

Der Wandel der Stromnetze

Eine Herausforderung für die sichere Energieversorgung

Patrick Wittenberg

Stromnetze dienen dazu, elektrische Energie zu transportieren und zu verteilen, zudem verbinden sie die verschiedenen Erzeugungseinheiten mit den Verbrauchern. Sie sind ein elementarer und unersetzlicher Bestandteil unserer Stromversorgung. Durch gravierende Änderungen in der Erzeugungsstruktur wandeln sich die Anforderungen an die historisch gewachsenen Stromnetze. Netzbetreiber stehen dadurch vor einer großen Herausforderung, die einer Operation am offenen Herzen gleicht.

Unser heutiges Energieversorgungssystem ist in mehrere Spannungsebenen mit unterschiedlichen Aufgaben unterteilt. Hohe Spannungen sind nötig, um große Erzeugungseinheiten und leistungsstarke Verbraucher anzuschließen und Energie über große Entfernungen möglichst verlustfrei zu transportieren. Bei niedrigen Spannungen lässt sich Strom kostengünstig und gefahrlos zu den Kunden verteilen. Historisch haben sich in Deutschland und Europa vier Spannungsebenen entwickelt (Abb. 1).

Das europäische Höchstspannungsnetz (oder auch Übertragungsnetz) wird mit einer Spannung von 380 kV betrieben. Auf älteren Trassen sind auch 220 kV üblich. Dieses große Drehstromnetz verbindet beispielsweise Portugal mit Rumänien oder Deutschland mit Griechenland. Die Netzbetreiber der einzelnen Länder überwachen und betreiben dieses Netz. Eine wichtige Betriebskenngröße des Netzes ist die Drehzahl der einspeisenden Generatoren von 50 Umdrehungen pro Sekunde, die der Netzfrequenz von 50 Hz entspricht.

In jeder Sekunde muss exakt so viel Energie in das Netz eingespeist werden wie benötigt („verbraucht“) wird, denn elektrische Energie lässt sich im Netz nicht speichern. Das ist anders als z. B. im Erdgasnetz, in dem die Rohrleitungen einen Speicher darstellen. Ein ungedeckter Bedarf oder eine überschießende Produktion wirken sich im Stromnetz direkt auf die Frequenz aus und verursachen Abweichungen von den 50 Hz. Die momentane Frequenz gibt daher Aufschluss darüber, ob das Energieversorgungssystem synchron und stabil ist [1].

An das Übertragungsnetz sind die Großkraftwerke angeschlossen. Die Synchronmaschinen der Kraftwerke bringen mit ihrer dreiphasigen Kopplung, der Schwungmasse sowie der Spannungs- und Tur-



Die Energiewende verändert die Rolle der Netzbetreiber grundlegend. Insbesondere die Betreiber der Ver-

teilungsnetze müssen neue Aufgaben übernehmen.

binenregelung natürliche Eigenschaften mit sich, auf denen unser heutiges System aufgebaut ist. Den in das Übertragungsnetz eingespeisten Strom gilt es, mit möglichst geringen Verlusten über große Distanzen mittels der großen Freileitungen zu transportieren. Die Übertragungsnetzleitungen sind mit großen „Stromautobahnen“ vergleichbar, welche die Ballungsräume Deutschlands verbinden und den Verkehr mit dem Ausland ermöglichen.

Umspannwerke übergeben die Energie an die darunterliegende Netzebene, die Hochspannungsnetze.

Alle Artikel der Serie zur Energiewende sind gemeinsam mit weiteren passenden Beiträgen in einem Online-Dossier unter www.pro-physik.de/phy/physik/dossier.html zu finden.

KOMPAKT

- Historisch gewachsen sind in Europa vier Spannungsebenen mit unterschiedlichen Aufgaben. Der Strom wird dabei vom Übertragungsnetz „nach unten“ verteilt.
- Erneuerbare Energien, vor allem Wind- und Photovoltaikanlagen, sind kleine dezentrale Erzeugungseinheiten, die stark volatil einspeisen, und zwar in die Verteilungsnetze, nicht in das Übertragungsnetz.
- Bei starkem Sonnenschein oder starkem Wind kann es daher zu einer Rückspeisung von Strom aus unteren Netzebenen in das Übertragungsnetz kommen.
- Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung oder Bereitstellung kurzfristig abrufbarer Reserven müssen künftig verstärkt erneuerbare Energien übernehmen, Verteilungsnetzbetreiber eine stärker koordinierende Aufgabe.

Dr. Patrick Wittenberg, Westnetz GmbH, Netzfürung Arnsberg, Hellefelder Str. 8, 59821 Arnsberg

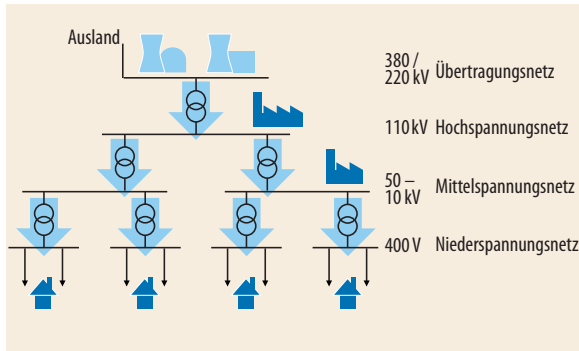


Abb. 1 Historisch haben sich in Deutschland und Europa vier Spannungsebenen entwickelt. Jede davon erfüllt individuelle Aufgaben, die sich im Zuge der Energiewende nun verändern.

Hierzu wird die Spannung von 380 bzw. 220 kV auf 110 kV transformiert. Die Hochspannungsnetze dienen der überregionalen Verteilung. In Deutschland gibt es mehrere Hochspannungsnetze und Netzgruppen. Ihr Umfang variiert dabei von recht großen Gebieten (z. B. dem Sauerland) bis zu einzelnen Großstädten. Nur wenige Industriekunden mit großem Leistungsbedarf sind direkt an die Hochspannungsebene angeschlossen. Die Hochspannungsnetze sind also mit den Bundesstraßen im Straßenverkehr vergleichbar.

Zur flächendeckenden regionalen Verteilung wird die Energie in Umspannwerken an die Mittelspannungsnetze übergeben, die eine Spannung zwischen 10 und 50 kV aufweisen. An die Mittelspannungsebene (insbesondere 10 und 20 kV) sind viele Industrie- und Gewerbekunden, wie Fabriken und große Einkaufshäuser, angeschlossen. Mittelspannungsnetze sind somit die Hauptstraßen unserer Energieversorgung.

In Ortsnetzstationen findet die Übergabe an die Niederspannungsebene (400 V) statt. Die Niederspannungsnetze sind „die letzte Meile“ zum Verbraucher. In vielen Fällen versorgt ein einzelner Niederspannungsabgang einzelne Straßenzüge. An das Niederspannungsnetz sind die vielen Millionen Endverbraucher angeschlossen. Am Hausanschlusskasten endet das öffentliche Stromversorgungsnetz. Die Niederspannungsnetze ähneln also den innerstädtischen Straßen.

Dieser hierarchische Aufbau der Stromnetze ist historisch gewachsen. Schlüsselrollen spielen dabei die zentralen Einspeisungen durch Großkraftwerke in das Übertragungsnetz sowie die Verteilung und Versorgung der Verbraucher durch die Verteilungsnetze. Den Aufgaben entsprechend nimmt die Leitungslänge in den Netzen der niedrigeren Spannungsebenen zu (wie auch im Straßennetz). Um insbesondere bei Störungen, welche die Versorgung großflächig und langandauernd unterbrechen würden, schnell Gegenmaßnahmen einleiten und zügig wieder versorgen zu können, sind die Netze der höheren Spannungsebenen mit zahlreichen Überwachungs- und fernbedienbaren Schalteinrichtungen ausgestattet, der sog. Sekundärtechnik. Diese kostspielige Technik ist allerdings nicht in allen Netzebenen vorhanden. Das Zollenkopf-Diagramm gibt Auskunft über unverbindliche Erfahrungswerte zum Aufwand-Nutzen-Verhältnis (Abb. 2).

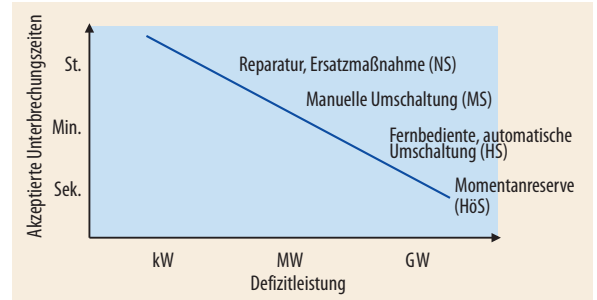


Abb. 2 Nach dem Zollenkopf-Diagramm hängt die akzeptierte Unterbrechungsdauer vom Umfang einer Versorgungsunterbrechung (Defizitleistung) ab. Bei Versorgungsunterbrechungen mit geringem Ausmaß sind längere Unterbrechungsdauern akzeptabel.

Herausforderungen für die Stromnetze

In den vergangenen Jahren hat sich die Erzeugungsstruktur in Deutschland gravierend hin zu dezentralen erneuerbaren Energien verändert. Im Jahr 2013 entfielen rund 23 Prozent der produzierten Energie auf erneuerbare Energien. Konventionelle Kraftwerke haben die verbleibenden 77 Prozent erzeugt. Die derzeitigen Ziele der Bundesregierung sehen ein Verhältnis von 80 Prozent aus erneuerbaren und 20 Prozent aus konventionellen Erzeugungseinheiten bis zum Jahr 2050 vor (Abb. 3). Dieser Wechsel der Erzeugungsstruktur wirkt sich aus mehreren Gründen direkt auf die Stromnetze und die Rolle der Netzbetreiber aus.

Erneuerbare Energien – insbesondere Windenergie (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) – sind verglichen mit großen Kraftwerken kleinere dezentrale Erzeugungseinheiten, die nicht an das Übertragungsnetz, sondern an das Verteilungsnetz angeschlossen sind. Sie speisen stark volatil abhängig von der jeweiligen Wittersituation (Wind und Sonne) in die Netze ein. In der Niederspannung sind die Photovoltaik-Anlagen von Wohnhäusern angeschlossen. Größere Photovoltaik-Parks und kleine Windenergieanlagen speisen in die Mittelspannungsnetze ein und größere Onshore-Windparks in die Hochspannungsnetze. Die großen geplanten Offshore-Windparks werden Anschlüsse an das Übertragungsnetz erhalten. Heute sind allerdings rund 98 Prozent der erneuerbaren Energien an die Verteilungsnetze angeschlossen.

Derzeit beträgt die installierte Leistung der erneuerbaren Energien über 80 GW [3], das entspricht etwa der Leistung von 80 Großkraftwerken. Diese hohe Leistung ist allerdings nicht an das dafür ausgelegte Übertragungsnetz angeschlossen, sondern an die für andere Aufgaben konzipierten Verteilungsnetze. Ohne die Verteilungsnetze zeitgleich mit den erneuerbaren Energien massiv auszubauen, entstehen technische Engpässe. Vergleichbar ist das mit der Verlegung eines großen Autobahnkreuzes mitten in eine Kleinstadt. Auch hier würde es ohne hohe Investitionen in die Infrastruktur zwangsläufig zu zahlreichen Staus kommen.

Insbesondere in ländlichen Gebieten wurden viele PV-Anlagen und WEA installiert, da hier der not-

wendige Platz vorhanden ist. Auf dem Land wohnen jedoch relativ wenige Menschen, und auch große Betriebe sind weniger angesiedelt, sodass der Strombedarf dort eher gering ist. Dementsprechend produzieren die Anlagen in ländlichen Gebieten weitaus mehr Strom als benötigt wird, während dieses Verhältnis in Ballungsgebieten genau umgekehrt ist.

Erneuerbare Energien drängen konventionelle Kraftwerke zunehmend aus dem Markt, da sie eine sog. Vorranginspeisung haben. Konventionelle Kraftwerke decken somit ausschließlich die Lücke zwischen dem Bedarf und Strom aus erneuerbaren Energien (Residuallast). In Zeiten von wenig Wind und Sonne speisen daher mehr konventionelle Kraftwerke in die Netze ein als bei strahlendem Sonnenschein und hohem Windaufkommen.

Doch nicht nur die Energiebilanz ist für die Energieversorgung von Bedeutung. Konventionelle Kraftwerke übernehmen neben der Stromerzeugung weitere Aufgaben, um eine zuverlässige Versorgung sicherzustellen. Diese sog. Systemdienstleistungen umfassen unter anderem die Frequenz- und Spannungshaltung. So halten konventionelle Kraftwerke im europäischen Verbund heute jederzeit 3 GW an Leistung als schnell abrufbare Reserve vor. Hierzu arbeiten Kraftwerke beispielsweise im gedrosselten Betrieb, sodass sie bei Bedarf innerhalb kürzester Zeit die gewünschte zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen können. Dieses kann einen Kraftwerksausfall oder ungenau prognostizierte Einspeisungen oder Bedarf ausgleichen. Übertragungsnetzbetreiber auktionieren und koordinieren in ihrem täglichen Geschäft den Zugriff auf diese Reserven. Die rotierenden Massen der Kraftwerke (Synchronmaschinen) können zudem das Last-/Einspeiseverhältnis in geringem Umfang regeln. Zukünftig ist aber mit einer Abnahme der konventionellen Erzeugung zu rechnen, sodass alternative Lösungsmöglichkeiten nötig sind. Sie umfassen auch einen Beitrag neuer Erzeugungseinheiten (erneuerbare Energien), um kurzfristig Reserven bereitstellen zu können.

Die neue Rolle der Stromnetzbetreiber

Die Situation in den Stromnetzen ist durch den massiven Zubau an erneuerbaren Energien wesentlich dynamischer geworden. Traditionell wird der Strom in der höchsten Spannungsebene eingespeist und über die verschiedenen zuvor beschriebenen Spannungsebenen verteilt. Heutzutage ist das nur noch der Fall, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Ansonsten erleben wir oft genau das Gegenteil, nämlich eine Rückspeisung aus unterlagerten Netzebenen bis in das Übertragungsnetz (Abb. 4). Die Verteilungsnetze verteilen demnach nicht mehr nur die eingespeiste Energie, sondern sammeln sie zudem ein, da sowohl die Erzeugungseinheiten als auch die Verbraucher an diese Netzebenen angeschlossen sind. Sind Erzeugung und Verbrauch regional nicht inner-

halb der Verteilungsnetze auszugleichen, muss dies im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands oder sogar Europas geschehen. Um Erzeugung und Verbrauch regional auszugleichen, sind intelligent eingesetzte Ertüchtigungen der Netze in allen Ebenen erforderlich.

Im Übertragungsnetz ist der Bedarf an Ertüchtigungen maßgeblich durch die Verbindung von Last- und Einspeisезentren, dem europäischen Handel sowie der Sicherstellung der Systemstabilität geprägt. So werden beispielsweise künftig die großen Offshore-Windparks mittels des Übertragungsnetzes mit den südlichen Ballungszentren verbunden. Neben einem konventionellen Netzausbau mit Drehstromtechnik ist hierfür auch der Einsatz anderer Technologien geplant. Ein Beispiel ist der geplante Bau zweier Punkt-zu-Punktverbindungen mittels HGÜ-Leitungen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) zum verlustarmen Transport.

In den Verteilungsnetzen ist der Ausbaubedarf maßgeblich durch die neu angeschlossenen Erzeugungseinheiten getrieben. Ein regionaler Ausgleich ist hier nur möglich, wenn die Kapazitäten der Netze dieses erlauben. Um die Kosten gering zu halten, ist es wichtig, die verfügbaren Möglichkeiten intelligent einzusetzen. So kann eine Ertüchtigung des Netzes mittels konventionellem Netzausbau, z. B. durch Verlegung neuer Leitungen oder Einbindung zusätzlicher bzw. größerer Transformatoren, und durch neue Technologien erfolgen. Neue Technologien im Netzbereich können dazu beitragen, die Auslastung von Betriebsmitteln zu erhöhen, genauere Kenntnisse über Belastungen im Netz zu erhalten und den Betrieb der Netze zu optimieren. Beispiele hierzu sind weiter unten aufgeführt. Diese Maßnahmen helfen dabei, das System den volatilen Lastflüssen besser anzupassen. Der konventionelle Netzausbau bleibt häufig die einzige Möglichkeit der Netzertüchtigung, um insbesondere in Regionen mit großer Einspeiseleistung die erzeugte Energie aufzunehmen.

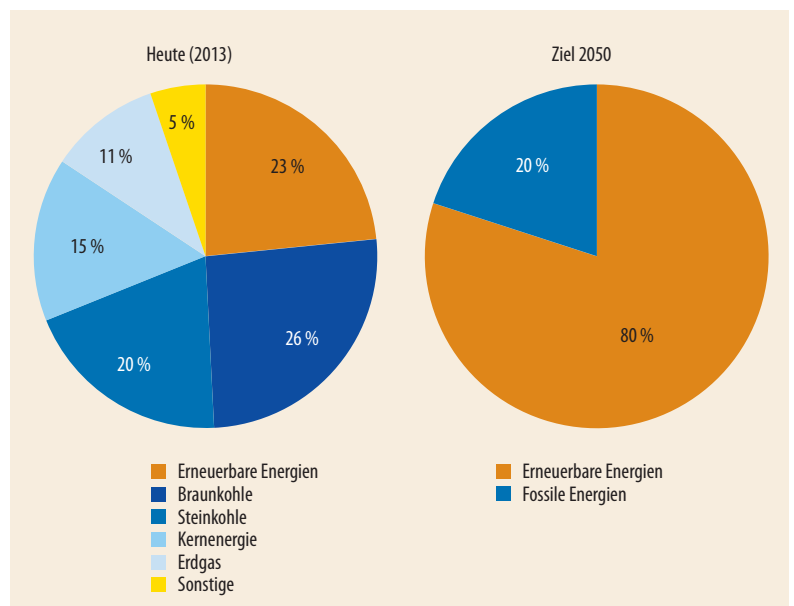


Abb. 3 Im Jahr 2013 betrug der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung 23 Prozent. Ziel der Bundesregierung für 2050 sind 80 Prozent [2].

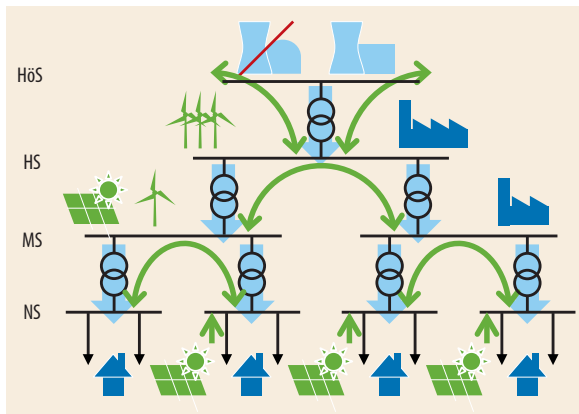


Abb. 4 Früher wurde der Strom in das Höchstspannungsnetz (HöS) eingespeist und von dort nach unten verteilt. Heute speisen die erneuerbaren Energien insbesondere in die anderen drei Netzebenen ein, sodass Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz die Energie nicht nur verteilen, sondern auch einsammeln.

Eine kostengünstige und effiziente Ertüchtigung der Stromnetze kann nur durch eine Kombination aus konventionellem Ausbau und dem intelligenten Einsatz neuer Technologien im Einklang mit dem Zubau an erneuerbaren Energien erfolgen. Um dieses zu ermöglichen, sind auch Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig, da hier hauptsächlich Anreize für den konventionellen Netzausbau gegeben sind. Weiter ist zu überlegen, ob eine Auslegung der Netze auf 100 Prozent der angeschlossenen Erzeugungsleistung, so wie derzeit gesetzlich vorgesehen, dauerhaft sinnvoll und finanzierbar ist. Eine Auslegung auf beispielsweise rund 75 Prozent der installierten Erzeugungsleistung würde den Ausbaubedarf herabsenken und gleichzeitig nur eine geringe Einbuße der erzeugten Energie von rund 3 Prozent bedeuten. Auch Straßen sind ja nicht für das maximale Verkehrsaufkommen ausgelegt – um diesen Vergleich nochmals heranzuziehen.

Neben dem Ausbau der Netze müssen sich die Verteilungsnetzbetreiber insbesondere in ländlichen Gebieten an stark volatile, wetterabhängige Last-Einspeiseverhältnisse gewöhnen. Bei Entscheidungen über Maßnahmen im Netz (Schalthandlungen, Wartungsarbeiten etc.) müssen sie künftig stärker berücksichtigen, dass sich neben dem Verbrauch auch das schwierig zu prognostizierende Wetter stochastisch ändert und damit auch die Erzeugung der erneuerbaren Energien.

Verbunden mit dem sinkenden Einfluss der großen Kraftwerke und dem Ausbau der erneuerbaren Energien stellen sich Fragen bezüglich der zuvor angesprochenen Systemdienstleistungen. Stehen Kraftwerke zukünftig vermehrt als „kalte Reserve“ z. B. für den Fall längerer Windstille zur Verfügung, sind sie nicht mehr als aktive Elemente an das Netz angeschlossen, sodass nunmehr andere Einheiten diese Systemdienstleistungen (z. B. die Frequenzhaltung) übernehmen müssen. Eine logische Möglichkeit bieten die neuen Erzeugungseinheiten, die erneuerbaren Energien [4]. Die Aufgabe der Koordination der Systemdienstleistungen, die heute bei den Übertragungsnetzbetreibern

liegt, könnte zukünftig stärker an die Verteilungsnetzbetreiber übergehen, an deren Netze die Erzeugungseinheiten angeschlossen sind. Die Rolle des Verteilungsnetzbetreibers verändert sich somit von der eines Netzbetreibers stärker zu der eines Systembetreibers mit dem Fokus auf den eigenen Netzbereich. Die übergeordnete deutschlandweite Koordination können auch zukünftig nur die Übertragungsnetzbetreiber realisieren.

Die Rolle der Verteilungsnetzbetreiber wandelt sich daher aus verschiedenen Gründen. In der „neuen Welt“ müssen sie den Strom aus erneuerbaren Energien aufnehmen und ihre Netze unter den neuen Begebenheiten technisch sicher und kostengünstig führen, den bilanziellen Ausgleich aus Erzeugung und Verbrauch stärker im Fokus haben und perspektivisch bei der Koordination der Systemdienstleistungen mitwirken. Wahrhaftig eine Mammutaufgabe, wenn man bedenkt, dass rund 900 individuell organisierte Verteilungsnetzbetreiber diesen Wandel vollziehen müssen. Eine Konsolidierung in einzelnen Bereichen wäre aus technischer Sicht sicherlich zielführend.

Gestalter der Energiewende

Die Herausforderungen der Energiewende sind nur mit dem intelligenten Einsatz von innovativer Technik und neuen Algorithmen insbesondere in den Verteilungsnetzen zu bewältigen. Viele dieser Techniken werden häufig unter dem Begriff „Smart Grids“ zusammengefasst, wobei eine allgemein gültige Definition dieses Begriffs aufgrund der vielfältigen Verwendung schwierig ist. Es wird nicht die eine technische Neuerung geben, die allein zum Ziel führt, sondern je nach Anforderung wird stets ein Sammelsurium unterschiedlicher Technologien zum Einsatz kommen. Im Folgenden sind Beispiele moderner Technologien aufgeführt, die zurzeit im Rahmen von Pilotprojekten erprobt werden. Die Erkenntnisse aus diesen Projekten sind für eine Umsetzung extrem wichtig, da zum einen ein dauerhafter Betrieb (24 Stunden, täglich und ununterbrochen) andere Anforderungen an eine Technik stellt als Laboruntersuchungen und zum anderen die in der Energiewirtschaft eingesetzte kostenintensive Technik langfristig haltbar sein muss. Die Erfahrungen tragen dazu bei, einen kostengünstigen, effizienten und intelligenten Weg zu finden, um die Energiewende als Netzbetreiber aktiv mitzugestalten.

Freileitungen werden so projiziert, dass der gesetzliche Mindestabstand zwischen Leiter und Boden bei einer maximalen Betriebstemperatur von 80 °C und unter ungünstigen klimatischen Bedingungen eingehalten wird. Aus diesen Rahmenbedingungen resultiert ein maximal zulässiger Betriebsstrom der Leitung. Neue Materialien erlauben eine höhere thermische Belastung der Leitungen, sodass sich der maximal zulässige Betriebsstrom erhöht. Diese „Hochtemperaturleiterseile“ (HTLS) lassen sich mit einigen Anpassungen an bestehende Trassen anbringen. Allerdings haben

sie andere elektrische Eigenschaften als herkömmliche Leiterseile, u. a. höhere Verlustleistungen bei Auslastung, sodass ihr Betrieb derzeit in Pilotprojekten untersucht wird. Eine weitere Möglichkeit zur höheren thermischen Belastung von Freileitungen bietet das „Freileitungs-Monitoring“. Hier wird nicht die ungünstigste Wettersituation als Worst-Case-Abschätzung berücksichtigt, sondern die aktuelle Wettersituation (insbesondere Wind und Temperatur) an der Freileitung, um Rückschlüsse auf die Belastbarkeit der Leitung zu ziehen. Starker Wind beispielsweise kühlt die Freileitung, sodass sie mit einem höheren Strom belastet werden kann als bei Windstille. Das Gleiche gilt für die Außentemperatur. Für das Freileitungs-Monitoring sind demnach Kenntnisse über das regionale Wetter in unmittelbarer Nähe der Freileitung notwendig. Die Westnetz GmbH führt derzeit ein entsprechendes Pilotprojekt im Sauerland durch. Erste Ergebnisse deuten auf eine 50 Prozent höhere Belastung als ohne Monitoring hin.

Diverse Projekte zielen darauf ab, innovative Systeme für einen optimierten Netzbetrieb zu testen und wichtige Erfahrungen zu sammeln. An dieser Stelle seien zwei Projekte exemplarisch genannt. Im Pilotprojekt „Smart Country“ wurde in der Eifel die Kombination aus WEA, Biogasspeichern, Spannungsreglern und leistungsfähigen Kabelstrecken getestet. Durch die Vorrangregelung dürfen WEA und stromerzeugende Biogasanlagen prinzipiell jederzeit in das Netz einspeisen. Während die WEA stark vom Wind abhängen, können Biogasanlagen kontinuierlich einspeisen. Die Verwendung von großen Biogasspeichern erlaubt es, in windstarken Zeiten das Biogas zwischenzuspeichern und in windschwachen Zeiten aus Biogas Strom zu produzieren. Die Gesamteinspeisung aus erneuerbaren Energien ist somit weniger volatil. Durch ein leistungsfähiges Netz und mithilfe eines Spannungsreglers ließ sich zudem der Strom aus der ländlichen Region entsprechend verteilen.

Ein weiteres Pilotprojekt ist „Smart Operator“ der RWE Deutschland AG in Zusammenarbeit mit der Westnetz GmbH. Dabei werden im Testgebiet Erzeugungs- und Verbrauchsinformationen aus dem Ortsnetz, also von Smart Metern (intelligente Zähler), möglichen Batteriespeichern, Elektroautos etc. an eine Steuerungseinheit in der Ortsnetzstation (Übergabestation vom Mittel- zum Niederspannungsnetz) übermittelt. Diese Einheit steuert unter bestimmten Rahmenbedingungen das Netz und sorgt damit für eine optimale Verteilung.

Um die Verteilungsnetze weiterhin sicher und zuverlässig führen und betreiben zu können, wird es immer wichtiger, bei Entscheidungen zu Schalthandlungen oder Reparaturmaßnahmen im Netz nicht nur die derzeitige, sondern auch die zukünftige Netzsituation zu berücksichtigen. Beispielsweise kann eine bestimmte Maßnahme in der derzeitigen Verbrauchs- und Einspeisesituation möglich sein, durch eine sich schnell nähernde Wetterfront aber in einigen Stunden zu Überlastungen und Abschaltungen führen. Um

diese Situationen besser abzuschätzen, implementiert die Westnetz GmbH derzeit ein computergestütztes Programm, das Netzzustände bis zu 72 Stunden im Voraus prognostiziert. Das Programm verknüpft Wetterdaten mit den Kenntnissen über die angeschlossenen erneuerbaren Energien und prognostiziert Einspeisungen sowie Verbrauch. In die Lastflussrechnungen geht das Wissen über Einspeisungen, Last und Schaltzuständen ein, sodass Schwachstellen innerhalb der kommenden 72 Stunden zu erkennen sind.

Eine spannende Mammutaufgabe

Die Energiewende ist ein wahres Großprojekt – nicht nur in puncto Erzeugung, sondern auch für die Netze. Insbesondere die Verteilungsnetze – vor allem in ländlichen Gebieten – sind von den Veränderungen betroffen. Die Verteilungsnetzbetreiber entwickeln sich vom reinen Netzbetreiber stärker hin zum Systembetreiber. Ein intelligenter und bedarfsorientierter Ausbau der Verteilungsnetze mit neuen Leitungen, vermehrter Mess- und Steuerungstechnik und neuen Technologien ist erforderlich. Ein Patentrezept gibt es dafür nicht. Nur mit diesen Maßnahmen und einer engen Koordination und Kommunikation zwischen den zahlreichen deutschen Netzbetreibern ist diese Herausforderung zu bewältigen. Für junge Ingenieurinnen und Ingenieure gab es in der Energieversorgung selten eine so spannende und herausfordernde Zeit wie heute.

Literatur

- [1] Ch. Buchal, P. Wittenberg und D. Oesterwind, Strom – Die Gigawatt-Revolution, MIC-Verlag, Köln (2013)
- [2] Statistisches Bundesamt: www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html
- [3] Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2013, zu finden unter www.bundesnetzagentur.de → Die Bundesnetzagentur → Publikationen → Berichte
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, www.dena.de → Projekte

DER AUTOR

Dr. Patrick Wittenberg hat Elektrotechnik studiert und seine Dissertation an der RWTH Aachen verfasst. Er ist Leiter der Netzführung Arnsberg bei der Westnetz GmbH und befasst sich mit dem Betreiben und Führen der Netze sowie der Integration von erneuerbaren Energien in das Verteilungsnetz.

