

## Stellungnahme



Stellungnahme anlässlich der öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages am 15. Dezember 2008 zum

## Entwurf eines Gesetzes zu Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze

11. Dezember 2008

**Ihr Ansprechpartner:**

Ralf Bischof  
Geschäftsführer

HAUPTSTADTBÜRO

Tel.: +49 (0)30/28482-109  
Fax.: +49 (0)30/28482-105  
r.bischof@wind-energie.de

### Zusammenfassung

- Der Bundesverband WindEnergie (BWE) erachtet die Beschleunigung des Netzausbaus als unerlässlich, um die nationalen Ziele und internationalen Verpflichtungen Deutschlands zum Klimaschutz und zum Ausbau der Erneuerbaren Energien zeitgerecht und kosteneffizient zu erreichen.
- Aufgrund der heute schon zahlreich vorhandenen Netzengpässe in den Hochspannungsnetzen und der Tatsache, dass auch in Zukunft die überwiegende Zahl von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in dieser oder unterlagerten Spannungsebenen angeschlossen wird, ist der Einbezug der Hochspannungsebene in das Gesetz unbedingt notwendig.
- Der Einsatz von Erdkabel ist eine unverzichtbare Option zur Beschleunigung des Netzausbaus.
- Sowohl technisch als auch wirtschaftlich sind Erdkabel in der Hochspannung (110 kV) auf der einen und in der Höchstspannung (380 kV) auf der anderen Seite zu unterscheiden.
- Aufgrund der fehlenden oder sehr geringen Mehrkosten gegenüber Freileitungen und der langen Betriebserfahrung können und sollten neue Hochspannungsleitungen (bis 150 kV) vollständig als Erdkabel ausgeführt werden.
- In der Höchstspannung (ab 150 kV) ist dagegen nur eine teilweise Verkabelung unter konkreten Bedingungen technisch und gesamtwirtschaftlich vertretbar.

■ **HAUPTSTADTBÜRO**

Marienstr. 19/20  
10117 Berlin

Tel.: +49 (0) 30/28482-106  
Fax: +49 (0) 30/28482-107

bwe-berlin@wind-energie.de

■ **BUNDESGESCHÄFTSSTELLE**

Herrrenteichsstr. 1  
49074 Osnabrück

Tel.: +49 (0) 541/35060-0  
Fax: +49 (0) 541/35060-30

info@wind-energie.de

■ **BANKVERBINDUNG**

Sparkasse Osnabrück  
BLZ: 265 501 05  
Kto.: 251 868

StNr. 66/270/08061  
IBAN DE56 2655 0105 0000 2518 68  
BIC NOLADE22XXX

■ **SITZ: OSNABRÜCK**

Eingetragen ins Vereinsregister  
des AG Eckernförde, VR Nr. 436

## 1. Bedarf für den Ausbau der Erneuerbaren Energien

Bei der Diskussion um den Ausbau der elektrischen Netze ist deutlich zwischen der Hoch- und der Höchstspannungsebene zu unterscheiden.

Neue Höchstspannungsleitungen werden heute in der Regel mit einer Nennspannung von 380 kV betrieben. Sie werden fast ausschließlich im Übertragungsnetz eingesetzt, siehe Tabelle 1. Dieses dient dem überregionalen Transport von Strom und ist mit dem Ausland über Kuppelstellen verbunden.

Davon zu unterscheiden ist die Ebene der Hochspannung. Neue Hochspannungsleitungen werden heute in Deutschland fast ausschließlich mit 110 kV Nennspannung betrieben. Der größte Teil der Hochspannungsleitungen ist, wie die Mittel- und Niederspannungsleitungen, in den regionalen Verteilnetzen zu finden, siehe Tabelle 1.

| Spannungsebene | Verteilnetz<br>km | Übertragungsnetz<br>km | Anteil Verteilnetze<br>% |
|----------------|-------------------|------------------------|--------------------------|
| Niederspannung | 1.075.183         | -                      | 100,0%                   |
| Mittelspannung | 492.257           | -                      | 100,0%                   |
| Hochspannung   | 54.438            | 21.960                 | 71,3%                    |
| Höchstspannung | 299               | 34.848                 | 0,9%                     |

**Tabelle 1:** Stromkreislängen in Verteil- und Übertragungsnetzen nach Spannungsebenen 2007 (Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2008)

**Der Anschluss von Anlage zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen findet ganz überwiegend in der Mittel- und Hochspannung, d.h. in den Verteilnetzen statt:** Nach den Daten des Monitoringberichts 2008 der Bundesnetzagentur (S. 74 ff.) sind es durchschnittlich 88%, siehe Tabelle 2.

| Sparte               | Verteilnetz<br>Megawatt | Übertragungsnetz<br>Megawatt | Anteil Verteilnetz<br>% |
|----------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------|
| Biomasse             | 2.705                   | 61                           | 97,8%                   |
| Photovoltaik         | 2.713                   | 10                           | 99,6%                   |
| Wasserkraft          | 2.270                   | 1.446                        | 61,1%                   |
| Windenergie          | 18.234                  | 2.061                        | 89,8%                   |
| Sonstige Erneuerbare | 201                     | 59                           | 77,3%                   |
| <b>Summe</b>         | <b>26.123</b>           | <b>3.637</b>                 | <b>87,8%</b>            |

**Tabelle 2:** Verteilung der Anschlussleistung von Erneuerbare Energie-Anlagen auf Verteil- und Übertragungsnetze bis 100 MW Leistung vor 2007 (Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2008)

Dieses Verhältnis wird sich in Zukunft - auch bei einem Ausbau der zentralen Offshore-Windenergie - nicht wesentlich verändern, u.a. auch weil die dezentrale Erzeugung durch Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen steigt. Zudem verzögert sich der Ausbau der Offshore-Windenergie gegenüber den ur-

sprünglichen Planungen, die Windenergienutzung an Land steigt dagegen wesentlich stärker an als von der Bundesregierung prognostiziert.

Der BWE erwartet für das Jahr 2020 eine installierte Leistung von rund 45.000 MW von Windenergieanlagen an Land (heute ca. 24.000 MW). Für die Offshore-Windenergie erwarten sowohl der BWE als auch die Bundesregierung dagegen erst 10.000 MW bis zum Jahre 2020.

Der wesentliche Teil des Zubaus an Land wird in den nördlichen und östlichen Bundesländern stattfinden. Allein die Landesregierungen Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg wollen die installierte Windleistung an Land von rund 11.530 MW Ende 2007 auf 21.500 MW im Jahr 2020 steigern. Diese Kapazitäten werden auch weiterhin überwiegend an Hochspannungsnetze bzw. an Umspannwerken zur Hochspannungsebene angeschlossen werden!

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien findet in der Fläche und überwiegend in ländlichen Regionen statt. Die Erzeugung übersteigt in der Regel bereits den Verbrauch vor Ort. Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die auf der Nieder- oder Mittelspannungsebene einspeisen sind in der Regel auch auf den Abtransport der erzeugten Energie über das Hochspannungsnetz angewiesen. Deshalb wird der Gesetzentwurf mit der alleinigen Adressierung der Höchstspannungsebene dem Bedarf für den Ausbau Erneuerbarer Energien in keiner Weise gerecht.

**Der BWE hält daher den Einbezug der Hochspannungs-Leitungen in das Gesetz für unerlässlich um die Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Stromsektor zu erreichen.**

Auch die gerade verabschiedete neue EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien verlangt von allen Mitgliedsstaaten sowohl die Entwicklung der Übertragungs- als auch der Verteilnetze, um größere Menge von Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen zu können.<sup>1</sup>

## 2. Beschleunigung des Netzausbaus

Leitungen der Nieder- und Mittelspannung werden heute aus wirtschaftlichen Gründen praktisch ausnahmslos als Erdkabel verlegt. Der Ausbau dieser Netzebenen findet daher ohne Verzögerungen statt.

Leitungen der Hochspannungen werden dagegen ganz überwiegend und Leitungen der Höchstspannung fast ausnahmslos als Freileitungen verlegt, weil dies bei dem bisherigen Stand der Technik, unter den bisherigen Auslegungskriterien und bei den bisherigen Kosten-/Nutzen-Betrachtungen als die

---

<sup>1</sup> Artikel 14: „1. Member States shall take the appropriate steps to develop transmission and distribution grid infrastructure, intelligent networks, storage facilities and the electricity system, in order to allow the secure operation of the electricity system as it accommodates the further development of electricity production from renewable energy sources, ...“

effizienteste Lösung gilt und nur diese von der Bundesnetzagentur anerkannt wird.

Die Erfahrung zeigt jedoch, dass Planung, Genehmigung und Durchsetzung (einschließlich der Enteignung von Landeigentümern) neuer Freileitungen in der überwiegenden Zahl der Fälle Zeiträume von zehn Jahre und mehr erfordert. Viele Vorhaben wurden sogar ganz aufgegeben (z.B. der sog. Lübecker Ring).

Die Verkürzung von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie des Rechtswegs stößt jedoch zunehmend an verfassungs- und europarechtliche Grenzen. Der Zeitgewinn ist zudem äußerst gering. Zudem wird der einhergehende Abbau von Mitspracherechten der betroffenen Bevölkerung und der regionalen Behörden und Parlamente zunehmend weniger akzeptiert.

**Aus diesen Gründen ist die Option der Erdverkabelung zur Beschleunigung des Netzausbaus auf jeden Fall notwendig. Abzuwägen sind allein die Bedingungen dafür. Dabei ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen streng zwischen der Hoch- und der Höchstspannungsebene zu unterscheiden, siehe folgende Ausführungen.**

### 3. Auswirkungen des verzögerten Netzausbaus

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor auf mindestens 30% bis 2020 ist nationales Ziel und Bestandteil der internationalen Verpflichtungen Deutschlands zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit (EU-Ziele 20/20/20, Kyoto, Post-Kyoto).

Da viele Verteilnetze inzwischen an die Grenze der Aufnahmefähigkeit gelangt sind, werden Erzeugungsanlagen insbesondere bei starkem Wind durch den Netzbetreiber gedrosselt oder ganz ausgeschaltet. Dies wird als „Erzeugungsmanagement“, „Einspeisemanagement“ oder „Netzsicherheitsmanagement“ bezeichnet.

Bereits regelmäßig wird das Erzeugungsmanagement in ländlichen Regionen mit traditionell schwachen Netzen aber starker Windenergienutzung eingesetzt, etwa bei E.on Netz (Schleswig-Holstein), Eon Avacon und HSN Magdeburg, E.on Edis sowie Envia Netz.<sup>2</sup> Netzbetreiber erwarten eine exponentielle Zunahme der Schaltungen.

Auch im Übertragungsnetz von Vattenfall Europe Transmission sind bereits mehrmals Netzengpässe aufgetreten und ein Einspeisemanagement in der gesamten Regelzone durchgeführt worden, zuletzt am 2. Dezember 2008.<sup>3</sup>

<sup>2</sup> [www.eon-avacon.com/Cms/Default.aspx?id=6051&ch=2](http://www.eon-avacon.com/Cms/Default.aspx?id=6051&ch=2)  
[www.eon-netz.com/pages/ene\\_de/EEG\\_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Windenergie/Erzeugungsmanagement/index.htm](http://www.eon-netz.com/pages/ene_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Windenergie/Erzeugungsmanagement/index.htm)  
[www.eon-edis.com/html/20373.htm](http://www.eon-edis.com/html/20373.htm)  
[www.envia-netz.de/netzApp/ebene\\_a/nsm\\_entlastung.jsp](http://www.envia-netz.de/netzApp/ebene_a/nsm_entlastung.jsp)

<sup>3</sup> [www.vattenfall.de/transmission](http://www.vattenfall.de/transmission)

Optimierungsmaßnahmen wie etwa der Einsatz des sog. Leiterseilmonitorings oder saisonal angepasster Belastungsgrenzen für Freileitungen können zwar die Häufigkeit und Stärke von Abschaltungen reduzieren, sie reichen vom Potenzial jedoch nicht aus, um den Netzausbau zu ersetzen.

**Optimierungsmaßnahmen können den Leitungsausbau nicht ersetzen, sondern können allenfalls die Folgen des bereits verspäteten Netzausbaus mildern.**

#### 4. Technische Erfahrungen mit Erdkabeln

In der Hochspannung (110 kV) werden die heute gängigen VPE<sup>4</sup>-Erdkabel seit gut 30 Jahren eingesetzt. Damit liegen ausreichende Langzeitbetriebserfahrungen vor. In städtischen Räumen ist der Einsatz von 110-kV-Erdkabeln heute Standard, negative Folgen sind nicht bekannt. Rund sechs Prozent der deutschen 110-kV-Netze sind heute bereits verkabelt.<sup>5</sup>

In der Höchstspannung (380 kV) wurden Erdkabel bis vor kurzem nur in Ausnahmefällen eingesetzt, etwas in städtischen Gebieten oder bei der Querung von Flüssen und Fjorden. In Europa sind seit 1996 rund 200 km verlegt worden, jedoch mit deutlich steigender Tendenz. Mit gut zehn Jahren sind die Betriebserfahrungen noch begrenzt.

#### 5. Mehr- und Minderkosten von Erdkabeln

Auch bezüglich der Kostenrelation zwischen Freileitungen (FL) und Erdkabeln (KB) ist deutlich zwischen den Spannungsebenen zu unterscheiden. Je nach Auslegung und Belastungsfall (reiner Abtransport einer „Windlast“ oder Übertragung einer „Netzlast“ im (n-1)<sup>6</sup>-sicheren Betrieb) ergeben sich Mehr- oder Minderkosten. Das ist darin begründet, dass die Investitions- bzw. Errichtungskosten von Erdkabeln zwar in jedem Fall höher sind als bei vergleichbaren Freileitungen, die Kosten für Instandhaltung und elektrische Verluste jedoch geringer. Als Kosten müssen daher die Gesamtkosten über die Lebensdauer verglichen werden.

Der Neubaubedarf für Hochspannungs-Leitungen ist in der Regel durch den Abtransport von Windstrom in das Übertragungsnetz dominiert. Im Extremfall

---

<sup>4</sup> Bezeichnung nach dem als Isolator genutzten Kunststoff (vernetztes Poly-Ethylen, VPE)

<sup>5</sup> Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz, Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführt von FGE e.V. an der RWTH Aachen, FGH e.V. Aachen /Mannheim und ISET e.V. Kassel, Aachen 2007, [www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/4591/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/4591/)

<sup>6</sup> (n-1) bedeutet, dass auch bei Ausfall einer Leitung oder eines anderen Betriebsmittels (Transformator, Schaltanlagen, etc.) immer noch die gesamte Last durch andere Betriebsmittel übertragen werden kann. Daher werden die Betriebsmittel im Normalbetrieb nicht voll ausgelastet.



einer Auslegung auf den reinen Abtransport einer „Windlast“ ohne (n-1)-Sicherheit können sogar Minderkosten von Erdkabel von bis zu 40% (Kostenfaktor 0,6) erreicht werden, siehe Tabelle 3. Aber auch bei der (n-1)-sicheren Übertragung einer „Netzlast“ betragen die Mehrkosten bei Doppelsystemen nur maximal 30%. (Kostenfaktor 1,3).

|        |                         | Errichtung | Annuitäten              |                         |
|--------|-------------------------|------------|-------------------------|-------------------------|
|        |                         |            | „Windlast“ <sup>1</sup> | „Netzlast“ <sup>2</sup> |
| 380 kV | Einfach-KB / Einfach-FL | 3...6      | 1,1...2,4               | 2...4                   |
|        | Doppel-KB / Doppel-FL   | 4...10     | 1,1...2,7               | 2,2...5,3               |
| 110 kV | Einfach-KB / Einfach-FL | 1,5...2,5  | 0,6...0,8               | 0,9...1,4               |
|        | Doppel-KB / Doppel-FL   | 2...3      | 0,6...0,8               | 1...1,3                 |

Tabelle 10.21: Zusammenfassung der Kostenfaktoren  
<sup>1</sup>: für reine Übertragung von WEA volle Ausnutzung der Leitungsübertragungskapazität bei Starkwind unterstellt  
<sup>2</sup>: Leitung im vermaschten, (n-1)-sicher betriebenen Netz)

**Tabelle 3:** Kostenfaktor Erdkabel/Freileitung. Entnommen aus der Studie „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“ im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführt von FGE e.V. an der RWTH Aachen, FGH e.V. Aachen /Mannheim und ISET e.V. Kassel, Aachen 2007, [www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/4591/](http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42024/4591/)

**Aufgrund der fehlenden oder sehr geringen Mehrkosten gegenüber Freileitungen und der langen Betriebserfahrung können und sollten neue Hochspannungsleitungen (bis 150 kV) vollständig als Erdkabel ausgeführt werden.**

**In der Höchstspannung (ab 150 kV) ist dagegen nur eine teilweise Verkabelung unter konkreten Bedingungen technisch und gesamtwirtschaftlich vertretbar.**

## 6. Nutzen des beschleunigten Netzausbaus

Soweit die vollständige oder teilweise Verkabelung von neuen Leitungstrassen über die Umlage zu Mehrkosten für alle Stromverbraucher führt, sind diesen Kosten auch gesamtwirtschaftliche Nutzen entgegen zu stellen:

- Zahlungen gem. der Härtefallklausel für das Einspeisemanagement in Verteilnetzen (110 kV und weniger) für EEG-Anlagen nach EEG 2009 werden reduziert. Geht man nur davon aus, dass ein Prozent der heute jährlich erzeugten Windstrommenge von 40 Mrd. kWh zu durch-

schnittlich 9 ct/kWh im Rahmen dieser Regelung vergütet werden müsste, so ergibt sich ein Betrag von 36 Mio. Euro p.a. , der möglichen Mehrkosten für Erdkabel gegenüber steht. Die Errichtungsmehrkosten (nicht Gesamtkosten!) eines 110-kV-Doppel-Erdkabels betragen etwa 0,3 Mio. Euro pro km, so dass allein mit den jährlich eingesparten Zahlungen für das Einspeisemanagement rund 120 km Erdkabel kostenneutral errichtet werden könnten (bei dann geringeren Instandhaltungs- und Verlustkosten)!

- Die Erhöhung der Kapazität im Übertragungsnetz (380 kV) erhöht die Liquidität im Stromhandel und führt – insbesondere wenn sie den Ausbau von Kuppelkapazitäten in das Ausland mit einbezieht – zu geringeren Großhandelspreisen.

Während der durchschnittliche Spotmarktpreis 2007 an der deutschen Strombörse EEX<sup>7</sup> 37,99 Euro/MWh betrug, waren es am skandinavischen Nordpool<sup>8</sup> nur 29,93 Euro/MWh – ein Unterschied von mehr als 0,8 ct/kWh bzw. 21 Prozent.

Würden die Großhandelsstrompreise in Deutschland nur um 0,1 Cent pro kWh gedämpft, ergäbe das eine jährliche Strompreisentlastung von rund 500 Mio. Euro. Allein mit der Einsparung eines Jahres könnten so - bei Errichtungsmehrkosten eines Erdkabel von rund 4 Mio. Euro pro km - gesamtwirtschaftlich rund 125 km Erdkabel im Übertragungsnetz kostenneutral gebaut werden. Die Dena-Netzstudie I hat einen Zubaubedarf im Übertragungsnetz von 850 km bis 2015 errechnet. Nach drei Jahren wären also bereits die Mehrinvestitionen bei einem Teilverkabelungsgrad von 30% aufgewogen.

- Der Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur ist eine wesentlich Voraussetzung für den Erhalt der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland. Versorgungsunterbrechungen können insbesondere in Industrie und Gewerbe zu hohen Folgekosten führen.
- Kabel sind im Gegensatz zu Freileitungen über mehrere Stunden überlastbar und bieten daher in Ausnahmesituationen größere Sicherheitspuffer.
- Erdkabel sind unempfindlicher gegenüber Wettereinflüssen. Zunehmende Extremwittersituationen werden angesichts des Klimawandels befürchtet.
- Fortschritte in der Kabeltechnik sowie Skaleneffekte in der Produktion von Kabeln können zu weiteren Kostensenkungen führen.

---

<sup>7</sup> [www.eex.de](http://www.eex.de)

<sup>8</sup> [www.nordpool.no](http://www.nordpool.no)

## 7. Internationale Entwicklung

Eine zunehmende Verkabelung („undergrounding“) in Hoch- und Höchstspannungsnetzen wird auch in anderen europäischen Ländern immer mehr zum Standard:

- In **Dänemark** wurde im November 2008 eine Übereinkunft der großen Parteien gefunden, in Zukunft nicht nur im Übertragungsnetz lange Teilstrecken als Erdkabel zu verlegen, sondern die regionalen Netze (in Dänemark 132 und 150 Kilovolt) komplett unterirdisch zu verlegen. Der staatliche Netzbetreiber energinet.dk wird dazu einen Plan erarbeiten.<sup>9</sup>
- Der **französische Netzbetreiber RTE** hat sich selbst verpflichtet, mindestens 30 % der neuen oder der zu erneuernden Hochspannungsleitungen als Erdkabel auszuführen. Aktuell liegt die Quote schon bei 36%.<sup>10</sup>
- Zusammen mit dem **spanischen Netzbetreiber REE** hat RTE im Januar bekannt gegeben, den seit vielen Jahren benötigten Lückenschluss im europäischen Verbundnetz zwischen Baixas in Frankreich und Santa Llogaia in Spanien auf der sensiblen Route durch die Pyrenäen als Erdkabel zu verlegen.<sup>11</sup>
- In **Italien** konnte nach rund zehn Jahren die Blockade der 380-kV-Verbindung Turbigio-Rho durch eine Teilverkabelung (8 km von 28 km) aufgelöst werden.<sup>12</sup>
- Auch in **Schweden** wird der größte Teil der neuen Y-förmigen Übertragungstrasse „South-West Link“ zwischen dem südlichen Schonen, Mittelschweden und der norwegischen Hauptstadt Oslo als Erdkabel gelegt. Dabei werden Wechselstrom und Gleichstromübertragung kombiniert.<sup>13</sup>

## 8. Regelungsumfang

Der Gesetzentwurf spricht nur von Vorhaben mit Nennspannung von 380 Kilovolt und mehr. Damit werden nicht nur die dringend benötigten Hochspannungsleitungen von der Beschleunigungswirkung ausgenommen, sondern implizit auch die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ), die heute mit einer Nennspannung von typisch 150 kV ausgeführt wird. Soweit jedoch der Anschluss von Offshore-Windparks über HGÜ erfolgt, kann es sinnvoll und

<sup>9</sup> [www.energinet.dk/en/menu/News/Newsarticles/More+undergrounding+in+power+system+expansion.htm](http://www.energinet.dk/en/menu/News/Newsarticles/More+undergrounding+in+power+system+expansion.htm)

<sup>10</sup> [www.rte-france.com/htm/an/environnement/contrat\\_serv.jsp](http://www.rte-france.com/htm/an/environnement/contrat_serv.jsp)

<sup>11</sup> [www.rte-france.com/htm/an/journalistes/telecharge/communiqués/CP\\_RTE\\_REE\\_VA\\_100108.pdf](http://www.rte-france.com/htm/an/journalistes/telecharge/communiqués/CP_RTE_REE_VA_100108.pdf)

<sup>12</sup> [www.terna.it/LinkClick.aspx?FileTicket=vnssl7XYFQU%3d](http://www.terna.it/LinkClick.aspx?FileTicket=vnssl7XYFQU%3d)

<sup>13</sup> [www.svk.se/Start/English/Press--Information/Pressrelease/](http://www.svk.se/Start/English/Press--Information/Pressrelease/)



kosteneffizient sein, diese Leitungen an Land in HGÜ-Technik in die Lastzentren weiter zu führen. Das implizite Vorschreiben von Technik muß vermieden werden.

**Daher sollte das EnLAG (Artikel 1 des Gesetzes) entsprechend der Bezugnahme auf § 43 EnWG (Erfordernis der Planfeststellung) alle Vorhaben mit einer Nennspannung von 110 kV und mehr erfassen. Alle Artikel im Gesetz sind entsprechend anzupassen. Alle Formulierungen, die allein auf die Höchstspannungsebene verweisen, sind zu streichen.**

**Die Änderungen des § 43 EnWG (Artikel 2 des Gesetzes) sind so anzupassen, dass Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung bis einschließlich 150 kV erfasst werden und die Begrenzung auf einen Korridor von 20 km längs der Küstenlinie landeinwärts ersatzlos entfällt.**

Der energiewirtschaftliche Verbund zwischen Ländern mit großen Speicherkraftwerken und Deutschland wird mit der Zunahme der volatilen Windenergieeinspeisung immer wichtiger. Dabei ist die bessere Anbindung des nördlichen Deutschlands an den skandinavischen Strommarkt von besonderem Interesse.

**In den Bedarfsplan sollten daher auch weitere geplante Interkonnektoren, wie etwa die zwischen Deutschland und Norwegen geplanten Seekabel NorGer und NordLink aufgenommen werden.**

**Seekabel, die nicht der Anbindung von Offshore-Windparks dienen, sollten darüber hinaus ebenfalls ein Planfeststellungsverfahren durchlaufen können, um den Genehmigungsprozess zu beschleunigen.**

## 9. Konkurrenz zu Landesgesetzen

Das Gesetz sollte hinsichtlich der Verwendung von Erdkabeln ausdrücklich weitergehende Landesgesetze zulassen, um auch regionale Konfliktlösungen bei Ausbauvorhaben zu ermöglichen. Wenn es keine Sperrwirkung des Bundesgesetzes gegenüber Landesgesetzen gibt, so können letztere die Verwendung von Erdkabeln in allen Spannungsbereichen regeln<sup>14</sup>.

## 10. Ergänzende Maßnahmen

Neben dem Ausbau der elektrischen Netze ist die Ausnutzung der vorhandenen Netze wirtschaftlich von großem Interesse. Speicher können wesentlich zur besseren Auslastung der vorhandenen Netzkapazitäten beitragen und

---

<sup>14</sup> Prof. Dr. Martin Schulte: Gesetzgebungszuständigkeit und Regelungskonzeption beim Ausbau des Energieversorgungsnetzes unter besonderer Berücksichtigung der Erdverkabelung auf Höchstspannungsebene; Kurzgutachten, Dresden, 17.08.2007, [www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20070817gutachtenschulteerdkabel.pdf](http://www.netzausbau-niedersachsen.de/downloads/20070817gutachtenschulteerdkabel.pdf)

damit Netzausbau vermeiden. Die von der Bundesnetzagentur getroffene Entscheidung, dass der Pumpstromaufwand für Pumpspeicherkraftwerke mit Netznutzungsentgelten belegt wird, ist daher gesamtwirtschaftlich absolut kontraproduktiv und sollte vom Gesetzgeber im Rahmen des Artikelgesetzes korrigiert werden.

## Fazit

Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) begrüßt die Absicht der Bundesregierung die Akzeptanz für den Ausbau der elektrischen Netze durch den Einsatz von Erdkabeln zu erhöhen und ihn auf diese Weise zu beschleunigen. Durch den raschen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor auf der einen Seite und einem bisher zu langsamen Umbau der Stromnetze auf der anderen Seite ergeben sich immer öfter Netzengpässe. Die dann erforderliche Drosselung der einspeisenden Anlagen verursacht steigende volkswirtschaftliche Kosten und gefährdet das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele.

Die Erdverkabelung der regionalen Verteilnetze (110 Kilovolt) ist für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland von elementarer Bedeutung. Im Gegensatz zu der von der Bundesregierung ausschliesslich adressierten 380 Kilovolt-Ebene sind damit jedoch keine oder nur minimale betriebswirtschaftliche Mehrkosten verbunden.

Der Regierungsentwurf lässt keinen sachlichen Grund erkennen, warum der Ausbau der Hochspannungsnetze (110 Kilovolt) per Erdverkabelung nur auf einen schmalen Küstenstreifen von 20 Kilometern und auf die Anbindung von Offshore-Windparks begrenzt bleiben soll. In den regionalen Verteilnetzen besteht schließlich schon heute der größte Engpass für den Transport von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Die Akzeptanz in der Bevölkerung für unterirdisch verlegte Leitungen ist deutlich höher als bei Freileitungen und auch die Umsetzungszeiten verkürzen sich bei der Erdverkabelung erheblich. Sie sind daher unerlässlich für die Beschleunigung des Netzausbaus.

gez. Ralf Bischof

Bundesverband WindEnergie e.V.