

DER VERTEILERNETZBETRIEB DER ZUKUNFT

Thomas SCHUSTER¹, Elisabeth HUFNAGL²

Einleitung

Seit mittlerweile einem viertel Jahrhundert befindet sich die Energiebranche in einem ständigen Wandel. Die Veränderung der Erzeugungslandschaft, neue Marktmodelle, bis hin zur Elektrifizierung von Mobilität und Raumheizung stellen für die Netzinfrastruktur neue Herausforderungen dar. Der rasante Anstieg von volatilen Einspeisern und Lasten sowie Speichern [1] erfordert neue Strategien und Prozesse im Ausbau und in der operativen Betriebsführung elektrischer Verteilernetze.

Netzbetreiber haben für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu sorgen, um allen Netzkunden die bestmögliche Versorgung und den bestmöglichen Anschluss zu gewährleisten. Die operative Betriebsführung beschränkt sich zukünftig nicht auf die Spannungsebenen $\geq 110\text{kV}$, sondern muss, um der Systemstabilität zu genügen, bis in die Niederspannung wirken. In den nächsten Jahren sind daher die vorhanden Netzkapazitäten weiter auszubauen, die maximalen Auslastungsgrenzen effizient zu nutzen und neue Soft- und Hardwarekomponenten zu integrieren.

Zukünftiger Verteilernetzbetrieb

Um die derzeitige hohe Versorgungsqualität aufrecht zu erhalten sind eine Reihe von technischen, normativen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Diese sind zum Beispiel physikalische Grenzen der Anlagen, die Network Codes (NC), das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG), sowie das Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz (EABG).

Aus deren Inhalten können die wesentlichen Schlüsselfaktoren [2] für den zukünftigen Netzbetrieb abgeleitet werden:

- Intelligente Nutzung vorhandener Kapazitäten, durch vermehrte Verwendung von Sensorik und Aktorik
- Weitreichende Digitalisierungsmaßnahmen in den Mittel- und Niederspannungsverteilnetzen
- Klassischer Netzausbau und Verstärkung vorhandener Kapazitäten
- Erweiterung der vorhanden Soft- und Hardwarelösungen zur Planung und Netzbetriebsführung
- Verbesserung und Ausbau der Telekommunikation zwischen Kunden und Netzbetreibern
- Möglichkeit der Steuerung von Netznutzern; Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten
- Nutzung von angebotenen Flexibilitäten
- Nutzung von Kundendaten zur Verbesserung der operativen Verteilernetzführung
- Cybersicherheit und Objektschutz

Die angeführten Maßnahmen haben wesentliche Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem. Es zeigt das Zielbild der zukünftigen Netzbetriebe, insbesondere der operativen Betriebsführung, welche sich über alle Spannungsebenen spannt, beginnend mit einer Prognoseerstellung über eine dynamische Auslastungssteuerung bis hin zur Nutzung von Flexibilitäten.

Die zur Führung des Verteilernetzes notwendigen Systeme und Prozesse sind zum Teil schon im Einsatz und müssen weiter ausgebaut werden.

¹ Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, mailto: thomas.schuster@wienernetze.at, www.wienernetze.at

² Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, elisabeth.hufnagl@wienernetze.at, www.wienernetze.at

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Entscheidung zur Transformation der Stromerzeugung hin zu 100 % erneuerbaren Energien hat umfassende Auswirkungen auf den Betrieb der elektrischen Verteilernetze. Prozesse und Systeme müssen adaptiert und neu etabliert werden. Informationen und Daten aus allen Netzspannungsebenen, aber auch von Netzkunden sind wesentliche Schlüsselfaktoren für eine effiziente Netznutzung. Dynamische Vorgänge sind und waren bisher alltäglich im operativen Netzbetrieb. Das Einspeisemanagement und die Berechnung von Lastflüssen in den Netzebenen ≥ 110 kV reichen nicht mehr aus. In der Zukunft müssen alle Netzebenen, inklusive der Niederspannung miteingebunden sein [3]. Dadurch werden die Berechnungen und Steuerungen immer komplexer, da die Anzahl der flexiblen und steuerbaren Kunden immer mehr zunimmt und die zu verarbeitende Menge an Daten stark ansteigt. Die hierzu notwendigen Hardwaretechnologien und Softwarelösungen sind teilweise noch zu entwickeln.

Die (Tele-)kommunikation zwischen den Netznutzern und den Netzbetreibern stellt dabei eine große Herausforderung im Hinblick auf stabile Verbindungen und Cybersicherheit dar.

Referenzen

- [1] Compass Lexecon, Modellierung der Stromstrategie 2040, Österreichs Energie, August 2024
- [2] Robert Schmaranz, Leopold Fiedler, Roland Bergmayer, Thomas Schuster, Björn Frittum, Hannes Buzanich, Manuel Brüggl, Christian Ammer, Christian Zachs, Helmut Grünes; The Transition from DNO to DSO for an active System Operation in Austria, CIRE 2025, paper 858,
- [3] Niederspannungs-Monitoring-Systeme aus Sicht der Netzbetriebsführung, Elisabeth Hufnagl, Thomas Schuster, IEWT 2025