

6.2 Blaupause 16: Netzzustandsprognosen für das Verteilnetz

Blaupause	
Zielgruppen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzbetreiber ■ Anbieter von Prognose-/Optimierungssystemen ■ Forschung ■ Gesetzgeber
Ausgangslage und Problemstellung	<p>Vorausschauendes Engpassmanagement im Verteilnetz erfordert Netzzustandsprognosen. Perspektivisch werden damit auch umfassendere Netzzustandsprognosen für niedrigere Spannungsebenen (MS, NS) benötigt, als derzeit in der Praxis üblich. Zentrale Herausforderung hierfür stellen – in Abhängigkeit von der Netzebene sowie dem jeweiligen Netzgebiet – die Datenverfügbarkeit sowie die geringeren Ausgleichseffekte dar.</p>
Lösungsansatz	<p>Die in der Praxis übliche Prognose des Netzzustandes auf Basis von Erzeugungs- und Lastprognosen und Netzberechnungen kann auch auf die MS-Ebene übertragen werden. Neue Ansätze zur direkten Netzzustandsprognose ohne Netzberechnung konnten demonstriert werden. Diese weisen derzeit einen eingeschränkten Anwendungsbereich auf.</p>
Einordnung in Prozessschema der Flexplattformen	<pre> graph LR A[Wetter, Zeit, andere Inputgrößen] --> B[Erzeugung (Wind, PV, Konventionelle)] A --> C[Last] A --> D[Verfügbarkeit Flexibilitätsoptionen] B --> E[Netzzustand/ Engpass] C --> E D --> E </pre>
Technologiereifegrad	<p>1 2 3 4 5 6 7 8 9</p> <p>TRL 5 – 9: Von z. T. Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen bis zu z. T. kommerziellem Einsatz.</p>
Eingeflossene SINTEG-Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> ■ Netzzustandsprognosen für ReFlex, ALF ■ Verteilnetzinformationssystem Ulm ■ Intelligentes VN Schwäbisch Hall ■ Vertikale Netzlast- vorhersage ■ Netzampel
Innovationsgehalt	<ul style="list-style-type: none"> ■ Etablierte Methoden auf niedrigere Spannungsebenen erfolgreich übertragen. ■ Neue Ansätze zur direkten Netzengpassprognose entwickelt und demonstriert.
Bedingungen für Übertragbarkeit und Skalierbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> ■ In Abhängigkeit vom Prognoseansatz wird eine unterschiedliche – und teilweise sehr umfangreiche – Datenbasis benötigt (Erzeugungs-, Verbrauchszeitreihen, Zeitreihe der Lastflüsse an Netzelementen) sowie digitale Netzmodelle und Kenntnis der Schaltzustände. ■ Ansätze für die direkte Prognose der Ampelphase müssen noch weiterentwickelt werden, bevor sie über die in SINTEG demonstrierten Anwendungsfälle hinaus in die Praxis übertragen werden können; die Ansätze eignen sich derzeit nur für Netzelemente mit regelmäßig auftretenden Engpasssituationen. ■ Für mittelfristige Skalierung ist Anpassung der Anreizregulierung notwendig.

PROBLEMSTELLUNG

Netzengpassmanagement setzt voraus, dass der aktuelle Netzzustand bekannt ist bzw. der zukünftige Zustand prognostiziert werden kann. Für die Klassifizierung des Netzzustandes im Verteilnetz und die Koordination markt- und netzdienlicher Flexibilität wurde das Ampelkonzept entwickelt (grün – engpassfrei, gelb – engpassgefährdet, rot – Gefährdung der Netzstabilität) (BDEW, 2017b). Im Falle einer prognostizierten gelben oder roten Ampelphase kann der Netzbetreiber zur Beseitigung des drohenden Engpasses netzdienliche Flexibilität kontrahieren.⁴⁸ Hierfür kann er bspw. auf Flexplattformen zurückgreifen (siehe Kapitel 2). Durch Netzzustandsprognosen und vorausschauendes Engpassmanagement kann also die gelbe oder rote Ampelphase aufgelöst werden.

Der relevante Prognosehorizont für Netzzustandsprognosen ergibt sich also aus den Prozessen des Engpassmanagements und der Netzebenen-übergreifenden Koordination von Maßnahmen des Engpassmanagements. Im Rahmen der von SINTEG-Schaufenstern umgesetzten Flexplattformen wurden Flexibilitäten bei einer DA-Vorlaufzeit kontrahiert. Für das zum Ende 2021 eingeführte Redispatch 2.0-Regime ist eine Vorlaufzeit von 36h notwendig. Für diesen Prognosehorizont muss demnach eine Prognosegüte erreicht werden, die ausreichend ist, um Engpässe zuverlässig vorherzusagen und zu beheben.

Netzzustandsprognosen greifen im Regelfall auf Last- und Erzeugungsprognosen zurück. Die zuvor genannten Einschränkungen für Last- und Erzeugungsprognosen (siehe Blaupause 3.1) übertragen sich damit auch auf die Netzzustandsprognose: für niedrige Spannungsebenen steigt die Granularität und Ausgleichseffekte fallen schwächer aus; zudem ist die Beobachtbarkeit des MS- und NS-Netzes derzeit noch stark eingeschränkt. Schließlich stellen Netzbetriebsmittel mit Messeinrichtungen und IKT-Anbindung auf diesen Spannungsebenen eine Ausnahme dar. Damit besteht eine weitere Herausforderung darin, auf der Grundlage einer begrenzten Datenbasis den Netzzustand zu schätzen.

Vor dem Hintergrund, dass typische Engpasssituationen von Verteilnetz zu Verteilnetz variieren, ergeben sich hieraus zum heutigen Zeitpunkt nur im Einzelfall Herausforderungen für den operativen Netzbetrieb. Schließlich sind Netzzustandsprognosen nur für engpassgefährdete Netzebenen notwendig. Aufgrund steigender Durchdringung mit EE-Erzeugern, einer Elektrifizierung der Verbraucher im Zuge der Sektorkopplung und dem Anschluss vielfältiger Flexibilitäten in der NS-Ebene müssen Engpässe perspektivisch auch auf niederen Spannungsebenen prognostiziert werden können.

AUSSERHALB VON SINTEG ERREICHTER KENNTNIS- UND ENTWICKLUNGSSTAND

Die Netzzustandsprognose auf der Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ist bereits in der Praxis etabliert. So werden auf der Ebene des Übertragungsnetzes im Rahmen definierter und etablierter Prozesse Netzzustandsprognosen durchgeführt (z. B. DACF – Day Ahead Congestion Forecast). Für Verteilnetzbetreiber bestand lange Zeit kein Bedarf Netzzustandsprognosen oder -hochrechnungen durchzuführen, da die Netze engpassfrei ausgebaut waren und vorausschauendes Engpassmanagement zur Erfüllung des Versorgungsauftrages nicht notwendig war. Derzeit herrscht bei deutschen Verteilnetzbetreibern eine sehr heterogene Ausgangslage für das Engpassmanagement – sowohl in Bezug auf Notwendigkeit als auch Voraussetzungen. Während

⁴⁸ Eine Definition der Ampelphasen findet sich bspw. in C/sells (2021, S. 217-231).

Engpassprognosen und -management auf Ebene der Hochspannung etabliert ist, gilt dies nicht für die MS- und NS-Ebene. Für diese Netzebenen befinden sich entsprechende Prozesse noch in der Entwicklung.

IN SINTEG AUFGEZEIGTE WEITERFÜHRENDE LÖSUNGSANSÄTZE BZW. ALTERNATIVE LÖSUNGSANSÄTZE

Im Rahmen von SINTEG wurden Prognosesysteme für den Netzzustand des Verteilnetzes von mehreren Schaufenstern untersucht und teilweise praktisch umgesetzt. Insbesondere für die Demonstration der Flexplattformen wurden Netzzustandsprognosen genutzt und entsprechende Prognosesysteme umgesetzt. Diese beschränkten sich auf die Mittelspannung sowie höhere Netzebenen; mit der Ausnahme ALF, wo Netzzustandsprognosen auch für einzelne ONT-Gebiete auf NS-Ebene demonstriert wurden (Estermann, Köppl, Müller & Zeiselmaier, 2019). Eine praxisnahe Umsetzung von Netzsicherheitsrechnung sowie -prognose für die Niederspannung und Integration in die Netzleitwarte des VNB findet sich darüber hinaus in der C/sells-SINTEG-Lösung intelligentes VN Schwäbisch Hall.⁴⁹

Um Netzzustände zu prognostizieren, kommen drei Ansätze in Frage, die den Netzengpass unterschiedlich direkt prognostizieren, dargestellt in Abbildung 28:

- Ansatz 1) **Prognose von Erzeugung und Last als Eingangsgrößen für die Netzzustandsberechnung;** dieser Ansatz wird in der Praxis eingesetzt und wurde von den Schaufenstern C/sells sowie enera für ihre jeweiligen Flexplattformen genutzt. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.1)
- Ansatz 2) **Direkte Prognose des Netzzustandes,** also der Lastflüsse im Netz, mit verringerter Datenbasis gegenüber einer Netzzustandsberechnung (nur EE-Prognose genutzt). Dieser Ansatz wurde in SINTEG für die Flexplattform ENKO des Schaufensterns NEW 4.0 implementiert. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.2)
- Ansatz 3) **Direkte Prognose der Ampelphase** (bzw. des Überlastungszustandes), also der Klassifikation der Lastflüsse, ohne Prognose der Lastflüsse selbst. Dieser Ansatz wurde im Schaufenster C/sells theoretisch untersucht. (siehe Detail-Blaupause Abschnitt 6.2.2)

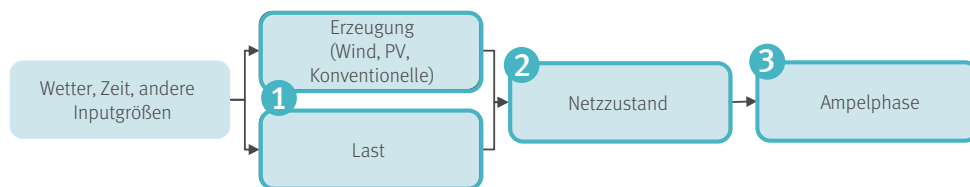


Abbildung 28: Prozesskette und notwendige Eingangsdaten für die Bestimmung von Netzzustand und Ampelphase (drei Ansätze zur Prognose in rot)

Die Ansätze zur direkten Prognose benötigen einen geringeren Zeit- und Ressourcenaufwand als die vollständige Netzmodellierung. Sie könnten damit im operativen Betrieb als Entscheidungskriterium für die vollständige Netzmodellierung herangezogen werden, um prognosti-

⁴⁹ Die SINTEG-Lösungen wurde auf Basis von IT-Lösungen von Venios und Vivavis umgesetzt und wurde von den SW Schwäbisch Hall unter dem Namen ASCARI bereits in eine kommerzielle Anwendung überführt; siehe <https://stadtwerke-hall.de/ascari/>, <https://venios.de/venios-energy-plattform/>, <https://www.vivavis.com/>.

zierte Engpässe zu verifizieren und spezifizieren. In der nachfolgenden Tabelle 17 werden die drei Ansätze miteinander verglichen und weitere Vor- und Nachteile dargestellt.

1 Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognose	2 Direkte Prognose von Leistungsflüssen bzw. Engpassvolumina	3 Direkte Prognose der Ampelphase
Beschreibung		
Last- und Erzeugung (bzw. vertikale Netzlast an Umspannpunkten) werden für jeden Netzknoten prognostiziert. Diese dienen als Eingangsdaten für die Netzberechnung.	Die Ergebnisse der Netzberechnung werden direkt prognostiziert, d. h. Lastflüsse bzw. Engpassvolumina für alle Leitungen und Transformatoren.	Die Ampelphase (Klassifikation des Netzzustandes) eines Netzelementes wird direkt prognostiziert.
Informationsgehalt der Prognose		
Auftreten eines Engpasses (ja/nein); Überlastetes Netzelement; Engpassvolumen je Netzelement.		Auftreten eines Engpasses (ja/nein); Grobe Einordnung des Engpassvolumens.
Prognostizierbare Engpässe		
Für jede Art von Engpass sowie Netzebene geeignet.	Die Prognoseverfahren sind nur für Netzelemente geeignet, an denen regelmäßig Engpässe auftreten (Problem der Data Imbalance). Die praktische Erfahrung zeigt jedoch, dass – in Abhängigkeit von der Netzstruktur – ein Großteil der Engpässe an nur wenigen Netzelementen stattfindet. Diese können zuverlässig prognostiziert werden.	
Erforderliche Datenbasis für Modelltraining		
Umfassende Datenbasis (Metadaten und Zeitreihen) über Erzeuger- und Verbraucher (auch im unterlagerten Netz) ist notwendig; Zuordnung Erzeuger/ Verbraucher zu Netzstruktur (Knoten); Netzdaten notwendig für und Lastflussberechnung.	Nur Datenbasis (Metadaten und Zeitreihen) über engpassverursachende Anlagen notwendig (bspw. EE-Erzeugung und Abregelung); Sensitivität der engpassverursachenden Anlagen auf engpassgefährdete Netzelemente; Zeitreihen der Lastflüsse an engpassgefährdeten Netzelementen, diese müssen ggf. erst aus Netzzustandsberechnung ermittelt werden (siehe 1).	Nur numerische Wetterdaten (NWP) notwendig, keine Datenbasis über Erzeuger/ Verbraucher (können jedoch Prognosegüte verbessern); GIS-Daten der Netzstruktur für Zuordnung Wetterdaten zu Netzstruktur; Zeitreihe der Klassifikation der Lastflüsse an engpassgefährdeten Netzelementen; diese müssen ggf. erst aus Lastflüssen ermittelt werden (siehe 2).
Erforderliche Datenbasis für Prognoseerstellung		
Last-/Erzeugungsprognose	Abh. von Engpassursachen (bspw. Prognose der EE-Erzeugung)	Wetterprognose
Technologiereifegrad		
9 (für HS- und MS-Netze)	7	5
Vorteile des Prognoseansatzes		
Etablierte Methode, die in der Praxis breite Anwendung findet.	Geringer Datenbedarf in der Anwendung, potenziell geringerer Datenbedarf für Modelltraining; Keine Netzzustandsberechnung notwendig, damit geringerer Zeit-/Ressourcenaufwand in Anwendung.	



1 Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognose	2 Direkte Prognose von Leistungsflüssen bzw. Engpassvolumina	3 Direkte Prognose der Ampelphase
Herausforderungen des Prognoseansatzes		
<p>Sehr umfangreiche Datenbasis für Training und Anwendung notwendig;</p> <p>Ressourcenintensive Netzzustandsberechnung notwendig.</p>	<p>Ggf. hoher Aufwand für Preprocessing der Daten, wenn keine gemessenen Lastflusszeitreihen vorliegen;</p> <p>Ggf. muss höhere Anzahl an Prognosen erstellt werden (alle engpassgefährdeten Netzelemente);</p> <p>Data Imbalance (selten auftretende Ampelphasen rot und gelb werden nur schlecht durch das Model abgebildet).</p>	<p>Engpassvolumen ist unbekannt</p>
SINTEG-Aktivitäten		
<p>Siehe Blaupause 15: Erzeugungs- und Lastprognosen mittels ML, Abschnitt 6.1;</p> <p>Methodik genutzt u. a. für Demonstration der Flexplattformen ReFlex, ALF in C/sells (C/sells, 2021, S. 224–225), Berechnung der vertikalen Netzlast in enera (Goldkamp et al., 2021, 218f, 294-296), Verteilnetzinformationssystem der TH Ulm in C/sells (C/sells, 2021, S. 287–312), Intelligentes Verteilnetz Schwäbisch Hall (C/sells, 2021, S. 312–314).</p>	<p>Methodik genutzt für Demonstration der Netzzampel im Zusammenhang mit der Flexplattform ENKO in NEW 4.0 (NEW 4.0 - Norddeutsche Energiewende, 2021a, S. 36–42).</p>	<p>Wissenschaftliche Analyse im Rahmen von C/sells/ReFlex, keine Demonstration in der Praxis.</p>

Tabelle 17: Vergleich der Optionen zur Prognose des Netzzustandes (angelehnt an (He, Henze & Sick, 2020a))

INNOVATIONSGEHALT

In SINTEG konnten etablierte Methoden zur Netzzustandsprognose (Prognose von Erzeugung und Last als Eingangsdaten für die Netzzustandsberechnung) auf niedere Spannungsebenen übertragen werden. Darüber hinaus wurden jedoch auch neuartige Ansätze untersucht (direkte Prognose Lastfluss/Ampelphase) und deren Anwendungsbereiche aufgezeigt. Im Einzelfall konnten Systeme für Netzzustandsschätzung und -prognose in die Praxis überführt werden.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Netzzustandsprognosen auf Basis von Netzzustandsberechnungen setzen eine umfangreiche Datenbasis voraus. Diese umfasst die notwendige Datenbasis für netzknotenscharfe Erzeugungs- und Lastprognosen, sowie zusätzlich ein digitales Netzmodell, Kenntnis der Schaltzustände und gemessene Netzparameter. Die Übertragbarkeit der in SINTEG demonstrierten Lösungsansätze für die MS- und HS-Ebene hängt damit stark von den individuellen Voraussetzungen des Netzbetreibers ab, also vorhandener IKT-Infrastruktur und Sensorik im Netz.

Eine Übertragung dieser Ansätze auf die NS-Ebene ist nur eingeschränkt möglich, da erst durch Erhöhung der Transparenz im NS-Netz (bspw. durch zusätzliche Messpunkte im Netz sowie Smart-Meter-Infrastruktur) die notwendige Datenbasis geschaffen wird. In SINTEG konnte jedoch bereits die technische Umsetzbarkeit der Netzzustandsschätzung (Ampelphase) für die Niederspannung auf Basis von iMSys-Daten im Rahmen der Netzzustandser-

fassung Ulm Einsingen/Hittistetten demonstriert werden⁵⁰ Die Analysen verdeutlichen, dass die Kenntnis der aktuellen Einspeisung dezentraler Erzeuger wie PV-Anlagen für eine präzise Netzzustandsschätzung von hoher Bedeutung ist (C/sells, 2021, S. 287–312). Weiterhin verdeutlichen die Erfahrungen der TH Ulm in C/sells, dass der Umsetzungsaufwand aufgrund der Komplexität hoch ist. Für eine Skalierung des Ansatzes heißt dies, dass der Smart-Meter-Rollout weiter fortgeschritten sein muss und standardisierte Lösungen für die Anbindung verschiedener Software- und Hardwaresysteme an die Netzleitwarte notwendig sind.

Eine Skalierung der Lösungen für die HS- und MS-Netze kann mittelfristig erreicht werden, wenn die zuvor genannten technischen Voraussetzungen bei vielen Netzbetreibern/Netzen erfüllt sind und regulatorische Rahmenbedingungen (Anreizregulierung) angepasst werden.

Die direkte Prognose von Netzflüssen wurde in SINTEG nur für ein Netzgebiet demonstriert, in dem Engpässe durch EE-Einspeisung getrieben sind. Ein Nachweis der Anwendbarkeit für Netzgebiete mit anderen Charakteristika steht noch aus. Auf Grund des verringerten Datenbedarfs dieser Ansätze ist eine Übertragung mit relativ geringerem Aufwand möglich.

Die direkte Prognose der Ampelphase bedarf der Weiterentwicklung, bevor diese in die Praxis übertragen werden kann. Beide Ansätze der direkten Prognose eignen sich aufgrund des Problems der Data Imbalance nur für die Prognose von regelmäßig auftretenden Engpasssituationen.

WEITERE ENTWICKLUNGSMÖGLICHKEITEN

Für die Übertragung von Ansätzen zur Netzzustandsprognose auf das Niederspannungsnetz müssen weitere Herausforderungen adressiert werden. Dies sind die mangelnde Beobachtbarkeit und Datenverfügbarkeit sowie – vor dem Hintergrund einer zunehmenden Durchdringung – die schlechte Prognostizierbarkeit von des Erzeugungs- bzw. Verbrauchsverhaltens von Prosumern.

HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Der Austausch zwischen Forschung und Praxis im Rahmen von SINTEG ermöglichte es, neue Prognoseansätze unter Zuhilfenahme realer Daten zu testen und weiterzuentwickeln. Dieser Austausch ist notwendig, um Lösungen in die Praxis zu überführen und sollte verstetigt werden. Hierfür kann beispielsweise auf Open Data Plattformen zurückgegriffen werden (siehe Blaupause 6: Daten- und Serviceplattformen für akteursübergreifenden Informationsaustausch, Abschnitt 2.6).

Die im Unterkapitel „Weitere Entwicklungsmöglichkeiten“ aufgezeigten Forschungsfragen sollten aufgegriffen werden.

ENTHALTENE DETAIL-BLAUPAUSEN

- Detail-Blaupause: Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnung auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen (Ansatz 1), Abschnitt 6.2.1
- Detail-Blaupause: Direkte Prognose des Netzzustandes (Ansätze 2,3), Abschnitt 6.2.2

⁵⁰ Der Optimierungsalgorithmus der State Estimation für die NS-Ebene mit Smart-Meter-Daten konvergierte für 90 % der Zeitschritte, wobei der Fehler zwischen gemessenen und berechneten Spannungswerten im Toleranzbereich von 1 % liegt. C/sells (2021, S. 312)

6.2.1 DETAIL-BLAUPAUSE 16.1: NETZZUSTANDSPROGNOSEN MITTELS NETZZUSTANDSBERECHNUNG AUF BASIS VON LAST- UND ERZEUGUNGSPROGNOSEN (ANSATZ 1)

Für die Umsetzung des vorausschauenden Netzengpassmanagements mittels Flexplattform ist eine Netzzustandsprognose notwendig. Diese muss den Zeithorizont der Plattformprozesse sowie die engpassgefährdeten Netzebenen des Verteilnetzes abdecken.

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnung auf der Basis von Last- und Erzeugungsprognosen stellen den Industriestandard dar, der auf Übertragungsnetz- und Hochspannungsebene breite Anwendung findet. In SINTEG wurde das Vorgehen auch auf die MS-Ebene übertragen.

- **C/sells, ReFlex:** Im Schaufenster C/sells wurden für die Flexplattform ReFlex Netzzustandsprognosen für die MS-Ebene umgesetzt, sowohl für den DA-Zeithorizont (36h), als auch ID (2h). Auf Basis von Erzeugungs- und Lastprognosen mittels maschinellen Lernens (ANN, representation learning) für alle MS-Knoten wurden Netzzustandsberechnungen durch den Netzbetreiber durchgeführt. Auf Basis der realen Netztopologie konnte so das Prognosesystem zu Demonstrationszwecken umgesetzt, und für den Feldtest der ReFlex-Plattform genutzt werden. Die Prognosegüte war begrenzt durch die verfügbare Datenbasis (keine gemessenen ONT im Netzgebiet) (He, Henze & Sick, 2020b; He et al., 2020a; Henze, Schreiber & Sick, 2020).
- **C/sells, ALF:** Im Schaufenster C/sells wurden die Umsetzung der Flexplattform ALF ebenfalls Netzzustandsprognosen für die MS- und in begrenztem Umfang auch für die NS-Ebene erstellt. Auf Basis historischer Energieverbrauchswerte und (temperaturabhängiger) Standardlastprofile werden aggregiert auf ONT-Lastgänge erstellt. PV-Erzeugung wird ebenfalls auf ONT aggregiert prognostiziert. Die resultierenden Residuallastgänge für alle ONT gehen dann in die Netzberechnung ein. Einzelne Niederspannungsnetze können zudem über das wissenschaftliche Simulationsmodell GridSim modelliert werden. Die Lösung zeigt auf, dass auch auf Basis der bereits bei Netzbetreibern vorhandenen Daten und digitalen Netzmodelle Netzzustandsprognosen für die MS-Ebene erstellt werden können (Estermann et al., 2019).
- **Enera:** Im Schaufenster enera wurden durch verschiedene Projektpartner Prognosen für die vertikale Netzlast an HS/MS-Transformatoren erstellt, welche sich ebenfalls als Eingangsgröße für die Netzzustandsberechnung und -prognose auf HS-Ebene eignen. (siehe auch Blaupause Erzeugungs- und Lastprognose, Abschnitt 3.1)

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)



TRL 6: Demonstrationsanlage/ -konzept in anwendungsähnlicher Umgebung funktioniert.

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Entscheidend für die Überführung des Ansatzes in ein Produktiv-System ist die Verfügbarkeit von Daten in der notwendigen Granularität. Das heißt:

- Digitales Netzmodell der entsprechenden Netzebene;
- gemessene Netzparameter in der entsprechenden Netzebene (bspw. gemessene ONT an neuralgischen Punkten im Netz für MS-Prognosen);
- Verfügbarkeit von historischen und Ist-Daten der gemessenen Verbraucher/Erzeuger im Netzgebiet;
- räumliche Zuordnung der gemessenen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zur Netztopologie (auch auf Basis von Heuristiken, bspw. räumlicher Nähe möglich).

6.2.2 DETAIL-BLAUPAUSE 16.2: DIREKTE PROGNOSE DES NETZZUSTANDES (ANSÄTZE 2,3)

Für die Umsetzung des vorausschauenden Netzengpassmanagements mittels Flexplattform ist eine Netzzustandsprognose notwendig. Diese muss den Zeithorizont der Plattformprozesse sowie die engpassgefährdeten Netzebenen des Verteilnetzes abdecken.

IN SINTEG AUFGEZEIGTER LÖSUNGSANSATZ

In verschiedenen Schaufenster wurden Ansätze für Netzzustandsprognosen untersucht und demonstriert, die ohne Netzzustandsberechnungen auskommen. Stattdessen nutzen diese Ansätze eine direkte Prognose der Auslastung eines Netzelementes oder der Klassifikation des Auslastungszustandes (Ampelphase).

- **NEW 4.0, ENKO:** Für die Flexplattform ENKO wurden direkte Prognosen des Netzzustandes mittels ML untersucht und demonstriert. Als Eingangsdaten wurden historische Daten zu EE-Einspeisung (Wind, Solar) und Abregelung von EE-Anlagen sowie die Zuordnung der installierten EE-Kapazitäten zu Transformatoren genutzt (bzw. Sensitivität der Erzeuger auf bestimmte Netzelemente). Daten zu Last, Schaltzuständen sowie Lastflüssen in/aus benachbarten Netzgebieten wurden nicht genutzt.
- **Prognose des Vorliegens eines Überlastungszustandes im Netz:** Um eine Prognose über das Vorliegen eines Engpasses im Netz zu erhalten, wurden Prognosemodelle für die EE-Abregelung (Einspeisemanagement) in einem UW-Gebiet (HS/MS-Transformator) erstellt. Basierend auf einer historischen Zeitreihe der Abregelung (entweder Abregelungszustand (ja/nein) oder Höhe der Abregelung in einem UW-Gebiet) sowie Höhe der prognostizierten EE-Einspeisung wurden ML-basierte Modelle für jeden HS/MS-Trafo trainiert. Die Modelle lieferten auf der Basis von EE-Erzeugungsprognosen Prognosen entweder für den Abregelungszustand (ja/nein) oder die Höhe der Abregelung (MW). Die Modelle geben damit Informationen über das Vorliegen (und Volumen) eines Engpasses im Netz, nicht jedoch über dessen Lokalisation. Für den DA-Zeithorizont wurde eine hohe Prognosegüte erreicht. Die Modelle dienten der Demonstration direkter Netzzustandsprognosen bei geringem Datenbedarf.
- **Prognose des Engpassvolumens an Netzelementen des HS-Netzes:** Für jedes Netzelement wurde ein ML-basiertes Modell trainiert, um das Engpassvolumen – also die Überlastung des jeweiligen Netzelementes in MW – zu prognostizieren. Eingangsdaten sind die potenzielle EE-Einspeisung (Ist-Einspeisung plus Abregelung), gewichtet mit der Sensitivität der jeweiligen EE-Anlage auf das Netzelement. Die Modelle wurden für die Demonstration der ENKO-Flexplattform genutzt.

- **C/sells, ReFlex:** Die Möglichkeit der direkten Prognose des Netzzustands wurde wissenschaftlich auf Basis realer Netzdaten simulativ untersucht. Es kamen ML-basierte Modelle (Deep Learning/Auto-LSTM) zum Einsatz. Der Prognosehorizont beträgt 6h (He et al., 2020a; Henze et al., 2020).
- **Prognose des Lastflusses:** Für jedes Netzelement wurde ein Modell für die Prognose des Lastflusses trainiert. Eingangsdaten für die Prognose sind numerische Wetterprognosen (NWP).
- **Prognose der Ampelphase:** Für jedes Netzelement wurde ein Modell für die Prognose der Ampelphase trainiert. Die Ampelphase klassifiziert dabei die Last des Netzelementes relativ zur Maximallast in drei Klassen (<95 % grün, >98 % rot, dazwischen gelb). Die Prognose der Ampelphase stellt damit ein Klassifikationsproblem dar.

TECHNOLOGY READINESS LEVEL (TRL)



TRL 5: Technologie/Verfahren/o. Ä. wurde in einem anwendungsorientierten Gesamtsystem implementiert und generelle Machbarkeit nachgewiesen (C/sells).

TRL 7: Prototyp mit systemrelevanten Eigenschaften existiert und wird im Betriebsumfeld getestet (NEW 4.0).

BEDINGUNGEN FÜR ÜBERTRAGBARKEIT UND SKALIERBARKEIT

Die direkte Prognose des Netzzustandes eignet sich nur für Netzelemente, an denen regelmäßig Engpässe vorliegen. Andernfalls können Engpässe aufgrund dieser Data Imbalance nicht durch das Modell prognostiziert werden. Je nach Charakteristik des Netzgebietes, kann sich jedoch ein Großteil der Engpässe auf wenige Netzelemente konzentrieren, wodurch Anwendbarkeit des Ansatzes gewährleistet ist.

Der in NEW 4.0 demonstrierte Ansatz der Prognose des Engpassvolumens lässt sich nur auf Netzgebiete anwenden, in denen Engpässe von der EE-Einspeisung getrieben sind. In anderen Netzgebieten müssen ggf. weitere Eingangsdaten einbezogen werden, bspw. Lastprognosen. Dadurch sinkt der Vorteil eines geringeren Datenbedarfs gegenüber Netzzustandsprognosen mittels Netzzustandsberechnungen.

Der in C/sells untersuchte Ansatz zur direkten Prognose von Lastflüssen bzw. der Ampelphase zeigte weiteren Forschungsbedarf in Bezug auf die Data Imbalance bei Engpassprognosen auf. Wenngleich die Ansätze prinzipiell geeignet sind, um den Netzzustand zu prognostizieren, können die selten auftretenden Engpasszustände nicht in ausreichender Güte abgebildet werden. Für eine Anwendung in der Praxis steht ein Funktionsnachweis in der Praxis noch aus.