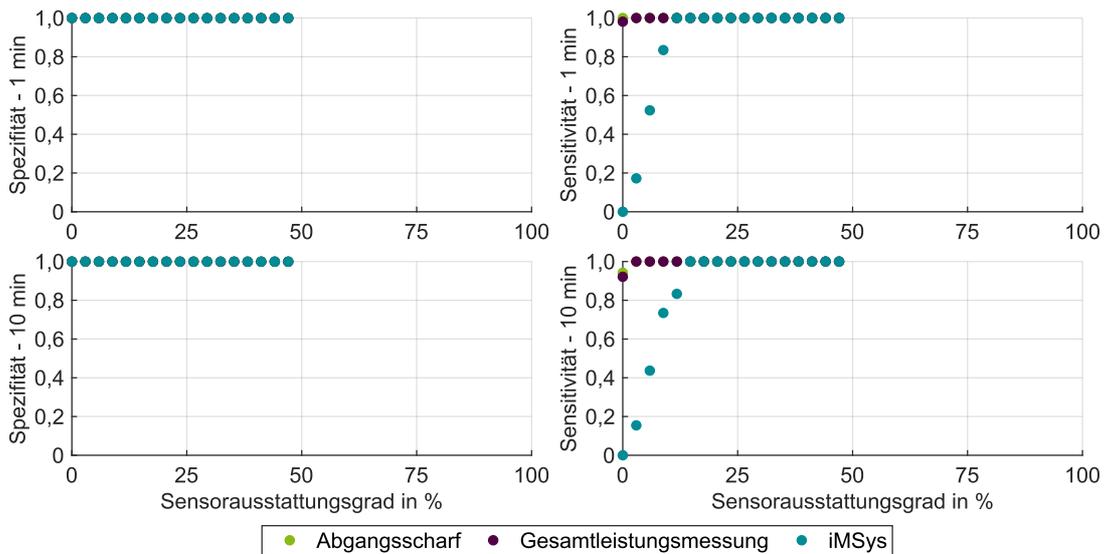


Abbildung 3.16 Ergebnisse der SEN- und SPE-Analyse der Erkennung von Spannungsempässen des Netzes „1-16“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

Die Ergebnisse zeigen, dass eine zuverlässige Erkennung von Spannungsempässen mittels Netz-zustandsermittlung ohne Transformormessung in Strahlennetzen nur mit einem sehr hohen Sensorausstattungsgrad (> 50 %) möglich ist. Dies ist in den untersuchten Maschennetzen jedoch mit einem Sensorausstattungsgrad von ca. 20 % auch ohne Messung am Transformator möglich. Für die Messkonstellationen mit einer Messung am Transformator sind die ermittelten Sensorausstattungsgrade zum Erreichen der in den Prämissen festgelegten Genauigkeiten (s. Abschnitt 3.1) ausreichend, um alle Spannungsempässe in den betrachteten Szenarien korrekt zu klassifizieren. In einzelnen Netzen können auch deutlich geringere Sensorausstattungsgrade ausreichend sein.

3.3 Qualitative Untersuchungen

Neben den quantitativen Analysen zum Ausstattungsgrad sind auch qualitative Untersuchungen durchgeführt worden. Dazu gehört die Analyse der Auswirkungen einer symmetrischen Netz-zustandsermittlung im Vergleich zu einer asymmetrischen Berechnung in ausgewählten Netzen. Zudem wird die Möglichkeit evaluiert, durch den Einsatz zusätzlicher Messtechnik in Kabelverteilerschranken (KVS) die Anzahl der benötigten iMSys zu verringern. Abschließend wird ein Ansatz zur Datenreduktion vorgestellt und untersucht, bei dem durch Schwellwerte an den iMSys sowie am Transformator in der ONS die zu übertragenden Datenmengen reduziert werden.

3.3.1 Einschränkung auf eine asymmetrische Netzzustandsermittlung

Die bisherigen Auswertungen fokussieren sich auf eine symmetrische Netzzustandsermittlung, wobei die in der Praxis vorkommenden asymmetrischen Belastung der Phasen vernachlässigt wird. Dies ist insbesondere darin begründet, dass die Datengrundlage der meisten Netzbetreiber keine korrekte Phasenzuordnung der Phasen in der ONS und an jedem Hausanschluss bzw. iMSys ermöglicht. Infolgedessen entstehen unumgänglich größere Fehler bei der Ermittlung des Netzstatus. Ziel dieser qualitativen Untersuchung ist die Abschätzung des zusätzlichen Fehlers der symmetrischen Netzzustandsermittlung im Vergleich zu einer asymmetrischen Berechnung. Dazu wird die Netzstatusermittlung für die drei Phasen einzeln nach demselben Verfahren, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, durchgeführt. Die Ergebnisse werden mit den

Lastflussergebnissen der symmetrischen Betrachtung und denen der einzelnen Phasen der asymmetrischen Betrachtung verglichen. Aufgrund der phasenscharfen synthetischen Zeitreihen ist eine Zuordnung der Phasen in dieser Untersuchung fehlerfrei möglich. Zu erwähnen ist, dass für Gewerbe ausschließlich symmetrische Zeitreihen zur Verfügung stehen, weshalb für die Lastflussberechnung ein Drittel der Leistung für jede Phase angenommen wird.

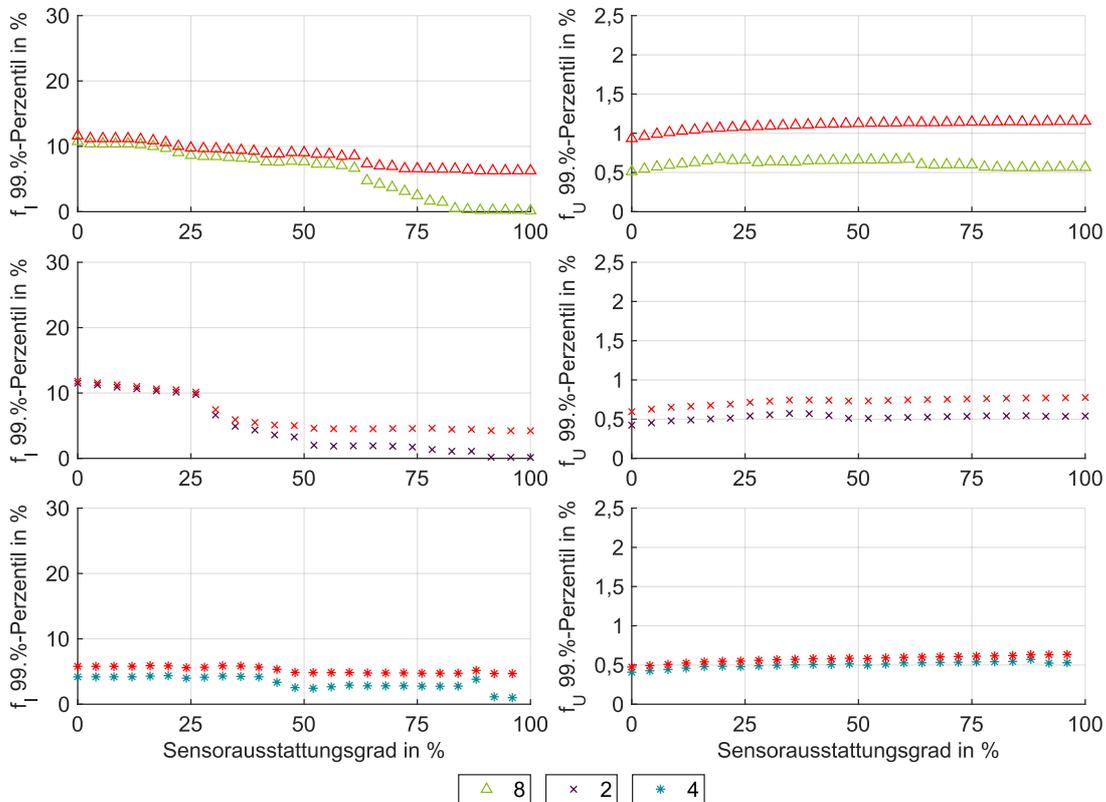


Abbildung 3.17 Ergebnisse der symmetrischen (grün, lila, blau) und asymmetrischen (rot) Genauigkeitsanalyse in drei realen Niederspannungsnetzen mit abgangsscharfer Transformatormessung

Abbildung 3.17 zeigt die Fehler der Netzzustandsermittlung von Strom und Spannung, bezogen auf die symmetrischen und asymmetrischen Berechnungen in drei realen Niederspannungsnetzen mit abgangsscharfer Transformatormessung. Die Ergebnisse mit Gesamtleistungsmessung am Transformator sowie der Netzzustandsermittlung ausschließlich basierend auf iMSys sind im Anhang im Abschnitt A.3.1 zu finden. Die roten Datenpunkte geben den Fehler des ermittelten Netzstatus bezogen auf die asymmetrischen Ergebnisse an, wobei in der Abbildung immer der größte Fehler, der bei den drei Phasen aufgetreten ist, dargestellt ist. Zu sehen ist, dass der Unterschied der Genauigkeit bei geringen iMSys-Ausstattungsgraden vernachlässigbar klein ist. Aufgrund der ungleichen Belastung weichen die Referenzwerte der symmetrischen und asymmetrischen Lastflussberechnung voneinander ab. Da jedoch bei der Netzzustandsermittlung die symmetrischen Werte als Messungen verwendet werden, steigt die Abweichung der Fehler, je genauer der symmetrische Wert ermittelt wird. Auffällig ist, dass die Fehler beider Betrachtungen bei dem betrachteten mehrfach gespeisten Maschennetz unabhängig von der Messtechnikausstattung nur eine geringe Differenz aufweisen. Dies ist darin begründet, dass im Netz ein hoher Anteil an Gewerbebetrieben angeschlossen ist, wofür ausschließlich symmetrische Zeitreihen verwendet wurden. Somit ist ein Großteil der im Netz angeschlossenen Verbraucher symmetrisch, weshalb der Unterschied zwischen dem symmetrischen und asymmetrischen Wert

klein ist. Da für das Erreichen der in den Prämissen P8 und P10 festgelegten Genauigkeiten eine Messung der Netzzustandsdaten am Transformator in Kombination mit iMSys Ausstattungsgrade von 30 % oder weniger ausreichen, ist die Annahme einer symmetrischen Belastung für die Netzzustandsermittlung technisch hinreichend.

3.3.2 Einfluss zusätzlicher Sensorik in Kabelverteilerschränken

Um den Einfluss von zusätzlicher Messtechnik in KVS auf die Genauigkeit der Netzzustandsermittlung zu untersuchen, wurde eine qualitative Untersuchung für vier realen Strahlennetze durchgeführt. Die Genauigkeit wird in Abhängigkeit des iMSys-Sensorausstattungsgrad, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, bestimmt. Bei allen Auswertungen ist neben der Messtechnik im KVS und den iMSys eine Gesamtleistungsmessung am Transformator vorhanden. Sind mehrere KVS in einem betrachteten Netz vorhanden, erfolgt eine separate Untersuchung für jeden KVS sowie eine gemeinsame Betrachtung mit Messtechnik in allen vorhandenen KVS.

Es wird davon ausgegangen, dass in einem mit Messtechnik ausgestatteten KVS die Spannung an der Sammelschiene sowie die Stromflüsse in allen angeschlossenen Kabeln gemessen werden, welche als zusätzliche Messwerte für die Netzzustandsermittlung verwendet werden. Zudem kann aus der Spannung und dem Stromfluss der Leistungsfluss berechnet werden. Dies ermöglicht eine Einteilung des Strahlennetzes in mindestens zwei Netzbereiche (ein Netzbereich pro KVS-Abgang und ein Netzbereich als der Rest des Netzes), wodurch eine genauere Abschätzung der Pseudomesswerte durch die Verteilung der gemessenen bzw. berechneten Leistung möglich ist. Für jeden Abgang des KVS wird der jeweilige berechnete Leistungsfluss auf alle Knoten in diesem Abgang verteilt. Für den restlichen Netzbereich wird die am KVS von der am Transformator gemessenen Leistung abgezogen, um die bekannte Leistung an den Abgängen des KVS von der Verteilung der Transformatorleistung auf alle Knoten des restlichen Netzgebiets auszuschließen und somit die Lastverteilung zu verbessern. Die Vorgehensweise bei der gleichzeitigen Betrachtung mehrerer gemessener KVS erfolgt analog.

Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 3.18 bis Abbildung 3.21 dargestellt. Der Einfluss einer KVS-Messung auf das 99.-%-Perzentil der Genauigkeit der Netzzustandsermittlung ist insbesondere davon abhängig, ob der KVS im selben Strang wie die Kabel und Knoten sind, bei denen der Fehler am größten ist. An den Ergebnissen lässt sich erkennen, welche KVS in einem Strang mit schwer zu bestimmenden Werten von Kabeln und Knoten liegen. In den vier betrachteten Netzen kann durch die KVS-Messung der iMSys-Ausstattungsgrad um bis zu 20 %-Punkte reduziert werden. Jedoch führen viele der KVS zu einer vernachlässigbar kleinen Verbesserung des 99.-%-Perzentil der Genauigkeit. Generell verbessert die KVS-Messung die Genauigkeit in dem Strang, in dem auch der KVS installiert ist. Eine Einzelbetrachtung seitens des Netzbetreibers, ob durch die KVS-Messung weniger iMSys benötigt werden, ist vor dem Einbau der Messtechnik durchzuführen.

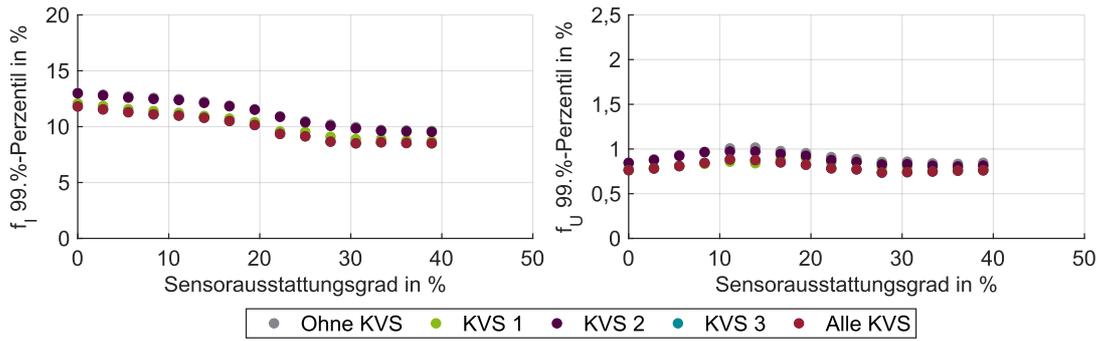


Abbildung 3.18 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für das Netz „1-8“ mit Gesamtleistungsmessung des Transformators und zusätzlicher Sensorik in KVS

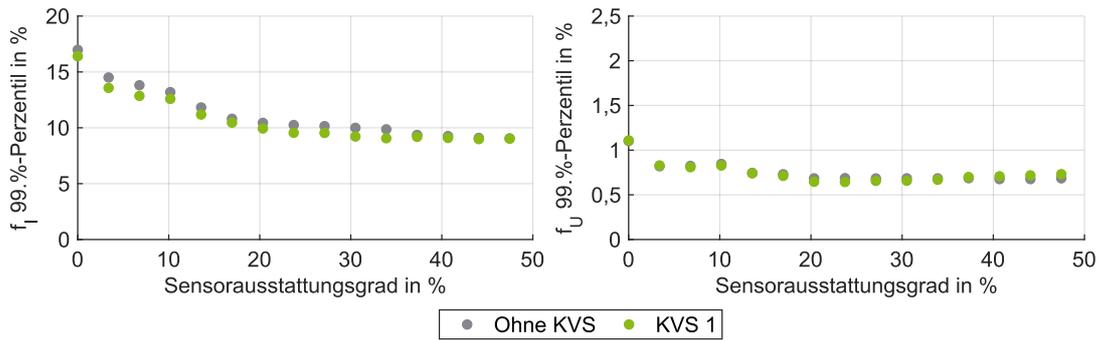


Abbildung 3.19 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für das Netz „1-10“ mit Gesamtleistungsmessung des Transformators und zusätzlicher Sensorik in KVS

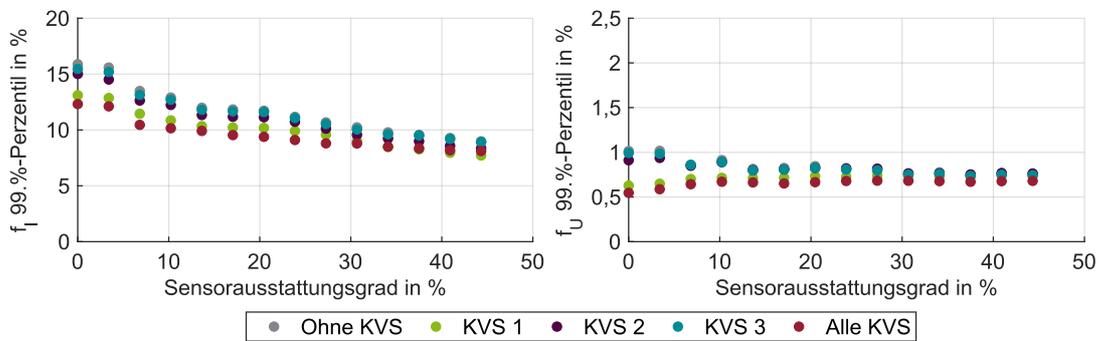


Abbildung 3.20 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für das Netz „1-11“ mit Gesamtleistungsmessung des Transformators und zusätzlicher Sensorik in KVS

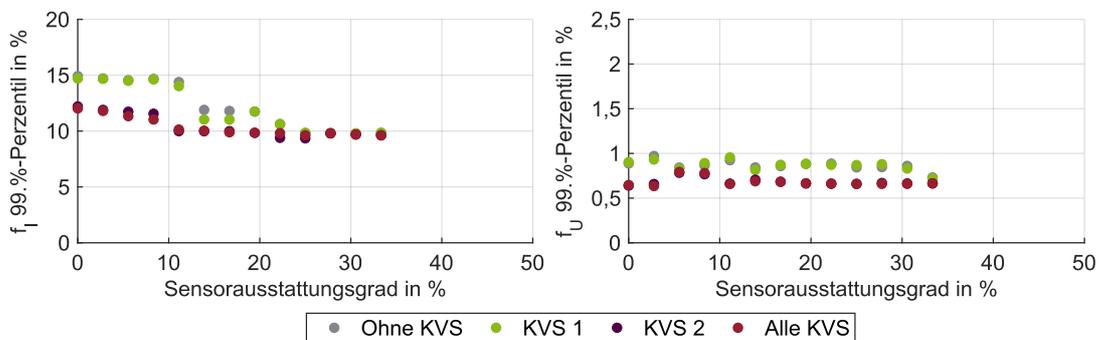


Abbildung 3.21 Ergebnisse der Genauigkeitsanalyse für das Netz „1-16“ mit Gesamtleistungsmessung des Transformators und zusätzlicher Sensorik in KVS

3.3.3 Optionen zur Datenreduktion

Für eine Netzzustandsermittlung auf Basis von minütlichen Messwerten fällt eine signifikante Datenmenge an, wodurch hohe Kosten für die Datenübertragung entstehen können. Zur Reduzierung der Datenmenge bieten die TAF 10 iMSys die Möglichkeit, Schwellwerte zu definieren, sodass die Datenübertragung erst bei Über- oder Unterschreiten der definierten Grenzen beginnt. Zusätzlich ist ein Triggern des Bestellprozesses für iMSys-Daten durch Erreichen eines Schwellwertes der Transformatorauslastung denkbar. Die konkrete Umsetzung einer Ad-hoc-Anfrage von TAF 10 Messwerten wird Bestandteil eines von VDE FNN und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) gemeinsam initiierten Branchenpiloten zu Ad-hoc-Parameteränderungen sein.

Diese qualitative Untersuchung zielt darauf ab, zwei Varianten der Datenreduktion hinsichtlich der erreichbaren SEN, SPE und der reduzierten Datenmenge im Vergleich zu einer Basis-Variante zu untersuchen. Die Auswertung beschränkt sich auf vier der realen Niederspannungsnetze mit einer Gesamtleistungsmessung am Transformator. Die Netzzustandsermittlung erfolgt hierbei für ein Jahr in minütlicher Auflösung und nicht nur für die Hochlastzeitschritte. Dabei wird von einem iMSys-Sensorausstattungsgrad von 15 % ausgegangen. Bei der Basis-Variante werden in jedem Zeitschritt alle iMSys-Daten für die Netzzustandsermittlung verwendet. Variante 1 berücksichtigt ausschließlich einen Leistungs-Schwellwert am Ortsnetztransformator. Zusätzlich zum Schwellwert am Transformator werden bei der Variante 2 Schwellwerte an den verbauten iMSys betrachtet. Beide Schwellwert-Typen werden für diese Untersuchung auf die Hälfte des maximal bzw. minimal zulässigen Grenzwert gesetzt. Das bedeutet, dass alle iMSys-Daten ab einer Transformatorauslastung von 50 % der maximal zulässigen Scheinleistung sowie einer vom iMSys gemessenen Spannung kleiner als 0,95 p.u. bzw. größer als 1,05 p.u. bestellt werden. Ist kein Schwellwert erreicht, werden ausschließlich Werte der Gesamtleistungsmessung am Transformator für die Netzzustandsermittlung verwendet.

In den Untersuchungen zeigt sich, dass die SEN und SPE in beiden Datenreduktions-Varianten sowie in der Basis-Variante identisch sind. Dies bedeutet, dass in den Untersuchungen keine Netzengpässe bei geringen Transformatorauslastungen (< 50 %) auftreten. Die Datenreduktion wird als prozentualer Anteil der Zeitschritte angegeben, in denen die iMSys-Daten nicht angefordert werden, bezogen auf die Gesamtanzahl aller Zeitschritte. Beide Datenreduktions-Varianten erreichen in allen Netzen jeweils dieselbe Datenreduktion, welche in Abbildung 3.22 dargestellt ist. Daraus lässt sich schließen, dass es in den untersuchten Szenarien nicht zu einem Erreichen der Spannungs-Schwellwerte an den iMSys-Knoten kommt, bevor der Leistungs-Schwellwert am Transformator erreicht wird. Dies liegt zum einen daran, dass bei einer niedrigen Transformatorauslastung der Spannungsabfall entlang der Stränge geringer ausfällt und zum anderen daran, dass die iMSys aufgrund des Verteilungsschlüssels nicht zwingend an den sensitivsten Knoten gesetzt werden. Im Strahlennetz wäre dies das Strangende. In den untersuchten Netzen konnten Datenreduktionen zwischen 42,0 % und 98,4 % erreicht werden. Die Höhe der Datenreduktion ist im Wesentlichen davon abhängig, wie stark die Leitungen und die Transformatoren ausgelastet sind und welche Schwellwerte seitens des Netzbetreibers festgelegt werden. Allgemein ist die Verwendung von Schwellwerten ein sinnvolles Vorgehen, um die großen Datenmengen bei der Übertragung zu reduzieren und somit Kosten zu sparen. Zudem kann dies die technischen Anforderungen an die Datenübertragung senken. Die Netzbetreiber haben die Möglichkeit, die Schwellwerte auf ihre Netze angepasst zu wählen, abhängig von der Position der iMSys, der Netzauslastung und der Dimensionierung des/der Transformator/en.

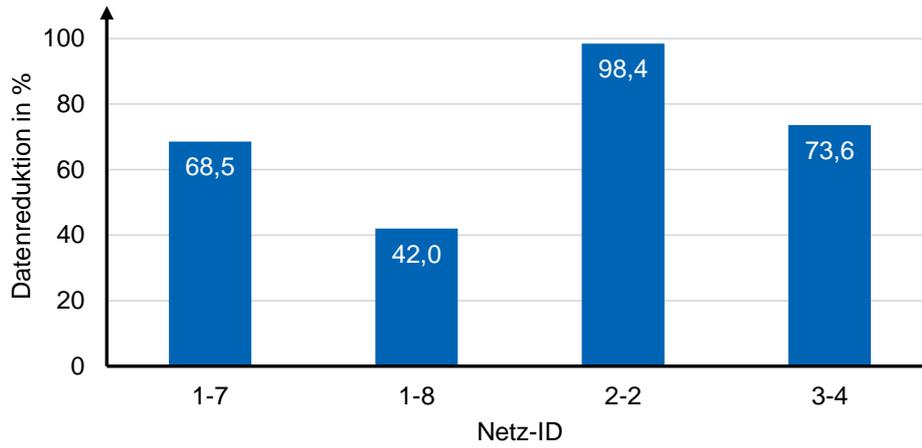


Abbildung 3.22 Erreichte Datenreduktion mittels Schwellwerte

4 Standardisiertes Vorgehen der Netzzustandsermittlung

In diesem Kapitel werden die Erkenntnisse der Meta-Analyse aus Abschnitt 2.2 mit den Ergebnissen der Genauigkeits- sowie Sensitivitäts- und Spezifitätsanalyse aus Kapitel 3 in ein standardisiertes Vorgehen der Netzzustandsermittlung zusammengefasst. Dabei besteht das Ziel nicht in der Vorgabe eines spezifischen Verfahrens zur Durchführung der Netzzustandsermittlung, sondern in der Beschreibung der Mindestanforderung zur Erkennung von Netzengpässen auf Basis von Messwerten in Niederspannungsnetzen.

4.1 Einordnung in die Systemarchitektur zum Steuern über iMSys

In Abbildung 1.1 ist die Systemarchitektur zur Umsetzung der netzorientierten Steuerung über iMSys aufgezeigt. Die Netzzustandsermittlung liegt in der Verantwortung des Verteilnetzbetreibers zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs. Dabei können durch den Tarifanwendungsfall TAF 10 Messwerte zum Netzzustand vom Smart Meter Gateway (SMGW) bestellt und in der Netzzustandsermittlung verwendet werden. Wird in der Netzzustandsermittlung ein Netzengpass nach Prämisse P2 festgestellt, kann die Netzführung über den Steuerbox-Administrator einen Ad-hoc-Steuerbefehl an SMGWs des Netzbereichs senden, in dem der Netzengpass aufgetreten ist.

Zur Durchführung der Netzzustandsermittlung und der Ermittlung des Netzzustandes werden sowohl statische als auch dynamische Netzparameter benötigt (vgl. Abbildung 4.1). Während statische Netzparameter einmalig bzw. nur bei Änderungen wie dem Tausch eines Betriebsmittels eingepflegt werden müssen, werden zyklisch variierende, dynamische Netzparameter für jeden Zeitpunkt benötigt. Als Mindestanforderung werden neben der für die ausgewählte Messstrategie benötigten Anzahl an Messwerten alle Schalterzustände sowie die Messung einer Referenzanlage für Photovoltaikanlagen benötigt. Zusätzliche Informationen über besondere Last- oder Einspeisesituationen im Netz sollten zur Verbesserung der Netzzustandsermittlung immer berücksichtigt werden.

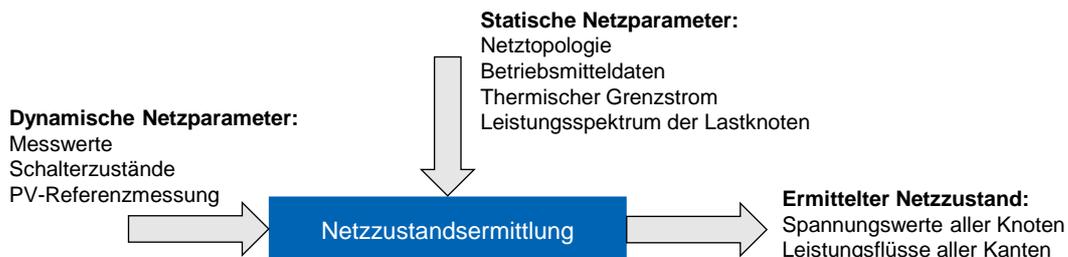


Abbildung 4.1 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Netzzustandsermittlung (nach [2])

In Abschnitt 2.2 wurden bereits die möglichen Verfahren zur Durchführung der Netzzustandsermittlung vorgestellt und in die Anwendung § 14a EnWG eingeordnet. In Abschnitt 3.2 wurde festgestellt, dass das Einhalten der Genauigkeiten aus Prämissen P8 und P10 eine zuverlässige Erkennung von Netzengpässen gewährleistet. Solange die Netzzustandsermittlung die Genauigkeiten einhält, können somit auch andere Verfahren als der in dieser Studie verwendete WLS-Algorithmus verwendet werden.

4.2 Empfehlung

Für den Nachweis der Erforderlichkeit einer Steuermaßnahme nach § 14a sind zwei grundsätzliche Optionen möglich. Zur zuverlässigen Detektion aller Netzengpässe in einem Niederspannungs-Netzbereich mit minimalem Aufwand wird Option 1a empfohlen.

Option 1: Ermittlung eines Engpasses an einem beliebigen Betriebsmittel/ Knoten innerhalb eines Netzbereichs durch Berechnungsverfahren auf Basis von Messwerten

- Nach § 14a soll eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung durchgeführt und bei einem dadurch erkannten Netzengpass geregelt werden.
- Eine Netzzustandsermittlung erfordert die beschriebene Datengrundlage (Netzmodelle, Schaltzustände, etc., s. Abschnitt 4.1).
- Eine Netzzustandsermittlung kann mit verschiedenen Verfahren und Algorithmen durchgeführt werden (s. Abschnitt 2.2).
- Zur Gewährleistung der Erkennung von Engpässen werden zwei Varianten empfohlen.

Option 1a: Allgemeiner Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens (Sensorausstattungsgrade VDE FNN)

- Tabelle 4.1 zeigt die empfohlenen Ausstattungsgrade von iMSys für verschiedene Grundtopologien und Messstrategien. Die Ausstattungsgrade geben den prozentualen Anteil der Anschlussknoten im gesamten Niederspannungsnetz an, deren iMSys-Daten tatsächlich erhoben werden, im Verhältnis zu den Anschlussknoten, die dafür grundsätzlich geeignet sind.
- Die in der Tabelle 4.1 ermittelten Ausstattungsgrade ergeben sich aus dem Schnittpunkt der roten Kurven (s. Abbildung 3.4 bis Abbildung 3.6) mit der angenommenen Genauigkeitsgrenze von 10 % aus den Prämissen. Die sich daraus ergebenden Werte wurden aufgrund der unterschiedlichen Anzahl an Netzen bei den Strahlennetzen abgerundet und bei den Maschennetzen aufgerundet. Bei den Strahlennetzen wurde immer die Worst-Case-Gruppe der Gruppen 1 und 2 (s. Abschnitt 3.1.1) betrachtet. Eine Ausnahme sind die mehrfach gespeisten Maschennetze ohne Messung in der ONS. Hier wurde sich aufgrund der großen Abweichung zur Genauigkeitsgrenze von 10 % des Netzes 3-4 an diesem Netz anstelle der roten Kurve orientiert.
- Die Ermittlung der Ausstattungsgrade unterliegt der Annahme, dass alle erhobenen Messwerte zu jedem Zeitpunkt bestellbar sind und es zu keinen Kommunikationsausfällen kommt.
- Bei Einhaltung der in Tabelle 4.1 dargestellten Ausstattungsgrade ist eine hinreichend genaue Netzzustandsermittlung (Strom- und Spannungsermittlung, s. Abschnitt 2.1) und das Erkennen von Netzengpässen gewährleistet.

	Strahlennetze	Maschennetze gespeist von 1 Trans- formator	Maschennetze gespeist von min. 2 Transformatoren
Abgangsscharfe Messung von NS-Ab- gängen am Orts- netztransformator zusätzlich zu iMSys	15 %	5 %	0 %
Ausschließlich Ge- samtleistungsmes- sung am Orts- netztransformator zusätzlich zu iMSys	30 %	10 %	0 %
Keine zusätzliche Messung am Orts- netztransformator	70 %	40 %	25 %

*Tabelle 4.1 Ausstattungsgrade von iMSys zur Gewährleistung einer hinreichend genauen
Netzzustandsermittlung und Netzengpasserkennung differenziert nach Mess-
strategie und Grundtopologien*

- Im Einzelfall kann bei Messung der NS-Abgänge des Transformators oder der Gesamtleistungsmessung des Transformators ein deutlich niedrigerer Sensorausstattungsgrad ausreichend sein.
- Eine Netzzustandsermittlung allein auf Basis von iMSys (ohne Messung in der ONS) ist nach Tabelle 4.1 nur mit hohen Ausstattungsgraden möglich.
- Die bestimmten Ausstattungsgrade erreichen eine hinreichende Sensitivität und Spezifität (s. Abschnitt 3.2).

Option 1b: Individueller Nachweis der Genauigkeit eines Berechnungsverfahrens

- Mit den vorgegebenen Genauigkeiten für die Netzzustandsermittlung (Strom- und Spannungsermittlung, s. Abschnitt 2.1) ist eine zuverlässige Erkennung der Engpässe gewährleistet.
- Die Einhaltung der in den Prämissen vorgegebenen Genauigkeiten für die Netzzustandsermittlung (Strom- und Spannungsermittlung, s. Abschnitt 2.1) wird für das jeweilige Netz und Verfahren zur Netzzustandsermittlung individuell durch den Hersteller oder den Netzbetreiber nachgewiesen.

Option 2: Ermittlung eines Engpasses an einem einzelnen Betriebsmittel durch direkte Messungen

- Netzengpässe zur Durchführung von Steuerungsmaßnahmen nach § 14a können auch durch direkte Messung nachgewiesen werden (s. Abschnitt 3.2.1).
- Direkte Messungen von Netzengpässen am Transformator, in Kabelverteilerschränken oder durch iMSys begründen ebenfalls eine Steuerungsmaßnahme nach § 14a.
- Damit ist aber keinesfalls sichergestellt, dass alle Netzengpässe in einem Niederspannungs-Netzbereich erkannt werden.

5 Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, Hg., "Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022: Berichte der Verteilnetzbetreiber gem. § 14 Abs. 2 i. V. m. §14 d EnWG," Bonn, Jul. 2023.
- [2] N. Neusel-Lange, *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze* (Neue Energie aus Wuppertal 1). Berlin: epubli GmbH, 2013.
- [3] H. Früh, K. Rudion, A. von Haken, D. Groß und B. Wasowicz, "Evaluation of a Three-Phase Distribution System State Estimation for Operational Use in a Real Low Voltage Grid," in *The 9th Renewable Power Generation Conference (RPG Dublin Online 2021)*, 2021, S. 125–130.
- [4] D. Waeresch, R. Brandalik, W. H. Wellssow, J. Jordan, R. Bischler und N. Schneider, "Linear state estimation in low voltage grids based on smart meter data," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 2015, S. 1–6.
- [5] D. Waeresch, J. Jordan, R. Bischler, R. Brandalik, W. H. Wellssow und N. Schneider, "State Estimation in Low Voltage Grids Based on Smart Meter Data And Photovoltaic-Feed-In-Forecast," in *CIREC 2015: 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.
- [6] T. Xygkis, N. Manousakis, G. Korres und N. Hatziaegyriou, "Distribution Grid State Estimation Using Load Pseudomeasurements And Topology Identification Techniques," in *CIREC 2015: 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.
- [7] M. E. Baran und A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 9, Nr. 3, S. 1601–1609, 1994.
- [8] A. Bertani *et al.*, "Management of Low Voltage Grids with High Penetration of Distributed Generation: concepts, implementations and experiments," in *CIGRE 2006: Smart Grid and Renewable Energy*, Paris, Bd. Band 7, 2006.
- [9] S. Bolognani, N. Bof, D. Michelotti, R. Muraro und L. Schenato, "Identification of power distribution network topology via voltage correlation analysis," in *52nd IEEE Conference on Decision and Control*, Firenze, 2013, S. 1659–1664.
- [10] G. Cavarro, J. Comden, E. Dall'Anese und A. Bernstein, "Real-Time Distribution System State Estimation With Asynchronous Measurements," *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 13, Nr. 5, S. 3813–3822, 2022.
- [11] D. M. Falcao, F. F. Wu und L. Murphy, "Parallel and distributed state estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 10, Nr. 2, S. 724–730, 1995.
- [12] B. Hayes und M. Prodanovic, "State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems," in *2014 European Modelling Symposium*, Pisa, Italy, 2014, S. 303–308.
- [13] E. Espinosa-Juarez und A. Hernández, "A Method for Voltage Sag State Estimation in Power Systems," *IEEE Trans. Power Delivery*, Jg. 22, Nr. 4, S. 2517–2526, 2007.
- [14] L. Eggenschwiler, P. Favre-Perrod und O. Nauts, "Performance Evaluation of Distribution System State Estimator Using Different Measurement Devices," in *25th International Conference on Electricity Distribution*.
- [15] N. Nusrat, M. R. Irving und G. A. Taylor, "Choice of state estimation solution process for medium voltage distribution systems," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA, 2014, S. 1–5.
- [16] M. Pignati *et al.*, "Real-time state estimation of the EPFL-campus medium-voltage grid by using PMUs," in *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, USA, 2015, S. 1–5.
- [17] I. Roytelman und S. M. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions," *IEEE Trans. Power Delivery*, Jg. 8, Nr. 4, S. 2009–2015, 1993.
- [18] F. Schweppe und J. Wildes, "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, Jg. PAS-89, Nr. 1, S. 120–125, 1970.
- [19] F. Tischbein, F. Armin, D.-I. F. Wirtz und D.-I. C. Schmogger, "Development of Strategies for the Smartification of Low-Voltage Grids," in *ETG Congress 2023*.
- [20] A. Primadianto und C.-N. Lu, "A Review on Distribution System State Estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 32, Nr. 5, S. 3875–3883, 2017.

- [21] A. Abdel-Majeed, H. Wang, M. Braun und D. Schöllhorn, "Zustandschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern," in *VDE-Kongress 2012, Stuttgart - Smart Grid*, 2012.
- [22] O. Chilard, S. Grenard, O. Devaux und L. de Alavaro Garcia, "Distribution state estimation based on voltage state variables: assessment of results and limitations," in *IET Conference Publications*, Prague, Czech Republic, 2009, S. 524.
- [23] G. N. Korres, N. D. Hatziaargyriou und P. J. Katsikas, "State estimation in Multi-Microgrids," *Int Trans Elec Energy Syst*, Jg. 21, Nr. 2, S. 1178–1199, 2011.
- [24] A. Monticelli und F. Wu, "A Method That Combines Internal State Estimation and External Network Modeling," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst.*, Jg. PAS-104, Nr. 1, S. 91–103, 1985.
- [25] A. Mutanen, S. Repo, P. Jarventausta, A. Lof und D. Della Giustina, "Testing low voltage network state estimation in RTDS environment," in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, Lyngby, Denmark, 2013, S. 1–5.
- [26] M. Pau *et al.*, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in *2016 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen, Germany, 2016, S. 1–6.
- [27] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake und N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2011, S. 1–6.
- [28] R. Singh, E. Manitsas, B. C. Pal und G. Strbac, "A Recursive Bayesian Approach for Identification of Network Configuration Changes in Distribution System State Estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 25, Nr. 3, S. 1329–1336, 2010.
- [29] M. Wolter, "State Identification of Underdetermined Grids," in *Distributed Generation*, D. N, Hg., InTech, 2010.
- [30] U. Aschenbroich, B. Buchholz, D. Ebbinghaus, S. Federlein und M. Andres, "Smart Area Aachen: Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft," Aachen, 2015.
- [31] A. Angioni, T. Schlosser, F. Ponci und A. Monti, "Impact of Pseudo-Measurements From New Power Profiles on State Estimation in Low-Voltage Grids," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Bd. 65, S. 70–77.
- [32] M. E. Baran und A. W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 10, Nr. 1, S. 483–491, 1995.
- [33] K. Korotkiewicz, *Neue Energie aus Wuppertal/ Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 31). Berlin: epubli, 2021.
- [34] M. Koch, *Verbesserte Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch Breitband Powerline Technik*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 60). Berlin: epubli, 2023.
- [35] M. Ludwig, *Neue Energie aus Wuppertal/ Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal 29). Berlin: epubli, 2020.
- [36] D. Wäresch, *Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen*, 1. Aufl. (Forschungsberichte des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiemanagement 4). Aachen: Shaker, 2018.
- [37] F. Dorsemagen, *Neuer Energie aus Wuppertal/ Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene*, 1. Aufl. (Neuer Energie aus Wuppertal 19). Berlin: epubli, 2018.
- [38] J.-H. Menke, N. Bornhorst und M. Braun, "Distribution system monitoring for smart power grids with distributed generation using artificial neural networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 113, S. 472–480, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.057.
- [39] M. Dipp, J. H. Menke, S. Wende-von berg und M. Braun, "Training of Artificial Neural Networks Based on Feed in Time Series of Photovoltaics and Wind Power for Active and Reactive Power Monitoring in Medium-Voltage Grids," *Lecture Notes in Informatics (LNI)*, Gesellschaft für Informatik, Bonn, 2019.
- [40] M. Dipp, J. H. Menke, S. Wende-von berg und M. Braun, "Monitoring in der Mittelspannungsebene mit künstlichen neuronalen Netzen - Eine Validierung der Methodik auf Basis von gemessenen Ortsnetzstationen,"

- [41] M. Sayed-Mouchaweh, *Artificial Intelligence Techniques for a Scalable Energy Transition*. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [42] M. Pertl, K. Heussen, O. Gehrke und M. Rezkalla, "Voltage estimation in active distribution grids using neural networks," in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 2016, S. 1–5.
- [43] M. Dipp, L. Thurner, S. Wende-von Berg und M. Braun, "Enhancing Transparency in Low-Voltage Grids through ANN-Based Evaluation of Measurement Locations," in *ETG Congress 2023*.
- [44] J. Lunze, *Regelungstechnik 2*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [45] S. Meinecke *et al.*, "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis," *Energies*, Jg. 13, Nr. 12, S. 3290, 2020, doi: 10.3390/en13123290.
- [46] P. Wintzek, S. Ali, J. Monscheidt, B. Gemsjäger, A. Slupinski und M. Zdrallek, "Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," in *Neue Energie aus Wuppertal*, Bd. 35, M. Zdrallek, Hg., Wuppertal, 2021.
- [47] S. Harnisch *et al.*, "Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," in *Neue Energie aus Wuppertal*, Bd. 8, M. Zdrallek, Hg., Wuppertal, 2016.
- [48] Tjarko Tjaden, Joseph Bergner, Johannes Weniger und Volker Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis," 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.5112.0080/1.
- [49] M. Becker, T. Müller und M. Zdrallek, "Entwicklung eines digitalen Wärmepumpenmodells zur Analyse des Anlagenverhaltens in einem intelligenten Netzengpassmanagement," *Z Energiewirtschaft*, Jg. 48, S1, S. 4–33, 2024, doi: 10.1007/s12398-024-1261-9.
- [50] R. Uhlig, M. Stotzel, M. Zdrallek und N. Neusel-Lange, "Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements," in *CIREN Workshop 2016*, Helsinki, Finland, 2016, 57 (4 .)-57 (4 .), doi: 10.1049/cp.2016.0657.
- [51] Deutscher Bundestag, *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz): MsbG*, 2023.
- [52] Deutscher Bundestag, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz): EnWG*, 2023.
- [53] F. M. Tischbein, S. Dorendorf, C. Schmogger, F. Wirtz, M. Wilch und D. Echternacht, "Ausstattung von Niederspannungsnetzen mit Messtechnik für eine netzorientierte Steuerung," in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 73, S. 44–47.

A Anhang

A.1 Genauigkeitsanalyse

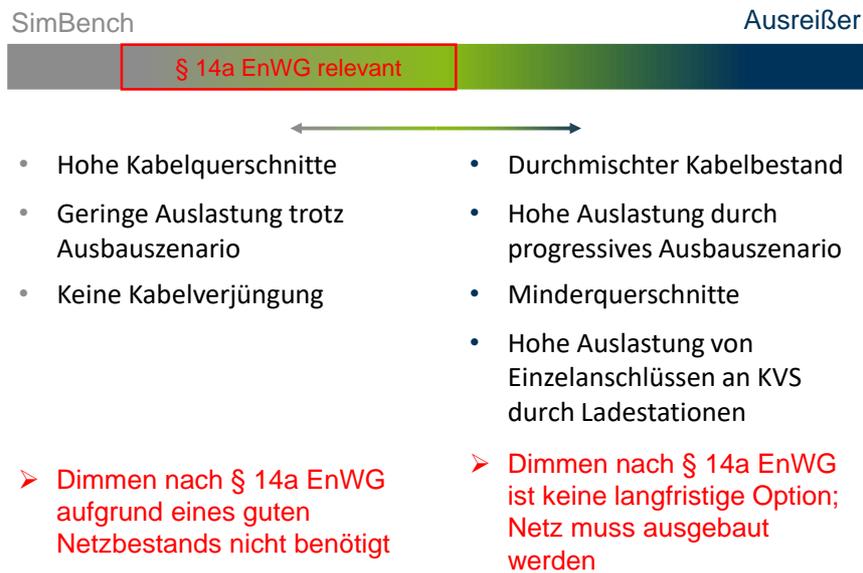


Abbildung A.1 Abgrenzung der Strahlennetz-Gruppen und **Einordnung** in der Relevanz für § 14a EnWG

A.2 Sensitivität und Spezifität

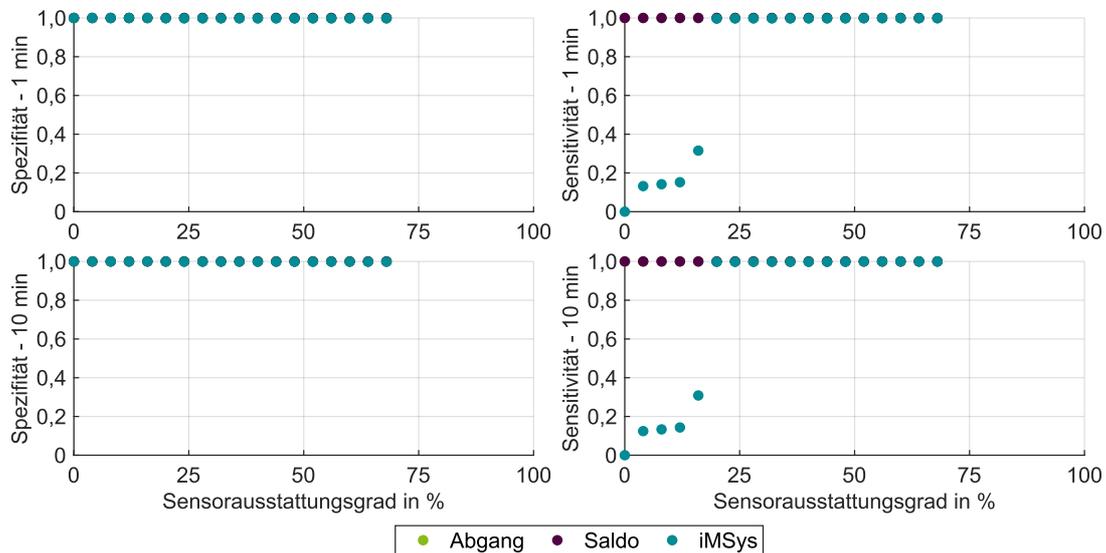


Abbildung A.1 Ergebnisse der SEN und SPE der Erkennung von Spannungsengpässen des Netzes „3-4“ ohne Mittelwertbildung (oben) und mit Betrachtung eines rollierenden 10-Minuten-Mittelwertes (unten)

A.3 Qualitative Untersuchungen

A.3.1 Einschränkung auf eine asymmetrische Netzzustandsermittlung

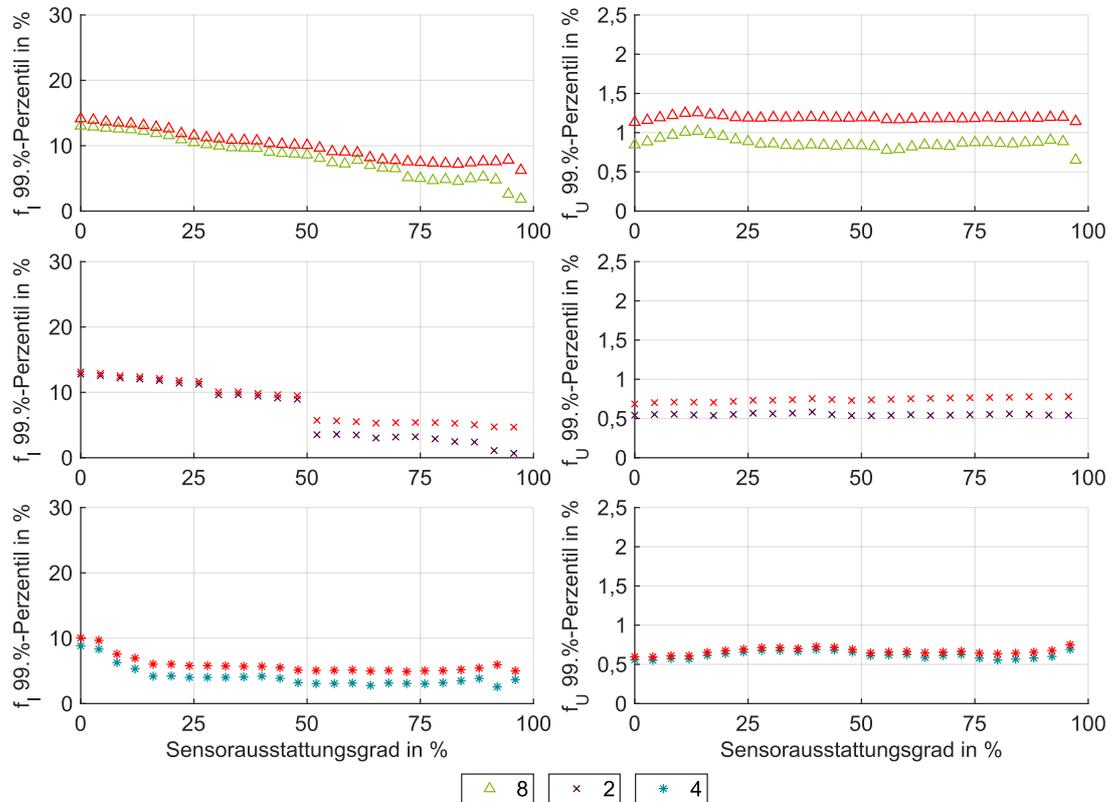


Abbildung A.1 Ergebnisse der symmetrischen (grün, lila, blau) und asymmetrischen (rot) Berechnung in drei realen Niederspannungsnetzen mit Gesamtleistungsmessung des Transformators

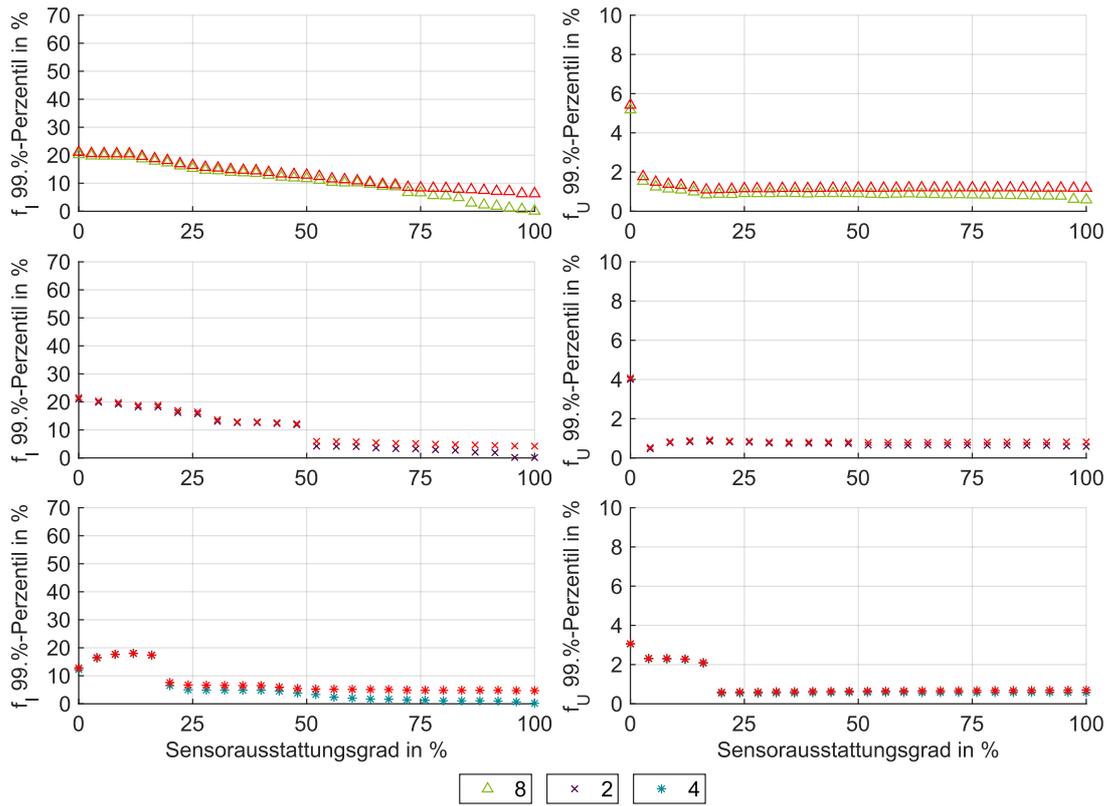


Bild 4.2 Ergebnisse der symmetrischen (grün, lila, blau) und asymmetrischen (rot) Berechnung in drei realen Niederspannungsnetzen mit ausschließlich Messungen von iMSys