

Prämissen und erste Erkenntnisse zum standardisierten Vorgehen für die Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in einer Festlegung (BK6-22-300) die Netzbetreiber grundsätzlich ermächtigt, die Leistung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) zu begrenzen, wenn ein Netzengpass unmittelbar bevorsteht und dies durch eine betriebliche Netzzustandsermittlung festgestellt wird. Ein Eingriff in die Verbrauchsleistung von SteuVE erfordert somit eine echtzeitnahe Überwachung des Netzzustands und Identifikation von erforderlichen Maßnahmen zur Engpassbehebung. Für die benötigten Prozesse und Rahmenvorgaben sollen gemäß der Vorgabe der BNetzA Empfehlungen nach dem Stand der Technik erarbeitet werden, um eine massengeschäftstaugliche Umsetzung sicherzustellen.

Dieser VDE FNN Impuls konzentriert sich auf Aspekte 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 der BNetzA-Festlegung). Er richtet sich primär an Verteilnetzbetreiber, Anbieter von Netzleitsystemen und Netzberechnungssoftware, Messstellenbetreiber sowie weitere am Prozess der Netzzustandsermittlung Beteiligter. Der VDE FNN Impuls dient zur Information über aktuelle Arbeitsergebnisse der Projektgruppe Netzzustandsermittlung. Anmerkungen können bis zum **30.06.2024** an fnn@vde.com übermittelt werden. Nutzen Sie hierfür bitte das zur Verfügung gestellte [Excel-Formular](#).

Über das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN)

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN) entwickelt die technischen Anforderungen an den Betrieb der Stromnetze vorausschauend weiter. Ziel ist der jederzeit sichere Systembetrieb bei steigender Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien

Motivation und Kontext des Papiers

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 von solchen 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 einer Festlegung („Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)“ (BK6-22-300)) den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben, die Verbrauchsleistung von SteuVE bei Bedarf vorübergehend zu begrenzen.

Allerdings dürfen Leistungsreduzierungen im Sinne der Festlegung nur dann veranlasst werden, wenn durch eine betriebliche Netzzustandsermittlung festgestellt wird, dass ein Engpass unmittelbar bevorsteht. Ein Eingriff in die Verbrauchsleistung von SteuVE erfordert somit eine echtzeitnahe Überwachung des Netzzustands und Identifikation von erforderlichen Maßnahmen zur Engpassbehebung. Die hierfür benötigten Prozesse und Rahmenvorgaben sollen möglichst weitgehend bundesweit standardisiert werden, um eine massengeschäftstaugliche Umsetzung 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 drei 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),
- zu dem maximalen Zeitraum zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges durch den Netzbetreiber gegenüber dem Messstellenbetreiber (Tenorziffer 2g) und
- zur Konkretisierung des Begriffs der Netzzustandsermittlung (Ziffer 2.6 der Anlage 1 zum Beschluss) und hierbei insbesondere der Frage, in welchem Mindestumfang Netzzustandsdaten in die Netzzustandsermittlung eingehen sollten, damit diese als dem Stand der Technik entsprechend einzustufen ist.

Die Projektgruppe soll einen praxistauglichen und sofort umsetzbaren Vorschlag für diese Aspekte eines standardisierten Verfahrens zur Durchführung von Netzzustandsermittlungen entwickeln.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurde zunächst eine Meta-Analyse durchgeführt, die Publikationen zum Thema der Netzzustandsermittlung im Verteilnetz untersucht hat. Das Hauptziel dieser Analyse besteht darin, eine systematische und tabellarische Übersicht zu erstellen, die die Vergleichbarkeit der Hauptergebnisse aus verschiedenen Studien ermöglicht. Anschließend wurden Szenarien definiert, die auf die Ermittlung zukünftiger Versorgungslagen und die Identifikation möglicher Netzengpässe abzielen. Nachfolgend werden die Erkenntnisse der Meta-Analyse und Kerneigenschaften der Szenarien vorgestellt. Abschließend wird im weiteren Vorgehen beschrieben, wie unter Berücksichtigung der Meta-Analyse sowie der vorgestellten Szenarien der Mindestumfang an Netzzustandsdaten für die Netzzustandsermittlung in verschiedenen Sensorkonstellationen bestimmt werden soll.

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.

Allgemein

P1 Fokus der Netzzustandsermittlung im Sinne der Untersuchungen liegt auf einer den Anforderungen erforderlichen 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 z.B. folgende Netzenpässe in einem Niederspannungsnetz auftreten:

- 1) Überschreitung des thermischen Grenzstroms (unter Berücksichtigung der Minderungsfaktoren) eines Erdkabels bzw. einer Freileitung.
- 2) Leistungsüberlastung eines Ortsnetz-Transformators bei positiver Wirkleistung (Bezug aus der höheren Spannungsebene).
- 3) Leistungsüberlastung eines Ortsnetz-Transformators bei negativer Wirkleistung (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 dessen Zeit-Strom Kennlinie. Hierbei wird im Kontext eines Netzengpasses verstanden, dass der vorliegende Schmelz- deutlich unterhalb vom Kurzschlussstrom liegt.

Die durch § 14a EnWG gegebene Möglichkeit einer Wirkleistungsreduktion an SteuVE kann lediglich die oben genannten Netzengpasstypen 1), 2), 5) und 6) bekämpfen. Netzengpässe vom Typ 3) und 4) sind im Wesentlichen vom Verhalten der im betroffenen Netzgebiet vorhandenen Einspeisenlagen abhängig.

- P3 Die Netzzustandsermittlung erfolgt asymmetrisch (phasenscharfe Betrachtung), wenn nur abgangsscharfe Messungen vorhanden sind und die Zuordnung der Phasen zu den Messwerten möglich ist. 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 wird im Rahmen der Untersuchungen erfolgen.

Netztopologie

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

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

- P5 Bei der Netzzustandsermittlung werden betriebliche Veränderungen der Netztopologie durch Schaltmaßnahmen nicht betrachtet. Die Topologieerkennung in Echtzeit oder Plausibilisierung des Normalschaltzustands wird als vorgelagerter Prozess im Rahmen der Betriebsführung der Niederspannung vorausgesetzt.

Messtechnik

- P6 Es werden minütlich Momentanwerte der Netzzustandsdaten von intelligenten Messsystemen (iMSys) sowie Transformatormessungen erhoben. Die Netzzustandsermittlung erfolgt 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 10 Minuten Mittelwerten aus den Ergebnissen der Netzzustandsermittlung.

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

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

Anmerkung: Eine qualitative Betrachtung zusätzlicher Sensorik in Kabelverteilerschränken wird im Rahmen der Untersuchungen erfolgen.

Die Abgrenzung der Positionen der Gesamtleistungsmessung des Transformators bzw. abgangsscharfe Messungen sind in Abbildung 1 verdeutlicht.

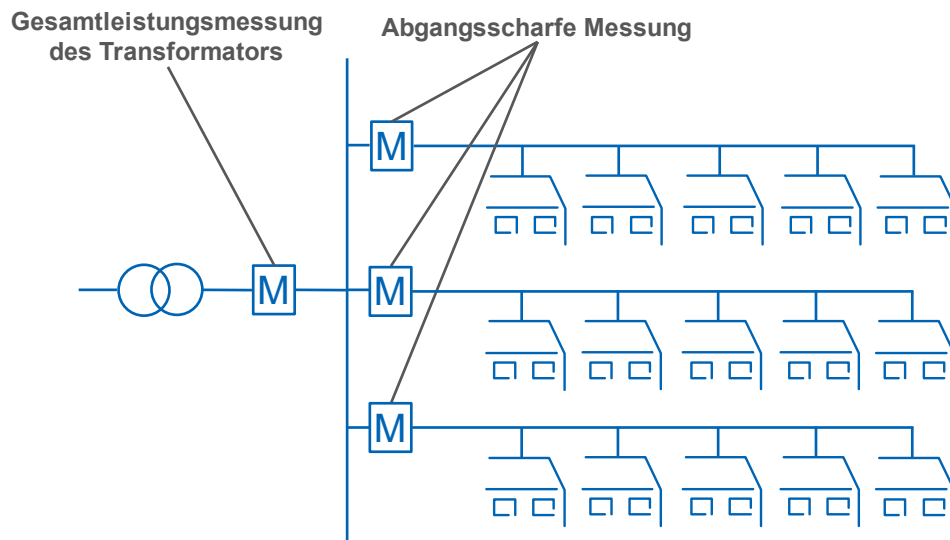


Abbildung 1: Positionierung der Messtechnik bei Gesamtleistungsmessung bzw. abgangsscharfer Messung

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 Schätzfehler der Knotenspannung eine Betrachtung des 99. % Perzils der Schätzfehler.

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} :

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

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 Schätzfehler der Zweigströme eine Betrachtung des 99. % Perzils der Schätzfehler.

P11 Die Genauigkeit der Stromermittlung f_I ist die auf den thermischen Grenzstrom I_{th} normierte Differenz des ermittelten Stroms I_{est} und dem tatsächlichen Strom I_{real} :

$$f_I = \left| \frac{I_{est} - I_{real}}{I_{th}} \right| \cdot 100 \%$$

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

Meta-Analyse Netzzustandsermittlung

Das Ziel der Netzzustandsermittlung ist die Bestimmung eines eindeutig geschätzten Netzzustandes 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 Netzgebiet. 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 durch die thermischen Grenzströme der Betriebsmittel ermittelt werden können.

Netzzustandsermittlung in der Niederspannung

In vielen Niederspannungsnetzen wurden 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 von installierter Messtechnik ist das Netzgleichungssystem in der Niederspannung unterbestimmt.

Abbildung 2 veranschaulicht das Optimierungsproblem zwischen der Anzahl an dezentralen Direktmessungen n_{DD} und den einzuhaltenden maximalen Schätzfehlern der Spannung f_U^{\max} und des Stroms f_I^{\max} . Es handelt sich um einen *Trade Off* zwischen dem einzuhaltenden Schätzfehler 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.

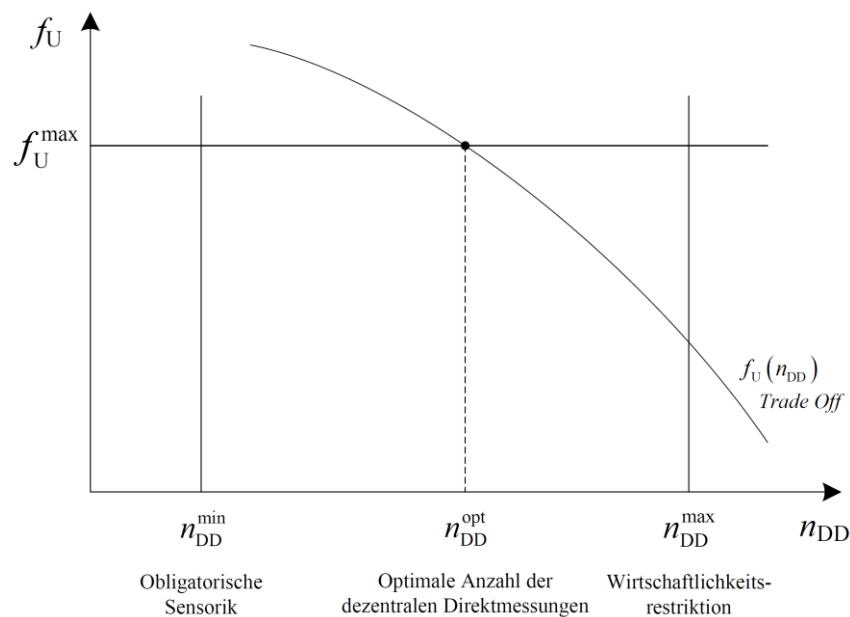


Abbildung 2 Optimierungsproblem der erforderlichen Mindestsensorausstattung [2]

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 (Leitungsverbindungen 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 schätzen den Netzzustand auf Basis von SLP ohne die Verwendung von realen Messungen ab [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].

Eine häufig vertretene 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 Netzgebiet. Damit die Schätzung der Einspeiseleistung erfolgen kann, muss eine verwertbare Referenzmessung, also die Messung der Einspeiseleistung einer im Netzgebiet und mit möglichst örtlicher Nähe zum betrachteten Netzbereich vorhandenen Photovoltaikanlage (PV-Anlage) oder die aktuelle solare 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].

[Stand der Technik in der Niederspannung bzw. Verteilnetzebene](#)

Abbildung 3 zeigt das Ergebnis der Meta-Analyse mit dem Ziel, den Stand der Technik der Netzzustandsermittlung darzustellen. Dafür wurden 36 Veröffentlichungen hinsichtlich der zeitlichen Auflösung, der verwendeten Messwerte und dem untersuchten Sensorausstattungsgrad eingeordnet. Zusätzlich ist die Art des Verfahrens durch die Form der Datenpunkte kategorisiert und entsprechend der untersuchten Spannungsebene eingefärbt.

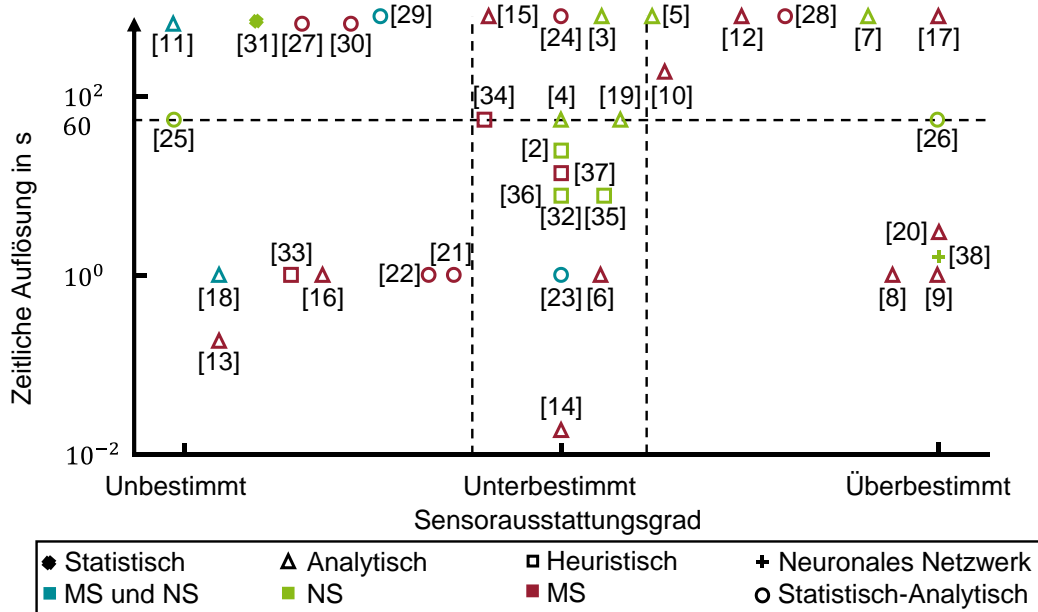


Abbildung 3 Einordnung und Klassifikation von Netzstatusbestimmungsverfahren (nach [35])

Durch die Festlegung BK6-22-300 der BNetzA sind einige Rahmenbedingungen, wie eine zeitliche Auflösung der Echtzeitmesswerte von max. 60 s und die Anwendbarkeit des Verfahrens für die Niederspannung, vorgegeben. Gleichzeitig muss die benötigte Mindestausstattung an Messtechnik praxiserge und somit wirtschaftlich umsetzbar sein. Wie einleitend bereits festgestellt, bedeutet dies, dass die Netzstatusermittlung auf ein unterbestimmtes System anwendbar sein muss. Dadurch ergibt sich der in Abbildung 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 Netzstatusermittlung taucht im Branchen-Diskurs häufig der Begriff „Beobachtbarkeit“ auf. Hierbei geht es zumeist um die minimale Sensorausstattung, die 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. [39]).

Szenarien

Netztopologie und Netzdaten

Das Ziel der Untersuchungen ist die Bestimmung des benötigten Mindestumfangs an Netzstatusdaten für das zuverlässige Erkennen von Netzengpässen durch eine Netzstatusermittlung. Daher liegt der Fokus 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 nicht fälschlicherweise als engpassbehaftet identifiziert werden. Im Rahmen der Untersuchungen werden drei Topologieformen von Niederspannungsnetzen

untersucht (siehe P4). Hierbei werden sowohl auf die synthetischen SimBench-Netze [40] sowie auf eine Auswahl an realen Niederspannungsnetzen für jede Netztopologie zurückgegriffen.

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 durch die politische Erhöhung der Ausbauziele von Erneuerbaren Energien, Elektromobilität und Wärmepumpen eine gute Abbildung der Versorgungsaufgabe von dem Jahr 2028 entspricht. 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 [41, 42]. Als zweiten Schritt werden die progressiven deutschlandweiten Szenarien durch eine Regionalisierung als Top-Down-Ansatz bis auf Straßenzugebene einzelner Gemeinden verteilt [41, 42].

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 [43]. Für Gewerbelasten und landwirtschaftliche Lastprofilen wird ein Datensatz von anonymisierten Profilen mit registrierender Leistungsmessung (RLM) verwendet, der im Rahmen des SimBench Projektes veröffentlicht wurde [40]. Zur Erstellung von Leistungsprofilen von Wärmepumpen wird das in [44] 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 [45] 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 wird ein physikalisches Modell und Globalstrahlungsdaten aus dem Jahr 2018 des Deutschen Wetterdienstes für eine Stadt in Rheinland-Westfalen verwendet.

Verteilung der Messtechnik

Für die Untersuchung der erforderlichen Messtechnikdurchdringung müssen die iMSys 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 kWh sind nach § 14a des

EnWG bzw. § 29 des Messstellenbetriebsgesetz verpflichtet iMSys einbauen zu lassen. Zudem können Letztverbraucher, die keine der genannten Bedingungen erfüllen, einen freiwilligen Einbau von iMSys an ihrem Netzanschluss beantragen [46, 47]. Um neben den verpflichtenden Einbau von iMSys auch den freiwilligen iMSys Einbau zu berücksichtigen, wird die Verteilung der iMSys nach den Pflichteinbaufällen mit einer zusätzlichen Zufallsverteilung als Verteilungsschlüssel für die Untersuchung verwendet.

Weiteres Vorgehen

Im Rahmen der Erarbeitung der Empfehlungen werden für die Netzzustandsermittlung ein heuristisches und ein analytisches Verfahren untersucht, um den Stand der Technik abzubilden. Bei dem analytischen Verfahren wird der WLS-Algorithmus verwendet. Die zur Berechnung benötigten Pseudo-Messwerte werden durch eine Verteilung der Gesamtleistung im Netzgebiet auf alle nicht gemessenen Knoten erzeugt. Wenn keine Leistungsmessung am Transformator vorhanden ist, werden die Knotenleistungen jeden Knotens mithilfe von Haushaltsprofilen, dem Jahresenergieverbrauch und der Referenzmessung geschätzt. Ein sehr ähnliches Vorgehen wird bei dem heuristischen Verfahren angewandt. Mithilfe der Messwerte und der geschätzten Knotenleistungen wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt, um den aktuellen Netzzustand zu ermitteln.

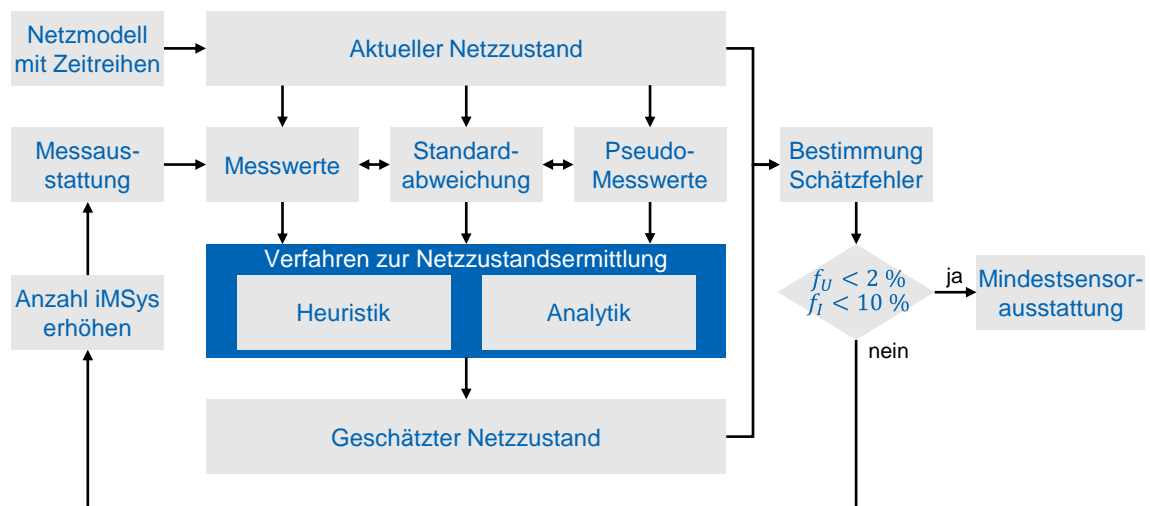


Abbildung 4 Weiteres Vorgehen zur Bestimmung der Mindestsensorausstattung

Abbildung 4 zeigt das weitere Vorgehen zur Bestimmung der Mindestsensorausstattung. Die aktuellen Netzzustände ergeben sich aus Leistungsflussberechnungen der mit Jahreszeitreihen hinterlegten Netzmodelle. Auf Basis dessen werden Messwerte und Pseudo-Messwerte als Eingangsgröße des heuristischen sowie des analytischen Verfahrens erstellt. Der sich daraus ergebende geschätzte Netzzustand wird mit dem aktuellen Netzzustand verglichen und ein Schätzfehler errechnet. Werden die in den Prämissen P8 und P10 festgelegten Genauigkeiten eingehalten, ist der Mindestsensorausstattungsgrad für das Szenario bestimmt. Ist dies nicht der Fall, wird 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 Mindestausstattungsgraden für die drei untersuchten Konstellationen (siehe P6) an installierter Sensorik zusammengefasst.

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 Band 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] 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.
- [6] 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, Band Band 7, 2006.
- [7] 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.
- [8] G. Cavararo, 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.
- [9] 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.
- [10] B. Hayes und M. Prodanovic, "State Estimation Techniques for Electric Power Distribution Systems," in *2014 European Modelling Symposium*, Pisa, Italy, 2014, S. 303–308.
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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 *CIGRE 2015: 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.

- [17] T. Xygkis, N. Manousakis, G. Korres und N. Hatzargyriou, "Distribution Grid State Estimation Using Load Pseudomeasurements And Topology Identification Techniques," in *CIREC 2015: 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, 2015.
- [18] 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*.
- [19] 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.
- [20] 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*.
- [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. Hatzargyriou 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*, Band 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 Band 31). Berlin: epubli, 2021.

- [34] M. Koch, *Verbesserte Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch Breitband Powerline Technik*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal Band 60). Berlin: epubli, 2023.
- [35] M. Ludwig, *Neue Energie aus Wuppertal/ Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal Band 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 Band 4). Aachen: Shaker, 2018.
- [37] F. Dorsemagen, *Neue Energie aus Wuppertal/ Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene*, 1. Aufl. (Neue Energie aus Wuppertal Band 19). Berlin: epubli, 2018.
- [38] 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.
- [39] J. Lunze, *Regelungstechnik 2*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [40] 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.
- [41] P. Wintzek, S. Ali, J. Monscheidt, B. Gensjäger, 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*, Band 35, M. Zdrallek, Hg., Wuppertal, 2021.
- [42] S. Harnisch *et al.*, "Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen," in *Neue Energie aus Wuppertal*, Band 8, M. Zdrallek, Hg., Wuppertal, 2016.
- [43] 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.
- [44] 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.
- [45] 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.
- [46] Deutscher Bundestag, *Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz): MsbG*, 2023.
- [47] Deutscher Bundestag, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz): EnWG*, 2023.

VDE Verband der Elektrotechnik
Elektronik Informationstechnik e.V.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im
VDE (VDE FNN)
Bismarckstraße 33, 10625 Berlin
Tel. +49 30 383868-70

www.vde.com/fnn

Stand 06/2024