

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

Robert Schmaranz¹, Martin Ruhhögl¹, Gerald Obernosterer¹, Stephan Brandl¹

Einleitung

Die Energiewende verändert die Betriebsführung elektrischer Netze grundlegend. Während die Rolle des Verteilnetzbetreibers als „Distribution Network Operator“ (DNO) früher vorwiegend auf eine passive Netzführung beschränkt war, entwickelt sich dieser zunehmend zum aktiven „Distribution System Operator“ (DSO). Der Begriff Systemführung umfasst dabei nicht mehr nur die klassische Netzführung, sondern auch die aktive Steuerung von Erzeugung und Last sowie die proaktive Erkennung und Behebung von Störungen und Engpässen über alle Spannungsebenen hinweg. Mit der rapide steigenden Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, steuerbarer Verbraucher und digitaler Messinfrastruktur rückt dabei insbesondere die Niederspannungsebene in den Mittelpunkt der zukünftigen Betriebsführung.

Dieser Beitrag beleuchtet die wachsende Bedeutung der Niederspannungsebene für die Systemführung und zeigt, warum sie zu einem entscheidenden Baustein für das Gelingen der Energiewende wird.

Historischer Rückblick: Von HV über MV zur LV

In den vergangenen Jahrzehnten war die aktive Betriebsführung in Verteilernetzen primär auf die Hochspannungsebene fokussiert. Mit zunehmender Automatisierung sowie Sensorik rückte in den letzten Jahren die Mittelspannungsebene immer mehr in den Vordergrund. Die schrittweise Verbesserung der Beobachtbarkeit und Fernsteuerbarkeit in dieser Spannungsebene ermöglicht heutzutage bereits eine effizientere Betriebsführung und dadurch eine Erhöhung der Versorgungssicherheit.

Der nächste, noch fehlende Schritt ist die Beobachtbarkeit der Niederspannungsebene, in welcher sich ein Großteil der Kundenanlagen eines Verteilnetzbetreibers - mit einer stetig wachsenden Anzahl an dezentralen Einspeisern und neuen, flexiblen Lasten - befindet. Lange Zeit galt die Niederspannung als „blinder Fleck“ im Netzbetrieb, da operative Eingriffe wie Spannungsanpassungen oder Störungsbehebungen zumeist erst nach Kundenmeldungen erfolgen konnten. Mit der fortschreitenden Digitalisierung und dem flächendeckenden Einsatz von Smart Metern entsteht nun die Grundlage für eine vollständige Beobachtbarkeit und perspektivisch auch für eine aktive Steuerung in den Niederspannungsnetzen.

Technologische Basis: Smart Meter und digitale Infrastruktur

Der vollständige Smart Meter Roll-out sowie der aktuelle Entwurf des ELWG eröffnen völlig neue Möglichkeiten. Die aus Smart-Metern gewonnenen Daten liefern erstmals eine hochaufgelöste Informationsbasis für Netzplanung und Netzbetrieb – darunter Spannungswerte, Lastprofile, Hinweise auf Unsymmetrien sowie ereignisbasierte Systemmeldungen wie „Last Gasp“ oder „First Breath“ zur Detektion von Ausfällen und Wiederversorgungen.

Bislang standen diese Informationen – abhängig von Technologie, Übertragungsweg und rechtlicher Grundlage – meist nur zeitverzögert zur Verfügung und konnten daher primär für Abrechnungs- und auch bereits für Planungszwecke genutzt werden. Mit dem nächsten Entwicklungsschritt rückt nun die quasi-echtzeitfähige Nutzung dieser Daten für den operativen Systembetrieb in den Fokus. Dadurch wird eine schnelle Identifikation von Grenzwertverletzungen, Phasenausfällen und Unsymmetrien möglich – ein wesentlicher Fortschritt gegenüber der bisher überwiegend reaktiven Vorgehensweise. In Kombination mit digitalen Zwillingen und analytischen Verfahren entsteht zudem ein konsistentes,

¹ KNG-Kärnten Netz GmbH, Arnulfplatz 2 9020, robert.schmaranz@kaerntennetz.at

modellbasiertes Abbild der Niederspannungsebene, das als Grundlage für eine proaktive Systemführung dient.

Neue Anforderungen: Echtzeit, Prognosen und Nowcasts

Der zunehmende Ausbau dezentraler Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektromobilität erhöht die Komplexität über alle Spannungsebenen hinweg. Ein Großteil dieser Anlagen sind in der Niederspannungsebene angeschlossen, ihre Auswirkungen sind jedoch auch in den darüberliegenden Spannungsebenen deutlich spürbar.

Für eine fundierte Analyse des Netzzustandes im Day-Ahead- und Intraday-Bereich sind präzise Erzeugungs- und Lastprognosen erforderlich. Diese Prognosen sollten nach dem Bottom-up-Prinzip erstellt werden, um lokale Wetterbedingungen zu berücksichtigen. Ziel dabei ist die Day-Ahead Identifikation potenzieller Engpässe, insbesondere in der Mittel- und Hochspannungsebene. In Zukunft wird die Bedeutung solcher Prognosen weiter steigen, um den Bedarf an Flexibilitätsleistungen abschätzen zu können. Marktplattformen benötigen eine Transparenz über verfügbare Kapazitäten im Netz, damit Flexibilitäten gehandelt werden können – ohne anderweitig Engpässe zu verursachen.

Prognosen werden nicht nur für die Analyse zukünftiger Netzzustände verwendet, sondern auch im aktiven Betrieb. Da nicht alle Knoten des Mittelspannungsnetzes mit Echtzeitmessungen ausgestattet sind, dienen sogenannte Nowcasts als Quasi-Messwerte. Um eine vollständige Beobachtbarkeit zu erreichen, wird an jedem Knoten ohne Echtzeitmessung ein solcher Quasi-Wert eingesetzt. Anhand State-Estimation-Algorithmen kann das überbestimmte System aus Echtzeit- und Quasi-Messwerten der wahrscheinlichste Netzzustand berechnet werden.

Regulatorische Aspekte und Flexibilitäten

Die Bedeutung der Niederspannung spiegelt sich auch in aktuellen regulatorischen Entwicklungen wider. Das seit Ende 2025 vorliegende neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ELWG) adressiert den Anschluss, den Betrieb und die Steuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten in der Niederspannungsebene. Internationale Beispiele wie die Flex-Plattformen in den Niederlanden oder RomFlex in Italien zeigen bereits deutlich, wie marktgestützte Flexibilitätsmechanismen auch in den unteren Spannungsebenen praktisch umgesetzt werden können. Damit entsteht in Österreich erstmals ein regulatorischer Rahmen, der die Nutzung dezentraler Flexibilitäten sowie die netzorientierte Aktivierung zahlreicher kleiner Anlagen systematisch ermöglicht.

Fazit und Ausblick

Die Energiewende führt zu einem massiven Wandel in der Betriebsführung elektrischer Netze. Die Niederspannungsebene entwickelt sich vom „blinden Ende“ zum aktiven Bestandteil der neuen Systemführung. Der Übergang von reaktiver zu proaktiver Systemführung erfordert neue Werkzeuge, digitale Infrastruktur und die enge Zusammenarbeit aller Akteure. Digitale Zwillinge, State Estimation und neue Systemapplikationen bilden dafür zentrale Bausteine. Ein entscheidender Erfolgsfaktor ist die aktive Einbindung von Kund:innen. Das erfordert politischen Willen und eine enge Zusammenarbeit aller Stakeholder. Dafür braucht es Verständnis für die Notwendigkeit, Anreize oder Regelungen zur Mitwirkung sowie die technischen Voraussetzungen auf beiden Seiten: bei den Kund:innen und den Verteilnetzbetreibern.

Nur in diesem ganzheitlichen Ansatz lassen sich die Dekarbonisierungsziele effizient und kostengünstig erreichen. Die Zukunft der Systemführung ist vernetzt, datengetrieben und kollaborativ – mit der Niederspannung als Schlüsselrolle.