

DIE ZUKUNFT DES STROMNETZES – WEICHENSTELLUNGEN FÜR DIE ENERGIEWENDE

Stromnetze stellen eine der Lebensadern der modernen Industriegesellschaften dar. Gegenwärtig steht der sichere und zuverlässige Betrieb der Stromnetze in Deutschland unter einem erheblichen Druck. Vor allem der starke Ausbau fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung (insbesondere Windkraft und Photovoltaik) hat zusammen mit der Liberalisierung und fortschreitenden europäischen Integration der Strommärkte dazu geführt, dass sich das Stromsystem mitten in einem Strukturwandel historischen Ausmaßes befindet.

Mit diesem Themenfeld befasst sich das TA-Projekt »Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung«, das mit einem breiten Analyseansatz in einer mittel- bis langfristigen Perspektive (2030 und darüber hinaus) sowohl technische Perspektiven als auch Optionen für den Umbau und Betrieb des Stromnetzes aufzeigen soll. Im Folgenden wird daraus lediglich ein kleiner thematischer Ausschnitt präsentiert, um einen Vorgeschmack auf den Abschlussbericht des TA-Projekts zu bieten, der in Kürze dem Bundestag vorgelegt wird.

STROMNETZE IM UMBRUCH

Bisher ist das Stromnetz von »oben nach unten« organisiert. Die Stromerzeugung erfolgt ganz überwiegend in Großkraftwerken, die den Strom auf Höchstspannungsebene in die Übertragungsnetze einspeisen. Diese übernehmen den Transport zu den Verbrauchszentren, wo Mittel- und Niederspannungsnetze den Strom an die Verbraucher verteilen. Die Stromerzeugung wird so gesteuert, dass sie jederzeit der vorliegenden Nachfrage entspricht. Dieses Modell ist im Umbruch begriffen, u.a. da ein erheblicher Teil der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien (EE) an die Mittel- (v.a. Windparks) bzw. Niederspannungsnetze (v.a. Photovoltaik) angeschlossen ist. Gleichzeitig müssen die Netzbetreiber auf die fluktuierende Einspeisung schnell reagieren (u.a. durch Zugriff auf schnell regelbare Reservekraftwerke oder Pumpspeicher), was eine anspruchsvolle regelungstechnische Herausforderung ist. Zudem entsteht durch die Erschließung großer

EE-Potenziale ein erheblicher Bedarf, substanzielle Energiemengen über große Entfernungen zu den Verbrauchern zu transportieren. Bereits heute treten in bestimmten Regionen Deutschlands regelmäßig Engpässe in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen auf. Ohne geeignete Maßnahmen wird sich dies in Zukunft weiter verstärken.

Allgemein gesprochen erfordert ein zuverlässiger Netzbetrieb unter diesen Rahmenbedingungen, bestehende und neue Flexibilitäten in Erzeugung und Verbrauch auszunutzen. Optionen hierfür – u.a. Nutzung flexibler und schnell regelbarer Kraftwerke, Netzverstärkung und -ausbau, Nachfragemanagement und mittelfristig auch Stromspeicher – wurden auch im kürzlich vorgelegten TAB-Bericht Nr. 147 »Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung« ausführlich analysiert und diskutiert. Zur zielgerichteten Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen sind zum einen eine möglichst genaue Kenntnis des momentanen Systemzustands und zum anderen – insbesondere in den Verteilnetzen – verbesserte Steuerungsmöglichkeiten erforderlich. Daher werden Sensoren und eine das Stromnetz begleitende IT-Infrastruktur zur Datenerfassung und -aufbereitung sowie ein vermehrter Einsatz aktiver Elemente zur Leistungsflusssteuerung zukünftig eine immer prominentere Rolle spielen (»smart grids«, intelligente Netze).

GESTALTUNG DES WANDELS

Der Wandel in den Stromnetzen vollzieht sich aber keineswegs ausschließ-

lich aufgrund technischer Erfordernisse bzw. neuer technologischer Möglichkeiten, auch wenn dies teilweise in den offiziellen Netzausbauplänen suggeriert wird. Vielmehr besteht ein erheblicher Gestaltungsspielraum und daher geradezu die Notwendigkeit, z.B. mittels Zukunftsszenarien Möglichkeiten der Netzentwicklung zu explorieren. Ein Beispiel sind drei »archetypische Szenarien«, die kürzlich vom Umweltbundesamt entwickelt und auf ihre technisch-ökologische Machbarkeit hin untersucht wurden (»Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen«). Deren wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist die geografische Einheit, auf der das Netz organisiert ist: »lokal autark«, »Regionenverbund«, »International-Großtechnik«. Aber auch die Organisationsweise des Betriebs kann als Gestaltungselement für den Entwurf einer möglichen zukünftigen Netzstruktur dienen.

BETRIEB DES STROMNETZES IN »REGIONALEN ZELLEN«

Die folgenden Überlegungen sind motiviert durch die rapiden Veränderungen im Stromsystem, die sich in den letzten Jahren weiter beschleunigt haben. Dadurch stehen Fragen im Raum, ob bei einer Fortsetzung der gegenwärtigen Trends das Versorgungssystem insgesamt störungsanfälliger wird und verstärkt Stromausfälle drohen könnten. Daraus ergibt sich die Frage, wie den anstehenden Herausforderungen zu begegnen ist. Als eine mögliche Herangehensweise wird im Folgenden eine neuartige Betriebsstrategie für das Stromnetz skizziert, die versucht, die Resilienz gegenüber Großstörungen zu verbessern. Vor dem Hintergrund der in Deutschland sehr hohen Versorgungssicherheit – die durchschnittliche Zeit, die Endkunden ohne Elektrizität verbringen, beträgt nur ca. 16 Minuten im Jahr – bedarf dies einer Begründung.

VERLETZLICHKEIT DES SYNCHRONVERBUNDS

Im UCTE-Synchronverbund (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity), der einen Großteil des europäischen Festlands umfasst, speisen alle angeschlossenen Generatoren mit derselben Frequenz und mit einer nur in engen Grenzen abweichenden Phasenlage in das System ein. Diese starke Kopplung hat den Vorteil, dass einzelne Störungen (z.B. der Ausfall eines Kraftwerks) in einem Gebiet (»Regelzone«) durch die benachbarten Regelzonen aufgefangen werden. Die Funktion des Gesamtsystems wird somit kaum beeinträchtigt. Falls jedoch wegen des Störungsausmaßes diese Stützung nicht mehr gelingt, verkehrt sich dieser Vorteil potenziell in sein Gegenteil, und Störungen können sich kaskadenartig ausbreiten, mit der Folge, dass die Versorgung auch in Netzregionen zusammenbrechen kann, die ansonsten völlig fehlerfrei funktionieren würde.

Ein Beispiel ist die Großstörung am späten Abend des 4. November 2006, bei der etwa 15 Mio. Haushalte u.a. in Deutschland, Frankreich, Belgien, Italien, Österreich und Spanien von bis zu zweistündigen Stromausfällen betroffen waren. Die Ursache war die in ihren Konsequenzen unzureichend durchdachte Abschaltung einer einzelnen Übertragungsstrasse zwischen Deutschland und den Niederlanden, um einem auf der Meyer Werft in Papenburg gebauten Kreuzfahrtschiff die Ems-Passage zu ermöglichen. Dies illustriert, wie ein einzelnes Ereignis europaweite Auswirkungen haben kann.

REGIONALE ZELLEN

Der Begriff »regionale Zellen« wird im Folgenden verwendet für Netzregionen, die

- > durch einen begrenzten geografischen Umfang gekennzeichnet sind,

- > im regulären Betrieb Bestandteil eines umfassenderen Verbundsystems sind,
- > bei Störungen aber unabhängig vom übergeordneten Verbund als Inselssystem weiter betrieben werden können (ggf. zeitlich und/oder im Versorgungsumfang begrenzt).

Die ehrgeizigste Zielsetzung ist, bei einer Störung auf der Ebene des Übertragungsnetzes einen unterbrechungsfreien Übergang vom Verbund- in den Inselbetrieb zu bewerkstelligen. Sollte dies nicht gelingen, ist als Rückfallposition ein umgehender Neustart der Versorgung innerhalb des Teilnetzes vorgesehen. Eine (ggf. eingeschränkte) Versorgung im Verteilnetz soll somit gewährleistet werden. Anschließend kann der Netzwiederaufbau auf der überlagerten Ebene unterstützt werden. Aus heutiger Sicht stellt dieser bivalente Betrieb in Deutschland absolutes Neuland dar.

Als erste Voraussetzung muss in der regionalen Zelle natürlich genügend Erzeugungs- bzw. Speicherkapazität angeschlossen und verfügbar sein, um die Versorgung aufrechtzuerhalten. Darüber hinaus müssen die einzelnen Erzeugungsanlagen koordiniert gesteuert werden können, um Spannung und Frequenz in der regionalen Zelle entsprechend zu kontrollieren und einzustellen. Im Falle eines Leistungsungleichgewichts innerhalb der Zelle müssen automatisch und schnell Lasten oder Generatoren ab- oder zugeschaltet werden können. Hierzu ist eine nachvollziehbare und transparente Priorisierung der Lasten erforderlich, beispielsweise wird ein Krankenhaus sicher mit höherer Priorität versorgt werden als ein Einfamilienhaus.

Eine extrem wichtige Funktion ist darüber hinaus die genaue Zustandserkennung des Verbundsystems in Echtzeit. Wenn dieses sich beispielsweise in einem fragilen, aber noch beherrschbaren Zustand befindet, könnte eine

verfrühte bzw. unkoordinierte Abkopplung von stabilen Zellen dazu führen, die Störungssituation zu verschärfen bzw. im ungünstigsten Fall einen Blackout erst auszulösen.

MÖGLICHE WEICHENSTELLUNGEN

Bereits heute setzt ein stabiler, koordinierter Systembetrieb in steigendem Maße eine genaue Kenntnis und Steuerungsmöglichkeiten der Erzeugung und Lastflüsse auch auf den unterlagerten Netzebenen voraus. Gegenwärtig werden daher zunehmend entsprechende Sensoren, Infrastrukturen zur Datenübertragung und -verarbeitung sowie aktive Bauelemente zur Steuerung von Lastflüssen in die Verteilnetze integriert. Dies begünstigt die inkrementelle Einführung der charakteristischen Funktionalitäten regionaler Zellen.

Ab einem gewissen Punkt der Entwicklung müssen jedoch die Verantwortlichkeiten zwischen den Akteuren (Systemführer, Netzbetreiber, Erzeuger/Abnehmer) neu geordnet werden. Dies und die angemessene Zuordnung von Kosten erfordern eine Anpassung des Regulierungsrahmens. Derzeit lässt sich bei zentralen Akteuren der Branche noch eine ausgeprägte Skepsis beobachten. Inwiefern diese Haltung aufweicht, dürfte auch davon abhängen, in welchem Maße künftig Großstörungen im europäischen Synchronverbund auftreten und inwieweit sie durch die Systemverantwortlichen beherrscht und eingegrenzt werden können.



KONTAKT

Dr. Reinhard Grünwald
+49 30 28491-107
gruenwald@tab-beim-bundestag.de