

VOM BLINDFLUG ZUR ECHTZEIT: DIE NIEDERSPANNUNG ALS SCHLÜSSEL ZUR SYSTEMFÜHRUNG DER ZUKUNFT

Robert Schmaranz, Martin Ruhhütl, Gerald Obernosterer, Stephan Brandl

KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2 9020, robert.schmaranz@kaerntennetz.at

Kurzfassung: Die Energiewende sowie die fortschreitende Digitalisierung verändern die Betriebsführung elektrischer Netze grundlegend und machen die Niederspannungsebene zu einem wesentlichen Handlungsraum für Netzplanung und Systemführung. Durch intelligente Nutzung von Smart-Meter-Daten und neuen zentralen Applikationen wird der bisher kaum sichtbare Bereich der Niederspannung erstmals transparent darstellbar und operativ überwachbar. Auf dieser Grundlage können Investitionen noch zielgerichteter geplant, Störungen frühzeitig erkannt und künftig auch Flexibilitäten koordiniert genutzt werden. Dieses Paper zeigt, wie durch den systematischen Einsatz von Smart-Meter-Daten, neuen zentralen Systemapplikationen und einer integrierten Roadmap ein proaktiver, datengetriebener LV-Netzbetrieb entsteht – und warum die Niederspannung zum Schlüssel der Systemführung der Zukunft wird.

Keywords: Niederspannung, Systemführung, Smart Meter; Flexibilitätsmanagement; Prognosen; Digitaler Zwillings

1 Einleitung

Die Energiewende verändert die Rolle der Verteilnetzbetreiber in Europa grundlegend. Während die klassischen Aufgaben eines „Distribution Network Operator“ (DNO) lange Zeit in einer überwiegend passiven, infrastrukturell geprägten Netzführung bestanden, erfordert der zunehmende Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen, neuer Verbraucher und digitaler Technologien heute ein erweitertes Rollenverständnis: jenes des aktiven „Distribution System Operator“ (DSO). Die Systemführung umfasst dabei nicht mehr nur die sichere und zuverlässige Stromverteilung, sondern zunehmend die aktive Steuerung und Koordination der Netztopologie, Erzeugung und Verbraucherinteraktionen über alle Spannungsebenen hinweg.

Besonders deutlich zeigt sich dieser Wandel in der Niederspannungsebene (LV), die historisch kaum sichtbar und operativ schwer zugänglich war. Mit der rapiden zunehmenden Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, dem wachsenden Strombedarf durch Wärmepumpen und dem erwarteten starken Hochlauf der Elektromobilität wird die LV-Ebene heute zum zentralen Schauplatz der Energiewende. Ihre Bedeutung für den Netzbetrieb nimmt dabei in einer Geschwindigkeit zu, die es notwendig macht, bisherige Planungs- und Betriebsprozesse grundlegend zu überdenken.

Aufgrund dieser geänderten Rahmenbedingungen steigen die Anforderungen an Prognosen und der Lastflussmodellierung um Systemstabilität, Absicherung der Versorgungsqualität und ein effizientes Management verfügbarer Netzkapazitäten gewährleisten zu können. Ohne eine ausreichende Beobachtbarkeit der Niederspannungsebene bleibt ein Großteil dieser Herausforderungen unsichtbar oder schwer steuerbar. Die zunehmende Durchdringung mit Smart Metern schafft erstmals die technische Grundlage, um auch die LV-Ebene sichtbar zu machen.

Ziel dieses Beitrags ist es, die wachsende Bedeutung der Niederspannung für den zukünftigen Netzbetrieb darzustellen, technologische und regulatorische Entwicklungen zu erläutern und zu zeigen, wie Flexibilität und Digitalisierung zu einem proaktiven, effizienten und resilienten Netzbetrieb beitragen können. Die Analysen und Beispiele beziehen sich auf internationale Entwicklungen, unter anderem

aus Österreich, Deutschland, Italien, Norwegen und den Niederlanden, und illustrieren, wie europäische DSOs den Transformationsprozess aktiv gestalten.

2 Historische Entwicklung in den Netzebenen

2.1 Hochspannung und Mittelspannung – der bisherige Fokus

Über viele Jahrzehnte hinweg bestand die betriebliche Aufmerksamkeit in europäischen Verteilnetzen primär auf der Hochspannungs- (HV) und Mittelspannungsebene (MV). Diese Ebenen sind gut mit Sensorik, Automatisierungstechnik und Fernschaltmöglichkeiten ausgestattet. Moderne SCADA-Systeme ermöglichen eine Echtzeitbeobachtung der Netzsituation, automatische Alarmierungen, Fernsteuerungen und eine zuverlässige Fehlerlokalisierung.

2.2 Die Niederspannung als „blinder Fleck“

Im Gegensatz dazu blieb die Niederspannung weitgehend digital unerschlossen. Geringe Automatisierung, viele Netzknoten und die große geografische Verteilung stellten Kosten und technische Hürden dar, die zunächst ein umfassendes Monitoring verhinderten. Operative Entscheidungen mussten daher oft auf vereinfachten Annahmen oder Kundenmeldungen basieren – ein Vorgehen, das in einer zunehmend komplexen Energielandschaft nicht mehr zeitgemäß ist.

Historisch war die Niederspannungsebene im Netzbetrieb ein Bereich, der vor allem dann in den Fokus rückte, wenn Störungen auftraten. Fehlererkennung basierte überwiegend auf Rückmeldungen von Kund:innen. Auch in der Planung wurden LV-Netze meist mit Pauschallasten oder statischen Standardlastprofilen bewertet, da kaum Messdaten existierten. Aufgrund fehlender Echtzeitmessungen sowie eines stark verzögerten oder unvollständigen Informationsflusses war die operative Beobachtbarkeit minimal.

3 Niederspannung im Zentrum der Energiewende

Die Niederspannungsebene hat sich in den letzten Jahren von einer zuvor nur wenig beachteten Netzebene zu einem der dynamischsten und herausforderndsten Bereiche moderner Stromnetze entwickelt. Diese Dynamik trifft auf Infrastrukturen, die vielfach für Verbrauchsprofile der 1980er- und 1990er-Jahre ausgelegt wurden und daher die heutigen Last- und Einspeisesituationen nur begrenzt abbilden können. Die resultierende Kombination aus stark veränderten Lastflüssen, wachsender Leistungsdichte und beschleunigter Technologieeinführung macht eine Weiterentwicklung der Netzplanung und Betriebsführung zwingend erforderlich – basierend auf präzisen Messdaten, digitalisierten Netzmodellen und proaktiven Eingriffsmöglichkeiten.

3.1 Zunahme dezentraler Anlagen

Die Energiewende verändert die Last- und Einspeisestrukturen grundlegend und führt zu einem starken Zubau dezentraler Ressourcen in der Niederspannung. Dach-PV, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher entstehen in hoher räumlicher Dichte und wirken unmittelbar auf lokale Netzabschnitte ein. Dadurch entstehen zunehmend räumliche Hotspots, in denen gleichzeitig:

- große PV-Erzeugungsflächen entstehen,
- Wärmepumpen im Zuge der Dekarbonisierung fossile Heizsysteme ersetzen,
- Elektrofahrzeuge zunehmend in den Abendstunden geladen werden,
- Batteriespeicher flexible Leistungsverschiebungen ermöglichen.

Internationale Beispiele sowie implementierte Maßnahmen verdeutlichen diese Dynamik:

- **Österreich:** Zahlreiche Verteilnetzbetreiber rechnen mit einer Vervielfachung der PV-Einspeisung bis 2040.
- **Niederlande:** Der DSO Alliander berichtet von tausenden offenen Anschlussanfragen aufgrund strukturell überlasteter Netze [1].
- **Italien (Rom):** Areti prognostiziert für die Hauptstadtregion bis 2030 eine Laststeigerung von rund 70 % [2].
- **Deutschland:** Mit der Neuregelung von § 14a EnWG in Jahr 2024 werden steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher einem netzdienlichen Steuerungsregime unterstellt, um lokale Belastungen in der Niederspannung gezielt zu begrenzen. [3]

Diese Beispiele zeigen, dass die wesentlichen Treiber der Energiewende insbesondere in der Niederspannung angeschlossen werden – und dort in enger Abhängigkeit zu den überlagerten Spannungsebenen stehen.

3.2 Auswirkungen auf Netzplanung und Netzbetrieb

Die stark steigende Anzahl dezentraler Anlagen führt zu einer Vielzahl von Herausforderungen. Besonders relevant sind:

- **Spannungsbandverletzungen**

PV-Anlagen verursachen an sonnigen Tagen eine Spannungsanhebung in den LV-Netzen. Dies kann dazu führen, dass die zulässigen Grenzwerte bereits am späten Vormittag überschritten werden.

- **Thermische Überlastungen**

Das Laden von Elektrofahrzeugen sowie der Betrieb von Wärmepumpen können erhebliche Lastspitzen in den Abendstunden und während der Wintermonate verursachen. Diese Spitzen können unter Umständen die Bemessungsströme von Leitungen oder die Leistungsgrenzen von Ortsnetztransformatoren überschreiten.

- **Rückflüsse**

Eine hohe Durchdringung mit Photovoltaikanlagen kann zu erheblichen Rückspeisungen von der Niederspannungsebene über die Mittelspannung bis hin zur Hochspannung führen – ein Betriebszustand, für den diese Netze ursprünglich nicht ausgelegt wurden.

- **Unsymmetrien**

Einphasige Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen können Phasenspannungswegichte verursachen und dadurch die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz beeinträchtigen. Das Ausmaß dieser Unsymmetrien variiert zwischen europäischen Ländern, da nationale Vorgaben zu Anschlusskonzepten und zulässigen einphasigen Leistungen die resultierende Netzbeanspruchung entscheidend beeinflussen.

Diese Phänomene machen deutlich, dass die LV-Ebene eine ausgesprochen dynamische Entwicklung durchläuft, welche die bestehenden Planungs- und Betriebsprozesse an ihre Belastungsgrenzen führt und eine kontinuierliche Weiterentwicklung der angewandten Methoden und Werkzeuge verlangt.

4 Technologische Grundlage: Digitale Infrastruktur in der Niederspannung

Die Grundlage für einen modernen und proaktiven Betrieb der Niederspannungsnetze entsteht durch die konsequente Digitalisierung der Verteilnetzinfrastuktur. Smart Meter, ergänzende Sensorik in der Niederspannung sowie leistungsfähige Kommunikationsnetze liefern die erforderliche Datenbasis, während an zentraler Stelle digitale Zwillinge in Kombination mit analytischen Verfahren diese Daten in belastbare Informationen überführen. Erst dieses Zusammenspiel schafft die durchgängige Transparenz, die notwendig ist, um Engpässe in der Planungs- und Betriebsphase frühzeitig zu erkennen, netztechnische Maßnahmen gezielt zu setzen und fundierte operative Entscheidungen abzuleiten.

4.1 Smart Meter als Basisbaustein

Smart Meter bilden das Rückgrat dieser neuen Betriebsphilosophie. Über die reine Zählerfernauslesung hinaus ermöglichen sie – je nach Gerätetyp, Infrastruktur und Messintervall – Spannungsinformationen direkt an der Kundenanlage, Lastverläufe, Hinweise auf Unsymmetrien sowie Systemmeldungen, etwa zur Ausfall- und Wiederversorgungsdetektion. Damit wird die Niederspannungsebene erstmals strukturiert und flächig analysierbar.

Für die Kärnten Netz ergibt sich mit einem Ausrollungsgrad von über 99 % ein nahezu vollständig abgedecktes Netzgebiet, das einen erweiterten Einsatz von Smart-Meter-Daten ermöglicht. Diese hohe Durchdringung erlaubt es, die Daten nicht mehr nur für die strategische Planung, sondern zunehmend auch für den operativen Netzbetrieb wirksam zu nutzen. Die Weiterentwicklung der Datenbereitstellung eröffnet zukünftig die Möglichkeit, von überwiegend offline verfügbaren Tagesprofilen hin zu zeitnäheren, robust verfügbaren und zustandsbasierten Informationen zu gelangen – mit kürzeren Intervallen, höherer Datenverfügbarkeit und perspektivisch bidirektionalen Kommunikationsoptionen. Ein solches Netzabbild würde es erlauben, nicht mehr ausschließlich retrospektiv zu planen, sondern Abweichungen und kritische Entwicklungen im LV-Betrieb frühzeitig zu erkennen und gezielt darauf zu reagieren.

Unterschiede in Latenz, Ausfallsicherheit und Datenrate bleiben technologiebedingt bestehen. Dennoch gilt als Leitbild für eine moderne Niederspannungsbetriebsführung: Je zuverlässiger, granularer und zeitnäher die verfügbaren Daten sind, desto wirksamer lassen sich Planung, Analyse und operative Maßnahmen miteinander verzahnen.

4.2 State Estimation und Prognosen

Um aus den gewonnenen Daten eine Beobachtbarkeit in den unteren Spannungsebenen zu erhalten, bedarf es an Analytik. Ein System ist beobachtbar, sofern die Beobachtungsmatrix regulär ist [4]. Für den operativen Systembetrieb bedeutet dies, dass an jedem Knoten eine Echtzeitmessung vorhanden sein muss. Jedoch ist ein solcher Ansatz nicht praktikabel und eine alternative Methode muss gefunden werden. Mit Hilfe von Prognosen und Nowcasts (Prognose zum Zeitpunkt $t=0$) soll an jedem Knoten, an dem keine Echtzeitmessung vorhanden ist, ein Quasi-Messwert generiert werden. Die Kombination aus Echtzeitwerten und Quasi-Messwerten ergibt ein überbestimmtes System. Für dieses überbestimmte System kann nun ein State-Estimation Algorithmus den wahrscheinlichsten Zustand berechnen.

Mit dieser Vorgangsweise können Spannungserhöhungen sowie -einbrüche erkannt, Überlastungen antizipiert, Problemzonen lokalisiert, rechtzeitig Warnungen generiert sowie Schalthandlungen oder Flexibilitätsabrufe unterstützt werden. Das resultierende digitale Abbild der LV-Realität ist heute eine Voraussetzung für eine effiziente Betriebsführung.

5 Einsatz von Flexibilitäten aus der Niederspannung als zentraler Baustein eines zukunftsfähigen Systembetriebs

Die Rolle von Flexibilität im Netzbetrieb wird in den kommenden Jahren deutlich an Bedeutung gewinnen. Der Auslöser dafür liegt primär in zunehmenden systemtechnischen Anforderungen und Engpässen in der Mittel- und Hochspannungsebene – etwa im Lastflussmanagement, in der Spannungsführung oder bei der Integration volatiler Erzeugung. Für eine wirksame Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität stehen jedoch überwiegend Anlagen zur Verfügung, die physisch in der Niederspannung angeschlossen sind: Wärmepumpen, Wallboxen, PV-Anlagen, Heimspeicher sowie algorithmisch gesteuerte Prosumer-Systeme. Individuell verfügen diese Assets nur über begrenzte Leistungen, entfalten in ihrer hohen Anzahl jedoch ein substantielles aggregiertes Potenzial, um übergeordnete systemische Herausforderungen wirkungsvoll zu adressieren. Dadurch wird die Niederspannungsebene zu einem zentralen operativen Raum für die Bereitstellung lokaler Flexibilität – zur gezielten Entschärfung von Engpässen in höheren Spannungsebenen.

Damit diese dezentralen Flexibilitätsressourcen künftig systemwirksam aktiviert werden können, ist eine ausreichende Beobachtbarkeit und – wo zulässig – Steuerbarkeit der relevanten Assets in der Niederspannung erforderlich. Dafür werden neue Systemapplikationen für Planung, quasi-Echtzeitbetrieb und den koordinierten Einsatz von Flexibilität notwendig sein, die eine zentrale Überwachung, Analyse und Aktivierung aggregierter Flexibilität ermöglichen. Die nahezu vollständige Smart-Meter-Durchdringung in der Kärnten Netz GmbH schafft dafür bereits eine wesentliche technologische Grundlage, die durch verbesserte Analytik, geeignete Abrufmechanismen und interoperable Schnittstellen künftig weiter ausgebaut wird.

6 Regulatorische Rahmenbedingungen

6.1 Europäische Entwicklungen

In vielen europäischen Ländern setzen Verteilnetzbetreiber zunehmend auf marktgestützte und vertragliche Flexibilitätsmechanismen, um lokal auftretende Engpässe zu managen. Die Herausforderungen ähneln sich: dichte PV-Cluster, parallele Ladevorgänge und steigende Rückspeisungen. Entsprechend bündeln sich die Lösungsansätze in drei Bereichen: höhere Transparenz durch operative Nutzung von Smart-Meter-Daten, flexible Anschlussmodelle zur beschleunigten Netzanbindung sowie der Einsatz lokaler Flexibilitäten über standardisierte Marktplattformen.

Die Niederlande setzen dabei auf flexible Netzanschlussverträge mit zeitvariablen Kapazitäten und koordinierter Flexibilitätsbeschaffung über TSO/DSO-Plattformen [5, 6]. Italien betreibt mit *RomeFlex* ein Auktionssystem für LV/MV-Flexibilitäten mit definierter M&V-Regelung [7]. Norwegen nutzt unterbrechbare Anschlussprodukte zur Stabilisierung dünn ausgelegter Gebiete [8]. Alle Modelle haben die Gemeinsamkeit, dass sie lokal wirksame Flexibilität standardisiert aktivieren, um Investitionen zu priorisieren und Betriebssicherheit zu gewährleisten.

6.2 Österreich – das neue ELWG

Das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EiWG) bildet den zentralen Rechtsrahmen für Organisation und Funktionsweise des österreichischen Stromsystems – einschließlich Marktrollen, Netzbetrieb, Messwesen und Verbraucherrechten. Mit der Ende 2025 im Nationalrat beschlossenen Novelle wird dieser Rahmen substantiell erweitert, insbesondere im Hinblick auf die Nutzung dezentraler Flexibilitätsressourcen durch Verteilnetzbetreiber. Erstmals entsteht damit ein klar reguliertes Fundament, das die koordinierte Einbindung zahlreicher kleiner Anlagen in netztechnische Prozesse ermöglicht – ein Aspekt, der für die Stabilität der untersten Spannungsebene zunehmend entscheidend wird. Dieses Gesetz bringt mehrere strukturelle Weiterentwicklungen:

- **Flexible Netzanschlussverträge**

Anschlüsse können trotz Engpässen ermöglicht werden, wenn Kund:innen definierte, zeitlich begrenzte Leistungsrechte akzeptieren.

- **Gemeinsame TSO/DSO-Flexibilitätsplattform**

Einheitlicher Zugang für Ausschreibung, Abruf und Verifizierung; verhindert Insellösungen und reduziert Transaktionskosten.

- **Marktgestützte Beschaffung von Flexibilität**

DSOs können lokal wirksame Leistungen transparent und diskriminierungsfrei am Markt beschaffen.

- **Integration in die Netzplanung**

Flexibilität wird als reguläre Maßnahme neben physischem Ausbau verankert (Engpassreduktion, Spannungshaltung, CAPEX-Deferral).

Zusätzlich erweitert und konkretisiert der Entwurf des neuen ELWG den rechtlichen Rahmen zur Nutzung von Smart-Meter-Daten deutlich. Im Mittelpunkt steht die Standardisierung von Viertelstundenwerten als betrieblicher Datenbestand, der künftig flächendeckend zur Verfügung stehen soll (mit definierten Opt-In/Opt-Out-Mechanismen). Damit schafft das neue Gesetz jene Voraussetzungen, die für einen datengetriebenen Netzbetrieb – insbesondere in dezentral geprägten Netzbereichen – erforderlich sind. So entsteht ein konsistenter gesetzlicher Rahmen, der es den DSOs künftig ermöglicht, Smart-Meter-Daten umfassend und systematisch in Planungs- und Betriebsführungsprozesse einzubinden.

Aufbauend auf diesen Vorgaben präzisiert die Novelle zudem, welche Arten von netzorientierten Flexibilitätsleistungen künftig genutzt werden können und wie diese über die gemeinsame TSO/DSO-Flexibilitätsplattform aktiviert werden. Definiert werden damit orts- und zeitgenaue Anpassungen von Einspeisung und/oder Verbrauch, die zur Stabilisierung des Netzbetriebs beitragen. Die Plattform fungiert als zentraler Marktplatz für:

- Ausschreibung netzorientierter Flexibilitätsprodukte
- Einheitliche Abwicklung von Angebotslegung, Abruf und Verifizierung
- Koordinierte Abruflogik zwischen Markt- und Netzanforderungen

Damit werden dezentrale Flexibilitäten interoperabel, skalierbar und regulatorisch eingebettet. Ziel ist es, die Vielzahl kleiner Anlagen in der Mittel- und Niederspannung koordiniert zu aktivieren, um lokale und überlagerte Engpässe gezielt zu entschärfen und netztechnische Anforderungen effizient zu unterstützen.

7 Neue Systemapplikationen für den zukünftigen LV-Netzbetrieb

Die steigende Komplexität der Niederspannungsnetze erfordert nicht nur geeignete regulatorische Rahmenbedingungen, sondern auch eine neue Generation digitaler Systemapplikationen, die Planung, Betrieb und Flexibilitätsnutzung konsistent unterstützen. Ziel ist der Aufbau eines integrierten Werkzeugsets, das Transparenz, Planungssicherheit und operative Beobachtbarkeit der LV-Ebene substanziell erhöht und damit einen modernen, datengetriebenen Verteilnetzbetrieb ermöglicht.

Ein zentrales Element ist die nahtlose Verzahnung von Planung und Betrieb. Traditionell getrennte Organisationseinheiten – Netzplanung und Netzführung – benötigen künftig einen gemeinsamen, konsistenten Blick auf alle Spannungsebenen – insbesondere auch auf die Niederspannung. Dies setzt harmonisierte Datenmodelle, einheitliche Messdatengrundlagen und eine gemeinsame Systemplattform voraus, die alle relevanten Netzinformationen zusammenführt und sowohl für strategische Planung als auch für den operativen Betrieb genutzt werden kann.

7.1 Planungsunterstützung: Das LV-Planungstool

Historisch fehlten in der Niederspannung belastbare Messgrundlagen für eine präzise Netzplanung. Mit der Verfügbarkeit historischer Smart-Meter-Daten wird es möglich, die Kapazitätsplanung in der Niederspannung deutlich zielgerichteter zu gestalten. Ein LV-Planungstool nutzt diese Daten, um:

- reale Last- und Spannungsmuster auf LV-Ebene sichtbar zu machen,
- strukturelle Hotspots (PV-Cluster, EV-Schwerpunkte, Wärmepumpenregionen) zu identifizieren,
- Tages- und Saisonmuster präziser abzuschätzen,
- Ausbaumaßnahmen anhand belastbarer Evidenz zu priorisieren.

Damit erfolgt ein Paradigmenwechsel: Die LV-Planung löst sich von vereinfachten Lastannahmen und entwickelt sich hin zu einer datenbasierten, realitätsnahen Entscheidungsgrundlage. Für KNG bedeutet dies, Investitionen noch gezielter dort setzen zu können, wo Engpässe tatsächlich auftreten (werden) und der Nutzen am höchsten ist.

7.2 Operative Betriebsführung: LV-Betriebsführungstool

Während die Planung zunehmend datengetrieben erfolgt, entsteht im operativen Betrieb die Notwendigkeit, diese Informationen in Quasi-Echtzeit nutzbar zu machen. Die operative LV-Betriebsführung erfordert daher Applikationen, die den aktuellen Netzstatus kontinuierlich erfassen, analysieren und Handlungsmöglichkeiten ableiten. Entscheidend ist, dass Planung und Betrieb auf einer gemeinsamen Daten- und Modellbasis arbeiten – nur so lässt sich ein durchgängiges Verständnis des LV-Netzes über den gesamten Prozess einer Netzmaßnahme hinweg sicherstellen.

Für eine effiziente Nutzung dieser Informationen gewinnt insbesondere die Bereitstellung von Netzdaten in Quasi-Echtzeit an Bedeutung. Unter „Quasi-Echtzeit“ wird eine Datenbereitstellung verstanden, bei der Mess- und Systeminformationen in kurzen Intervallen – typischerweise im Minutenbereich – aktualisiert und bei Bedarf oder ereignisbasiert abgerufen werden können. Sie ermöglicht damit eine nahezu echtzeitfähige operative Bewertung des Netzzustands, ohne die permanente Datenübertragung klassischer Echtzeitsysteme zu erfordern. Durch diese Form der zeitnahen Datenverfügbarkeit auf LV-Ebene lassen sich Abweichungen, Störungen oder Belastungsspitzen deutlich schneller als bisher erkennen und netztechnische Maßnahmen proaktiv vorbereiten.

Das LV-Betriebsführungstool bündelt alle relevanten Informationen – Netzmodelle, quasi-echtzeitfähigen Daten – zu einem konsistenten Gesamtbild und ermöglicht so eine aktive, schnelle und qualitätsgesicherte Überwachung dieser Spannungsebene.

Zentrale Funktionen für eine Niederspannungs-Betriebsführung sind:

- Abschalt- und Umschaltkoordination auf Basis aktueller Netztopologie,
- indikatorbasierte Alarmierungslogik (z.B. Spannung, Auslastung, Unsymmetrien),
- aktive Fehlererkennung, z. B. über Ereignisse aus Smart Metern,
- verkürzte Wiederversorgung durch präzisere Lokalisierung von Störungen,
- automatisierte Beurteilung von Betriebspunkten

Damit wird die Niederspannung von einem zuvor reaktiven Bereich zu einem operativ steuerbaren Netzsegment, welches in Quasi-Echtzeit überwacht und bewirtschaftet werden kann. Für den Netzbetrieb wird dieser Schritt eine signifikante Verkürzung der Reaktionszeiten und eine nachhaltige Verbesserung der Versorgungssicherheit bedeuten.

7.3 Flexibilitätswerkzeug: Einsatz koordinierter Flexibilität über alle Spannungsebenen

Ein Flexibilitäts-Tool ermöglicht die vorausschauende Beurteilung der Last- und Erzeugungssituation über alle Spannungsebenen hinweg. Als Eingangsparameter dienen neben Last- und Erzeugungsprognosen auch erwartete Schaltzustände in den verschiedenen Netzebenen. Dadurch lassen sich potenzielle Engpässe frühzeitig erkennen und geeignete Maßnahmen proaktiv ableiten. Gleichzeitig fungiert das Tool als technische Plattform und Schnittstelle zu einer übergeordneten Flexibilitätsplattform, über die TSOs und DSOs Flexibilitätsabrufe koordinieren können – einschließlich der Interaktion mit Aggregatoren und Marktteilnehmern. Während der wesentliche systemische Bedarf an Flexibilität vor allem in der Mittel- und Hochspannungsebene entsteht, befinden sich große Teile der perspektivisch aktivierbaren Ressourcen in der Niederspannung, etwa in Form von PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wallboxen oder Heimspeichern. Daher ist eine durchgängige Einbeziehung aller Spannungsebenen erforderlich, um Flexibilitätsbedarfe und -potenziale systemweit korrekt zu erfassen.

Das Flexibilitäts-Tool des Verteilnetzbetreibers sollte dabei folgendes ermöglichen:

- Bewertung und Freigabe der topologischen Abrufbarkeit von Flexibilitätspotenzialen für übergeordnete Flexibilitätsanforderungen,
- Prognose der zu erwartenden thermischen Grenzwertverletzungen und/oder Spannungsbandverletzungen und Identifikation topologisch geeigneter Flexibilitätsbereiche,
- Anbindung an marktgestützte Abrufmechanismen über die gemeinsame TSO/DSO-Plattform.

Damit wird es möglich, Flexibilitäten über alle Spannungsebenen hinweg koordiniert einzusetzen, einschließlich jener in der Niederspannung, deren aggregierte Wirkung zunehmend systemrelevant wird. Der Verteilnetzbetreiber kann dadurch künftig Netzgebiete gezielt freigeben oder einschränken, in denen übergeordnete Flexibilität eingesetzt werden darf, und nach Bedarf auch eigene netztechnische Flexibilitätsabrufe durchführen.

8 Optimierung der Arbeitssicherheit

Die zunehmende Transparenz in der Niederspannungsebene bildet nicht nur die Grundlage für eine moderne Netzplanung und einen datengetriebenen Betrieb, sondern kann auch zu einer weiteren Erhöhung der Arbeitssicherheit im Netzbetrieb beitragen. In der bisherigen Betriebsführung war die Niederspannung nur eingeschränkt beobachtbar, damit waren Freischaltungen und Schalthandlungen nur bedingt zentral dokumentiert bzw. visualisiert.

Durch die Digitalisierung kann erstmals ein konsistentes Gesamtbild aller relevanten Betriebszustände in der Niederspannung entstehen. Die Visualisierung sämtlicher Schaltzustände, Spannungsniveaus und potenzieller Rückspeisungen ermöglicht eine neue Qualität der Arbeitsvorbereitung. Risiken können frühzeitig erkannt, Arbeitsbereiche klar abgegrenzt und Rückspeisepfade eindeutig identifiziert werden.

Ein wesentlicher Fortschritt liegt in der optimierten Arbeitsvorbereitung bei spannungsübergreifenden Abschaltplanungen. Die konsolidierte Darstellung von Schaltzuständen und Lastflüssen erleichtert die Abstimmung von Schaltmaßnahmen zwischen Niederspannung, Mittelspannung und gegebenenfalls Hochspannung. Dies stellt sicher, dass Arbeits- und Abschaltbereiche eindeutig definiert sind und unbeabsichtigte Rückwirkungen aus anderen Spannungsebenen vermieden werden. Darüber hinaus kann die künftige Visualisierung aktiver Arbeitsstellen in einem digitalen Betriebsführungssystem das Risiko überlappender Schaltaufträge deutlich reduzieren. Bei gleichzeitig auftretenden Störungen ermöglicht die konsolidierte Gesamtdarstellung aller parallelen Tätigkeiten – einschließlich temporärer Netzbauten, Instandhaltung und geplanter Freischaltungen – eine schnellere und fundiertere operative Entscheidungsfindung.

Die Digitalisierung der Niederspannung wird somit nicht nur einen Beitrag zur Effizienz, Transparenz und Systemstabilität, sondern wird auch einen Beitrag zur weiteren Verbesserung der Arbeitssicherheit im zukünftigen Netzbetrieb leisten können.

9 Roadmap zur Digitalisierung und Flexibilisierung der LV-Netze

Die zunehmende Durchdringung der Niederspannungsebene mit dezentralen Energieanlagen, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und geeigneter Messinfrastrukturen erfordert eine grundlegende Weiterentwicklung der technischen und organisatorischen Fähigkeiten von Verteilnetzbetreibern. Die folgende Roadmap beschreibt die hierfür notwendigen Bausteine, wobei sie sowohl allgemeine europäische Entwicklungen abbildet als auch spezifische Erkenntnisse aus den Transformationsprojekten der Kärnten Netz berücksichtigt.

9.1 Datenbasis, Transparenz und Modellbildung

Ein moderner Netzbetrieb setzt eine konsistente, flächendeckende und qualitätsgesicherte Datenbasis voraus. Hierzu zählen Smart-Meter-Spannungswerte und 15-Minuten-Lastprofile, ereignisbasierte Meldungen (z. B. Last-Gasp/First-Breath-Signale), ergänzende Sensorik auf Trafostations- und Abgangsebene sowie digitale Netzmodelle mit vollständiger Topologie-, Parameter- und Phaseninformation. Erst diese Kombination ermöglicht eine systematische Beobachtbarkeit der LV-Ebene und bildet die Grundlage für State Estimation, Hotspot-Detektion, Lastfluss- und Spannungsprognosen sowie die Modellierung dynamischer Netzzustände. In Verbindung mit bestehenden Systemen entsteht dadurch eine Gesamtsicht über alle Spannungsebenen, wodurch die Effizienz und Versorgungssicherheit im Netzbetrieb gesteigert werden kann.

9.2 Prognosen

Prognosen bilden eine zentrale Grundlage für die Entwicklung und Umsetzung zukünftiger Applikationen in der Systemführung. Sie dienen nicht nur der Bewertung und Planung zukünftiger Netzzustände, sondern dienen auch als Nowcasts, welche als Quasi-Messwerte fungieren und für die State Estimation benötigt werden. Auf diese Weise ermöglichen Prognosen eine vorausschauende Netzanalyse und tragen maßgeblich zur Betriebssicherheit und Effizienz bei.

Traditionell wurden standardisierte Lastprofile als Prognose herangezogen. Diese Methodik stößt jedoch zunehmend an ihre Grenzen, da sich das Nutzerverhalten grundlegend verändert hat und weitere verändern wird. Netznutzer reagieren verstärkt auf dynamische Stromtarife, streben eine Maximierung ihres Eigenverbrauchs an oder erbringen aktiv Dienstleistungen, sei es system- oder marktdienlich. Zusätzlich sorgt der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energieanlagen für eine erhöhte Volatilität der Erzeugung, was die Prognosegüte weiter beeinflusst.

Die Erstellung individueller Prognosen für jeden einzelnen Netznutzer wäre mit einem erheblichen Rechenaufwand verbunden. Eine Prognose auf Ebene der Trafostation ist in der Regel ausreichend. Durch die Aggregation der einzelnen Kunden an der Trafostation tritt der Aggregationseffekt ein. Dieser Effekt sorgt dafür, dass individuelle Ausreißer bei Verbrauch oder Erzeugung geglättet werden und somit eine verlässlichere Gesamtprognose für den Netzbetrieb zur Verfügung steht. [9]

9.3 Neue Systemapplikationen außerhalb klassischer SCADA-Architekturen

Während SCADA-Systeme für die Echtzeitüberwachung und Steuerung in HV und MV ausreichend sind, sind sie für die Niederspannung aufgrund der Datenmengen, Granularität, Dynamik und Performanceanforderungen nur begrenzt einsetzbar. Moderne DSOs benötigen daher neue Systemapplikationen, die speziell für die LV-Ebene optimiert sind und folgende Funktionen erfüllen:

- **automatisierte Verarbeitung großer Datenmengen** (Smart Meter, Sensorik, Ereignisse)

- **Erstellung und Betrieb digitaler Zwillinge** der LV-Netze zur kontinuierlichen Abbildung des realen Netzzustands
- **Integration von State Estimation und Nowcasting**, um Netzzustände unter Unsicherheit valide schätzen zu können
- **Darstellung bzw. Berechnung zentraler LV-Indikatoren** (Spannung, thermische Belastung, Unsymmetrie, Operating Margin)
- **Abbildung und Ansteuerung dezentraler Flexibilität** als reguläres betriebliches Instrument

Diese neuen Systemapplikationen werden bei Kärnten Netz schrittweise etabliert – nicht als Ersatz, sondern als komplementäre Funktionsebenen zum bestehenden SCADA-System. Sie ermöglichen eine Datenverarbeitung und operative Entscheidungsunterstützung in einer Tiefe und Auflösung, die für die künftigen Anforderungen einer gesamtsystemischen Betrachtung notwendig werden wird.

10 Fazit

Die Energiewende verlagert zentrale systemtechnische Herausforderungen zunehmend in die Niederspannungsebene, die durch den starken Zubau dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen eine systembestimmende Rolle einnimmt. Die veränderten Last- und Einspeiseprofile erfordern eine grundlegende Anpassung von Netzplanung, Betriebsführung und Flexibilitätsnutzung. Mit der flächendeckenden Verfügbarkeit von Smart-Meter-Daten steht mittlerweile eine belastbare Grundlage zur Verfügung, um die Niederspannung messtechnisch zu erfassen und mittels State Estimation, Prognosen und digitalen Zwillingen quasi-echtzeitfähig zu modellieren. Dies ermöglicht eine frühzeitige Identifikation kritischer Betriebssituationen sowie eine evidenzbasierte Priorisierung netztechnischer Maßnahmen.

Gleichzeitig bildet die Niederspannung den physischen Ankerpunkt eines großen Teils der künftig aktivierbaren Flexibilitätsressourcen, deren koordinierter Einsatz einen wesentlichen Beitrag zur Spannungs- und Leistungsstabilisierung liefern kann. Die aktuellen regulatorischen Weiterentwicklungen im Rahmen des neuen ELWG erweitern und präzisieren den bestehenden Handlungsspielraum der Verteilnetzbetreiber und schaffen einen strukturierten Rahmen für die systematische Nutzung von Smart-Meter-Daten, flexiblen Anschlussmodellen und netzorientierten Flexibilitätsmechanismen.

Die Betriebsführung in der Niederspannungsebene entwickelt sich somit von einer bislang kaum sichtbaren und überwiegend reaktiven Netzebene zu einem transparenten, aktiv bewirtschafteten Netzsegment, das über zahlreiche steuer- und beobachtbare Einheiten wesentlich zur Unterstützung der übergeordneten Spannungsebenen beiträgt – und damit zu einem zentralen Baustein der Systemführung der Zukunft wird.

11 Literaturverzeichnis

- [1] J. S. Jones, „Alliander to accelerate flexibility management in the Netherlands,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.enlit.world/library/alliander-to-accelerate-flexibility-management-in-the-netherlands>.
- [2] Y. Latief, „Enlit World,“ 2026. [Online]. Available: <https://www.enlit.world/library/romeflex-launches-flexibility-services-in-italy-s-capital>.
- [3] Bundesnetzagentur, „Bundesnetzagentur.de,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.bundesnetzagentur.de/enwg14a>.
- [4] M. Horn und N. Dourdoumas, Regelungstechnik, Pearson Studium, 2003.

- [5] Alliander, „alliander.com,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.alliander.com/en/news/alliander-invested-e968-million-in-the-expansion-and-better-utilisation-of-the-energy-grid/>.
- [6] Tennet, „tennet.eu,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/nl-en/time-dependent-transport-rights-tctr>.
- [7] Areti, „gruppoacea.it,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.gruppoacea.it/content/dam/acea-corporate/pdf/en/comunicati-stampa/2025/3/AceaCS-04032025-en.pdf>.
- [8] S. Hackett und H. Ahoniemi, „Market design options for procurement of flexibility,“ Research, Nordic Energy, 2021.
- [9] A. S. Mogos, „Hierarchical Load Forecast Aggregation for Distribution Transformers Using Minimum Trace Optimal Reconciliation and AMI Data,“ *IEEE*, 2023.