



Ausbau der Stromnetze mit Erdkabeln – Eine Bestandsaufnahme

Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland und der dafür notwendige Netzausbau haben tief greifende Auswirkungen auf die gesamte Versorgungswirtschaft und damit auch auf die Unternehmen des deutschen Leitungsbaus. Die Stromnetze in Deutschland gelten als die sichersten in Europa. Der europäische Vergleich zeigt: Vor allem aufgrund ihrer Engmaschigkeit sind die deutschen Netze deutlich weniger anfällig für Störungen als die Netze in vergleichbaren Industrieländern. Das wird durch einschlägige Untersuchungen belegt. So müssen die Stromkunden in Deutschland im Durchschnitt nur mit 18 Minuten Stromausfall im Jahr rechnen. Hieraus ergibt sich eine Zuverlässigkeit von 99 %.

Ausgelöst durch den Wandel in der Energiewirtschaft werden hohe Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Netze gestellt. In Zukunft müssen wachsende Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien aufgenommen und in die Verbrauchszentren transportieren werden. Darüber hinaus müssen die Netze auf eine Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels ausgelegt und zu intelligenten Stromnetzen, den sogenannten Smart Grids, weiterentwickelt werden. Hieraus ergibt sich die Konsequenz, die Stromnetze in Deutschland auf allen Spannungsebenen auszubauen.



„Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von heute 17 % auf 35 % bis 2020 zu steigern.“



Flexible Netze

Je stärker die Erzeugungskapazitäten bei den erneuerbaren Energien ausgebaut werden, desto schwankender wird die Stromerzeugung. So sorgt zum Beispiel ein Sturm über der Nordsee dafür, dass eine enorme Menge Strom von den Windparks kurzfristig ins Netz eingespeist wird. Diesen Überschuss gilt es sinnvoll zu verteilen, um Angebot und Nachfrage in ein Gleichgewicht zu bringen und eine Überlastung der Stromnetze, die zu einem Komplettausfall in Teilnetzen führen kann, zu verhindern. Zum Ausgleich werden konventionelle Kraftwerke heruntergefahren oder es wird andernorts überschüssiger Strom in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert, bis er wieder gebraucht wird.

Das bedeutet, dass die Stromnetze flexibler werden müssen. Deshalb wird es auf allen Netzstufen zu Veränderungen kommen. So müssen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Höchstspannungsnetze in erheblichem Umfang ausbauen, damit Strom aus Windkraftanlagen aus

den Erzeugungszentren im Norden Deutschlands oder sogar vor der Küste in die Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert werden kann. Die Kapazitäten der Kuppelstellen an den nationalen Grenzen sollen erhöht werden, damit einerseits der europäische Stromverbund noch besser funktioniert und andererseits, der grenzüberschreitende Stromhandel ausgebaut und somit der von der EU angestrebte europäische Energie-Binnenmarkt weiter vorangetrieben werden kann.

Hinzu kommt: Die regionalen Netzbetreiber mit ihren Mittelspannungsnetzen müssen zunehmend Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder aus Biomasse-Kraftwerken aufnehmen, und die lokalen Verteilnetzbetreiber müssen in vielen Regionen die Leitungen in Wohngebieten verstärken und Anlagen umbauen, um das Stromangebot aus den zahlreichen Fotovoltaikanlagen ohne Störung der Versorgungssicherheit abzutransportieren.

Smart Grids

Ziel der Ausbaumaßnahmen ist die Schaffung intelligenter Energienetze, den Smart Grids, die die Zukunft unserer Energieversorgung bestimmen werden. Dabei handelt es sich um Systeme, in denen Stromerzeuger, Stromspeicher, Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Energieverbraucher über modernste Informations- und Kommunikationstechnologie derart miteinander verbunden sind, dass die zur Verfügung stehende Primärenergie so effizient, aber auch so sicher, wirtschaftlich und umweltfreundlich wie möglich genutzt wird.

Um die Planungs- und Genehmigungsphase bei der Umsetzung zu beschleunigen und Fehlplanungen zu vermeiden, hat die Bundesregierung im Juli 2011 das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) verabschiedet. Grundlage des Gesetzes sind die Netzstudie I und II der Deutschen Energie-Agentur (dena). Die Studien haben ergeben, dass in Deutschland bis zum Jahr 2020 rund 4.400 km an neuen Höchstspannungsleitungen notwendig werden. Das Gesetz trägt dazu bei, dass eine deutschlandweit koordinierte Netzausbauplanung stattfindet, die länderübergreifend von der Bundesnetzagentur gesteuert wird.

Besondere Beachtung verdient die Tatsache, dass aufgrund einer deutlich schwindenden Akzeptanz der Bevölkerung in Bezug auf den geplanten Netzausbau und den damit verbundenen Bau von weiteren Strommasten die Variante der Erdverlegung von Stromleitungen in das NABEG verankert wurde. So sollen alle neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 kV überwiegend als Erdkabel ausgeführt werden. Das ist unter anderem deshalb erwähnenswert, weil bisher Erdkabel vor allem aus Kostengründen relativ selten verlegt wurden.

„Eine Verlegung der Transportleitungen ins Erdreich gewinnt immer mehr an Bedeutung.“

Techniken der Erdverkabelung

VPE-Kabel Wechselstrom

Die Kabel mit „vernetzter Polyethylen-Isolierung (VPE)“ sind eine Weiterentwicklung der seit fast 80 Jahren genutzten Öl- bzw. Ölpapierkabel. Die Übertragungskapazität kann durch die Anzahl der Kabel beliebig erhöht werden. Für 3.000 MW benötigt man 3 Systeme aus je 3 Einleiterkabeln (mit einem Querschnitt von 2.500 Quadratmillimetern).

Die Übertragungsstromverluste im Kabel sind um mindestens 50 % geringer als bei der Freileitung, da Kabel aus thermischen Gründen einen größeren Querschnitt aufweisen müssen. Die Nutzungsdauer von Hochspannungserdkabeln wird auf mindestens 40 Jahre geschätzt. Detailliertere Aussagen sind aufgrund fehlender Langzeiterfahrung nicht möglich.



VPE-Kabel
(Foto: Eurocable)

Bei VPE-Kabeln entstehen Magnetfelder. Diese Magnetfelder durchdringen sogar Betonwände und können im Gegensatz zu den elektrischen Feldern nur durch eine besondere Konstruktion abgeschirmt werden. Die Magnetfelder würden bei VPE-Kabeln im Unterschied zu Freileitungen aber nur „punktuell“ auf der Achse der verlegten Leitung auftreten. Diese werden zum Schutz und zur Abschirmung in Magerbeton bzw. Beton/Sandgemisch gelegt.

Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und von den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Ein Einpflügen des Kabels ist ohne Weiteres möglich. Das Unterqueren von Straßen und von besonders geschützten Gebieten erfolgt durch eine Bohrung oder die Erstellung eines Dükers.

Gasisolierte Leitung (GIL) Wechselstrom

Das gasisolierte Leitungssystem (GIL) wurde erstmals 1976 eingesetzt. Mittlerweile gibt es ein System der zweiten Generation, das über die Jahre hinweg ständig verbessert wurde und inzwischen ausgereift ist. Ein GIL-System ähnelt einer Pipeline mit Innenleiter, die mit einem Gasgemisch (80 % Stickstoff und 20 % SF₆, 7 bar Druck) als Isoliermedium gefüllt ist.



GIL-Leitung
(Foto: Siemens AG)

Gasisolierte Hochspannungsleitungen können direkt im Erdreich verlegt werden. Der Hersteller Siemens schreibt dazu Folgendes: „Höchste Personen- und Betriebssicherheit, eine extrem lange Lebensdauer, tiefste elektromagnetische Strahlungswerte, geringste Beeinträchtigung des Landschaftsbildes sowie tiefste Verlustleistungen machen dieses Hochspannungsübertragungssystem zur effektiven und umweltverträglichen Alternative.“

Die Nutzungsdauer wird in Anlehnung an die Erfahrungen mit gasisolierten Schaltanlagen und den bisher ausgeführten GIL-Systemen auf mindestens 50 Jahre geschätzt. Die Übertragungsverluste sind bei einem GIL-System grundsätzlich um ca. 65 % geringer als bei einer Freileitung.

Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und von den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Das Unterqueren von Straßen, Flüssen, Wegen und besonders geschützten Gebieten erfolgt



mithilfe von Dükern oder in einer Tunnelbauweise. Die 11 bis 14 m langen Rohre werden vor Ort gasdicht verschweißt. Nach 1.200 m ist jeweils ein ebenerdiges Schachtbauwerk erforderlich, das bei 2 Systemen etwa 12 m × 4 m × 3 m groß ist. Das Rohr mit dem Gasgemisch schirmt die Elektro- bzw. Magnetfelder des innen liegenden Kabels so gut ab, dass die Leitungen wie üblich eingespannt bzw. mit Erdaushub verfüllt werden.

HGÜ/HVDC

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren der elektrischen Energieübertragung mit hoher Gleichspannung von über 100 kV. Der in der Praxis gelegentlich verwendete englische Begriff lautet High Voltage Direct Current (HVDC).



HGÜ-Kabel (Foto: ABB AG)

Die konventionellen Hochspannungsnetze mit Drehstrom funktionieren auf kurzen Distanzen sehr gut. Sie haben jedoch Nachteile für den Transport über größere Entfernungen von mehr als 100 Kilometern. Dabei treten große Magnetfelder auf, die dem Ladungsvorgang entgegenwirken. Je länger die Leitung, desto größer sind die Felder, desto größer ist der Verlust. Des Weiteren fließt der Strom nur in den Rändern des Leiters, was dickere Querschnitte voraussetzt und den größten Teil des Leiters ungenutzt lässt.



Trasse HGÜ-Kabel (Foto: ABB AG)

An dieser Stelle setzt die Technik der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an. Statt als Drehstrom wird die Energie als Gleichstrom in die Leitung geschickt. Die Verluste fallen deutlich geringer aus. Weil der ganze Leiterquerschnitt genutzt wird und die Zahl der Pole geringer ist – es werden zwei oder gar einer statt drei benötigt –, ist der Platzbedarf einer solchen Leitung nur etwa halb so groß wie für die herkömmliche Variante (VPE).

In der Praxis muss man bei einer HGÜ-Leitung von 1.000 Kilometern Länge nur 3 bis 4 % Verlust in Kauf nehmen. Hinzu kommen je 0,6 % Verlust beim Umrichten. Drehstromnetze, die speziell für hohe Spannungen ausgelegt sind, haben Leitungsverluste von etwa 15 % auf 1.000 Kilometern.

Vorteil der Gleichspannungsübertragung

Wechselstromnetze, die über eine Gleichspannungsleitung verbunden sind, müssen nicht phasensynchron schwingen. Ein synchrones Wechselstromnetz überspannt derzeit zum Beispiel ganz Kontinentaleuropa. Wenn in einem Teilnetz Produktion und Verbrauch nicht übereinstimmen, dann wird aus anderen Regio-

nen automatisch Strom nachgeliefert. Die Netzstabilität ist dadurch ein gemeinsames Problem aller durch Wechselspannung verbundenen Netze. Regionen, die durch Gleichspannungskupplungen miteinander verbunden sind, können und müssen ihre Netzstabilität jeweils selbstständig sichern und sind von Schwankungen aus den anderen Netzen nicht abhängig.

Die Bautechnik ist ähnlich wie bei der VPE-Verkabelung. Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und von den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Das Unterqueren von Straßen und von besonders geschützten Gebieten geschieht durch Bohrung oder Dükerung. Ein Verlegen im Magerbeton bzw. Beton/Sandgemisch ist nicht notwendig.

Wechselrichter

Das Problem beim Gleichstromtransport: Man muss zuerst den Wechselstrom gleichrichten, übertragen und daraus anschließend wieder Wechselstrom erzeugen. Weiter entwickelte Halbleitertechnologie hat diesen Prozess wesentlich verbessert. Die Wechsel- bzw. Gleichrichtung ist ein wesentlicher Kostenfaktor einer HGÜ-Übertragung. *Forts. S. 4* →



Ausbau der Stromnetze mit Erdkabeln – Eine Bestandsaufnahme

➔ Deshalb wird die HGÜ-Übertragung je Kilometer desto günstiger, je länger die Leitung ist. Wirtschaftlich interessant werden diese Leitungen derzeit erst ab einer Distanz von 500 Kilometern, bei

Unterseeleitungen schon ab 40 Kilometern. Anders als bei Wechselstrom lässt sich eine HGÜ auch nicht unterwegs zur Stromentnahme anzapfen.

Stromtrassen bis 2020 (Bild: © Handelsblatt GmbH)



Fazit

Medien und politische Diskussionen machen deutlich, dass eine Verlegung der Leitungen ins Erdreich immer mehr an Bedeutung gewinnt. Allerdings vermag zurzeit noch niemand abzuschätzen, wie viel Starkstromleitungen im Erdreich verlegt werden. Bei der Betrachtung von laufenden Planfeststellungsverfahren und der Einsicht in die Pläne stellt man fest, dass die Stromnetzübertragungsgesellschaften mehrere technische Lösungsvorschläge eingereicht haben (Freileitung, Erdleitung bzw. Kombination von beiden Verfahren), die teilweise einen unterschiedlichen Trassenverlauf haben. Die geplante Erweiterung des Stromnetzes auf schon vorhandenen Trassen wird voraussichtlich in der konventionellen Masten-Variante ausgeführt. Bei neuen Trassen wird vermehrt die erdverlegte Variante eingesetzt. Ein gutes Beispiel sind die ersten Trassen für Stromnetze, die in Norddeutschland von den Windparksanlagen durch das Wattenmeer und den Küstenlandstrich in der erdverlegten Variante verlegt wurden.



Dipl.-Wirtsch.-Ing. Lukas Romanowski
Referent rbv

