

Energiewende – wie geht es bei den Strom-Übertragungsnetzen in Deutschland weiter?

Kolloquium der Fakultät Angewandte Naturwissenschaften, Energie- und Gebäudetechnik

Der Ausstieg aus Kohle und Kernenergie, die Vorstellungen eines europäischen „Green Deal“, die angestrebte Transformation der gesamten Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien: Dies sind hoch ambitionierte politische Zielvorstellungen, die in kurzer Zeit umgesetzt werden sollen. Angesichts eines Anteils der erneuerbaren Energien von gegenwärtig lediglich 18 Prozent an der gesamten Primärenergieversorgung Deutschlands sind Zweifel angebracht, ob die erforderlichen tiefgreifenden Umstrukturierungen in Industrie, Verkehr, Haushalten und Dienstleistungsbereichen erreicht werden können. In den Nachbarländern wachsen die Sorgen, ob der Sonderweg der deutschen Energiewende die Strukturen des europäischen Energieverbands nicht mehr und mehr belasten werde.

Deutschland strebt an, die Pariser Klimaschutzvereinbarungen von 2015 auf seine Weise zu erfüllen. Dabei kommt der Energiewirtschaft und hier vor allem dem Stromsektor bei der Defossilisierung eine besondere Bedeutung zu, weil sich in Umfang, Art und Ort von Stromerzeugung und -verbrauch drastisch verändern sollen: Denn es geht um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft auf der Basis von erneuerbarem Strom, um einen Übergang von großen Teilen der Wärmeversorgung und des Verkehrs auf Strom sowie um den Aufbau sehr großer Energie-Speicherkapazitäten. Die Anpassung der Infrastrukturen erfordert jedoch Zeit und ist gleichzeitig durch erhebliche Verzögerungen belastet. Daher müssen die Strom-Übertragungsnetzbetreiber den langfristigen Ausbaubedarf für mögliche Entwicklungspfade bis hin zu einem annähernd klimaneutralen Deutschland sorgfältig betrachten und zugleich ein betreibbares Netz auf dem Weg dorthin sicherstellen.

Wie die Planungsprozesse der Strom-Übertragungsnetzbetreiber aussehen und mit welchen Herausforderungen diese Unternehmen konfrontiert sind: Darüber konnten sich die interessierten Studierenden am 24. November 2021 beim digital abgehaltenen Kolloquium der Fakultät Angewandte Wissenschaften, Energie- und Gebäudetechnik (AN) der Hochschule Esslingen, das unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Werner Braun vor 181 Teilnehmerinnen und Teilnehmern abgehalten wurde, aus erster Quelle informieren. Mit Dipl.-Wirt.-Ing. Philipp Sittaro von der Transnet BW GmbH kam dabei ein hochqualifizierter Fachmann zu Wort. Der Referent berichtete zum Thema **„Ein Stromnetz für die Energiewende – Herausforderungen in der Netz- und Systemplanung im Übertragungsnetz“**. Er informierte dabei über die Chancen und Potentiale, aber auch über die derzeitigen Hürden anhand von praktischen Beispielen und Erfahrungsberichten von Projektbaustellen. Weiter gab er einen Ausblick auf weitere Entwicklungsmöglichkeiten in der Zukunft.

Der Vortragende stellte zunächst das Unternehmen Transnet BW GmbH vor – eine Tochtergesellschaft der Energie Baden-Württemberg (EnBW) –, die als eines von vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Herzen des europäischen Verbundnetzes arbeitet. Als rechtlich unabhängiger zertifizierter Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg auf der 380- und 220-Kilovolt-Ebene erwirtschaftet die TransNet BW mit zurzeit über 1050 Mitarbeitern eine Bilanzsumme von rund drei Milliarden Euro bei Umsatzerlösen von 7,6 Milliarden Euro. In einem Gebiet von 34.600 km² werden mit 3.200 km Stromkreislänge auf der Höchstspannungsebene elf Millionen Kilowatt maximale Stromnetzlast abgedeckt und mithilfe von 50 Umspannwerken eine Strommenge von 74 Milliarden kWh je Jahr transportiert.

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz schreibt dazu vor: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und

auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Um diese Anforderungen zu allen Zeitpunkten einzuhalten, sind umfassende kurz-, mittel- und langfristige Netz- und System-Planungsprozesse nötig.

Dazu gehört unter langfristigen Aspekten - neben dem wichtigen europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP)) - der nationale Netzentwicklungsplan (NEP).

Stromnetzentwicklungspläne für Europa und Deutschland

Beim europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan geht es um den grenzüberschreitenden Ausbaubedarf zur Erreichung der europäischen klimapolitischen Ziele, die Einbeziehung nationaler und europäischer Ziele der Energiepolitik, eine Kosten-Nutzen-Analyse der Projekte für Europa und die Ausweisung von Projekten von allgemeinem Interesse. Dagegen wird der Nutzen für die Versorgungssicherheit nicht betrachtet – ebenso wenig wie ein möglicher resultierender zoneninterner Netzausbaubedarf.

Der - 20 Jahre vorausschauende - deutsche Netzentwicklungsplan (NEP) ist die Grundlage für die Legitimation jeglichen Netzausbaus im Höchstspannungsnetz. Er beschreibt ein bedarfsgerechtes, sicheres und funktionsfähiges Netz für ein Zieljahr. Der ausgewiesene Bedarf muss durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) geprüft und bestätigt werden, und der Netzausbaubedarf hat auf dem Szenariorahmen zu beruhen, der den „energiepolitischen Zielen“ folgt.

Zu diesen energiepolitischen Zielen gehört, gemäß der Pariser Klimavereinbarung, eine Beschränkung der globalen Erwärmung bis zum Jahr 2100 auf „deutlich unter 2° C, möglichst aber 1,5° C“ gegenüber der vorindustriellen Zeit. Hierzu schlägt der Umweltrat z. B. ein „nationales CO₂-Budget“ vor. Der Vortragende machte darauf aufmerksam, dass in den (vorläufigen) Programmen von SPD und Bündnis 90/Grünen die Einhaltung des 1,5-Grad Ziels enthalten sei, welches eigentlich eine „Klimaneutralität“ bis 2035 bedeuten würde.

Dipl.-Wirt.-Ing. Sittaro erläuterte, dass sich die politischen Vorgaben hinsichtlich der CO₂-Emissionen und der erneuerbaren Energien „dynamisch“ entwickelten, dass es sich also um ständig neue und verschärfte politische Vorgaben handle. So sei z. B. im Koalitionsvertrag einer sich neu konstituierenden Bundesregierung eine Verschärfung des bisherigen Netzentwicklungsplans vom Stand 2021 (NEP21) vorgesehen.

Der Referent beschrieb im Folgenden den NEP21: Ein Szenarientrichter decke durch die betrachteten Dimensionen und deren Spreizung mögliche Entwicklungen ab, wobei es um das Transformations-tempo, den angestrebten Innovationsgrad, die vorgesehene Sektorkopplung mit der Elektrifizierung des Wärmesektors und des Verkehrs und den davon ausgelösten höheren Stromverbrauch gehe. Bei der „Netzorientierung“ sei eine auslastungsmindernde Regionalisierung infolge des Kernenergie- und Kohleausstiegs, der erhöhten Wind- und Solarstromerzeugung und des Einsatzes neuer Gaskraftwerke zur Kompensation der stochastischen Wind- und Solarstromerzeugung zu berücksichtigen.

Massive regionale Defizite im Süden und Westen sowie massive regionale Überschüsse im Norden

Als Folge seien erhebliche regionale Defizite im Süden und Westen zu erwarten; daneben sei mit massiven regionalen Stromüberschüssen in den nord- und ostdeutschen Bundesländern im Verhältnis zur Stromverbrauchslast zu rechnen. Die Stromdefizite in Süd- und Westdeutschland hingen insbesondere mit dem Strom-Mehrbedarf im Wärmemarkt und im Verkehr zusammen; weiter müsse die Defossilisierung energieintensiver Industrien sowie neue Stromnachfragen durch Großverbraucher im Strommarkt berücksichtigt werden, deren Last gedeckt und Versorgung gesichert werden müsse.

Der zur Lastdeckung in Süd- und Westdeutschland benötigte hohe Transportbedarf müsse durch Übertragungskapazitäten gedeckt werden – bei gleichzeitiger Gewährleistung der Systemstabilität trotz einer hohen Volatilität im Gesamtsystem. Die vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke könnten wegen

ihrer weitaus zu geringen Leistung und Speicherkapazität zur Gewährleistung der erforderlichen erzeugungsseitigen Flexibilität allerdings nur sehr wenig beitragen.

Im Netzentwicklungsplan (NEP) werde bei der Szenarienentwicklung auch eine europäische Marktsimulation vorgenommen: Beruhend auf dem deutschen Szenario und den Szenarien der anderen europäischen Länder werde eine Marktsimulation durchgeführt, um stundenscharf die Erzeugung und Last je Netzknoten darzustellen. Zum Beispiel werde Deutschland in allen Szenarien wegen des Rückgangs konventioneller Kraftwerkskapazitäten und wegen der zu erwartenden Laststeigerungen vom Nettostromexporteur zum Importeur: so seien im Jahr 2035 17 Milliarden kWh und im Jahr 2040 22 Milliarden kWh Strom zu importieren.

Planung neuer Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ) - den „Stromautobahnen“

Der jetzige Netzentwicklungsplan (NEP) verdeutliche, dass bei der Netzentwicklung mit Überlastungen zu rechnen sei, wobei entsprechend den Netzsimulationen die angenommenen Maßnahmen im Netz für ein bedarfsgerechtes Netz nicht ausreichen würden. Ausgehend von einem Startnetz sowie den vorgesehenen Maßnahmen des letzten Netzentwicklungsplans seien weitere Ausbauziele zu setzen, zu denen der Drehstrom-Netzausbau nach dem NOVA-Prinzip, der Ausbau von „Stromautobahnen“ in Form neuer Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ) sowie Vergleichmäßigungen der Lastflüsse zur Vermeidung von Überlastungen gehören müssten.

Zu den Maßnahmen einer Leistungsflusssteuerung (PST) zählten ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb zur höheren Auslastung, eine Zu- bzw. Umbeseilung z. B. von Hochtemperaturleiterseilen, ein Übergang bestehender 220-Kilovolt-Netze auf 380 Kilovolt-Netze, die Errichtung neuer Umspannwerke und der Leitungsneubau in neuen Trassen.

Als neue Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetze (HGÜ) seien folgende Trassen geplant: A-Nord, Ultranet, SuedLink, SuedOstLink, Heide/West – Polsum, Wilhelmshaven2 – Hamm Uentrop, Klein Rogahn – Isar. Die Transnet BW sei hier an Ultranet und SuedLink sowie an einer zusätzlichen HGÜ-Verbindung zwischen Rastede und Bürstadt beteiligt.

Die Zielnetze der Netzentwicklungspläne seien nicht engpassfrei. Stattdessen werde ein verbleibender Redispatch-Bedarf – also ein Bedarf an Netzeingriffen – ausgewiesen. Man hoffe auf ein zukünftiges technisches Innovationspotential, um Lücken schließen und den zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarf so begrenzt wie möglich halten zu können. Hierzu gehöre z. B. das Konzept eines „Netzboosters“: Dabei solle die temporäre Überlastfähigkeit von Betriebsmitteln bis zu deren Entlastung durch einen solchen Netzbooster in Form einer riesigen Batteriespeicheranlage genutzt werden. Erforderlich seien bei solchen Netzboostern eine schnelle Reaktionszeit, eine hohe Zuverlässigkeit und eine selektive Wirkung.

Neue Windkraftparks im Norden

Ein Schwerpunkt künftiger Windkraftanlagen seien seegestützte Windkraftparks, deren heutige Leistung von acht Millionen Kilowatt bis zum Jahr 2040 auf 40 Millionen Kilowatt ansteigen solle. Deren Netzanbindungen seien als Leitungen teils direkt von der Nordsee bis in die Lastzentren in Nordrhein-Westfalen geplant. Das Zubau-Offshorennetz erreiche dann eine Länge von 5.850 km. Beim Ausbau landgestützter Windkraftparks betreffe der Großteil der Maßnahmen die Trassenverstärkungen; ein Trassenneubau sei hauptsächlich für die überregionalen HGÜ-Verbindungen notwendig, die fast vollständig erdverkabelt gebaut werden würden. Die Investitionskosten bis 2035 würden auf etwa 70 Milliarden Euro onshore und etwa 32 bis 55 Milliarden Euro offshore geschätzt. Trotz der hohen Investitionen seien die Auswirkungen auf den Strompreis aufgrund des weiten Betrachtungshorizonts und der

Abschreibedauern eher gering. Im Zusammenhang mit Fragen des Strompreisanstiegs verwies der Vortragende darauf, dass sich der durchschnittliche Haushalt-Strompreis in Deutschland bei einem Bedarf von 3500 Kilowattstunden im Jahr in den letzten zwei Jahrzehnten mehr als verdoppelt habe: von 13,94 Ct/kWh im Jahr 2000 auf 31,89 Ct/kWh im Jahr 2021.

Netzausbau: Kommt nur schleppend voran

Dipl.-Wirt.-Ing. Sittaro verdeutlichte im Folgenden, dass die künftige Geschwindigkeit des Stromnetzausbaus ein vorrangiges Thema sei: In den Ausbauplänen seien insgesamt 12.239 km Leitungskilometer vorgesehen, von denen bisher nur 1.800 km fertiggestellt seien. Je nach Projekt dauere die Umsetzung eines Leitungsprojektes 15 Jahre. Im Koalitions-Sondierungspapier von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP heiße es hierzu lapidar: „Genehmigungsverfahren sind zu beschleunigen.“ Als Hemmnisse im Zusammenhang mit politischen Fragen der Netzplanung seien politische Unsicherheiten, eine mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung, Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie technische Herausforderungen zu nennen.

Große technische Herausforderungen

Als technische Herausforderungen für den sicheren Netzbetrieb seien die Kurzschlussfestigkeit bei der Auslegung von Betriebsmitteln und Anlagen sowie Beeinflussungsfragen und Spannungsqualität, die Netzstabilität (transiente Stabilität, statische Stabilität, Spannungsstabilität) zu nennen, Lastflussuntersuchungen zur Ermittlung von Einfachfehlern und Mehrfachfehlern durchzuführen sowie die Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten.

Die dynamische Netzstabilität werde entscheidend für die künftige Systemsicherheit. Heute werde die Systemsicherheit im Transportnetz durch statische Grenzwerte bestimmt. Es werde nur der stabile Zustand vor einer Störung und nach einer Störung betrachtet. Die dynamischen Effekte während einer Störung seien durch ausreichend viele große Synchron-Generatoren – der „mitlaufenden Reserve“ von konventionellen Großkraftwerken – ausreichend gedämpft. Bisher habe die klassische (N-1)-Betrachtung ausgereicht, ohne den Einschwingvorgang betrachten zu müssen.

Zukünftig würden wegen des Wegfalls von Großkraftwerken und der höheren Auslastung des Netzes dynamische Grenzwerte entscheidend für die Systemsicherheit: Es müssten die dynamischen Vorgänge während Störungen betrachtet werden. Ohne ausreichend viele Synchron-Generatoren seien zusätzliche neue Netzbetriebsmittel (so genannte Statcoms, rotierende Phasenscheiber usw.) erforderlich, um eine ausreichende Dämpfung sicherzustellen. Dabei sei eine dynamische Netzsicherheitsrechnung im Echtzeitbetrieb erforderlich.

Stark ansteigender Blindleistungsbedarf als neue Herausforderung

Eine wesentliche Bedeutung ergebe sich für den Blindleistungsbedarf. Idealerweise sollten die Verläufe von Strom und Spannung zeitlich phasengleich aussehen; dies führe zu einer maximalen Wirkleistung. In der Realität seien freilich Strom und Spannung zeitlich etwas phasenverschoben, wobei es zu einer verringerten Wirkleistung komme und ein Bedarf nach Blindleistung in den Stromnetzen ausgelöst werde; dies sei betrieblich völlig normal. Um die Spannungsstabilität zu gewährleisten, müsse der Blindleistungsbedarf gedeckt werden: Je nach Verbraucherstruktur und Netzauslastung müsse induktive oder kapazitive Blindleistung auskompensiert werden. Je höher eine Leitung belastet werde, desto höher sei der kapazitive Kompensationsbedarf. Bis 2035 werde in Deutschland eine Leis-

tung solcher Anlagen zur Kompensation der Blindleistung von mindestens 38,1 bis 74,3 Millionen Kilo-VoltAmpere nötig. Dies entsprechen 127 bis 248 Anlagen zu jeweils 0,3 Millionen KiloVoltAmpere. Für das Netz der TransnetBW bedeute dies elf Drosselspulen, neun Kondensatoren und neun Statcoms im „Mega-Format“.

Dipl.-Wirt.-Ing. Sittaro wies darauf hin, dass die verfügbare Zeit für diese Strukturänderungen immer knapper werde; wegen der Verzögerungen bei der Umsetzung einer Reihe von Großprojekten könne Deutschland hier keineswegs als Vorbild dienen. Er zog ein Fazit mit insbesondere den folgenden Aussagen: Die Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels verlange enorme Anstrengungen aller Beteiligten. Aufgrund der Elektrifizierung anderer Sektoren müsse die Stromwirtschaft noch schneller ausgebaut werden. Dabei seien neue Konzepte zur Integration der anvisierten hohen Anteile von Strom aus erneuerbaren Energien in das bestehende System nötig. Die Gewährleistung der Systemstabilität der Stromnetze erfordere zahlreiche Anlagen zur Blindleistungskompensation. Die verbleibenden konventionellen Kraftwerke würden im Zielsystem kaum mehr im klassischen Sinne eingesetzt werden, sondern hätten anderen, stabilisierenden Zwecken zu dienen; daraus werde eine Diskussion entstehen, wie viele Kraftwerke im Markt für diese Sonderfälle bzw. Notfälle vorgehalten werden sollten.

Esslingen, 9. Dezember 2021

Verantwortlich für den Text: Prof. Dr. –Ing. Werner Braun
Fakultät Angewandte Naturwissenschaften, Energie- und Gebäudetechnik