

Mehr Übertragungsleistung in Höchstspannungsnetzen

Optimierung geht vor Verstärkung und Neubau – Dena-Netzstudie I ist überholt



Windkraft braucht Netze: Umstritten ist allerdings, ob es genügt, bestehende Leitungen besser zu nutzen oder ob neue gebaut werden müssen.

Weil die Betreiber konventioneller Kraftwerke – im Widerspruch zur Klimaschutzpolitik von Bundesregierung und EU – auch bei Starkwind weiter einspeisen wollen, scheint ein Ausbau des Übertragungsnetzes unumgänglich. Vielfach lässt sich aber die Übertragungsleistung und Versorgungssicherheit von Höchstspannungsnetzen ohne Netzneubau durch Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile erhöhen und erfüllt dabei das Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit.

■ Lorenz Jarass, Gustav M. Obermair

Unbestritten macht der Ausbau der erneuerbaren Energieträger, vor allem der Windenergie, eine schrittweise Erhöhung der Übertragungsleistung der Höchstspannungsnetze in den nächsten 20 Jahren notwendig. Es ist Ziel der Bundesregierung, die onshore installierte Windenergieeinspeisung von rund 23 GW installierter Windleistung 2008 auf einen Endausbau bis 2020 auf über 35 GW zu erhöhen. Für diesen massiven Ausbau der Windenergie ist wegen der starken Konzentration des Ausbaus im Norden und Osten Deutschlands und der starken Fluktuation der Windenergie eine Neukonzeption und Verstärkung des Höchstspannungsnetzes vor allem in Nord-Süd-Richtung erforderlich. Ebenso erfordert die technische und wirtschaftliche Optimierung des europäischen Verbundnetzes eine Verstärkung einiger Verbindungen insbesondere zu den Nachbarländern Norddeutschlands.

Das optimale Ausmaß der Erhöhung der Übertragungsleistung bestimmt sich gemäß EnWG und EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) nach dem Kriterium der wirtschaftlichen Zumutbarkeit: Der zusätzliche volkswirtschaft-

liche Nutzen vermehrter möglicher Einspeisung muss die zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus übersteigen. Für sehr seltene und kurze Leistungsspitzen muss keine zusätzliche Übertragungskapazität geschaffen werden. Eine statistische Analyse der Windenergieeinspeisung in das 380-kV-Netz der Vattenfall-Regelzone hat beispielsweise gezeigt, dass bei optimiertem Netzausbau durch das dann erforderliche Abregeln seltener Leistungsspitzen weit weniger als 1 % der möglichen jährlichen Windenergieausbeute „ausgesperrt“ wird.

Offshore-Windenergie braucht neuartiges Höchstleistungsnetz

Offshore sollen 2020 bis zu 10 GW Windleistung installiert werden, bis 2030 bis zu 25 GW. Die hierfür benötigten Netzkapazitäten erfordern ein ganz neuartiges Höchstleistungsnetz und können keinesfalls durch einen stückweisen Ausbau des bestehenden 380-kV-Drehstromnetzes geschaffen werden, wie auch die >

Prof. Dr. Lorenz Jarass

Professor für Wirtschaftswissenschaften
an der Fachhochschule Wiesbaden

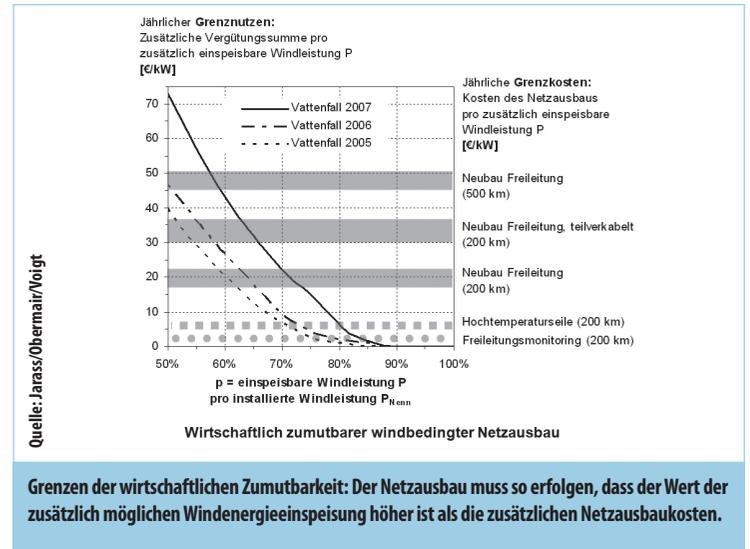
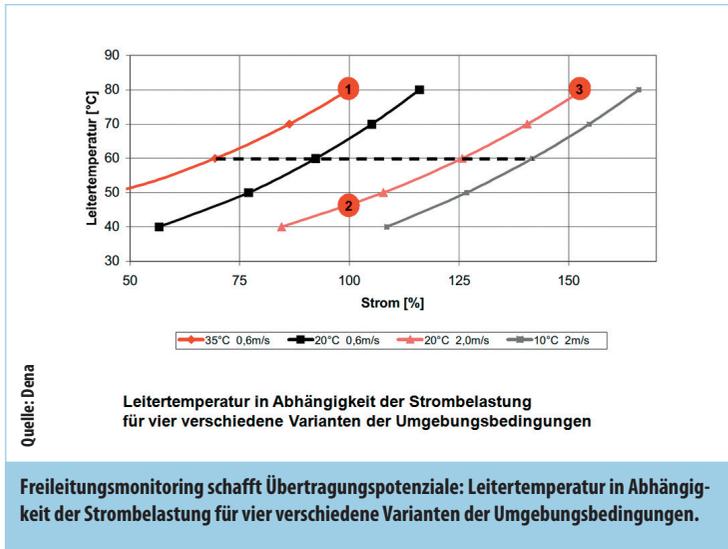
T +49/611 /54101804

F +49/611/1885408

mail@jarass.com

Prof. em. Dr. Gustav M. Obermair

Lehrstuhl für Physik an der Universität
Regensburg



Dena-Netzstudie I betont. Insbesondere sind starke Transportkapazitäten zu errichten

- von der Küste nach Süddeutschland und weiter zu Verbrauchern und Speichern im gesamten südlichen und westlichen Europa sowie
- zwischen den von den Nordsee-Anrainerstaaten geplanten Windkraftwerken.

In herkömmlicher 380-kV-Drehstromtechnik wären hierfür bis 2030 eine Vielzahl von zusätzlichen Leitungen mit je vielen Hunderten Kilometern erforderlich. Eine Ausführung als Freileitung erscheint kaum durchsetzbar, Erdkabel für 380-kV-Drehstrom sind aus physikalisch-technischen Gründen für Strecken über 50 km keinesfalls verwendbar. Es wird vielmehr vermutlich eine Variante der erdgebundenen Höchstspannungs-Gleichstromübertragung mit Spannungen bis zu einer Million Volt weiterentwickelt und eingesetzt werden müssen.

Der Anschluss des ersten kommerziellen Offshore-Windparks nördlich von Borkum wird per Gleichstromkabel von der „Steckdose“ im Meer bis zur Anbindung an das Höchstspannungsnetz an Land realisiert. Auch deshalb erscheint es sinnvoll, eine Weiterführung per Gleichstromleitung nach Süden zu planen.

Leitungsmonitoring und Hochtemperaturseile

Bei einer windbedingten Erhöhung der Übertragungsleistung des Netzes ist nach dem EEG ein Leitungsneubau nur dann wirtschaftlich zumutbar, wenn die kostengünstigeren Lösungen Netzoptimierung (zum Beispiel durch Temperaturmonitoring) und Netzverstärkung (zum Beispiel durch Hochtemperaturseile) nicht ausreichen. Für eine Erhöhung der Übertragungsleistung

des betroffenen Stromnetzes („Netzausbau“ laut EEG) sollten also zuerst die kostengünstigeren Möglichkeiten genutzt werden, dann erst die teureren.

Bei der Übertragung von elektrischer Energie aus Wind kann man die Entsorgungssicherheit im öffentlichen Netz sehr viel kleiner halten als die Versorgungssicherheit der Stromverbraucher, weil man die Einspeisung der Windenergieanlagen im Netzstörfall kurzfristig zurückregeln kann – im Gegensatz zur Nachfrage der Stromverbraucher. Vattenfall, aber auch die Dena-Netzstudie I gehen bei ihren Netzausbauplanungen von einer maximal zu übertragenden Windleistung in Höhe von 90 % der in ihrer Regelzone installierten Windleistung aus. Eine derartige simultane Einspeisung kam aber zum Beispiel in der Vattenfall-Regelzone selbst im windstarken Jahr 2007 nur einmal für eine Viertelstunde vor.

Eine Erhöhung der Übertragungsleistung im bestehenden Netz kann auf allen Spannungsebenen je nach Bedarf in drei aufeinander folgenden Stufen von jeweils höherem Kostenaufwand erreicht werden, so wie von Eon-Netz schon 2006 programmatisch vorgesehen [1, 2, 3]:

- Netzoptimierung des bestehenden Systems, zum Beispiel durch Erhöhung der verwendeten Spannung, durch Regelung des Lastflusses mittels Querregler oder durch Nutzung meist vorhandener Netzreserven durch Einsatz von Leitungsmonitoring;
- Netzverstärkung von bestehenden Leitungen, insbesondere bei Freileitungen, indem zum Beispiel herkömmliche Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile ersetzt werden, am besten in Kombination mit Leitungsmonitoring.

Falls Netzoptimierung und Netzverstärkung nicht ausreichen:

- Neubau einer kompletten Stromleitung; ein Neubau ist auf 110-kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar zur Vermeidung langer Gerichtsverfahren mit den Anliegern von Freileitungstrassen; für den Neubau von 380-kV-Trassen müssen Vorgaben zur Verkabelung gemacht werden, um so Betriebserfahrungen zu gewinnen.

Erdkabel für 380 kV sinnvoll

Bei einem Neubau von 110-kV-Hochspannungsleitungen sind grundsätzlich Erdkabel gegenüber Freileitungen zu bevorzugen, weil sie schneller realisierbar sind, geringere Umweltbelastungen verursachen und nicht nennenswert teurer sind. Der Bau von Erdkabeln erscheint auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich sinnvoll. Beispielsweise sollten die von der Küste bis nach Walle geplanten Neubauten in dieser Technik errichtet werden, da dann durchgängig von den Offshore-Steckdosen im Meer bis nach Mecklar eine Gleichstromübertragung möglich wäre mit der Option, die Leitung weiter nach Süden zu verlängern ohne kostenaufwändige zusätzliche Gleich-Wechsel-Richter.

Der Einsatz von Erdkabeln im deutschen Höchstspannungsnetz soll im Rahmen von vier Pilotprojekten ermöglicht werden. Zudem besteht nun explizit die Möglichkeit, realisierbare Netzplanungen auf der Basis moderner Übertragungstechnologien wie Gleichstrom-Erdkabel und bipolare Drehstrom-Erdkabel vorzulegen und umzusetzen. Ein Großteil der bisher geplanten und letztlich wohl ohnehin unrealisierbaren Freileitungsplanungen würde so obsolet. Damit würde für die Windenergieinvestoren die Planungssicherheit deutlich erhöht und eine wesentliche Grundlage für den weiteren Ausbau insbesondere der Offshore-Windenergie gelegt.

Netzneubau für Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke

Die Transportkapazität von der Küste nach Süden und mittelfristig zwischen den neuen europäischen Offshore-Windparks bildet derzeit einen Engpass für die weitere Entwicklung des Windenergieausbaus. Diese Situation wird verschärft durch die Absicht der EU, den Stromhandel europaweit zu verstärken, und die erhebliche Anzahl geplanter neuer fossiler Großkraftwerke an der deutschen Küste.

Eine wesentliche Ursache für den Bedarf an neuen Leitungen ist allerdings, dass die Energieversorger bei Starkwindeinspeisung und Starklast ihre konventionellen Kraftwerke nicht angemessen zurückfahren [4]. Die regionale Versorgung wäre in diesem Fall schon durch erneuerbare Energieträger, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und gegebenenfalls erforderliche Stützkraftwerke ausreichend sichergestellt, die vorhandenen Fernleitungen wären durch erneuerbare Energieträger ausgelastet. Nur für den weiträumigen Abtransport des dann überschüssigen konventionellen Stroms sind deshalb neue Leitungen erforderlich. Damit wird die Klimaschutzpolitik der Bundesregierung und der EU konterkariert, die die erneuerbaren Energieträger ja gerade deshalb privilegiert, um die mit der konventionellen Stromerzeugung verbundenen Umweltbelastungen zu reduzieren.

Dena-Netzstudie I ist überholt

Die Dena-Netzstudie I aus dem Jahr 2005 untersuchte die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf 20 % der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2015. Sie berücksichtigte in mehreren Bereichen weder vorhandene technische Alternativen zur Verstärkung des Stromnetzes (wie zum Beispiel Leitungs-



380-kV-Freiluft-Hochspannungsschaltanlage:
Sollen künftig Erdkabel höhere Priorität erhalten?

monitoring und Hochtemperaturseile) noch gesetzliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzausbau und Windenergieeinspeisung („wirtschaftliche Zumutbarkeit“). Aus der fehlenden Regelbarkeit älterer Windenergieanlagen leitet sie einen so genannten „Spannungstrichter“ im Raum Hamburg ab und begründet daraus die Notwendigkeit neuer Leitungen. Stattdessen sollten diese Altanlagen in ihrer überwiegenden Mehrheit entsprechend den heute geltenden Vorschriften nachgerüstet werden. Dies ist im Regelfall auch deutlich kostengünstiger als ein Leitungsneubau.

Die Dena-Netzstudie II soll die Auswirkungen des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien auf 30 % der deutschen Stromversorgung bis zum Jahr 2020 untersuchen. Insbesondere wird abzuwarten sein, wie sie mit dem ab 2020 vorgegebenen erheblichen weiteren Zubau an Offshore-Windenergie umgehen wird, und ob in die Studie der dann zwingend erforderliche schrittweise Umbau des gesamten Stromerzeugungssystems in Richtung kleinerer, rasch regelbarer dezentraler Kraftwerke statt riesiger, schwer regelbarer Grundlastblöcke eingehen wird.

TEN-E-Richtlinie lässt Realisierung offen

Die Leitlinien für transeuropäische Energienetze (TEN-E-Richtlinie, [5, Art. 6 (1)]) verlangt Kosten-Nutzen-Analysen für transeuropäische Übertragungsleitungen – diese „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ müssen „potenziell wirtschaftlich tragfähig“ sein. Bisher wurden derartige Kosten-Nutzen-Analyse nicht vorgelegt, auch nicht von Vattenfall für die in den TEN-E-Leitlinien benannte 380-kV-Südwest-Kuppelleitung durch Südthüringen. Erst auf dieser Basis könnten aber Umfang und Art der erforderlichen Netzverstärkungen beurteilt werden. In der TEN-E-Richtlinie bleibt offen, in welcher technischen Ausführung diese Netzverstärkungen durchgeführt werden sollen: Netzoptimierung, Netzverstärkung, Netzneubau als Freileitung oder als Erdkabel?

Fazit

Die Dena-Netzstudie I ist rechtlich wie technisch überholt und kann nicht als Begründung für Art und Umfang des erforderlichen Netzausbaus dienen. Für Offshore-Windenergie ist ein ganz neuartiges Höchstleistungsnetz erforderlich. Eine Priorisierung von Erdkabeln auch im 380-kV-Höchstspannungsbereich erscheint sinnvoll.

Der Netzneubau ist also vor allem erforderlich, weil die Betreiber konventioneller Kraft-



Unterirdischer Stromfluss: Hier ein dreidriges Rohrkabel für eine Spannung von 110 kV.

werke – im Widerspruch zur Klimaschutzpolitik von Bundesregierung und EU – auch bei Starkwind weiter einspeisen wollen. ■

Literatur

- [1] Windintegration 2010. Vorstellung des Netzmonitoring. Vortrag von Keussen U, Mitglied der Geschäftsführung der Eon Netz, Bayreuth am 18.9.2006 in Hamburg.
- [2] Jarass L., Obermair G. M.: Upgrading the Grid for Wind Energy – Optimization before Reinforcement before Building new lines. Workshop Proceedings, Session No. 9: Grid Technology. DEWEK 2008, 9th German Wind Energy Conference, Bremen, 26-27 November 2008.
- [3] Jarass, L., Obermair G.M., Voigt W.: Wind Energy – Windenergie: Zuverlässige Integration in die Energieversorgung. Springer Verlag Berlin/Heidelberg/New York/Tokyo, ca. April 2009.
- [4] Vattenfall 2007: Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Regionenmodell laut Kraftwerks-Netzanschlussverordnung. Vattenfall Europe Transmission GmbH, Berlin, Stand Mai 2007, abrufbar unter www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/178356netzz/898315kraft/index.jsp
- [5] Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze. <http://europa.eu/scadplus/leg/de/lvb/l27066.htm>