



Bundesnetzagentur

Bericht

gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG

**zur Auswertung
der
Netzzustands- und Netzausbauberichte
der deutschen
Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber**

Bonn, 14.03.2011

Gliederung

EXECUTIVE SUMMARY	5
1 EINLEITUNG	7
2 RAHMENBEDINGUNGEN	9
2.1 ENTWICKLUNGEN UND VORGABEN IM NATIONALEN RAHMEN	11
2.1.1 Anreizregulierungsverordnung	11
2.1.2 Energieleitungsausbaugesetz	12
2.1.3 Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz	12
2.1.4 Offshore-Windparks (§ 17 Abs. 2a EnWG)	15
2.1.5 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	17
2.1.6 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung	17
2.1.7 Dena-Netzstudie I und II	19
2.1.8 Energiekonzept der Bundesregierung	21
2.2 ENTWICKLUNGEN UND VORGABEN IM EUROPÄISCHEN RAHMEN	22
2.2.1 Grenzüberschreitender Austausch von Energie	22
2.2.2 Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze	25
2.2.3 Priority Interconnection Plan/Energy Security and Solidarity Action Plan	25
2.2.4 Richtlinie 2009/28/EG	26
2.2.5 Richtlinie 2005/89/EG	27
2.2.6 Das 3. Energiebinnenmarktpaket	27
2.3 FAZIT	30
3 DIE ALLGEMEINEN BERICHTE.....	32
3.1 NETZZUSTANDSBERICHTE	32
3.1.1 Altersstrukturen der Betriebsmittel	33
3.1.2 Sanierung der Betriebsmittel	34
3.1.3 Zustand der Netze und Versorgungsunterbrechungen	36
3.2 NETZAUSBAUBERICHTE	38
3.2.1 Allgemeines	38

3.2.2	Investitionsvolumen.....	42
3.2.3	Wesentliche Netzausbauprojekte.....	43
4	FAZIT UND AUSBLICK.....	49

Annex 1: Stand der Umsetzung der 24 Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Absatz 1 EnLAG	55
Annex 2: Darstellung der Netzausbauprojekte 2010-2014	66
Annex 3: Netzausbauprojekte ab 2015.....	93
Annex 4: Graphische Darstellung der deutschen Projekte aus dem Priority Interconnection Plan	97

Executive Summary

Die Sicherstellung eines bedarfsgerechten Netzausbaus ist elementar, um die wachsenden Herausforderungen an das deutsche Übertragungsnetz zu meistern und auch langfristig eine hohe Versorgungssicherheit¹ in Deutschland gewährleisten zu können. Die Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB zeigen dabei einen Investitionsbedarf in ganz erheblichem Umfang auf. Die Gründe für diesen Bedarf liegen vor allem in der Integration erneuerbarer Energien – sowohl Onshore- wie auch Offshore-Windenergie und Photovoltaik - verbunden mit der gesetzlich vorgegebenen Anschluss- und Abnahmepflicht. Aber auch die Gewährleistung eines ungehinderten Netzzugangs von konventionellen Kraftwerkseinspeisungen führt neben der zunehmenden lastunabhängigen Schwankung der Erzeugung zu einer zunehmenden mittleren Transportentfernung, da die Erzeugungsanlagen vielfach in verbrauchsarmen ländlichen Regionen angesiedelt sind.

Die Bundesnetzagentur konstatiert erhebliche Verzögerungen bei der Realisierung von Netzausbauvorhaben der ÜNB. Gründe hierfür liegen überwiegend in den langwierigen Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren und einer fehlenden Akzeptanz in der Bevölkerung. Zwar hat das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) eine Möglichkeit zur Straffung des Planfeststellungsverfahrens und der Beschränkung des Rechtsschutzes auf das Bundesverwaltungsgericht für 24 prioritäre Projekte geschaffen, jedoch reicht dies allein nicht aus, um einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze sicherzustellen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur fehlen dabei insbesondere Regelungen, die bei der Planung neuer Trassen den notwendigen Raum bzw. die benötigten Flächen eröffnen.

Zudem fehlt es nach wie vor an einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Ausbau der Elektrizitätsleitungen, wohingegen die Förderung von Windenergie in der Öffentlichkeit überwiegend auf Zustimmung stößt. In diesem Zusammenhang fordert die Bundesnetzagentur alle am Planungs- und Umsetzungsprozess Beteiligten auf, zur dringend anstehenden Beschleunigung der notwendigen Netzinvestitionen beizutragen und durch eine Verbesserung der Transparenz der Projekte die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhöhen.

¹ Die Fähigkeit der leitungsgebundenen Energieversorgung mit Elektrizität, die Nachfrage nach Elektrizität in der erfragten Höhe dauerhaft, unterbrechungsfrei und zu qualitativ und wirtschaftlich annehmbaren Bedingungen zu decken wird hier als Versorgungssicherheit verstanden (vgl. Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur)

Um auch die zukünftigen Herausforderungen an den Netzausbau meistern zu können, ist neben dem Netzausbau auch der Einsatz von neuen Übertragungstechnologien notwendig. Hierbei ist die Bundesnetzagentur jedoch der Auffassung, dass neue Übertragungstechnologien zwar den notwendigen Netzausbau bis zu einem gewissen Punkt ergänzen, aber nicht ersetzen können.

Aufgrund der starken Vermaschung des europäischen Elektrizitätsnetzes ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur der Ausbau des Netzes in Deutschland, aber auch in den angrenzenden Ländern, für die Erhaltung der Systemstabilität im europäischen Verbundnetz von großer Bedeutung. Die Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes und somit die Zunahme von Transiten zwischen europäischen Ländern macht die Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedsstaaten dringend notwendig. Vor diesem Hintergrund ist anzumerken, dass auch für die Erhaltung der innerdeutschen Versorgungssicherheit der Ausbau der Kapazitäten an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen in angemessenem Umfang durch die Bundesnetzagentur für erforderlich erachtet wird.

Ein deutlich beschleunigter und über die aktuellen Netzausbaumaßnahmen hinausgehender Netzausbau ist somit notwendig, um das zurzeit hohe Niveau der netzseitigen Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz halten zu können. Hierbei sind alle am Prozess beteiligten Akteure dazu aufgefordert, die bestehenden Hindernisse schnellstmöglich abzubauen.

1 Einleitung

Das deutsche Elektrizitätsübertragungsnetz wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) EnBW Transportnetze AG, der TenneT TSO GmbH², der Amprion GmbH³ und der 50Hertz Transmission GmbH⁴ in vier Regelzonen betrieben. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 11 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) die Verpflichtung ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau wird seitens der Bundesnetzagentur unter anderem durch die Anforderung und Auswertung der Berichte der ÜNB zum Netzzustand und Netzausbau nach § 12 Abs. 3a EnWG beaufsichtigt. Diese Berichte sind durch die Netzbetreiber alle zwei Jahre zum 1. Februar zu erstellen.

Gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG veröffentlicht die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung eigener Erkenntnisse eine Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB gemäß § 12 Abs. 3a EnWG. Im Januar 2006 hatte die Bundesnetzagentur erstmalig die Berichte der ÜNB angefordert und deren Auswertung am 08.01.2008 veröffentlicht. Der vorliegende Bericht umfasst die Analyse der zum 01.02.2008 (Berichtszeitraum 01.01.2006 bis 31.12.2007) und zum 01.02.2010 (Berichtszeitraum 01.01.2008 bis 31.12.2009) angeforderten Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB. Um eine hohe Aktualität zu gewährleisten, wurde des Weiteren die von den ÜNB bisher eingereichten Quartalsberichte (Stand: 4. Quartal 2010) mit ausgewertet und in den vorliegenden Bericht einbezogen.

² Der Bereich der Höchstspannung (220/380 kV) wurde von der E.ON Netz GmbH (110 kV) abgespalten. Seit dem 04.05.2009 firmiert der Höchstspannungsbereich als transpower stromübertragungs GmbH. Seit dem 01.01.2010 ist TenneT Holding B.V. (der niederländische Übertragungsnetzbetreiber) Eigentümer des deutschen Übertragungsnetzbetreibers transpower. Mit Wirkung zum 05.10.2010 ist transpower nunmehr unter dem Namen TenneT TSO GmbH tätig. Das Unternehmen ist der erste grenzüberschreitende Übertragungsnetzbetreiber für Strom in Europa.

³ Am 01.09.2009 hat die Amprion GmbH als neue Übertragungsnetzgesellschaft alle Aufgaben der RWE Transportnetz Strom GmbH übernommen und sämtliche Aktivitäten des RWE-Konzerns im Bereich des Höchstspannungsnetzes gebündelt. Amprion wird als „Independent Transmission Operator“ auf Basis des 3. EU-Binnenmarktpaketes ausgestaltet und hat dadurch eine weitgehende Unabhängigkeit vom Eigentümer RWE AG.

⁴ Seit dem 05.01.2010 firmiert der Übertragungsnetzbetreiber der Vattenfall Europe AG unter dem Namen 50Hertz Transmission GmbH. Seit dem 19.05.2010 ist 50Hertz an zwei neue Eigner übergegangen: der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia (60 %) und den australische Infrastrukturfonds Industry Funds Management – IFM (40 %).

An dieser Stelle sei bereits darauf hingewiesen, dass mit der Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpaketes in deutsches Recht zukünftig keine Netzzustands- und Netzausbauberichte gemäß § 12 Abs. 3a EnWG durch die ÜNB mehr zu erstellen sind und demzufolge die hier vorliegende Auswertung zu den Netzzustands- und Netzausbauberichten der ÜNB gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG letztmalig durch die Bundesnetzagentur erstellt wurde. Vielmehr sind die ÜNB gemäß Art. 22 der Richtlinie 2009/72/EG zukünftig dazu verpflichtet, der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen gemeinschaftlichen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen (siehe Punkt 2.2.6). Der Netzentwicklungsplan beinhaltet dabei Angaben zu den Übertragungsinfrastrukturen, welche in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen, allen bereits beschlossenen Investitionen, den Investitionen, welche in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen und einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte. Somit kommt der Bundesnetzagentur dabei die Aufgabe zu, offene und transparente Konsultationen zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan mit allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern durchzuführen und das Ergebnis unter besonderer Verweisung auf etwaigen Investitionsbedarf zu veröffentlichen.

Gegenstand des vorliegenden Berichtes ist es nicht, den Ausbaubedarf in Deutschland zur Wahrung der Versorgungssicherheit zu bestimmen, sondern den tatsächlichen Fortgang des Ausbaus der Netze wiederzugeben und die Gründe zu eruieren, warum es zu Verzögerungen des Leitungsausbau kommt. In dem vorliegenden Bericht werden größtenteils nur Projekte im Zeitraum von 2010 bis 2014 betrachtet. Zu Projekten mit einem Zeithorizont über 2014 hinaus sind Aussagen über Verzögerungen zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich.

Nachfolgend werden zunächst die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dargestellt. Vor diesem Hintergrund erfolgt sodann die Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte. Dabei werden einige maßgebliche Projekte im Einzelnen dargestellt und die aktuellen Erkenntnisse aus den Quartalsberichten berücksichtigt.

Der folgende Bericht wurde gemäß § 60 EnWG nach Beratung durch den Beirat von der Bundesnetzagentur erstellt.

2 Rahmenbedingungen

Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind gemäß § 11 Abs.1 EnWG 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. Zudem haben die ÜNB gemäß § 12 Abs. 3 EnWG dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen. Dabei sind die ÜNB im Sinne eines ganzheitlichen Systembetriebs gemäß § 12 Abs. 1 EnWG verpflichtet, die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb der Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem beizutragen.

Zur Erfüllung dieser im EnWG verankerten Aufgaben durch die ÜNB ist es notwendig, entsprechend sorgfältig den altersbedingten Ersatz, die Optimierung, die Verstärkung und den Ausbau des Netzes zu planen. Zur Dokumentation dieser Planung haben die ÜNB gemäß § 12 Abs. 3 a EnWG alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde vorzulegen.

Das politische Ziel der Entwicklung einer CO₂-armen bzw. freien Stromerzeugung erfordert einen bedarfsgerechten Netzum- und Netzausbau. Während in der Vergangenheit die Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch in Deutschland regional ausgeglichen war, führt die Förderung von regenerativen Erzeugungsanlagen zu einer räumlichen Trennung von Last- und Erzeugungsschwerpunkten in Deutschland. Diese Entwicklung führt zu immer mehr wachsenden Anforderungen an das deutsche Übertragungsnetz.

Übereinstimmend wurde von den ÜNB im Berichtszeitraum 2006/2007 ein erhöhtes Transit- aufkommen registriert. Dies liegt zum einen an der Veränderung des angeschlossenen Kraftwerkparcs, insbesondere durch die Errichtung und Integration von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen sowie von modernisierten und neuen konventionellen Kraftwerken. Aufgrund des Anschlusses von Windenergieerzeugungsanlagen wird zukünftig ein vermehrter Transport von den Produktionsanlagen in den Küstenregionen zu den Lastzentren im Westen und, wegen des zum Zeitpunkt der Berichterstellung (Netzzustands- und Netzaus-

bauplanungsberichte der ÜNB vom 01.02.2010) noch verpflichtenden Kernenergieausstiegs, gerade auch im Süden erwartet, der zu einer hohen Betriebsmittelbelastung aufgrund hoher Lastflüsse führen wird. Zum anderen nimmt im Zuge der Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarkts auch der europaweite Handel zu, der zu höheren grenzüberschreitenden Energieflüssen führt, die bereits teilweise durch Auktionen begrenzt werden, um Überlastungen an den grenzüberschreitenden Leitungen zu verhindern. Folge der erhöhten Transitleistung ist, dass umfangreiche Erneuerungen, Erweiterungen, Optimierungen und Umstrukturierungen in der 380-kV-Ebene notwendig werden, da die Übertragungsnetzstruktur einerseits - vor allem an den nationalen und internationalen Kuppelstellen - ursprünglich lediglich zur Nothilfe gedacht waren und andererseits die 220-kV-Netze den gestiegenen Transitanforderungen nach einhelliger Auffassung nicht mehr gerecht werden. Vorwiegend sollen deshalb die 380-kV-Netze extensiv um- und ausgebaut sowie modernisiert werden. Dies soll - soweit möglich - durch Umstrukturierungsmaßnahmen der 220-kV-Netze eingeleitet werden, um eine schnelle Realisierung der notwendigen Maßnahmen unter Vermeidung von häufig unverhältnismäßig langen Planungs- und Genehmigungsphasen sowie von Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung und damit häufig einhergehender Beschwerdeverfahren zu vermeiden.

Weiterhin stellen die ÜNB eine Stagnation des Stromverbrauchs und teilweise sogar einen Rückgang der vertikalen Last aufgrund dezentraler Energieerzeugung, jedoch eine steigende Horizontallast durch die genannten Übertragungsaufgaben und Rückspeisungen durch Windenergieanlagen aus dem 110-kV Netz fest.

Diese grundlegenden Erkenntnisse kongruieren ebenfalls mit den für den Berichtszeitraum 2008/2009 abgegebenen Einschätzungen, wobei auch die Energieerzeugung in den nördlichen Anrainerstaaten und deren Energieeinspeisung in das Übertragungsnetz sowie der Exportfluss zu den östlichen Anrainerstaaten gegenwärtig und zukünftig Berücksichtigung finden muss. Vor dem Hintergrund der zunehmenden und volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien und der hohen Leistungstransite rücken ebenfalls Netzstabilitätsgesichtspunkte der Netzausbauplanung sowie ausreichende und räumlich verteilte Blindleistungskompensationen⁵ in den Blickpunkt. Letztlich gewinnt auch der diskriminierungsfreie Netzzugang neuer Energieeinspeiser zunehmend an Bedeutung.

⁵ Es gibt eine Vielzahl von elektrischen Verbrauchern (Transformatoren, Pumpen, Motoren, etc.), die auf Grundlage von Magnetfeldern funktionieren. Zum Aufbau dieser Magnetfelder wird sog. induktive Blindleistung benötigt und dem Stromnetz entnommen, welche bei Abbau des Magnetfeldes wieder ins Netz zurück fließt. Dies

Nachfolgend werden die für die Auswertung der Netzausbauplanung der ÜNB und der Verteilernetzbetreiber (VNB) zugrunde liegenden gesetzlichen und technischen, nationalen wie europäischen Rahmenbedingungen im Überblick dargestellt.

2.1 Entwicklungen und Vorgaben im nationalen Rahmen

2.1.1 Anreizregulierungsverordnung

Die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze - im Einzelfall auch in die Verteilernetze - erforderlichen Kapitalkosten werden im Rahmen von Investitionsbudgets nach § 23 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) zur Verfügung gestellt. Die Genehmigung dieser Investitionsbudgets erfolgt, soweit die Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind.

Insgesamt sind bei der Bundesnetzagentur in den Jahren 2008 und 2009 von den vier ÜNB 181 (2008: 127; 2009: 54) Anträge auf Genehmigung von Investitionsbudgets gestellt worden. Das beantragte Volumen beträgt dabei rd. 12,4 Mrd. Euro (2008:7,9 Mrd. Euro, 2009:4,5 Mrd. Euro). Hiervon hat die Bundesnetzagentur bereits Investitionsmittel in Höhe von rd. 11,3 Mrd. Euro genehmigt.⁶ In Folge der erteilten Genehmigungen können die ÜNB ihre Erlösobergrenze, die die Bundesnetzagentur im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt hat, um die Kapitalkosten der genehmigten Investitionsprojekte anpassen. Dies ermöglicht den ÜNB einen angemessenen Kapitalrückfluss.

Die Änderung des Regelbeispiels nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr.6 ARegV erweitert die Möglichkeiten der Genehmigung von Investitionsbudgets für Hochspannungsleitungen als Erdkabel, beispielsweise bei Projekten nach § 2 Abs. 1 Energieleitungsausbaugesetz. Durch Einführung eines neuen Regelbeispiels nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr.9 ARegV wurde weiterhin der

führt zu Blindleistungspendelungen im Netz zwischen Verbraucher und Erzeuger. Die Blindleistung muss durch die Leitungen transportiert werden, ohne dass sie in nutzbare Arbeit umgewandelt werden kann. Einrichtungen zur Blindleistungskompensation (z.B. Kondensatoren, leistungselektronischen Kompensatoren oder Synchronmaschinen) reduzieren die Blindleistung im Netz. Blind- und Wirkleistung ergeben zusammen die sog. Scheinleistung. Der Anteil der nutzbaren Wirkleistung ist dabei umso größer, je geringer der Anteil der Blindleistung ist.

⁶ Stand: 30.12.2010

Weg für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und zu neuen grenzüberschreitenden Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekt geebnet. Die letztmalige Änderung des § 23 ARegV⁷ sieht zudem die Genehmigung von Investitionsbudgets nicht nur für Kapital- sondern auch für Betriebskosten durch die Bundesnetzagentur vor. Damit werden letzte Hemmnisse für Investitionen, die gleichzeitig zu höheren Betriebskosten führen, beseitigt.

2.1.2 Energieleitungsausbaugesetz

Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) wurde am 07.05.2009 vom Bundestag beschlossen und trat am 26.08.2009 in Kraft. Es soll Investitionen für moderne leistungsfähige Netze erleichtern, den Ausbau von Anlagen und Netzen für Erneuerbare Energien fördern, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der EU beitragen und zur Schaffung eines funktionierenden europäischen Energiein-nenmarkts - im Sinne der EG-Verordnung Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel - führen. Das EnLAG beschleunigt den Bau von 24 vordringlichen, den Zielsetzungen des § 1 EnWG und des EU *Energy Security and Soli-darity Action Plan*⁸ entsprechenden, Leitungsbauvorhaben überwiegend im 380-kV-Übertragungsnetz.

2.1.3 Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz

Am 25.10.2008 beschloss der Bundestag das Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Er-neuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vor-schriften. Damit novellierte er auch das anschließend in seiner Neufassung am 01.01.2009 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Dieses soll insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kos-ten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte verrin-gern, fossile Energieressourcen schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien fördern (§1 Abs. 1 EEG). Dazu wird die Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren Energien im Bereich der Stromproduktion für das Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent vorgegeben. Das im EEG a.F. für 2010 verankerte

⁷ Zuletzt geändert durch Art. 7 der Verordnung vom 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261).

⁸ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozi-alausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 13.11.2008, KOM (2008) 781.

Ziel, mindestens 12,5 % Strom aus Erneuerbaren Energien zu produzieren, wurde bereits 2007 mit 14,2 %, 2008 mit 15,2 % und 2009 mit 16,3 % deutlich überschritten⁹. Um das neu definierte Ziel erreichen zu können, wurde die Vergütung für die Wind- und Biomasseenergieerzeugung erhöht, das Repowering attraktiver und die Netzintegration von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - einschließlich effizienterer Gestaltung des Einspeisemanagements - mit ökonomischeren Regelungen gestaltet.

Für die Netzbetreiber normiert § 5 EEG die Pflicht, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie die kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Anlagenbetreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen. Der Netzbetreiber ist jedoch bei Tragung der Kostenlast grundsätzlich berechtigt, der Anlage einen anderen Verknüpfungspunkt zuzuweisen. Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 9 EEG möglich wird.

Des Weiteren sind Anlagenbetreiber durch § 6 EEG dazu verpflichtet, Anlagen – deren Leistung 100 kW übersteigt - mit technischen oder betrieblichen Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf.

Gemäß § 8 EEG soll grundsätzlich die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien sichergestellt werden. Diesbezüglich trifft die Netzbetreiber gleichfalls beim möglicherweise erforderlichen Einspeisemanagement (§ 11 EEG) die Pflicht, vorrangig die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abzunehmen. Der aus Erneuerbaren Energien produzierte Strom genießt nach dem Willen des Gesetzgebers folglich Priorität.

Gemäß § 11 EEG sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung

⁹ BMU, Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Stand: August 2010

von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit

- andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
- sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird und
- sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Hat die Notwendigkeit einer EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme gemäß § 11 Abs. 1 EEG vorgelegen, so ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Maßnahme nach § 11 EEG lag, gemäß § 12 Abs. 1 EEG verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreibern für den nicht eingespeisten Strom zu entschädigen. Im EEG wird nicht spezifiziert, wie die Entschädigungszahlung im Detail zu ermitteln ist.

Die Bundesnetzagentur wird in Kürze einen Leitfaden veröffentlichen, welcher die Voraussetzungen für eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der §§ 11, 12 EEG beschreibt. Zum einen enthält der Leitfaden Ausführungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Windenergie. Des Weiteren erläutert der Leitfaden die Rangfolge nach der die Erzeuger aufgrund der Anforderungen des Netzbetreibers ihre Einspeiseleistungen reduzieren müssen. Den Netzbetreibern wird vorgegeben welche Rangfolge Sie bei Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie nach § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG einzuhalten haben. Die genannten gesetzlichen Bestimmungen bestehen nebeneinander und sehen bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisung „Regelungsmaßnahmen“ (Einspeisereduzierungen) in Bezug auf konventionelle Anlagen sowie auf EE-, KWK- und Grubengasanlagen vor.

2.1.4 Offshore-Windparks (§ 17 Abs. 2a EnWG)

Die Windenergie stellte im Jahre 2009 mit 25.777 installierten MW (2008:23.895 MW) und einer Stromerzeugung von 38,6 TWh (2008: 40,6 TWh) bisher mit Abstand den größten Anteil unter den Erneuerbaren Energien¹⁰. Diese Entwicklung soll entsprechend dem Willen des Gesetzgebers durch die Errichtung von Offshore-Windparks (OWP) in besonderem Maße weiterhin gefördert werden. Allerdings haben die OWP-Anlagenbetreiber zur Verbesserung der Netzintegration und Verhinderung der Netzbelastung durch fluktuierende Einspeisung sicherzustellen, dass eine Windenergieanlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz einzeln oder gemeinsam mit anderen Anlagen die Anforderungen der Verordnung nach § 64 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG erfüllt.

Zur Verbesserung der Anreize für den Bau von Offshore-Anlagen wurde in den § 17 EnWG der Absatz 2a eingefügt. § 17 Abs. 2a Satz 1 EnWG verpflichtet den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber dazu die Netzanbindung im Sinne des § 3 Nr. 9 EEG von dem UW der Offshore-Anlage bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt zu errichten und zu betreiben; die Anbindung muss zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein. Dies gilt nur für Offshore-Anlagen, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen worden ist (§ 118 Abs. 3 EnWG). Eine Leitung nach Satz 1 gilt ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes. Übertragungsnetzbetreiber sind zum Ersatz der Aufwendungen verpflichtet, die die Betreiber von Offshore-Anlagen für die Planung und Genehmigung der Netzanschlussleitungen bis zum 17.12.2006 getätigt haben, soweit diese Aufwendungen den Umständen nach für erforderlich anzusehen waren und den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nach § 21 EnWG entsprechen. Des Weiteren sind die vier Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach § 17 Abs. 2a Satz 1 und 3 EnWG über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen.

Die BNetzA hat zu der Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG im Oktober 2009 ein Positionspapier veröffentlicht. Ziel des Positionspapieres ist die bestmögliche Ge-

¹⁰ Nach Auswertung des BMU hatte die Windenergie im Jahr 2009 allein einen Anteil von 6,6 % (2008: 6,6 %) am gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland. Der gesamte Anteil erneuerbaren Energien im Jahr 2009 am Bruttostromverbrauch beträgt 16,3 % (2008: 15,2 %). Quelle: BMU, Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Stand: August 2010

währleistung einer zügigen und fristgerechten Netzanbindung von Offshore-Anlagen an das deutsche Übertragungsnetz unter Begrenzung der Kostenbelastung für den Endverbraucher und der Vermeidung von Fehlinvestitionen. Die Vorgaben des Papiers – transparente Anbindungskriterien in Kombination mit einer Stichtagsregelung – tragen maßgeblich dazu bei, die Realisierung von OWP-Netzanbindungen zu strukturieren und zu beschleunigen. Durch das Positionspapier werden vor allem auch die gemeinsamen Netzanbindungen mehrerer OWP's (Sammelanbindungen) unter Vermeidung von stranded investments und unter Beachtung einer zügigen und fristgerechten Netzanbindung praktisch realisierungsfähig.

Mit den genannten Regelungen wird sichergestellt, dass die Entwicklung und Errichtung von Offshore-Anlagen auch zukünftig für den Betreiber ökonomisch bleibt und deren Netzananschluss gewährleistet ist. Mit der zunehmenden Errichtung von OWP werden an das Übertragungsnetz allerdings bereits jetzt höhere und neue Anforderungen gestellt, die sich zukünftig noch intensivieren werden. So kommt es im Norden Deutschlands wegen der OWP zu einer Produktionsüberkapazität, die sowohl in das südwestlich-nationale als auch in das gesamteuropäische Stromnetz weitergeleitet werden muss. Einer durch die Einspeisung der OWP an Starkwindtagen gegebenenfalls verursachten Netzüberlastung und der damit einhergehenden möglichen Netzinstabilität kann nur durch neue oder ertüchtigte Netzinfrastruktur entgegengewirkt werden. Lediglich durch ein gut aufeinander abgestimmtes und leistungsfähiges nationales Übertragungsnetz sowie innereuropäisches Verbundnetz kann eine effektive Aufnahme und Nutzung der von den OWP produzierten Leistungen gewährleistet werden.



Abbildung 1: Übersicht aller Offshore-Windpark-Cluster in der Nordsee

2.1.5 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Am 01.01.2009 trat das novellierte Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) in Kraft. Der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kommt wegen ihrer hohen Energieeffizienz eine besondere klimaschutzpolitische Rolle zu. Dies wird bereits aus dem Zweck des Gesetzes deutlich, der gemäß § 1 KWKG darin liegt, einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 % durch den befristeten Schutz, die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen, die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle sowie die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten.

Die Netzbetreiber sind gemäß § 4 KWKG zum Anschluss von KWK-Anlagen an ihr Netz und zur vorrangigen Abnahme des in diesen Anlagen erzeugten KWK-Stroms verpflichtet. Diese Verpflichtung trifft den Netzbetreiber, zu dessen technisch für die Aufnahme geeignetem Netz die kürzeste Entfernung zum Standort der KWK-Anlage besteht, wenn dessen Netz technisch oder nach wirtschaftlich zumutbarem Ausbau in der Lage ist, den KWK-Strom aufzunehmen. Durch die Regelungen im und Maßnahmen nach dem KWKG stellt der Gesetzgeber somit die Weichen, um den angestrebten 25 %-KWK-Anteil erreichen zu können.

2.1.6 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung

Ein wichtiges Element der Netzausbauplanung sind die Entscheidungen der Erzeugungsunternehmen über die Ansiedlung neuer Kraftwerke. Die in diesem Zusammenhang am 30.06.2007 in Kraft getretene neue Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV) setzt Rahmenbedingungen für den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen ab 100 MW an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110kV. Die Verordnung enthält Vorgaben für die Gewährung eines Netzanschlusses sowie die Kostentragung für die Errichtung des Anschlusses. Den Netzbetreibern wird in der Regelung des § 9 KraftNAV vorgegeben, ein gemeinsames Register aller Erzeugungsanlagen, die bestehen oder für die ein Netzanschlussbegehren nach § 3 Abs. 2 KraftNAV vorliegt und eine übersichtliche Darstellung des Netzschemaplanes und der Netzauslastung, einschließlich der Kennzeichnung bestehender oder erwarteter Engpässe zu führen. In diesem Register sind auch die Standorte vorübergehend stillgelegter oder endgültig aufgegebenener Erzeugungsanlagen zu erfassen und jeweils mit einer geeigneten Kennzeichnung zu versehen. Die Daten

sind Anschlussnehmern sowie auf Anforderung den Energieaufsichtsbehörden und Regulierungsbehörden in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen.

Mit Stand Oktober 2010 weist das sog. Kraftwerksanschluss-Register eine installierte Kraftwerksleistung von insgesamt ca. 95,8 GW auf. Davon entfallen ca. 82,1 GW auf die Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie auf die Kernkraft. Der Anteil der erneuerbaren Energien (Wind, Wasser) ist mit 7,7 GW noch gering. Dies wird sich jedoch mit der Errichtung von Offshore-Windparks – es liegen 6 Netzanschlusszusagen in Höhe von 2,3 GW und 33 Anschlussbegehren in Höhe von ca. 13,4 GW vor - ändern. Des Weiteren gibt es 45 Kraftwerksprojekte (ca. 31,5 GW), die eine Netzanschlusszusage vom Netzbetreiber bekommen haben. Zudem haben 25 Kraftwerksprojekte (ca. 9 GW) ein Netzanschlussbegehren an den jeweiligen Netzbetreiber gerichtet. Hierbei ist die Entscheidung der Netzanschlusszusage aber noch offen. Zum derzeitigen Zeitpunkt kann jedoch weder bei den Netzanschlussbegehren noch bei den Netzanschlusszusagen tatsächlich eine Aussage zur zukünftig installierten Leistung oder zur Realisierungswahrscheinlichkeit dieser Kraftwerksprojekte getroffen werden. In der Regel wird der Netzanschluss parallel zu den sonstigen Genehmigungsverfahren für die Erzeugungsanlage begehrt. Insoweit ist mit der Anschlusszusage des Netzbetreibers noch nicht sichergestellt, dass das Projekt auch tatsächlich realisiert wird. Die Entscheidung eines Projektträgers, ein Projekt wieder aufzugeben, hängt von verschiedenen Faktoren (bspw. der Preisentwicklung beim Primärenergieträger bzw. der Kraftwerkskomponenten) ab.

Den Anschlussnehmern wurde außerdem gemäß § 7 KraftNAV im Falle von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz ein Anspruch auf bevorzugten Netzzugang eingeräumt, wenn sie bis zum 31.12.2007 ein Netzanschlussbegehren mit vollständigen Angaben nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 KraftNAV an den Netzbetreiber gerichtet haben und ihre Erzeugungsanlage in der Zeit vom 01.01.2007 bis zum 31.12.2012 an das Netz angeschlossen wird oder ausschließlich aufgrund von Umständen, die sie nicht zu vertreten haben, erst zu einem späteren Zeitpunkt an das Netz angeschlossen werden kann. Der Anspruch auf bevorzugten Netzzugang nach Absatz 1 ist auf zehn Jahre ab dem Datum der ersten Netzeinspeisung, spätestens jedoch ab dem 31.12.2012, befristet. Er hat zum Inhalt, dass abweichend von § 15 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung von dem Netzbetreiber im Fall eines Engpasses die Bereitstellung von Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten verlangt werden kann. Würde durch die Ausübung von Rechten nach Absatz 1 mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität in Anspruch genommen, so sind die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen.

2.1.7 Dena-Netzstudie I und II

Die Maßnahmen zur Förderung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen - hier im Besonderen der Windenergie - haben Auswirkungen auf die für den Transport dieser Energie notwendige Errichtung und Planung der Netzinfrastruktur. Dass derartige Maßnahmen zur verbesserten Integration von Windenergie in das deutsche Übertragungsnetz erforderlich sind, ergibt sich nicht zuletzt aus der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, die sog. Dena-Netzstudie I. In dieser von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) in Auftrag gegebenen und im Februar 2005 veröffentlichten Studie waren die bisherigen Vorgaben zur Erzeugung der Energie aus erneuerbaren Energiequellen Grundlage der Untersuchungen. Die Studie befasst sich mit dem Problem des aus der Umsetzung der Energiestrategie resultierenden, vermehrt notwendig werdenden Bedarfs des Abtransports von in Norddeutschland erzeugter Windenergie. Da in der Region selbst ein geringer Strombedarf besteht und zusätzlich die Stromerzeugung aus Windenergie von starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt und nur eingeschränkt prognostizierbar ist, wurden die Anforderungen an das Gesamtsystem und insbesondere für die Übertragungsnetzbetreiber bzgl. ihrer Systemverantwortung im Hinblick auf eine sichere und zuverlässige Stromversorgung untersucht.

Das Ziel der Studie war das Schaffen einer möglichst optimalen Planungsgrundlage zur effizienten Integration von Windenergieleistungen in das elektrische Verbundsystem unter Einbeziehung der beteiligten Akteure. Die Auswirkungen der getroffenen Entscheidungen erstrecken sich aufgrund der kapitalintensiven Investitionen in Kraftwerkskapazitäten sowie Übertragungsnetze über Jahrzehnte.

Grundlage der Studie sind die Szenarien einer verstärkten Nutzung der Windenergie unter einer differenzierten Abbildung des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010 und 2015. Es wurden dabei für diese Jahre die Auswirkungen auf die Übertragungsnetze und den bestehenden Kraftwerkspark analysiert, Schwachstellen aufgezeigt und Lösungen erarbeitet. Hintergrund der Berechnung sind zum einen die Ziele der Bundesregierung zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 12,5% (bis 2010) bzw. 20% (bis 2020) zu erhöhen. Die Kapazität von Offshore-Anlagen soll nach der Strategie der Bundesregierung auf 2- 3 GW (bis 2010) bzw. bis auf 20- 25 GW (bis 2025/30) ausgebaut werden.

Zum anderen liegt laut Dena-Netzstudie I der alters- sowie atomkonsensbedingte Ersatzbedarf von Kraftwerkskapazitäten bei etwa 40.000 MW bis 2020 bei einer derzeitigen Bruttostromerzeugungskapazität von 121.000 MW. Hier sollen durch eine rechtzeitige Weichenstellung die langfristigen Investitionen in die geplante Kraftwerksstruktur sichergestellt werden. Da der Ausbau der zeitlich und saisonal volatilen Windenergie hohe Anforderungen an die Struktur der Übertragungsnetze stellt, hat der Ausbau der Windenergie auch direkten Einfluss auf zukünftige Investitionen in dem Bereich Netzausbau. Danach sind an Land bis zum Jahr 2015 insgesamt rund 850 km neue 380-kV- Doppelleitungen zu errichten und rd. 400 km bestehender Trassen zu verstärken. Die Kosten hierfür werden im Milliardenbereich liegen.

Die Bundesnetzagentur sieht die in der Dena-Netzstudie I getroffenen Aussagen als wichtige Grundlage für die Netzausbauplanung im Zeitraum bis 2015 an.

Der enormen Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf die Netzinfrastruktur durch zunehmende Transportaufgaben und sich ändernde Strukturen in der Energieerzeugung muss auch längerfristig Rechnung getragen werden. Hierzu soll die Dena-Netzstudie II langfristige Perspektiven zur Integration Erneuerbarer Energien, insbesondere der On- und Offshore-Windenergie, in das deutsche Verbundsystem aufzeigen. Denn die zu erwartende hohe räumliche Konzentration von stark schwankenden Windenergieleistungen (tages- und jahreszeitlich) in Norddeutschland setzt ausreichend Transportkapazitäten voraus, um das Zuverlässigkeitsniveau der deutschen sowie europaweiten Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Des Weiteren gibt § 1 Abs. 2 EEG auf nationaler Ebene nun vor, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu erhöhen. Die Studie befasst sich daher mit möglichen Realisierungsszenarien für den Zeitraum 2015 bis 2020 zur Erreichung der gesetzlichen Vorgaben. Im Wesentlichen wird dabei das Ergebnis der Dena-Netzstudie I als gegeben vorausgesetzt und die Realisierung der dortigen Vorgaben unterstellt. Hierbei ist anzumerken, dass die Dena-Netzstudie II keine konkreten Leitungsvorhaben bestimmt, sondern nur die Größenordnung und regionale Verteilung des zusätzlichen Leitungsbedarfs. Geprüft wird außerdem, wie die Flexibilität des Stromerzeugungssystems erhöht und die Nachfrage durch eine intelligente Steuerung verstärkt an die fluktuierende Erzeugung angepasst werden kann. Die Dena-Netzstudie II berücksichtigt dabei die heute am Markt verfügbaren Technologien, z.B. Drehstrom-Leitungen, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, Hochtemperaturleiterseile und Temperaturmonitoring. Im Ergebnis der Dena-Netzstudie II sind an Land bis zum Jahr 2020 - zusätzlich zu den 850 km der Dena-Netzstudie I - weitere rund 3600 km neue Höchstspannungstrassen zu

errichten. Hierfür wären Investitionskosten von etwa 9,7 Mrd. Euro erforderlich (einschließlich OWP-Anbindungen). Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen würde eine um 50 Prozent höhere Belastbarkeit gegenüber standardmäßig eingesetzten Leiterseilen ermöglichen und somit den Bedarf an neuen Trassen auf 1.700 km reduzieren. Zugleich müssten aber 5.700 km des bestehenden Netzes auf Hochtemperaturleiterseile umgestellt werden. Hierfür wären Investitionskosten von etwa 17 Mrd. Euro erforderlich. Durch den Einsatz eines Freileitungsmonitoring lässt sich der Netzausbau nur geringfügig auf 3.500 km reduzieren und weitere 3.100 km der bestehenden Freileitungstrassen müssten baulich angepasst werden. Die Kosten belaufen sich dabei auf 9,8 Mrd. Euro. Der Einsatz von erdverlegten Gleichspannungstrassen würde den notwendigen Netzausbau auf 3.400 km reduzieren, jedoch sind die Kosten von 22 bis 29 Mrd. Euro hierfür erheblich teurer. Zusätzlich zu den in der Dena-Netzstudie II genannten Kosten müssen jedoch auch noch die im Rahmen der Realisierung der bis 2015 umzusetzenden Netzausbaumaßnahmen nach der Dena-Netzstudie I anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Auftraggeber der Dena-Netzstudie II sind das Bundesumweltministerium, das Bundeswirtschaftsministerium, die vier ÜNB sowie Verbände der Energiewirtschaft.

2.1.8 Energiekonzept der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat im September 2010 ein Energiekonzept¹¹ veröffentlicht, welches Leitlinien für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung vorgibt. Hierdurch wird erstmalig der Weg in das Zeitalter der erneuerbaren Energien beschrieben. Anliegen des Energiekonzeptes ist die Entwicklung und Umsetzung einer langfristigen, bis 2050 reichenden Gesamtstrategie. Für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils erneuerbaren Energien ist der zeitnahe Ausbau der Stromnetze in Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung. Gemäß dem Energiekonzept werden nennenswerte Stromimporte, aber auch zu bestimmten Zeiten Stromexporte zur Rolle Deutschlands in einem europäischen Strommarkt gehören. So gehen die dem Energiekonzept zugrundegelegten Szenarien davon aus, dass aus Gründen der Kosteneffizienz Deutschland im Jahr 2050 einen erheblichen Anteil des Strombedarfs importieren wird¹². Hierzu ist besonders die Herstel-

¹¹ vgl. Energiekonzept der Bundesregierung, www.bmwi.de, www.bmu.de

¹² In welchem Umfang Deutschland Stromerzeugungsland bleibt, hängt wesentlich von den Rahmenbedingungen ab. Diese sollen dabei so gestaltet werden, dass die vorhandenen Potenziale beim Umbau der Energieversorgung für Innovation, Wachstum und Beschäftigung genutzt werden und auch langfristig ein möglichst hoher Grad an nationaler Wertschöpfung in den Energiesektoren zu wettbewerbsfähigen Preisen sichergestellt wird. (vgl. Energiekonzept der Bundesregierung vom 28. September 2010; Seite 5)

lung eines funktionierenden Marktverbundes mit anderen europäischen Strommärkten, insbesondere durch den Ausbau der Kuppelkapazitäten, zu fördern. Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien (insbesondere Offshore) macht die Planung eines deutschen Overlay-Netzes („Stromautobahn“) erforderlich, dass in einen europäischen Verbund integriert wird. Zudem will die Bundesregierung ein Konzept für die bundesweite strategische Planung eines Zielnetzes 2050 entwickeln.

Die Bundesregierung wird deshalb prüfen, ob und wie der Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur durch wirtschaftliche Anreize und planerische Instrumente deutlich beschleunigt werden kann. Hierzu wird die Bundesregierung den Dialog mit den wichtigsten Akteuren (insbes. Netzbetreibern und Ländern) suchen, indem eine beim BMWi zum Thema Netze eingerichtete Plattform als ein permanentes Forum weiterentwickelt wird. Zu einer kohärenten Netzausbauplanung soll zudem der im 3. Energiebinnenmarktpaket der EU¹³ geforderte und von allen deutschen ÜNB untereinander abgestimmte zukünftige zehnjährige Netzausbauplan führen, der von den ÜNB jährlich vorzulegen ist.

2.2 Entwicklungen und Vorgaben im Europäischen Rahmen

Das erklärte Ziel der EG-Verordnung 1228/2003 ist die Schaffung eines einheitlichen europäischen Binnenmarktes für Elektrizität. Die auf diesem Wege zu ergreifenden Schritte führen zu einer Intensivierung des Stromhandels, weshalb die fortlaufende Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel die wesentliche Herausforderung zur Verwirklichung des einheitlichen Binnenmarktes ist. Hierbei spielt die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern eine wichtige Rolle. Sie verbinden die nationalen Märkte und wirken wettbewerbsfördernd. Deutschland ist beim Stromtransport eine wichtige Drehscheibe im zentral-europäischen Verbundsystem.

2.2.1 Grenzüberschreitender Austausch von Energie

Die am 01.12.2006 in Kraft getretenen Leitlinien zum Engpassmanagement als Anhang zur Stromhandelsverordnung 1228/2003,¹⁴ konkretisieren die Vorgaben für die Verbesserungen

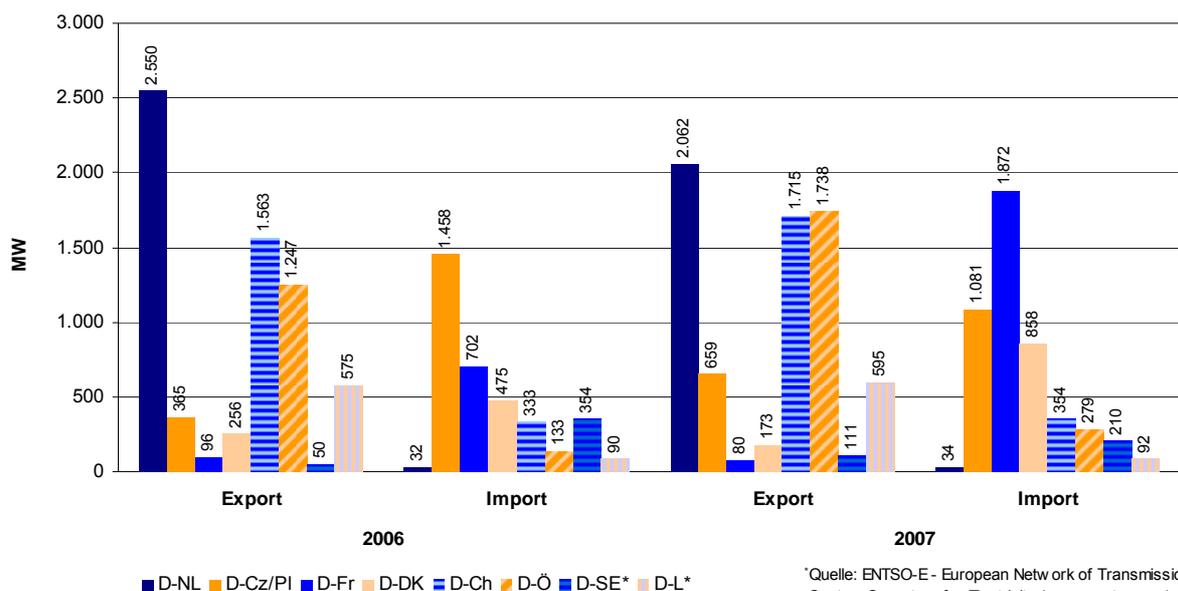
¹³ siehe Kapitel 2.2.6

¹⁴ Beschluss der EG-Kommission vom 9 November 2006, 2006/770/EG, zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

der Methoden des Engpassmanagements. Die darin vorgeschriebene koordinierte Berechnung und Vergabe von Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen ermöglichen eine effizientere Nutzung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten. Im Rahmen der Arbeit zur Umsetzung der Vorgaben gibt es derzeit mehrere Projekte zur Kopplung der nationalen Strommärkte in Europa. Neben der seit 9. November 2009 laufenden und über die European Market Coupling Company (EMCC) in Hamburg abgewickelten Marktkopplung zwischen Deutschland und dem nordischen Markt (Dänemark, Schweden, Finnland und Norwegen) ist am 9. November 2010 eine Marktkopplung zwischen den Benelux-Staaten, Frankreich und Deutschland gestartet. Dieser als Preiskopplung organisierte Verbund ist bereits von Beginn an mit dem existierenden Marktkopplungsprojekt über EMCC harmonisiert. Beide Regionen sind über eine gemeinsame Volumenkopplung miteinander verknüpft und stellen somit das erste interregionale Kopplungsprojekt dar. Dieses als interim Tight Volume Coupling (iTVC) bezeichnete Projekt ist ein großer Schritt auf dem Weg hin zur Vollendung des europäischen Energiemarktes. Erste Ergebnisse der Marktkopplung bestätigen die erwartete Effizienzsteigerung bei der Vergabe der Grenzkuppelkapazitäten.

Aus den grenzüberschreitenden Lastflüssen der Jahre 2007, 2008 und 2009 zeigt sich, dass die Niederlande, Österreich und die Schweiz zu den Hauptexportländern zählen. Zu den größten Importeuren gehören weiterhin Frankreich, Dänemark sowie Tschechien und Polen. Detailliert können Entwicklungen den nachfolgenden zwei Grafiken entnommen werden.

Durchschnittliche Lastflüsse 2006 und 2007



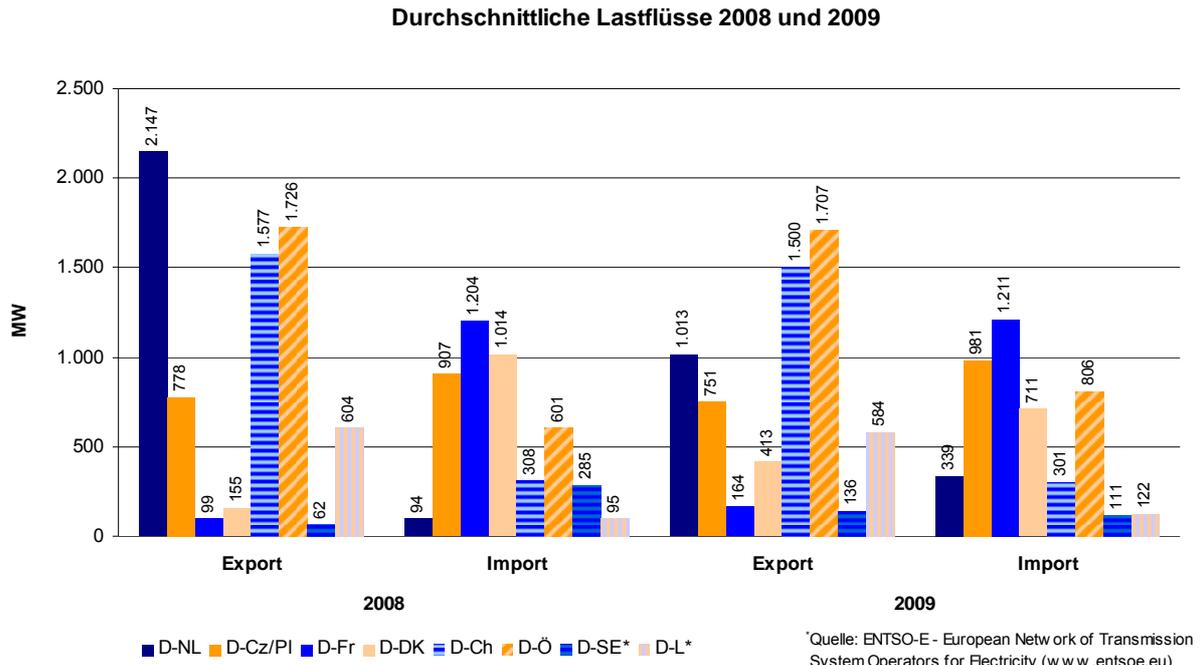


Abbildung 2: Grenzüberschreitende Lastflüsse der Jahre 2007, 2008 und 2009

Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur mit Datum vom 26.10.2009 je ÜNB eine Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung betreffend des Verfahrens zum Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 getroffen. Das Verfahren zum Engpassmanagement wurde dabei entsprechend der dem Bescheid beigefügten Freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) und beigefügten Anlagen (Verfahren zur Kapazitätsberechnung, Auktionsregeln sowie der Auktionserlösverteilung) wirksam verfahrensreguliert im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV festgelegt. Den Marktteilnehmern wird hierbei unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt. Die von den ÜNB gemäß Kapazitätsberechnungsverfahren ermittelte technisch verfügbare Kapazität wird an den jeweiligen Grenzen entweder als Nutzungsrecht im Rahmen eines expliziten Auktionsverfahrens oder aber durch ein implizites Vergabeverfahren, wie z.B. implizite Auktionen im Market Coupling, an die Marktteilnehmer vergeben.

2.2.2 Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze

Ein wichtiger Bestandteil der europäischen Förderung des Infrastrukturausbaus sind die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E Leitlinien).¹⁵ Die Europäische Union strebt an, mit diesen Leitlinien die Planung und den Bau von Verbindungsleitungen zu fördern und zu beschleunigen. Außerdem sollen die Anreize für private Investoren gesteigert werden, um den Zielvorgaben der europäischen Energiepolitik hinsichtlich der Nachhaltigkeit der Energieversorgung sowie der Sicherstellung von Wettbewerb und von Versorgungssicherheit näher zu kommen.

Dafür wurden im Rahmen der TEN- E Entscheidung der EU- Kommission die fehlenden Verbindungen in der Übertragungs- bzw. Fernleitungsinfrastruktur identifiziert und im Hinblick auf deren Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel sowie auf den Projektfortschritt eingestuft. Die Leitlinien beinhalten 314 Projekte (von allgemeinem Interesse), deren Umsetzung erleichtert und beschleunigt werden sollte. Darunter finden sich 42 „High- priority“ Projekte von Europäischem Interesse, die erheblichen Einfluss auf die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für die Elektrizitäts- und Gasmärkte haben können.

Die TEN- E Leitlinien sind ein wichtiges politisches Instrument, um den leistungsfähigen Betrieb des Energiebinnenmarktes zu ermöglichen und die Versorgungssicherheit durch die bessere Vernetzung der nationalen Märkte und durch Verbesserung der Beziehung zu Drittländern im Energiesektor zu erhöhen.

2.2.3 Priority Interconnection Plan/Energy Security and Solidarity Action Plan

Der Anfang 2007 von der EU-Kommission verfasste *Priority Interconnection Plan* gibt einen Überblick über den Ausbaustand von 42 Netzausbauprojekten - davon 32 im Elektrizitätssektor -, an denen ein europäisches Interesse besteht und konzentriert sich dabei auf die Umsetzung der Projekte aus den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E Leitlinien). Die durch Deutschland verlaufenden Verbindungsleitungen aus dem *Priority Interconnection Plan* sind aus dem Annex 3 ersichtlich und wurden durch den deutschen Gesetzgeber im EnLAG berücksichtigt. Die EU- Kommission hat, wie in dem *Priority Interconnection*

¹⁵ ENTSCHEIDUNG Nr. 1364/2006/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.

Plan vorgesehen, mit der Etablierung von Expertengruppen und der Ernennung europäischer Koordinierungspersonen zur Weiterentwicklung der neuen Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Polen und Litauen, zur Anbindung der Offshore Projekte in Dänemark, Deutschland und Polen begonnen. Ferner hat sie Ende 2008 den *Energy Security and Solidarity Action Plan*¹⁶ veröffentlicht, der primär die Energieversorgungssicherheit, aber auch die Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit, betrachtet. Die Kommission schlägt darin generell sechs prioritär zu verfolgende Infrastrukturmaßnahmen für den europäischen Energiebinnenmarkt sowie fünf Handlungsschwerpunkte vor, unter anderem die Optimierung von grenzüberschreitenden Stromleitungen und den effizienten Anschluss von OWP an die Stromnetze der Anrainerstaaten. Zur Realisierung dieser Pläne wird ein dreistufiger Ansatz verfolgt. Im ersten Schritt soll die EU Einigkeit darüber erzielen, dass den genannten Vorhaben für die Energieversorgungssicherheit Vorrang zukommt. Sodann werden 2009/2010 die zur Verwirklichung dieser Vorhaben notwendigen Maßnahmen festgelegt. Abschließend müssen ab 2010 die ermittelten Aktionen auf Gemeinschaftsebene und nationaler Ebene eingeleitet werden.

2.2.4 Richtlinie 2009/28/EG

Mit Verabschiedung der Ende Juni 2009 in Kraft getretenen neuen EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien¹⁷ wurden auch auf europäischer Ebene Vorgaben die Erneuerbaren Energien betreffend festgelegt. Bis 2020 sollen 20 % des gesamten Endenergieverbrauchs der EU mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Für Deutschland ist ein Ziel von 18 % vorgegeben. Nach Artikel 4 Absatz 3 der Richtlinie müssen alle Mitgliedstaaten bis zum 31.12.2009 eine Vorausschätzung zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen veröffentlichen und die Europäische Kommission darüber in Kenntnis setzen. Gestützt auf vorliegende wissenschaftliche Studien prognostiziert die Bundesregierung in der am 21.12.2009 veröffentlichten Vorausschätzung¹⁸ für Deutschland das Erreichen eines Anteils von 18,7% Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch in 2020. Damit würde das vorgegebene Ziel erreicht und voraussichtlich sogar leicht übertroffen werden. Deutschland wird da-

¹⁶ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen vom 13.11.2008, KOM (2008) 781

¹⁷ RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

¹⁸ Vorausschätzung der Bundesrepublik Deutschland zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen zur Zielerreichung gemäß Art. 4 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG.

her zur eigenen Zielerreichung nicht auf die flexiblen Kooperationsmechanismen zurückgreifen müssen.

2.2.5 Richtlinie 2005/89/EG

Im Rahmen der Richtlinie 2005/89/EG¹⁹ zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung wird unter anderem die Sicherstellung eines angemessenen Grads der Zusammenschaltung zwischen Mitgliedstaaten zum Zwecke der Entwicklung des Binnenmarktes geregelt. Dabei wird festgestellt, dass die Zusammenarbeit zwischen nationalen ÜNB in Fragen der Netzsicherheit sowie bei der Festlegung von Übertragungskapazitäten, der Bereitstellung von Informationen und der Netzmodellierung von ausschlaggebender Bedeutung für die Entwicklung eines gut funktionierenden Binnenmarktes ist und weiter verbessert werden könnte. Es wird auch festgestellt, dass die ÜNB und VNB für ihre Investitionsentscheidungen sowie für die Wartung und Erneuerung der Netze eines sachgerechten und stabilen gesetzlichen Rahmens bedürfen. Außerdem wird in Art. 6 der Richtlinie geregelt, dass die Mitgliedstaaten dafür zu sorgen haben, dass die Entscheidungen über Investitionen in Verbindungsleitungen in enger Abstimmung zwischen den relevanten ÜNB getroffen werden. Auf nationaler Ebene wurde die Richtlinie 2005/89/EG durch die KraftNAV umgesetzt.

2.2.6 Das 3. Energiebinnenmarktpaket

Das am 03.09.2009 in Kraft getretene sog. 3. Richtlinien- oder Energiebinnenmarktpaket der EU umfasst die Verordnungen (EG) Nr. 713/2009²⁰, Nr. 714/2009²¹ und Nr. 715/2009²² sowie die Richtlinien 2009/72/EG²³ und 2009/73/EG²⁴ und gilt überwiegend ab dem 03.03.2011

¹⁹ RICHTLINIE 2005/89/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen.

²⁰ VERORDNUNG (EG) Nr. 713/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

²¹ VERORDNUNG (EG) Nr. 714/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

²² VERORDNUNG (EG) Nr. 715/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

²³ RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

²⁴ RICHTLINIE 2009/73/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

bzw. ist bis dahin in nationales Recht umzusetzen. Es beinhaltet ändernde und ergänzende Regelungen für den Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt und widmet sich dem grenzüberschreitenden Stromhandel sowie den Erdgasfernleitungsnetzen. Es soll allen privaten und gewerblichen Verbrauchern in der EU eine echte Wahl des Energieversorgers ermöglichen, neue Geschäftschancen für die Unternehmen eröffnen sowie den grenzüberschreitenden Handel fördern und auf diese Weise Effizienzgewinne, wettbewerbsfähige Preise und höhere Dienstleistungsstandards bewirken und zu mehr Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit auf dem Weg zu einem einheitlichen Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt beitragen. Für die ÜNB liegen insbesondere relevante Änderungen in der eigentumsrechtlichen Entflechtung des Netzbetriebs durch dessen Trennung von Erzeugung und Versorgung mit Energie, wodurch ein unabhängiger Betreiber den Netzbetrieb übernehmen (full ownership unbundling - OU) oder der ÜNB in einen unabhängigen Teil der Unternehmensgruppe ausgegliedert werden soll (independent system operator - ISO) oder er - nach der von Deutschland favorisierten Lösung - zumindest autonom im Konzernverbund verbleibt (independent transmission operator - ITO), so dass jegliche subjektive Einflussnahme des Energieerzeugers auf den Netzbetreiber im Sinne des Art. 9 der Richtlinie 2009/72/EG und bei einem vertikal integrierten Unternehmen jede objektive Verwechslungsmöglichkeit mit dem Energieerzeuger ausgeschlossen ist und auch die sonstigen Trennungsvoraussetzungen der Art. 17 ff. der Richtlinie eingehalten werden, um die rechtliche und tatsächliche Unabhängigkeit des ÜNB zu bewahren bzw. herzustellen. Art. 12 der Richtlinie 2009/72/EG nennt Aufgaben der ÜNB; unter anderem sind sie dafür verantwortlich, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen. Ferner sollen sie durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beitragen und Netznutzern sowie Betreibern eines anderen Netzes, mit dem ihr eigenes Netz verbunden ist, ausreichende Informationen bereitstellen, um den sicheren und effizienten Betrieb, den koordinierten Ausbau und die Interoperabilität des Verbundnetzes sicherzustellen. Das 3. Richtlinienpaket wird folglich bereits jetzt in den Netzausbauplanungen der ÜNB Berücksichtigung finden müssen, um die künftigen Anforderungen erfüllen zu können.

Gemäß Art. 22 der Richtlinie 2009/72/EG werden die ÜNB dazu verpflichtet, der Regulierungsbehörde jedes Jahr einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der sich auf die derzeitige Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Dieser Netzentwicklungsplan muss wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit

des Netzes und der Versorgungssicherheit enthalten. Sein Zweck liegt insbesondere darin, den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen, alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen und einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben. Der Regulierungsbehörde kommt dabei die Aufgabe zu, offene und transparente Konsultationen zum zehnjährigen Netzentwicklungsplan mit allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern durchzuführen und das Ergebnis unter besonderer Verweisung auf etwaigen Investitionsbedarf zu veröffentlichen. Sie überwacht und evaluiert den zehnjährigen Netzentwicklungsplan.

Auf der Gemeinschaftsebene arbeiten gemäß Art. 4 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 alle Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zusammen, um die Vollendung und das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts und des grenzüberschreitenden Handels zu fördern und die optimale Verwaltung, den koordinierten Betrieb und die sachgerechte technische Weiterentwicklung des europäischen Stromübertragungsnetzes zu gewährleisten. ENTSO-E verabschiedet unter anderem alle zwei Jahre einen nicht bindenden gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan („gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan“), einschließlich einer europäischen Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung. Auch etablieren die ÜNB gemäß Art. 12 innerhalb ENTSO-E eine regionale Zusammenarbeit und veröffentlichen insbesondere alle zwei Jahre einen regionalen Investitionsplan, auf dessen Grundlage sie Investitionsentscheidungen treffen. Allgemeine Grundsätze für das Engpassmanagement und die dafür erforderliche Informationsbereitstellung werden in Art. 15 f. der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 aufgestellt.

2.3 Fazit

Die vorstehenden Ausführungen lassen erkennen, dass der notwendige Netzausbau der ÜNB im Wesentlichen aus der Umsetzung der europäischen und nationalen Anforderungen resultiert. Besonders der Ausbau des europäischen Binnenmarktes, die deutschen und europäischen Klimaziele, die Integration von Erneuerbaren Energien (insbesondere der Anschluss von OWP), die Gewährleistung eines ungehinderten Netzzugangs von konventionellen Kraftwerkseinspeisungen sowie die Sicherstellung des Abtransports des erzeugten Stroms insgesamt setzen innerdeutsch die Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung. Aber auch regionaler Strukturwandel, Netzumstrukturierungsmaßnahmen in unterlagerten Spannungsebenen auf Grund der Integration von Erneuerbaren Energien (insbesondere der Anschluss von Onshore-Windenergieanlagen und PV-Anlagen), lokale Anforderungen an die Versorgungssicherheit bzw. -zuverlässigkeit oder auch Industrieansiedlungen/-stilllegungen machen regional Netzausbau- und Netzumstrukturierungsmaßnahmen im Übertragungsnetz notwendig. So nimmt die vertikale Last regional teilweise ab, was tendenziell zu Rückspeisungen aus dem untergelagerten Netz in das Transportnetz führen kann. Dieser Trend ist insbesondere durch die Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostdeutschland ausgeprägt, so dass höhere Leistungen in die Lastzentren Richtung Süd- und Westdeutschland transportiert werden müssen. Darüber hinaus sind die im europäischen Rahmen gesetzten Schwerpunkte der Erhöhung des Verbundgrades zur Sicherung des Abtransports der zunehmenden Transitflüsse und somit der europäischen Versorgungssicherheit zu beachten. Zur Erfüllung all dieser Transportaufgaben über größere Entfernungen könnte darüber hinaus ein sog. OverlayNetz höherer Nennspannung in Dreh- oder Gleichstromtechnik in Betracht kommen. Hierzu ist gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung im ersten Schritt die Ausschreibung von zwei Pilottrassen zur Erprobung neuer Technologien für „Overlay-Leitungen“ geplant.²⁵

Bereits jetzt finden die in dem 3. Richtlinienpaket genannten Vorgaben bei der Netzausbauplanung der ÜNB Berücksichtigung. Zukünftig wird zudem die Erstellung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB gemäß § 12 Abs. 3a EnWG durch einen von den ÜNB gemeinschaftlich jährlich zu erstellenden und bei der Regulierungsbehörde einzureichenden zehnjährigen Netzentwicklungsplan abgelöst. Aber auch der von ENTSO-E alle zwei Jahre zu erstellende nicht bindende gemeinschaftsweite zehnjährige Netzentwicklungsplan („Com-

²⁵ vgl. Energiekonzept der Bundesregierung, Seite 19, www.bmwi.de, www.bmu.de

munity-Wide Ten-Year Network Development Plan“) wird das verstärkte europäische Ausbauerfordernis von Übertragungsnetzen inkl. Interkonnektoren aufzeigen.

Die im Rahmen der Dena-Netzstudie I identifizierten notwendigen Netzausbauprojekte für den Abtransport der Windenergie im deutschen Netz wurden in Teilen durch die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze als Projekte von europäischer Bedeutung definiert und dementsprechend gefördert. Deren Umsetzung wird durch die Aufnahme in den *Priority Interconnection Plan* und national in das EnLAG besonders politisch gefördert und überwacht. Einen Überblick über den aktuellen Stand der einzelnen Projekte bietet die folgende Auswertung der Netzausbauplanungsberichte der ÜNB.

3 Die allgemeinen Berichte

Die Angaben der ÜNB in den Netzzustandsberichten geben insbesondere zur Altersstruktur der Übertragungsnetze und den aus Altersgründen zu ersetzenden Betriebsmitteln wichtige Indizien für notwendig werdende Reinvestitionen. Basierend auf dieser Bestandsanalyse und unter Berücksichtigung der skizzierten Rahmenbedingungen fließen die Ergebnisse in die Netzausbauberichte ein.

Nachfolgend werden die Netzzustandsberichte und die Netzausbauberichte für die Zeiträume 2006/2007 und 2008/2009 ausgewertet. Jeder der vier ÜNB hat jeweils eigene Berichte vorgelegt. Abgerundet wird das vorliegende Kapitel durch eine ausführlichere Darstellung mehrerer Einzelprojekte, die nach Verständnis der Bundesnetzagentur von herausragender Bedeutung sind.

3.1 Netzzustandsberichte

Die Netzzustandsberichte geben insbesondere einen Überblick über die Altersstruktur der Netze, welche eine Indikation für die notwendigen Ersatzinvestitionen in den nächsten Jahren darstellt. Ein weiterer Indikator für den Netzzustand ist die Entwicklung der Störungsstatistik. Signifikante Veränderungen im Störungsgeschehen sind dabei im Rahmen von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Die gesamte Stromkreislänge (Kabel und Freileitungen) der ÜNB betrug zum 31. Dezember 2009 in der Höchstspannungsebene 34.824 km (220 und 380 kV).

Als Basis für die Erstellung der Netzzustandsberichte haben die ÜNB jeweils die rechtlichen Grundlagen und insbesondere auch die anerkannten Regeln der Technik (z.B. deutsche und europäische Normen wie DIN 31051, DIN EN 50341, etc.) für die Netzführung und den Netzbetrieb analysiert und darauf aufbauend Handlungsgrundsätze entwickelt. Zu diesen gehören bei der Sicherung des anforderungsgerechten Zustandes des Übertragungsnetzes beispielsweise eine angemessene Instandhaltung sowie das Sichern einer angemessenen Reaktionsfähigkeit im Ereignisfall jeweils im gesetzeskonformen Zusammenwirken mit anderen Netzbetreibern und Netznutzern.

3.1.1 Altersstrukturen der Betriebsmittel

In den Netzzustandsberichten haben die Übertragungsnetzbetreiber als wesentliche Indikatoren für den Netzzustand jeweils die Altersstruktur einzelner Betriebsmittel bzw. Netzanlagen zugrunde gelegt. Um eine Vergleichbarkeit der Altersangaben von den ÜNB zu ihren Betriebsmitteln zu gewährleisten, hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Berichtsanforderungen nach § 12 Abs. 3a EnWG in 2008 und 2010 konkrete Vorgaben zu Struktur und Inhalt der Netzzustandsberichte vorgegeben.

Im Einzelnen weichen die Angaben zum Durchschnittsalter der verschiedenen Betriebsmittel der ÜNB, wie in der folgenden Abbildung für alle ÜNB aggregiert dargestellt, – mit Ausnahme der 220kV-Maste – nicht wesentlich voneinander ab.

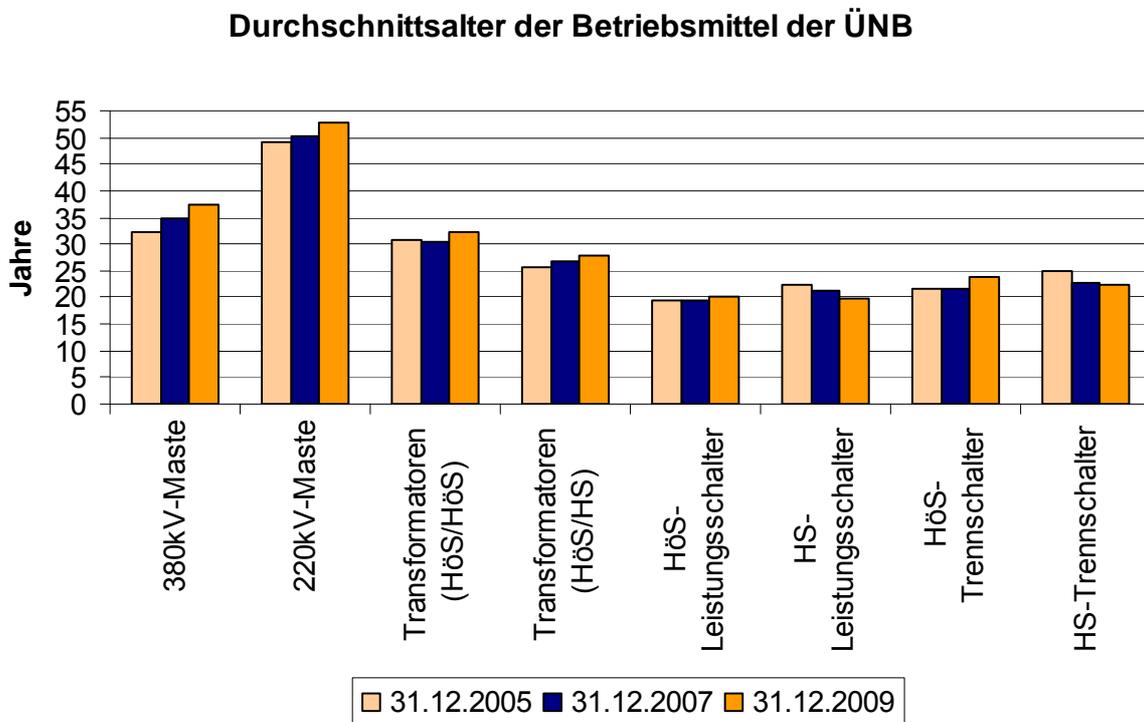


Abbildung 3: Durchschnittsalter der Betriebsmittel aller ÜNB im Vergleich

Das mit rd. 53 Jahren (Stand: 31.12.2009) höchste Durchschnittsalter der 220kV-Maste deutet auf einen vorrangigen Ersatz oder - aufgrund des von allen ÜNB beabsichtigten Rückbaus oder der Umstrukturierung hin zu 380kV-Masten - sogar auf ein Wegfallen dieser Betriebsmittel hin, sofern sie die technischen Anforderungen nicht mehr erfüllen können. Auch die mit 80 bis 85 Jahren ältesten deutschen Höchstspannungsspannungs-Masten (HöS-Masten) sind in der Kategorie der 220kV-Masten zu finden.

Zwar ist das Durchschnittsalter der 380kV- Masten mit rd. 37 Jahren (Stand: 31.12.2009) deutlich niedriger, jedoch gibt es auch hier vereinzelt noch Masten mit einem Alter von 70 bis 85 Jahren.

Mit der zunehmenden Bedeutung der 380kV-Masten aufgrund der bereits eingangs beschriebenen Zweckänderung durch vermehrte Transitleistungen etc. wird eine Umstrukturierung der 220kV-Masten hin zu 380kV-Masten erfolgen, so dass dorthin zukünftig eine Altersstrukturverschiebung zu erwarten sein wird. Denn entweder werden die alten 220kV-Masten im Zuge der Umstrukturierung vollständig substituiert, so dass eine Verjüngung der 380kV-Masten zu erwarten ist oder die 220kV-Masten werden ertüchtigt und auf den Betrieb von 380kV-Leitungen optimiert, so dass sich das Alter der 380kV-Masten erhöhen wird. Weiterhin hemmt die genehmigungsrechtliche Restriktion den Bau neuer Leistungsmasten, so dass die Altersstruktur der entsprechenden Masten erst nach deren Genehmigung und Errichtung sinken wird.

Bei den Transformatoren liegt das Durchschnittsalter bei rd. 32 Jahren in HöS/HöS und rd. 28 Jahren in HöS/HS (Stand: 31.12.2009). Die Reduzierung der 220kV-Spannungsebene verursacht auch bei den HöS/HöS-Transformatoren eine Verringerung der Anzahl in der Umspannebene 380kV/220kV und könnte auf lange Sicht dazu führen, dass diese Transformatorart bei einigen ÜNB sogar vollständig entfällt.

Sowohl bei den Leistungsschaltern mit jeweils rd. 20 Jahren in HöS und HS als auch bei den Trennschaltern mit rd. 24 Jahren in HöS und rd. 22 Jahren in HS liegt das Durchschnittsalter jeweils in vergleichbarer Höhe. Über den Bereich der Trennschalter wurde im letzten Netzzustandsbericht teilweise berichtet, dass sich die Zuverlässigkeit dieser Betriebsmittel in den letzten Jahren verschlechtert habe und deshalb bereits spezielle Instandsetzungsprogramme entwickelt worden seien, um die Zuverlässigkeit der Betriebsmittel wiederherzustellen. Die beginnende Realisierung der Instandsetzungsprogramme wirkt sich bereits aus, da erkennbar wird, dass bspw. das Durchschnittsalter der HS-Trennschalter von rd. 25 Jahren zum 31.12.2005 auf rd. 22 Jahre zum 31.12.2009 bereits gesunken ist.

3.1.2 Sanierung der Betriebsmittel

Ein ÜNB berichtete unter anderem im Zeitraum 2006/2007, dass bei Trenn- und Leistungsschaltern in Drucklufttechnologie auch wegen des Risikos der Zuverlässigkeitsminderung ein Erneuerungsprogramm für diese Schaltgerätetypen aufgesetzt wurde, welches im Berichtszeitraum 2008/2009 bis auf wenige Schalter in der 220kV-Ebene abgeschlossen wurde. Au-

ßerdem traten 2006/2007 vermehrt Funktionsstörungen an den Motorantrieben bei Einsäulentrennschaltern auf, so dass diese durch moderne Trennschalter zu ersetzen sind. Für den Zeitraum 2008/2009 gibt der ÜNB an, dass das Programm zu 40 % abgearbeitet sei und voraussichtlich in 2012 abgeschlossen werden könne.

Ferner wurden in den 60er Jahren Stahlkonstruktionen - auch Höchstspannungsmaste - in der Regel mit einer Grundierung durch Bleimennige²⁶ und einem ebenfalls bleihaltigen Anstrich vor Korrosion geschützt. Eine Pilotuntersuchung durch den ÜNB kam zu dem Ergebnis, dass dadurch keine akuten Gefahrensituationen entstehen, jedoch Prüfwertüberschreitungen im Bereich von sensiblen Nutzungen (z.B. Kinderspielflächen) in Einzelfällen nicht auszuschließen sind. Im Bereich der sensiblen Nutzung wurden 180 Standorte identifiziert und Untersuchungen ergaben, dass bei ca. 20 % dieser Standorte Maßnahmenbedarf besteht. Art und Umfang der erforderlichen Maßnahmen (z.B. Bodenaustausch) werden unter Abstimmung mit den zuständigen Behörden festgelegt. Nach Abstimmung mit den zuständigen Behörden und durchgeführten Untersuchungen kommt ein anderer ÜNB zu dem Schluss, dass für sein Netzgebiet kein entsprechender Handlungsbedarf bestehe, da von seinem Übertragungsnetz in dieser Hinsicht keine Gefährdung ausgehe. Ein dritter ÜNB kommt zu dem Ergebnis, dass es im Bereich von sensiblen Nutzungen keine bodenschutzrechtlich relevanten Überschreitungen von Grenzwerten gebe. Jedoch zeigten Erkenntnisse aus durchgeführten Untersuchungen, dass im unmittelbaren Bereich von Freileitungsgittermastaufstandsflächen eine Beeinflussung gegenüber dem Umfeld festgestellt werden kann. Das weitere Vorgehen wird in enger Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden erfolgen.

Hinsichtlich der Sanierung einzelner Betriebsmittel wurde für die Strommasten die Qualität des Maststahls in den Bericht aufgenommen. Die in diesem Punkt enthaltenen Angaben der Netzbetreiber reflektieren im Wesentlichen die Diskussion zu den Stromausfällen im Münsterland im November 2005.

Die Untersuchungen zum Thema Thomasstahl sind bei allen ÜNB abgeschlossen, so dass mit den erforderlichen Erneuerungsmaßnahmen begonnen wurde. Das Spektrum der Fortschritte der ÜNB reicht - jeweils in Abhängigkeit von den durchzuführenden Sanierungen -

²⁶ bleihaltiges Rostschutzmittel

von dem Abschluss bzw. dem bevorstehenden Abschluss der Sanierungsmaßnahmen bis hin zur Fortsetzung der Arbeiten bis zum Jahre 2015.

Ein Netzbetreiber problematisiert die geänderten Anforderungen an die Übertragungsnetze insbesondere in Bezug auf die Energieeinspeisung durch Offshore-Windparks. Er veranschaulicht dies durch zwei extreme Szenarien. Das erste Szenario besteht in Schwachlast bei Starkwind. In einer solchen Situation komme es aufgrund eines auftretenden massiven Erzeugungsüberschusses in den untergelagerten Netzen zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz und dadurch zu einem Minimum der vertikalen Netzlast. Im Vergleich zum Berichtszeitraum 2006/2007 sei 2008/2009 eine deutliche Steigerung in Häufigkeit und Höhe dieses Szenarios zu verzeichnen gewesen. Das zweite Szenario betrifft den Fall Starklast bei Schwachwind. Dabei komme es durch die deutlich geringere EEG-Einspeisung zu einem Maximum der vertikalen Netzlast. Diese Situation sei im Vergleich zu den Vorjahren in 2009 leicht rückläufig gewesen. Dennoch seien umfangreiche Netzausbaumaßnahmen dringend erforderlich, um das Übertragungsnetz anforderungsgerecht vorzuhalten und seine Substanz zu erhalten.

3.1.3 Zustand der Netze und Versorgungsunterbrechungen

Die Bundesnetzagentur führt anhand der Meldungen zu den Versorgungsunterbrechungen auf Grundlage des § 52 EnWG, worin die Meldepflichten bei Versorgungsstörungen geregelt sind, eine Statistik über Versorgungsunterbrechungen in Deutschland. Alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben dafür der Bundesnetzagentur bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen einen Bericht vorzulegen. Diese Berichte enthalten Angaben zu Zeitpunkt und Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechung. Außerdem wurden in den Berichten die Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen dargelegt.

Für das Jahr 2009 ergibt sich für Deutschland eine Nichtverfügbarkeit von 14,63 Minuten je Letztverbraucher. Dies bedeutet eine Verbesserung im Vergleich zu den Vorjahren und zeigt die hohe Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland auf. In die Berechnung werden nur ungeplante Unterbrechungen, die länger als 3 Minuten dauern und die auf atmosphärische Einwirkungen, Einwirkungen Dritter, Zuständigkeit des Netzbetreibers und Rückwirkungsstörungen aus anderen Netzen beruhen, einbezogen. Unterbrechungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ werden hierbei nicht berücksichtigt. Im Gegensatz zu 2007, als der Orkan Kyrill zu einem signifikanten Anstieg von Meldungen mit der Ursache „Höhere Gewalt“ geführt hat

(2007: 16,42 Minuten), lag der Wert in 2009 nur noch bei 0,66 Minuten (2008: 1,2 Minuten; 2006: 1,72 Minuten).

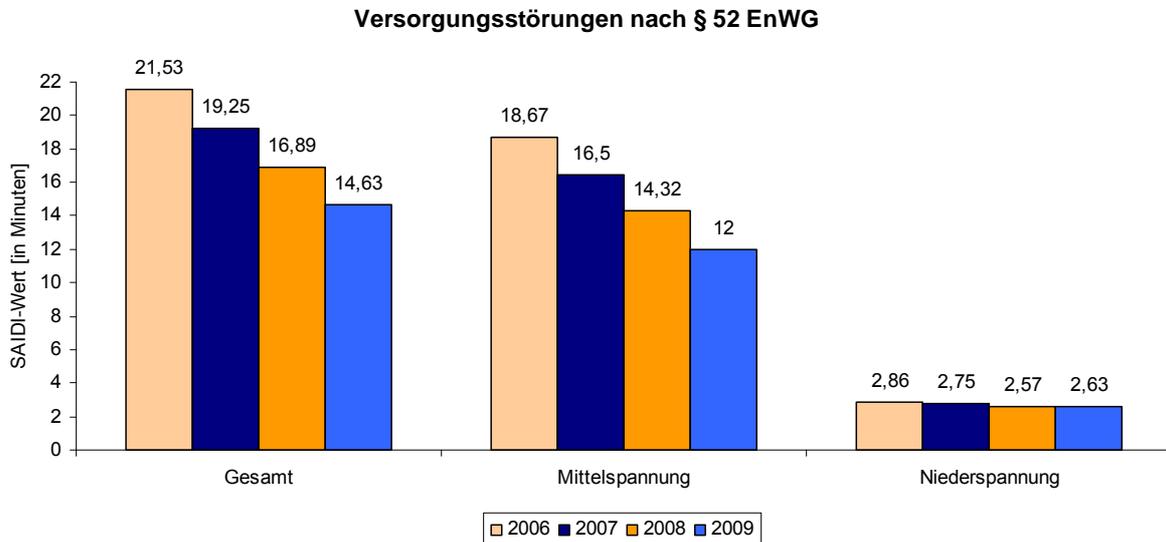


Abbildung 4: Versorgungsstörungen nach § 52 EnWG für den Zeitraum 2006 bis 2009

Am 18. Januar 2007 kam es in Deutschland zu einem anhaltenden Orkan mit gebietsweise tornadoartigen Böen. Insbesondere in einem Korridor Harz – Tschechien hat „Kyrill“ schwere Schäden angerichtet. Davon waren auch von der (damals noch:) Vattenfall Europe Transmission GmbH betriebene Höchstspannungsfreileitungsmasten betroffen. Zur Beweissicherung und anschließenden Schadensanalyse und Ursachenermittlung wurde die Bundesanstalt für Materialforschung und –prüfung (BAM) beauftragt. Als Schadensursache wurde hierbei die durch die hohen Windlasten des Orkans „Kyrill“ verursachte Überlastung von einzelnen Mastkonstruktionen identifiziert. Die Schadensbeseitigung ist seit Mitte 2007 abgeschlossen. Die BAM hat im Ergebnis der Prüfung Empfehlungen für eine mögliche Erhöhung der Standsicherheit an Masten der betroffenen Bauart aufgestellt. Diese Empfehlungen wurden durch die Vattenfall Europe Transmission GmbH aufgegriffen, mit dem Ziel diese im Rahmen eines Projektes bis Ende 2008 weitgehend umgesetzt zu haben. Dieses Ziel wurde erreicht. Des Weiteren wurden von der BAM zwei weitere Empfehlungen das Gesamtsicherheitskonzept der Masten betreffend ausgesprochen, mit deren Umsetzung voraussichtlich ab 2011 begonnen werden wird.

Allgemein wurde seitens der ÜNB klargestellt, dass der Erneuerungsbedarf einzelner Betriebsmittel einen möglichen Grund für Netzrestrukturierungen darstellt. Diese Restrukturierungsmaßnahmen wurden entsprechend im Netzausbaubericht aufgegriffen. Soweit eine

Optimierung der Netzstruktur nicht nötig sei, erfolge eine Erneuerung der Betriebsmittel nach Erreichen des Endes der Nutzungsdauer.

3.2 Netzausbauberichte

3.2.1 Allgemeines

Die europäische Energieversorgung steht vor großen Herausforderungen. Wie bereits im ersten Teil des Berichtes (Rahmenbedingungen) beschrieben, fördern vor allem die deutschen und europäischen Klimaziele, der Ausbau des europäischen Binnenmarktes, die Integration von Erneuerbaren Energien (insbesondere der Anschluss von OWP), die Gewährleistung eines ungehinderten Netzzugangs von konventionellen Kraftwerkseinspeisungen, sowie die Sicherstellung des Abtransports des erzeugten Stroms insgesamt einen Aus- und Umbau der vier deutschen Übertragungsnetze.

Die Angaben der ÜNB im Rahmen der Netzausbauberichte konzentrieren sich auf die Schilderung verschiedener Ausbau- und Netzerneuerungsmaßnahmen und die Darstellung deren Notwendigkeit. Sie ergänzen dementsprechend die Netzzustandsberichte. Dabei werden die einzelnen Projekte in Bezug auf den geplanten Zeitpunkt des Projektabschlusses in vier Zeitabschnitte von je fünf Jahren gegliedert.

Die ÜNB geben an, auf Basis der Anwendung des n- 1 Kriteriums ihre Netzausbauplanung umgesetzt zu haben. Dieses besagt, dass ein Netz n-1-sicher geplant ist, wenn bei einer prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgabe sowohl bei Ausfall als auch bei betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt. Da alle Netzerweiterungsmaßnahmen im laufenden Betrieb vorgenommen werden, d.h. auch während der Bauarbeiten und in jeder Projektphase der Netzbetrieb sichergestellt sein muss, ist auf Grund der n-1 Sicherheit die Anzahl der parallel durchführbaren Projekte eingeschränkt.

Vermeehrt erfolgt die Verlagerung der Versorgung der 110-kV-Ebene von der 220-kV- in die 380-kV-Spannungsebene. Neue Trassen, insbesondere für 380-kV-Leitungen, sind nur schwer genehmigungsfähig. Sofern 220-kV-Trassen in räumlicher Nähe vorhanden sind, werden daher diese für den Neubau der leistungsfähigeren 380-kV-Leitungen genutzt. Als Konsequenz entfällt dafür dann das 220-kV-Netz.

Zudem verursachen die zukünftigen Einspeiseentwicklungen im deutschen Übertragungsnetz eine Erhöhung der zu übertragenden Leistung und der Übertragungsentfernungen. Dies hat Auswirkungen auf die Systemstabilität. In Drehstromsystemen ist bei kurzen Übertragungsentfernungen und der bisher üblichen Dimensionierung der Betriebsmittel allein deren thermische Übertragungsfähigkeit maßgebend gewesen. Bei höheren Auslastungen sowie bei größeren Entfernungen treten darüber hinaus Stabilitätsgrenzen in den Fokus. Die Stabilitätsgrenzen stellen dann das limitierende Kriterium für die Übertragungsfähigkeit dar.

Des Weiteren benennen die ÜNB Optimierungsmaßnahmen, welche die thermische Übertragungsfähigkeit von vorhandenen Stromkreisen erhöhen und möglichst keinen zusätzlichen Trassenraum in Anspruch nehmen müssen. Hierzu zählen das Temperaturmonitoring (Ausnutzung von Kühlungseffekten), die Auflage von Hochtemperaturleiterseilen, sowie mit etwas längerem genehmigungsrechtlichen Vorlauf die Ertüchtigung bzw. der Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen mit Auflage von Seilen höheren Querschnitts (geringerer ohmscher Widerstandsbelag). Die Stabilitätsgrenzen bleiben dabei jedoch unverändert auf ihren alten Werten, da sie ganz entscheidend von den Netzreaktanzen (Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge) beeinflusst werden, die durch diese Maßnahmen nicht verändert werden. Die Stabilitätsgrenze liegt heute noch in der Regel oberhalb der thermischen Grenze. Sofern die thermischen Grenzen durch die genannten Maßnahmen angehoben werden, vermindert sich der Abstand zu den natürlichen Stabilitätsgrenzen bzw. die thermischen Grenzen liegen sogar oberhalb der Stabilitätsgrenzen und sind somit nicht vollständig nutzbar. Durch den Einsatz stabilitätsstützender Maßnahmen, wie bspw. Blindleitungskompensationseinrichtungen und Systemschutz mit Eingriff in die Erzeugungseinheiten, lassen sich die Kapazitätsgrenzen anheben, um thermische Potenziale möglichst vollständig nutzen zu können. Jedoch nimmt damit gleichzeitig die Empfindlichkeit des Übertragungsnetzes gegenüber Störungen zu, da man sich im Netzbetrieb der Stabilitätsgrenze des Systems nähert. Aus diesem Grund ist der Einsatz dieser Maßnahmen nur bis zu einem gewissen Grad netztechnisch und wirtschaftlich sinnvoll.

Zur Bewältigung der zukünftigen Einspeiseentwicklungen müssen somit sowohl die thermische Übertragungsfähigkeit als auch die natürliche Stabilitätsgrenze möglichst gleichermaßen angehoben werden. Dies erfordert jedoch die Errichtung zusätzlicher paralleler 380-kV-Stromkreise anstelle des Höherauslastens in vorhandenen Trassenräumen. Zur Bewältigung der langfristigen Transportaufgaben über große Entfernungen ist zudem ein Overlay-Netz höherer Spannung in Dreh- oder Gleichstromtechnik in Betracht zu ziehen.

Die von den Netzbetreibern zugrunde gelegten Annahmen bzgl. der Zunahme der Erzeugungsleistung am Übertragungsnetz basieren auf den bei den ÜNB beantragten Netzan-schlüssen zum Zeitpunkt der Berichterstellung, also 2010. Die tatsächliche Errichtung der Kraftwerke und die dadurch bedingte Zunahme der Stromeinspeisungen und der Netzauslas-tung ist zum Zeitpunkt der Planung der Netze jedoch noch offen, da die Errichtung der Kraft-werke und deren Inbetriebnahme in der Entscheidung des Investors stehen und vom Über-tragungsnetzbetreiber nicht beeinflusst werden können. Auch politische Faktoren, wie bei-spielsweise die Einführung des EnLAG oder des niedersächsischen Erdkabelgesetzes spie-len bei der Weiterentwicklung eine entscheidende Rolle. Hierauf ist in der Einleitung bereits eingegangen worden. Dementsprechend können sich auch die der Einschätzung der ÜNB zugrunde liegenden Annahmen ändern.

Basierend auf dieser Einschätzung haben die ÜNB für verschiedene Planungszeiträume in den Berichten konkrete Projekte zusammengetragen. Diese lassen sich in mehrere Katego-rien einteilen. Zunächst sind Projekte zu nennen, die aufgrund des Zubaus von Windkraftan-lagen erforderlich werden. Dabei finden die in der Dena-Netzstudie I identifizierten Projekte besondere Berücksichtigung. Weiterhin sind Maßnahmen aufzuführen, die der Umsetzung des Priority Interconnection Plans und des EnLAG sowie dem Anschluss konventioneller Erzeugungseinrichtungen dienen. Außerdem sind Projekte zur Verbesserung der grenzüber-schreitenden Übertragungskapazität zu nennen. Schließlich gibt es eine Reihe weitere Maß-nahmen, die keiner gesonderten Kategorie zuzuweisen sind.

Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt auch die Verpflichtung der ÜNB nach § 11 EnWG, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen. Unter anderem um dieser Aufgabe sachgerecht nachzu-kommen, hat die Bundesnetzagentur die ÜNB aufgefordert, ab Dezember 2006 quartalswei-se Statusberichte über den Stand der in den Netzausbauberichten aufgeführten wesentli-chen Netzausbauvorhaben zu übermitteln (sog. Quartalsberichte).

Mit Stand zum 31.12.2010 sind für das Planungszeitfenster von 2010 bis 2014 in den Quar-talsberichten deutschlandweit insgesamt 151 Maßnahmen²⁷ geplant, die den Neubau von Umspannwerken, Leitungen, Stromkreisauflagen, Neubau, Ausbau und Verstärkung von 380kV-Stationen sowie Kapazitätserweiterungen umfassen. 19 Projekte befassen sich unmit-

²⁷ Im Annex 2 wurden der Übersichtlichkeit halber oftmals Teilprojekte zu einem Projekt zusammengefasst.

telbar mit dem Anschluss von OWP und 33 Projekte werden mittelbar notwendig, um die in den OWP produzierte Elektrizität zu transportieren.

Für das Zeitfenster 2015-2019 sind mindestens 40 weitere Projekte vorgesehen. Auch der Ausblick auf das Zeitfenster nach 2020 lässt im Hinblick auf die erwartete Steigerung des Ausbaus der Windenergie und des Zubaus von weiteren konventionellen Kraftwerken sowie des sonstigen EEG- Ausbaus und der Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Höchstspannungsnetz durch die Umstellung von 220kV auf 380kV zahlreiche Netzausbau- und -umbaumaßnahmen erwarten. Eine Übersicht der Netzausbauprojekte ab 2015 ist im Annex 3 zu finden.

Aus den Quartalsberichten wird ersichtlich, dass einige Projekte bereits verwirklicht bzw. im vierten Quartal 2010 beendet wurden oder kurz vor ihrem Abschluss stehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass viele Projekte aus mehreren Einzelmaßnahmen bestehen, die sich in unterschiedlichen Projektphasen befinden können, so dass einige Einzelmaßnahmen eines Projekts bereits verwirklicht sein können, das Gesamtprojekt mangels einer unvollendeten Teilmaßnahme jedoch noch nicht als abgeschlossen bewertet werden kann.

Nach Angaben der ÜNB unterliegen zum Ende des vierten Quartals 2010 insgesamt 49 Ausbaumaßnahmen Verzögerungen oder einem verschobenen Zeitrahmen. Wesentliche Gründe sind vor allem Verzögerungen im behördlichen Genehmigungsverfahren, z. B. auf Grund von Widerstand der lokalen Bevölkerung, Klagen gegen Planfeststellungsbeschlüsse, notwendige Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren auf Grund von Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (z. B. bedingt durch das Niedersächsische Erdkabelgesetz), Lieferengpässe bei Anlagenherstellern und bestehende Unsicherheiten bei den Offshore-Projekten.

In der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH kam es zu Problemen bei 17 Projekten wegen verzögernder Wirkung. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei drei Projekten (u.a. die „Thüringer Strombrücke“) um solche von erheblichen Umfang handelt, wodurch Planung und Genehmigungsverfahren - auch durch bundesländerübergreifende Koordination - verkompliziert werden. Als weitere Gründe für Verzögerungen werden weiterhin im Wesentlichen die fehlende Akzeptanz der Netzausbaumaßnahmen in der Bevölkerung genannt. Ferner klagte eine Kommune vor dem Obergerverwaltungsgericht Weimar und zog auch vor das Bundesverwaltungsgericht. Ebenfalls mussten mehrfache Behandlungen in den Ausschüs-

sen bzw. des Landtags des Freistaats Thüringen abgewartet werden. Zuletzt mussten Umweltverträglichkeitsstudien und das in Kraft getretene EnLAG berücksichtigt werden.

In der Regelzone der EnBW Transportnetze AG kommt es zu Problemen bei 4 Projekten wegen verzögernder Wirkung. Nach Angaben des ÜNB liegt dies an den zeitintensiven Genehmigungsverfahren.

In der Regelzone der Amprion GmbH kam es zu Problemen bei 6 Projekten wegen verzögernder Wirkung, u.a. da zwei Anschlusspetenten ihre Projekte auf unbestimmte Zeit verschoben haben.

In der Regelzone der TenneT hat sich die Situation bei der verfahrensmäßigen Umsetzung der Neubauprojekte in Norddeutschland in der 380kV-Netzebene weiterhin nicht entschärft. Verzögerungen werden bei 22 Projekten prognostiziert. Als wesentliche Gründe hierfür werden das EnLAG, das niedersächsische Erdkabelgesetz sowie das Verhalten der OWP-Betreiber angegeben. Das EnLAG habe potentielle Auswirkungen auf die derzeitigen Planungs- und Genehmigungsverfahren, da die Planungen und die Unterlagen für die Genehmigungsverfahren von Leitungen beispielsweise angepasst werden müssten. Der Fortschritt bei der Netzanbindung für OWP werde teilweise durch die Änderung in der Offshore-Genehmigungspraxis sowie durch die nach wie vor festzustellenden Ressourcenengpässe bei Schlüsselkomponenten und Dienstleistungen gehemmt.

3.2.2 Investitionsvolumen

Im Jahr 2009 wurden von den deutschen ÜNB insgesamt rd. 739 Mio. Euro (2008: 994 Mio. Euro) für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastruktur sowie für deren Instandhaltung ausgegeben. Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu rd. 408 Mio. Euro (2008: 595 Mio. Euro) auf Investitionen für Neubau/Ausbau/Erweiterung, rd. 114 Mio. Euro (2008: 146 Mio. Euro) auf Investitionen für Erhalt/Erneuerung und rd. 217 Mio. Euro (2008: 253 Mio. Euro) auf Aufwendungen für Neubau/Ausbau/Erweiterung/Erhalt/Erneuerung/Wartung/Instandhaltung²⁸. Darin enthalten sind auch Investitionen und Aufwendungen für grenzüberschreitende Verbindungen in Höhe von ca. 5 Mio. Euro (2008: 13 Mio. Euro).

²⁸ vgl. Monitoringbericht 2010 der Bundesnetzagentur

Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB (inkl. grenzüberschreitende Verbindungen)

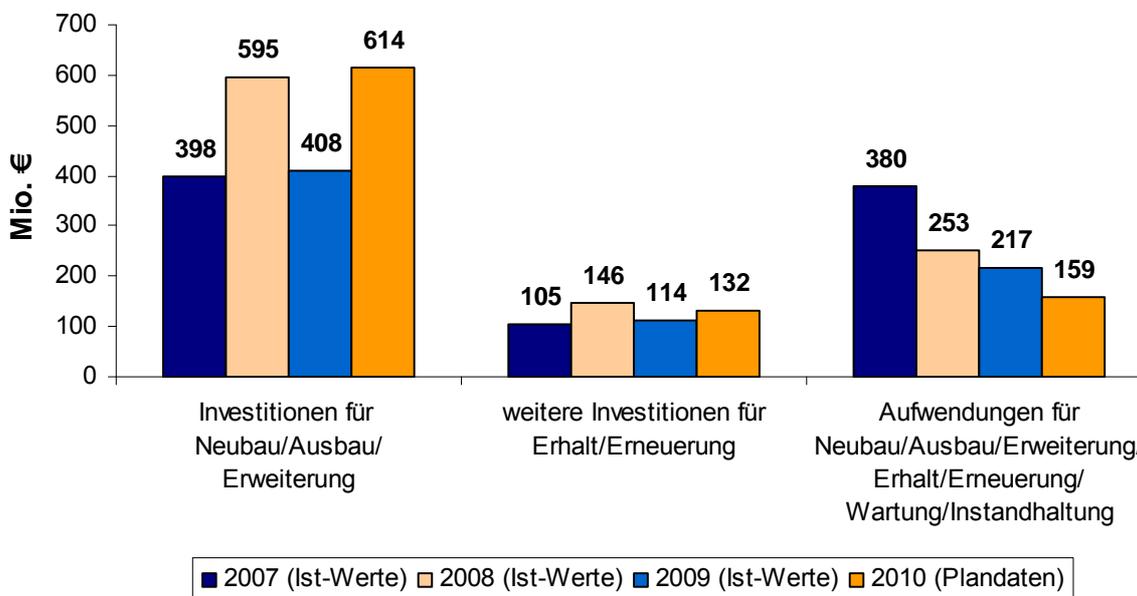


Abbildung 5: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB

Die Planwerte der ÜNB für Investitionen im Berichtsjahr 2009 lagen bei 851 Mio. Euro (686 Mio. Euro für Neubau/Ausbau/Erweiterung und 165 Mio. Euro für Erhalt/Erneuerung) gegenüber Istwerten von nur 522 Mio. Euro, was zu einem Delta bei den Investitionen von 329 Mio. Euro führt. Bei den Aufwendungen liegen die Istwerte von 217 Mio. Euro um 76 Mio. Euro unter den Planwerten von 293 Mio. Euro für 2009. Die Ursache für dieses erhebliche Delta zwischen den tatsächlichen Ausgaben für die Netzinfrastruktur und den im Vorjahr gemeldeten Planwerten liegt im Wesentlichen daran, dass es zu einer großen Zahl von verzögerten Netzausbauprojekten gekommen ist.

3.2.3 Wesentliche Netzausbauprojekte

Die Auswahl der hier zu beschreibenden Projekte bezieht sich auf die 24 wesentlichen Netzausbauprojekte im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG. Dabei werden auch die 4 im *Priority Interconnection Plan* der EU-Kommission genannten Projekte, welche durch den Gesetzgeber im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG mit Eingang gefunden haben, detailliert be-

schrieben. Eine vollständige Übersicht zum Stand der Umsetzung aller Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG ist im Annex 1 zu diesem Bericht zu finden.



Abbildung 6: Übersicht aller Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG (Stand: 31.12.2010)

3.2.3.1 Kassø (DK) – Hamburg/Nord - Dollern

Der von der TenneT TSO GmbH geplante Bau dieser Leitung ist im Rahmen der TEN- Entscheidung der EU- Kommission²⁹ gemäß Art. 8 als Vorhaben von Europäischem Interesse eingestuft worden. Vom Gesetzgeber wurde das Vorhaben im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben. Der Neubau dieser Leitung ist vor dem Hintergrund der Zunahme der Windenergieerzeugung in Norddeutschland, Dänemark, der Errichtung der Offshore- Windenergieanlagen in der Nordsee und der Ostsee, dem Zubau von konventionellen Kraftwerken in Schleswig Holstein sowie zur Unterstützung des Stromhandels in der nordischen Region notwendig geworden.

Das technische Ziel dieses Maßnahmenpakets ist neben der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark auch die Integration geplanter konventioneller Kraftwerke in Schleswig-Holstein sowie von zusätzlicher EEG-Einspeisung in Schleswig-Holstein.

²⁹ Beschluss der EG-Kommission vom 9 November 2006, 2006/770/EG, zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Im Zuge der Errichtung der Leitung Kassø – Hamburg/Nord – Dollern werden dafür zwei zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren (Kummerfeld und Flensburg) sowie drei zusätzliche 380/220-kV-Transformatoren (einer in Hamburg/Nord und zwei in Audorf) aufgestellt. Die Kuppelkapazität wird durch das Projekt um ca. 500 MW erhöht. Damit erfolgt jedoch nicht unmittelbar eine konkrete für die Marktteilnehmer nutzbare Veränderung der Kuppelkapazität. Inwiefern diese Kapazität marktseitig ausgeschöpft werden könnte, ist insbesondere abhängig von der Realisierung der übrigen Netzausbaumaßnahmen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH und darüber hinaus. Daher soll im Rahmen des Projektes auch die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen erhöht werden. Dazu wird eine 380kV-Leitung zwischen Hamburg/Nord - Dollern errichtet sowie ein UW um einen 380kV/220kV-Transformator erweitert. Auch zwischen Hamburg/Nord - Audorf soll zur Erhöhung der Übertragungskapazität eine 380kV-Leitung errichtet werden. Die geplante Inbetriebnahme der Leitung Hamburg/Nord – Dollern ist im Jahr 2012 und die Leitung Audorf – Hamburg/Nord im Jahr 2015.

3.2.3.2 Hamburg/Krümmel – Schwerin

Diese von der 50Hertz Transmission GmbH geplante Leitung ist ebenfalls im Rahmen der TEN- Entscheidung der EU- Kommission gemäß Art. 8 als Vorhaben von Europäischem Interesse eingestuft worden und vom Gesetzgeber als Vorhaben mit vordringlichen Bedarf im Bedarfsplan nach § 1 Abs. 1 EnLAG festgeschrieben. Die Fertigstellung dieser Leitung war ursprünglich für das Jahr 2007 vorgesehen und soll nach den Angaben im 4. Quartalsbericht 2010 in 2011/2012 erfolgen. Für den EEG-Ferntransport soll die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordwesten des Netzgebietes erreicht werden. Dazu wird eine 380kV-Freileitung neu errichtet und die Schaltanlagen werden angepasst. Zusätzlich hat die Leitung die Funktion, das osteuropäische Netz mit dem westeuropäischen Netz zu verbinden. Die Leitung wird im Rahmen eines Neubaus auf 90km als Freileitung errichtet. Im Februar 2007 wurden die Anträge auf Planfeststellung sowie auf Verfahrensdurchführung nach § 43 b EnWG bei den zuständigen Behörden in Mecklenburg- Vorpommern und Schleswig-Holstein gestellt. Die letztgenannte Behörde hat den Antrag auf beschleunigte Durchführung des Verfahrens nach § 43 b EnWG abgelehnt. Der Leitungsteil in Mecklenburg-Vorpommern wurde bereits fertig gestellt (Planfeststellungsbescheid vom 04.09.2009) und das Planfeststellungsverfahren in Schleswig-Holstein wurde am 09.05.2008 eröffnet. Die mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung für einen EEG- bedingten Netzausbau wurde von der 50Hertz Transmission GmbH als Grund für Verzögerungen gesehen.

3.2.3.3 Halle/Saale – Schweinfurt (Südwestkuppelleitung)

Die Verbindungsleitung zwischen Halle/Saale und Schweinfurt befindet sich derzeit in der Genehmigungsphase und soll nach Abschätzungen der planenden ÜNB 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH zum Großteil Ende des Jahres 2011 fertig gestellt werden. Die ursprünglich für 2010 geplante Fertigstellung des Projekts konnte aufgrund von mangelnder Akzeptanz in der Bevölkerung, der Klage einer Stadt sowie wegen politischer Verzögerungen nicht realisiert werden. Das technische Ziel dieses Maßnahmenpaketes ist vor allem die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern.

Der Bau der Verbindungsleitung ist in verschiedene Abschnitte aufgeteilt. Für den Abschnitt Lauchstädt - Vieselbach (70 km Freileitung) erfolgte bereits die Inbetriebnahme im Dezember 2008. Die 50Hertz Transmission GmbH führt hierzu momentan noch Ausgleichsmaßnahmen gemäß dem landschaftsplanerischen Begleitplan durch.

Auf dem Abschnitt Vieselbach- Altenfeld werden ca. 60 km Freileitung neu errichtet. Das Raumordnungsverfahren wurde am 30.03.2007 abgeschlossen und das Planfeststellungsverfahren am 09.02.2009 eröffnet. Des Weiteren sind im September 2010 Planänderungsunterlagen bei der zuständigen Planfeststellungsbehörde in Thüringen eingereicht wurden. Am 31.05.2007 hat eine öffentliche Anhörung vor dem Thüringer Landtag zur Notwendigkeit der Errichtung dieser Verbindungsleitung stattgefunden. Die kontroverse Diskussion im Rahmen dieser Anhörung zeigte, dass die Bevölkerung dem Ausbau der Stromleitungen ablehnend gegenübersteht, vor allem aus Gründen des Naturschutzes sowie zum Erhalt des Tourismus. Der 380kV-Freileitungsneubau über Vieselbach und Altenfeld wurde nunmehr aufgrund des „Alleinstellungsmerkmals“ der Querung des Thüringer Walds ausschließlich im Bereich des Naturparks Thüringer Wald als Leitung mit vier Stromkreisen konzipiert und ist zunächst zur Errichtung einer Leitung mit zwei Stromkreisen vorgesehen.

Der Abschnitt Altenfeld bis Redwitz (ca. 60 km) teilt sich in zwei Bereiche auf: für den Abschnitt Altenfeld – Landesgrenze Thüringen ist die 50Hertz Transmission GmbH zuständig und der Abschnitt Landesgrenze Bayern – Redwitz (ca. 25 km) fällt in die Zuständigkeit der TenneT TSO GmbH. Im April 2007 haben die beiden Netzbetreiber die Anträge auf Eröffnung der Raumordnungsverfahren bei den zuständigen Behörden in Thüringen und Bayern gestellt. Auf Grund von Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen (EnLAG) und der damit einhergehenden Möglichkeit einer Teilverkabelung des Abschnittes Altenfeld - Redwitz als Pilotvorhaben gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 4 EnLAG war eine erneute Prüfung und Anpassungen der Unterlagen für die behördlichen Genehmigungen notwendig. Für den Abschnitt Al-

tenfeld - Landesgrenze Thüringen erfolgte nunmehr am 20.01.2010 die Eröffnung des Raumordnungsverfahrens. Der Beginn des Planfeststellungsverfahrens in Bayern ist erst nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens in Thüringen möglich. Auch hier sind die mangelnde Akzeptanz des Ausbaivorhabens in der Bevölkerung als verfahrensverzögernde Gründe benannt worden. Aber auch die aufwendige Abstimmung für den landesgrenzen-überschreitenden Abschnitt von der Landesgrenze Bayern bis Redwitz, die zwischen den Ministerien und Behörden in Thüringen und Bayern sowie den Vorhabensträgern notwendig ist, wird von den planenden Netzbetreibern als Problem dargestellt, das die Weiterentwicklung verzögert. Dabei wird auch die Tatsache, dass für dasselbe Projekt unterschiedliche Raumordnungsverfahren in den beteiligten Bundesländern existieren als Problem beschrieben.

Für den Abschnitt Redwitz – Grafenrheinfeld (ca. 97 km) ist die netztechnische Voruntersuchung abgeschlossen. Die Inbetriebnahme des Projektes wurde von der TenneT TSO GmbH mit Rücksicht auf die Verzögerungen im Genehmigungsverfahren bei dem Abschnitt Altenfeld – Redwitz neu auf das Jahr 2013 terminiert.

Netzumbau- und -ausbaumaßnahmen auf anderen Teilabschnitten der Verbindungsleitung, wie die Umstellung der 220kV- Leitung auf 380kV zwischen Redwitz- Kriegenbrunn sowie der Neubau einer Schaltanlage am UW Kriegenbrunn wurden dagegen bereits abgeschlossen. Die Erweiterungen und Ertüchtigungen verschiedener UW in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH befinden sich derzeit ebenso in den Genehmigungsverfahren bzw. es konnte teilweise bereits mit deren Bau begonnen werden.

3.2.3.4 Neuenhagen – Vierraden – Krajnik (PL)

Zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordosten der Regelzone von 50Hertz Transmission GmbH, insb. für den EEG- Ferntransport und den Abtransport von überschüssigem Windstrom durch den Zubau von Übertragungskapazität wird auf dem Abschnitt Neuenhagen - Vierraden und somit für den deutschen Teil der Leitung für ca. 125 km der Neubau einer 380kV- Freileitung vorgesehen: Des Weiteren wird durch das Projekt die regelzonenüberschreitende Übertragungsfähigkeit zu dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE-O erhöht (Ausbau des Interkomnektors zu PSE-O). Für den Bau des Abschnittes Neuenhagen - Vierraden sind die erforderlichen Anträge zur Durchführung der Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren bereits gestellt. Das Raumordnungsverfahren war vom 22.05.2007 bis zum 19.09.2007 von der Genehmigungsbehörde ausgesetzt worden, ist jetzt jedoch abgeschlossen. Probleme mit verzögernder Wirkung la-

gen hierbei vor allem in der mangelnden Akzeptanz des Projektes in der Bevölkerung, bspw. wurde im Biosphärenreservat Schorfheide/Chorin eine Erdverkabelung der Leitung gefordert. Das Planfeststellungsverfahren wurde im Juni 2010 eröffnet. Für den Abschnitt Vierraden-Krajnik liegt der Prüfbescheid zum Verzicht auf ein Raumordnungsverfahren vor. Die gemeinsamen Netzuntersuchungen der 50Hertz Transmission GmbH mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE-O wurden abgeschlossen und werden nunmehr im Rahmen der ENTSO-E Regional Group Continental Central East fortgeführt. Auch ist für den Abschnitt Vierraden – Landesgrenze die Fertigstellung der Antragsunterlagen für das Planfeststellungsverfahren vorgesehen. Die geplante Inbetriebnahme soll gemäß des 4. Quartalsberichts 2010 in 2012/2013 erfolgen.

3.2.3.5 Weitere wichtige Maßnahmen

Zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Höchstspannungsnetz in Folge der Einspeisung aus dezentralen Windenergieanlagen sind weitere Maßnahmen geplant bzw. teilweise auch schon umgesetzt. Zum genauen Stand einzelner Projekte, die im Zeitraum 2010-2014 geplant sind, sei auf Annex 2 verwiesen. Die in diesem Rahmen durch die Netzbetreiber als notwendig identifizierten Netzausbaumaßnahmen machen einen erheblichen Anteil der bis zum Jahr 2020 geplanten Netzrestrukturierungen aus. Dabei können einzelne Projekte sowohl durch den Anschluss von Erneuerbaren Erzeugern (bspw. OWP-Anlagen), durch den Priority Interconnection Plan als auch der Dena-Netzstudie I und dem EnLAG begründet sein.

4 Fazit und Ausblick

Die Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB zeigen, dass im deutschen Übertragungsnetz Investitionsbedarf in ganz erheblichem Umfang besteht. Die Gründe für diesen Bedarf liegen vor allem in der Integration erneuerbarer Energien verbunden mit der gesetzlich vorgegebenen Anschluss- und Abnahmepflicht. Aber auch die Gewährleistung eines ungehinderten Netzzugangs von konventionellen Kraftwerkseinspeisungen führt neben der zunehmenden lastunabhängigen Schwankung der Erzeugung zu einer zunehmenden mittleren Transportentfernung, da die Erzeugungsanlagen vielfach in verbrauchsarmen ländlichen Regionen angesiedelt sind. Durch die Ausbauplanungen – sowohl bei Onshore- wie auch bei Offshore-Windenergie und bei Photovoltaik – werden diese Herausforderungen weiter wachsen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist die Sicherstellung eines bedarfsgerechten Ausbaus der Stromübertragungsnetze eine der wesentlichen Aufgaben zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland.

Die Bundesnetzagentur konstatiert dabei erhebliche Verzögerungen bei der Realisierung von Netzausbauvorhaben der ÜNB. So sind Verzögerungen in der Inbetriebnahme bei zahlreichen der insgesamt 24 Projekte nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zu erwarten, so dass das jeweils vorgesehene Inbetriebnahmejahr teilweise um mehrere Jahre überschritten wird. Dies bedeutet gemäß den jüngsten Quartalsberichten zur Aktualisierung der Netzausbauplanungsberichte (4. Quartal 2010), dass bei acht EnLAG-Projekten „Probleme mit verzögernder Wirkung“ bestehen und dadurch das geplante Inbetriebnahmejahr vollständig oder in Teilabschnitten nicht eingehalten werden kann.

Das EnLAG sieht des Weiteren vier Pilotprojekte vor, die „teilverkabelt“ werden können. Aus Sicht der Bundesnetzagentur hat die Option zur Verkabelung neuer Verbindungsleitungen keine wesentliche Beschleunigung des Netzausbaus bewirkt. Vielmehr sind durch die notwendig werdende Abgrenzung von Kriterien für eine Verkabelung weitere Diskussionspunkte entstanden. Zwei der vier Projekte hatten als Zieljahr der Inbetriebnahme 2010, zwei weitere Vorhaben nennen 2015. Die für 2010 planmäßig angesetzten Projekte unterliegen bereits deutlichen Verzögerungen; ihre Umsetzung wird erst deutlich nach 2010 erfolgen. Die Verzögerungen der Projekte resultieren u. a. aus der Notwendigkeit neue Unterlagen in die Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren einzubringen.

Trotz der Möglichkeiten zur Straffung des Planfeststellungsverfahrens und der Beschränkung des Rechtsschutzes auf das Bundesverwaltungsgericht kommt es zu Verzögerungen bei den insgesamt 24 Projekten nach dem EnLAG. Daraus kann geschlussfolgert werden, dass die bestehenden EnLAG-Regelungen zwingend notwendig sind, jedoch allein nicht ausreichen, um einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze sicherzustellen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur fehlen dabei insbesondere Regelungen, die bei der Planung neuer Trassen den notwendigen Raum bzw. die benötigten Flächen eröffnen.

Zudem fehlt es nach wie vor an einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Ausbau der Elektrizitätsleitungen, wohingegen die Förderung von Windenergie in der Öffentlichkeit überwiegend auf Zustimmung stößt. In diesem Zusammenhang fordert die Bundesnetzagentur alle am Planungs- und Umsetzungsprozess Beteiligten auf, zur dringend anstehenden Beschleunigung der notwendigen Netzinvestitionen beizutragen und durch eine Verbesserung der Transparenz der Projekte die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhöhen.

Zur Erhöhung der gesellschaftlichen Akzeptanz der EnLAG-Projekte hat die Bundesnetzagentur bei zahlreichen Veranstaltungen und öffentlichen Anhörungen – auch auf Präsidialebene - die Notwendigkeit der einzelnen Projekte erläutert. So wurde u. a. bei einer Anhörung im Thüringer Landtag im Mai 2010 die netztechnisch hohe Bedeutung der sog. Südwestkuppelleitung (Erhöhung der Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern) für einen bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland durch die Bundesnetzagentur bekräftigt.

Neben den 24 EnLAG-Projekten sind noch weitere Netzausbaumaßnahmen notwendig, um auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz gewährleisten zu können. Insgesamt weisen die Quartalsberichte der Übertragungsnetzbetreiber zur Aktualisierung der Netzausbauplanungsberichte (4. Quartal 2010) derzeit Verzögerungen bei 49 von 151³⁰ Netzausbauvorhaben aus. Auch die von den Übertragungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur gemeldeten Werte für Investitionen in den Neu- bzw. Ausbau der Übertragungsnetze dokumentieren in diesem Zusammenhang die Verzögerungen bei den Netzausbauprojekten durch erheblich unter den Planwerten von 686 Mio. Euro liegende Ist-Werte von nur 408 Mio. Euro für 2009.

³⁰ Im Annex 2 wurden der Übersichtlichkeit halber oftmals Teilprojekte zu einem Projekt zusammengefasst.

Unter den angesprochenen 49 Netzausbauvorhaben mit Verzögerungen befinden sich auch Projekte zum Anschluss von konventionellen Kraftwerken (Gas, Steinkohle, Braunkohle) an das Übertragungsnetz. Diese Netzausbauvorhaben sind laut Aussage der ÜNB teilweise zurückgestellt, da bereits in der Planung befindliche Kraftwerksprojekte auf unbestimmte Zeit verschoben wurden. So können Verzögerungen im Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren, bzw. eine fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung zu vorübergehenden Unterbrechungen des Projektfortschritts bzw. zu einer gänzlichen Aufgabe der Kraftwerksprojekte führen.

Zu Beginn des Berichtszeitraumes lagen erhebliche Verzögerungen bei Projekten zu OWP-Netzanbindungen vor. Diese waren vor allem in dem sogenannten „Henne-Ei-Problem“ begründet. Dabei benötigen die Offshore-Windpark-Entwickler bzw. –Betreiber zur Finanzierung ihrer Projekte eine Netzanbindungszusage durch den zuständigen ÜNB, dieser machte die Netzanbindungszusage jedoch vom Finanzierungsnachweis des Projektes abhängig. Die Bundesnetzagentur war diesbezüglich in vielen Gesprächen mit den jeweiligen Akteuren vermittelnd tätig. Durch das Positionspapier hat die Bundesnetzagentur diesen Interessenkonflikt aufgelöst und klare und transparente Kriterien entwickelt, um eine zügige und fristgerechte Netzanbindung von OWP-Anlagen an das deutsche Übertragungsnetz sicherzustellen. Unabhängig davon können jedoch nach wie vor Verzögerungen auf Grund von bspw. Lieferengpässen bei benötigten Baukomponenten sowohl für die Windparkfertigstellung als auch für die Netzanbindungsfertigstellung auftreten.

Um auch die zukünftigen Herausforderungen an den Netzausbau meistern zu können, ist neben dem Netzausbau auch der Einsatz von neuen Übertragungstechnologien notwendig. Hierbei vertritt die Bundesnetzagentur die Auffassung, dass neue Übertragungstechnologien zwar den notwendigen Netzausbau bis zu einem gewissen Punkt ergänzen, aber nicht ersetzen können. Dieser Kontext wurde u. a. im Rahmen eines Workshops der Bundesnetzagentur zum Thema „Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen“ mit rund 90 Vertretern aus Wissenschaft, Industrie, Netzbetrieb, Behörden und Bürgerinitiativen diskutiert. So erlauben Hochtemperaturleiterseile zwar höhere Ströme als klassische Leiterseile und ermöglichen zusätzliche Transportkapazitäten auf bestehenden Trassen, jedoch bewirken sie keine wesentlichen Veränderungen der für das Netz entscheidenden Faktoren (bspw. Impedanzen, Netzstabilität). Auch sind nach Angaben von Herstellern die Kosten von Hochspannungsgleichstromübertragungs (HGÜ)-Leitungen als Erdkabel im Vergleich zu konventionellen Drehstromleitungen als Freileitung mindestens doppelt so hoch, je nach Vorhaben können sie aber auch achtmal so hoch sein. Pauschale Aussagen

zur Anwendbarkeit der einzelnen Übertragungstechnologien in den Übertragungsnetzen sind hierbei nicht möglich. Vielmehr sind projektindividuelle Untersuchungen notwendig. Eine weitere Option zur Bewältigung der steigenden Transportaufgaben im Übertragungsnetz ist die Errichtung eines neuen Drehstromnetzes in der Frequenz des Bahnstromnetzes. Diese Technologie könnte insbesondere beim Anschluss von Off-Shore-Windparks Bedeutung erlangen. Die Bundesnetzagentur plädiert zudem für praktische Tests neuer Übertragungstechnologien, bspw. im Rahmen von Pilotprojekten auf wichtigen Transportachsen, soweit dies unter dem Aspekt der Netzsicherheit verantwortbar und bezahlbar ist. Sie wird das Thema zusammen mit dem Markt weiter verfolgen und sich dafür einsetzen, dass die Übertragungsnetze der Zukunft den neuen Anforderungen gerecht werden können und zugleich die Netzentgelte nicht mehr als notwendig steigen.

Für die Netzbetreiber von großer Bedeutung ist die angemessene Finanzierung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist die Sicherstellung dieser Investitionen durch die ARegV gewährleistet. Die ÜNB können gemäß § 23 ARegV Investitionsbudgets bei der Bundesnetzagentur beantragen. Nachdem bis September 2010 § 23 ARegV nur die Genehmigung von Kapitalkosten vorsah, können seitdem auch Betriebskosten im Rahmen der Investitionsbudgets geltend gemacht werden. Damit wurden letzte Hemmnisse für Investitionen, die gleichzeitig zu höheren Betriebskosten führen, beseitigt. Die Bundesnetzagentur strebt dabei eine zeitnahe Genehmigung der Investitionsbudgets an, um den ÜNB Planungssicherheit bei der Realisierung der beantragten Projekte zu gewährleisten. So sind bereits zu 21 der 24 Vorhaben im Bedarfsplan des EnLAG Investitionsbudgets genehmigt wurden. Ein weiteres Investitionsbudget ist in der Antragsbearbeitung. Zu zwei EnLAG-Vorhaben liegen der Bundesnetzagentur bislang keine Investitionsbudgetanträge vor.

Aufgrund der starken Vermaschung des europäischen Elektrizitätsnetzes ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur der Ausbau des Netzes in Deutschland, aber auch in den angrenzenden Ländern, für die Erhaltung der Systemstabilität im europäischen Verbundnetz von großer Bedeutung. Die Entwicklung eines europäischen Binnenmarktes und die Zunahme von Transiten zwischen europäischen Ländern macht die Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Mitgliedsstaaten dringend notwendig. Vor diesem Hintergrund ist anzumerken, dass auch für die Erhaltung der innerdeutschen Versorgungssicherheit der Ausbau der Übertragungskapazitäten an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen in angemessenem Umfang durch die Bundesnetzagentur für erforderlich erachtet wird. Die Grenzkuppelstellen sind, soweit sie von den deutschen ÜNB

betrieben werden, als Bestandteil des deutschen Übertragungsnetzes anzusehen. Dementsprechend besteht für diese Grenzkuppelstellen die Verpflichtung der ÜNB, einen bedarfsgerechten Ausbau sicherzustellen. Der deutsche Ausbau der Grenzkuppelstellen erfordert auch einen entsprechenden Ausbau der Grenzkuppelstellen in den jeweiligen Nachbarländern. Gegenwärtig sind 12 Projekte³¹ bei den ÜNB in Planung, welche grenzüberschreitenden Charakter haben und damit zum Ziel haben, die Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen von Deutschland zu den jeweiligen europäischen Nachbarn zu erweitern. Von diesen 12 Projekten befinden sich aktuell sieben Projekte (Grenzkuppelstellen nach Tschechien, Dänemark, Belgien, Norwegen und Österreich) noch in der Vorplanung bzw. Vorberachtung. Genaue Aussagen zur Umsetzung der Projekte sind noch nicht möglich. Bei vier Projekten (Grenzkuppelstellen nach Polen, Frankreich und der Niederlande) ist die voraussichtliche Inbetriebnahme im Zeitraum von 2015 bis 2022 geplant. Zunehmende Einspeisungen durch regenerative Energien und wachsende grenzüberschreitende Transporte können zu vorübergehenden oder längerfristigen Engpässen im Übertragungsnetz führen. Die Bundesnetzagentur hatte hierzu in 2008 ein Verfahren zur Bewirtschaftung von Engpässen im Übertragungsnetz (BK6-06-074) durchgeführt³². Im Rahmen dieses Verfahrens hat die Bundesnetzagentur ein „Gutachten zu methodischen Fragen bei der Bewirtschaftung temporärer innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz“ durch das Konsortium Consentec/Frontier Economics erstellen lassen. Ergebnis des Gutachtens war die Aussage, Engpässe bevorzugt durch einen bedarfs- und zeitgerechten Netzausbau zu vermeiden. Sofern dies nicht möglich sei, sollen Überlastungen von Leitungen so lange wie möglich mit dem bisher bereits von den ÜNB praktizierten und bewährten System des Redispatches, also dem Eingriff in die Kraftwerksfahrweise durch den ÜNB, als kurativer Methode entgegengetreten werden. Das „Market Splitting“ als bevorzugte präventive Methode mit der Folge der Aufspaltung des deutschen Marktes in mehrere Preiszonen sehen die Gutachter angesichts des mit der Einführung verbundenen hohen Umstellungsaufwands dagegen nur als ultima ratio an. Am 02.11.2010 hat die Bundesnetzagentur ein (Folge-)Gutachten mit dem Titel „Bedeutung etablierter nationaler Preiszonen für die Entwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom, unter besonderer Berücksichtigung des Marktgebietes Deutschland-Österreich“ vergeben. Gegenstand dieses Gutachtens soll insbesondere die aktuelle und wiederkehrende Debatte um die Rechtfertigung von Preiszonen, die dem Staatsgebiet entsprechen, sein. Im

³¹ Die einzelnen Projekte kann man dem Entwurf zum ersten „Community-Wide Ten Year Network Development Plan“ des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E entnehmen (Stand: 28.06.2010).

³² Das Verfahren wurde durch die Beschlusskammer 6 mit Mitteilung vom 18.07.2008 eingestellt. (www.bundesnetzagentur.de)

Kern soll eine Abwägung der volkswirtschaftlichen Vor- und Nachteile kleiner Preiszonen, die sich an möglichen Engpässen im Übertragungsnetz ausrichten, gegenüber größeren Preiszonen, die sich an Staatsgrenzen bzw. etablierten Märkten (wie z.B. DE/AT) orientieren, sowohl aus europäischer als auch deutscher Sicht erstellt werden. Das Gutachten soll zudem zur europäischen Debatte beitragen indem es nach Möglichkeit einen methodischen Referenzansatz für eine qualitative und quantitative Analyse auch weiterer Preiszonen in Europa liefert.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist ein Netzausbau alternativlos, alleinig wird er jedoch nicht ausreichen um die wachsenden Herausforderungen an das Elektrizitätsnetz in Griff zu bekommen. So führt bspw. die anwachsende dezentrale Erzeugung (Photovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung, Biomasse, Geothermie) in den Verteilernetzen vermehrt zu vertikalen Energieflüssen und damit verbunden zu regionalen Netzengpässen und zu Problemen bei der Betriebsführung sowohl im Verteilernetz als auch im Übertragungsnetz. Um den Transport der Energie zukünftig in alle Richtungen steuerbar und ohne Engpässe zu ermöglichen ist die Realisierung eines Smart Grids – also eines intelligenten Netzes, welches die wechselnden Betriebszustände beeinflussen und steuern kann, notwendig. Im Fokus der Diskussion stehen hierbei die Verteilernetze, da die Übertragungsnetze als bereits „intelligent“ angesehen werden. Unabhängig davon ist auch das Übertragungsnetz auf ein „intelligentes“ untergelagertes Verteilernetz angewiesen, um auf Zustände reagieren zu können, die durch Erzeugung und Verbrauch in den untergelagerten Verteilernetzen verursacht werden. Die Bundesnetzagentur wird daher, zusammen mit allen Marktakteuren die Realisierung eines Smart Grids weiter vorantreiben.

Im Ergebnis bleibt festzuhalten, dass das zurzeit hohe Niveau der netzseitigen Versorgungssicherheit im Übertragungsnetz zukünftig nur durch einen deutlich beschleunigten und über die aktuellen Netzausbaumaßnahmen hinausgehenden Netzausbau gehalten werden kann. Hierbei sind alle am Prozess beteiligten Akteure dazu aufgefordert, die bestehenden Hindernisse schnellstmöglich abzubauen.

Annex 1: Stand der Umsetzung der 24 Projekte im Bedarfsplan nach § 1 Absatz 1 EnLAG

Stand: 31.12.2010

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
1	Kassø (Dänemark) – Hamburg/Nord – Dollern	TenneT	<u>Hamburg/Nord – Dollern</u> Planfeststellungsverfahren eröffnet Derzeit Bearbeitung der Einwendungen und Stellungnahmen nach der öffentlichen Auslegung <u>Audorf – Hamburg/Nord</u> Detailplanung		<u>Hamburg/Nord – Dollern</u> Derzeit finden Erörterungstermin zum Planfeststellungsverfahren statt <u>Audorf – Hamburg/Nord</u> Fortführung der Detailplanung	Kein Raumordnungsverfahren erforderlich, da die Trasse entlang einer bestehenden Trasse gelegt wird	<u>Hamburg/Nord – Dollern</u> Eröffnet am 1. September 2008; Abschluss voraussichtlich 2011 <u>Audorf – Hamburg/Nord</u> In Vorplanung	<u>Hamburg/Nord – Dollern</u> 2012 (optimistisch), <u>Audorf – Hamburg-Nord</u> 2015	<u>Hamburg/Nord – Dollern</u> 2010 <u>Audorf – Hamburg-Nord</u> 2015	Genehmigt
2a	Ganderkesee – Wehrendorf Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Überarbeitete Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren (Berücksichtigung des EnLAG) wurden bei der Genehmigungsbehörde eingereicht (Teilverkabelung von knapp 10 km der ca. 60 km Leitungslänge)	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Verzögerung in der Planung durch Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingung (niedersächsisches Erdkabelgesetz, EnLAG). Diese erfordern Anpassung der Planung und der Genehmigungsunterlagen. Inbetriebnahme der Maßnahme verzögert sich dadurch.	TenneT: <u>Ganderkesee – St.Hülfe</u> Fortführung des Planfeststellungsverfahrens	TenneT: <u>Ganderkesee – St.Hülfe</u> Zunächst 2006 abgeschlossen, dann ergänzende raumordnerische Beurteilung für eine kombinierte Kabel-/Freileitungstrasse	TenneT: <u>Ganderkesee – St. Hülfe</u> Der Antrag auf Planfeststellung wurde im Jahr 2010 eingereicht und mit Unterlagen im Dezember 2010 ergänzt.	TenneT: <u>Ganderkesee –St-Hülfe</u> 2013	TenneT: <u>Ganderkesee – St.Hülfe</u> 2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
2b	Ganderkesee – Wehrendorf Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> NRW u. Niedersachsen: Planfeststellungsverfahren		Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> NRW u. Niedersachsen: Planfeststellungsverfahren	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> NRW u. Niedersachsen: Kein Raumordnungsverfahren erforderlich, da die Trasse entlang einer bestehenden Trasse gelegt wird	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> Niedersachsen: Planfeststellungsverfahren beantragt Dezember 2009 NRW: Beantragung Planfeststellung Dezember 2010	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> 2012	Amprion: <u>Wehrendorf – St. Hülfe</u> 2010	Genehmigt
3	Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)	50Hertz	Scopingtermin zum Planfeststellungsverfahren in Januar 2008 durchgeführt <u>Neuenhagen – Vierraden</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 22.07.2010 <u>Vierraden – Krajnik (PL)</u> Prüfbescheid zum Verzicht auf das Raumordnungsverfahren liegt vor; Prüfbescheid zum UVP-Antrag liegt vor – Ergebnis: keine UVP-Pflicht Gemeinsame Netzuntersuchungen mit dem polnischen Netzbetreiber PSE-O abgeschlossen	Ergänzung der Raumordnungsverfahrensunterlagen zur Berücksichtigung der Auswirkungen des Urteils des Bundesverwaltungsgerichts Leipzig vom 17. Januar 2007 notwendig Raumordnungsverfahren zwischen 22.05.2007 und 10.09.2007 durch Genehmigungsbehörde ausgesetzt mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung; Forderung nach Erdverkabelung im Biosphärenreservat Schorfheide/Chorin und im Raum Eberswalde	<u>Neuenhagen – Vierraden</u> Durchführung des Planfeststellungsverfahrens, Erwidern auf Stellungnahmen <u>Vierraden – Krajnik</u> Weiterführung von Netzuntersuchungen im Rahmen der ENT-SO-E Regional Group Continental Central East Fertigstellung der Antragsunterlagen für die Plangenehmigung	Abschluss des Raumordnungsverfahrens im Dezember 2007	<u>Neuenhagen - Vierraden</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens in 06/2010 <u>Vierraden – Krajnik</u> Erarbeitung der Antragsunterlagen für die Plangenehmigung	Inbetriebnahme aktuell: 2012/2013	2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
4a	Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/ Saale – Schweinfurt) Pilotprojekt für Teilverkaufung nach § 2 Abs. 1 Nr. 4 EnLAG	TenneT und 50Hertz	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Landesplanerische Beurteilung der Regierung Oberfranken liegt seit dem 9. Mai 2008 vor	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Netztechnische Notwendigkeit wird angezweifelt (Jarass-Studie)	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Erstellung der Unterlagen für das Planfeststellungsverfahren		TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> Beginn des Planfeststellungsverfahrens in Bayern erst nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens in Thüringen möglich	TenneT: Abhängig vom Verfahren in Thüringen	TenneT: <u>Altenfeld – Redwitz</u> 2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
4b	Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/Saale – Schweinfurt) Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und 50Hertz	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Inbetriebnahme erfolgt <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Abschluss des Raumordnungsverfahrens am 30. März 2007 Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 9. Februar 2009 Bearbeitung der Einwendungen der betroffenen Bürger und der Stellungnahmen der Träger öffentlicher Belange abgeschlossen Abschluss der Studie: „Ökologisches Schneisenmanagement“ <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Umweltverträglichkeitsstudie erarbeitet, Natura-2000-Untersuchung abgeschlossen, Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag erstellt	50Hertz: <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung, Bürgerinitiativen beauftragten Gutachter zum Nachweis fehlender Notwendigkeit des Netzausbaus in Thüringen Mehrfache Behandlungen des Projektes in Ausschüssen bzw. im Landtag Vom Wirtschaftsministerium Thüringen in Auftrag gegebene Rechtsgutachten bestätigt Notwendigkeit der Südwestkuppelleitung <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung; Projekt- und Umweltverträglichkeitsstudie Aktualisierung der Antragsunterlagen an die geänderten Bestimmungen des Landesplanungsgesetzes EnLAG in Kraft getreten mit der Möglichkeit einer Teilverkabelung der Rennsteigquerung als Pilotvorhaben („Innovationslösung Rennsteigquerung“)	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Fortsetzen der Ausgleichsmaßnahmen gemäß dem landschaftsplanerischem Begleitplan <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Durchführung des Planänderungsverfahrens, Erwidern auf Stellungnahmen zur 1. Planänderung, Durchführung der Erörterungstermine <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Abschluss des Raumordnungsverfahrens	50Hertz: <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Abschluss des Raumordnungsverfahrens am 30. März 2007 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Eröffnung des Raumordnungsverfahrens am 20. Januar 2010 Ergänzungskonferenz zum Raumordnungsverfahren am 12. Februar 2007	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Abgeschlossen <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens am 9. Februar 2009 Planänderungsunterlagen in 09/2010 bei Planfeststellungsbehörde eingereicht Öffentliche Auslegung der Planänderungsunterlagen ab 22. November 2010 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Noch nicht eröffnet	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Inbetriebnahme im Dezember 2008 erfolgt <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Inbetriebnahme Optimistisch: 4. Quartal 2011 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Baubeginn Optimistisch 1. Quartal 2011 Inbetriebnahme Optimistisch: 4. Quartal 2011	50Hertz: <u>Lauchstädt – Vieselbach</u> Dezember 2008 <u>Vieselbach – Altenfeld</u> Dezember 2008 <u>Altenfeld – Landesgrenze</u> Dezember 2008	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
5	Diele – Niederrhein Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT und Amprion	Amprion: NRW (6 Abschnitte): Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / Träger öffentlicher Belange, Trassierung Planfeststellung, privatrechtliche Verhandlungen, Unterlagenerstellung für Planfeststellung Niedersachsen (1. Abschnitt): Prüfung Raumordnungsunterlagen TenneT: Antragsunterlagen für das Raumordnungsverfahren wurden zur Vorprüfung bei der Genehmigungsbehörde eingereicht	TenneT u. Amprion: Niedersachsen: Verzögerung in der Planung durch niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG). Diese erforderten Anpassungen der Planung und der Genehmigungsunterlagen. Berücksichtigung zusätzlicher Planungsvariablen im Übergangsbereich zwischen NRW und Niedersachsen (Abschnitt Amprion), die aus dem Planfeststellungsverfahren in NRW resultieren	Amprion: NRW: Beantragung Planfeststellungsverfahren im 1. u. 2. Abschnitt Niedersachsen: Eröffnung des Raumordnungsverfahrens TenneT: Eröffnung des Raumordnungsverfahrens	Amprion: NRW: kein Raumordnungsverfahren erforderlich TenneT u. Amprion: Niedersachsen: Vorbereitende Antragskonferenz am 1. Oktober 2008 Beantragung Raumordnungsverfahren in Niedersachsen im 1. Halbjahr 2011	Amprion: Beantragung Planfeststellung im Regierungsbezirk Düsseldorf: 2. Quartal 2011 Beantragung 1. Planfeststellungsabschnitt im Regierungsbezirk Münster: 2. Quartal 2011 TenneT: Noch nicht begonnen	2015 bleibt als Ziel erhalten	2015	Genehmigt
6	Wahle – Mecklar Pilotprojekt für Teilverkabelung nach § 2 Abs. 1 Nr. 2 EnLAG	TenneT	Raumordnungsverfahren: <u>Niedersachsen</u> Antragsunterlagen werden zur erneuten Vollständigkeitsprüfung überarbeitet <u>Hessen</u> Antragsunterlagen werden zur erneuten Vollständigkeitsprüfung für Raumordnungsverfahren überarbeitet	Verzögerung in der Planung durch niedersächsisches Erdkabelgesetz und EnLAG). Diese erforderten Anpassungen der Planung und der Genehmigungsunterlagen.	<u>Niedersachsen</u> Erörterungstermin für das Raumordnungsverfahren <u>Hessen</u> Erörterungstermin für das Raumordnungsverfahren	Am 25. Mai 2010 eingeleitet, Bearbeitung der Stellungnahmen		2015 bleibt als Ziel erhalten	2015	Genehmigt
7	Bergkamen – Gersteinwerk	Amprion	Umsetzung			Kein Raumordnungsverfahren erforderlich	Kein Planfeststellungsbeschluss erforderlich		2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
8	Kriftel – Eschborn	Amprion	Klärung Raumordnungsverfahren, Abstimmung Dienstbarkeiten mit Grundstückseigentümern		Trassierung, Vorbereitung Planfeststellung		noch nicht begonnen	bis 2012	bis 2012	Genehmigt
9	Hamburg/Krümmel - Schwerin	50Hertz	<u>Schleswig-Holstein</u> Planfeststellungsverfahren am 9. Mai 2008 eröffnet Planfeststellungsverfahren läuft Ergänzungsunterlagen zu Naturschutzausgleichsmaßnahmen (Waldausgleich) erforderlich <u>Mecklenburg-Vorpommern</u> Planfeststellungsbescheid für Mecklenburg-Vorpommern am 4. September 2009 erhalten Baubeginn in Mecklenburg-Vorpommern am 8. September 2009 erfolgt Errichtung der Leitung ist abgeschlossen, Vorbereitung Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen	Mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung für den Netzausbau Änderung der Landesnaturschutzgesetze	<u>Schleswig-Holstein</u> Vorbereitung (Beschaffung von Material und Leistung) für den sofortigen Baubeginn mit Erhalt des Planfeststellungsbescheides Einreichung der Planänderungsunterlagen Erwiderung auf Stellungnahmen und Erörterungen	Abgeschlossen in 2005	<u>Schleswig-Holstein</u> Eröffnet im Mai 2008 <u>Mecklenburg-Vorpommern</u> Abgeschlossen in 2009	<u>Schleswig-Holstein</u> 2011/2012 <u>Mecklenburg-Vorpommern</u> Errichtung der Leitung ist abgeschlossen	Dezember 2007	Genehmigt
10	Redwitz – Grafenrheinfeld (als Teil der Verbindung Halle/ Saale - Schweinfurt)	TenneT	Vorplanung: netztechnische Voruntersuchung abgeschlossen.	Projekt mit Rücksicht auf Verzögerung im Genehmigungsverfahren bei 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz neu terminiert.	Erstellung des technischen Konzepts für die Anbindung in Redwitz und Eltmann.			2013	2010	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
11	Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings)	50Hertz	<p>Präzisierung der netztechnischen Anforderungen in Abhängigkeit vom coordinated-planning (PSE-Operator/Interkonnektoren), Kraftwerksanschlüssen, Zustandsentwicklung und Energiestudien für Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern</p> <p>Antragskonferenz zum Raumordnungsverfahren hat stattgefunden</p> <p>Antragsunterlagen zum Raumordnungsverfahren wurden in 07/2010 zur Vollständigkeitsprüfung eingereicht, Vollständigkeitsprüfung in 09/2010 abgeschlossen</p> <p>Freileitungsneubau im bereits planfestgestellten Bereich Berlin (im Zuge Autobahneubau) abgeschlossen</p>		<p>Eröffnung Raumordnungs-verfahren</p> <p>Durchführung Freileitungsneubau im Bereich Schwanebeck (im Zuge Autobahnbau)</p>	soll in Kürze eröffnet werden	<p>Raum Berlin: Freileitungsneubau im bereits planfestgestellten Bereich Berlin abgeschlossen</p> <p>Für die übrige Region hat das Planfeststellungsverfahren noch nicht begonnen</p>	<p>Baubeginn abschnittsweise ab 2009 - 2013</p> <p>Inbetriebnahme aktuell: bis 2013</p> <p>Zeitdauer der technischen Errichtung: 18 Monate</p>	ab 2010	Genehmigt
12	Eisenhüttenstadt – Baczyzna (PL)	50Hertz	<p>Antrag auf EU-Fördermittel für ökologische Grundlagenforschung betreffend Raumordnung und Planfeststellung in 04/2010 gestellt, Prüfung durch Europäische Kommission erfolgt</p> <p>Gründung einer gemeinsamen Projektentwicklungsgesellschaft</p>		<p>Abstimmung mit dem polnischen Netzbetreiber PSE-O</p> <p>Vorbereitung der Planung für den deutschen Abschnitt</p>			<p>Baubeginn aktuell: 2013</p> <p>Inbetriebnahme aktuell: nach 2015</p> <p>Zeitdauer der technischen Errichtung: 24 Monate</p>	4. Quartal 2012	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
13	Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem)	Amprion	Raumordnungsverfahren		Abschluss Raumordnungsverfahren	Kurz vor Abschluss		bis 2013	2007-2013	Genehmigt
14	Niederrhein – Uftort – Osterath	Amprion	<u>Niederrhein - Uftort</u> Netzplanung, Konzeptplanung, <u>Eversael – Löhnen</u> Vorbereitung Planfeststellung <u>Uftort – Hüls-West</u> Scoping-Termin <u>Fellerhöfe – St. Tönis</u> Planfeststellungsverfahren		<u>Niederrhein – Uftort</u> Klärung Raumordnungsverfahren <u>Eversael – Löhnen</u> Planfeststellung <u>Uftort – Hüls-West:</u> Trassierung <u>Fellerhöfe – St. Tönis</u> Planfeststellungsverfahren	<u>Niederrhein – Uftort</u> noch nicht geprüft <u>Andere Abschnitte</u> Kein Raumordnungsverfahren erforderlich	<u>Fellerhöfe – St. Tönis</u> Beantragung 2.Hälfte 2010 <u>Andere Abschnitte:</u> noch nicht begonnen	2014 bis 2015	2014 bis 2015	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
15	Osterath – Weißenthurm	Amprion	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> Umweltgutachten <u>Rommerskirchen – Sechtem</u> Umweltgutachten <u>Sechtem – Landesgrenze</u> Planfeststellungsverfahren <u>Landesgrenze – Neuenahr</u> Planfeststellungsverfahren <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> Umsetzung		<u>Osterath – Rommerskirchen</u> Einreichung Planfeststellungsunterlagen zur Prüfung <u>Rommerskirchen – Sechtem</u> NRW: Erstellung von Umweltgutachten für Planfeststellungsverfahren <u>Sechtem - Landesgrenze</u> Planfeststellungsverfahren <u>Landesgrenze - Neuenahr</u> Planfeststellungsverfahren		<u>Osterath – Rommerskirchen</u> hat noch nicht begonnen <u>Rommerskirchen – Sechtem</u> hat noch nicht begonnen <u>Sechtem – Landesgrenze</u> Abschluss Planfeststellung in 2011 <u>Landesgrenze - Neuenahr</u> Abschluss Planfeststellung in 2011	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> bis 2018 <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> bis 2014 <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> bis 2011	<u>Osterath – Rommerskirchen</u> 2007 - 2017 <u>Rommerskirchen – Neuenahr</u> 2008-2014 <u>Neuenahr – Weißenthurm</u> 2007-2011	Genehmigt
16	Wehrendorf – Gütersloh	Amprion	<u>Lüstringen – Gütersloh</u> Niedersachsen: Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / TÖB NRW: Vorgespräche mit Raumordnungsbehörde <u>Lüstringen – Wehrendorf</u> Voruntersuchungen bzw. Vorgespräche mit Kommunen / TÖB		<u>Lüstringen – Gütersloh</u> Niedersachsen: Klärung weitere Vorgehensweise bzgl. Trassenfindung mit Raumordnungsbehörde NRW: Beantragung Raumordnungsverfahren <u>Lüstringen – Wehrendorf</u> Klärung weitere Vorgehensweise bzgl. Trassenfindung mit Raumordnungsbehörde	hat noch nicht begonnen		bis 2019	2007-2019	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
17	Gütersloh – Bechterdissen	Amprion	<u>Gütersloh - Friedrichsdorf</u> Detailplanung <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Vorbereitung Planfeststellungsverfahren	Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss durch zwei Eigentümer vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig	<u>Gütersloh - Friedrichsdorf</u> Enteignungsverfahren <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Planfeststellungsverfahren		<u>Gütersloh – Friedrichsdorf</u> Planfeststellungsbeschluss erlassen am 22.2.2010 <u>Friedrichsdorf - Bechterdissen</u> Beantragung im 1. Quartal 2011	bis 2012	2007-2011	Genehmigt:
18	Lüstringen – Westerkappeln	Amprion	<u>Lüstringen – Pkt. Gaste (Zubeseilung)</u> derzeit keine konkreten Schritte; weitere Bearbeitung erfolgt sobald die entsprechenden Voraussetzungen vorliegen		Vorgespräche mit Behörden	nicht erforderlich	<u>Neubau Abschnitt Pkt. Hambüren – Pkt. Gaste</u> NRW: Plangenehmigungsbescheid erlassen am 12.12.2008	bis 2019	2007-2019	Genehmigt
19	Kruckel – Dauersberg	Amprion	<u>4 Planungsabschnitte</u> NRW: Vorbereitung Raumordnungsverfahren Rheinland-Pfalz: Umweltgutachten zum Raumordnungsverfahren		NRW u. Rheinland-Pfalz: Beantragung Raumordnungsverfahren	hat noch nicht begonnen		2008-2022	2008-2022	Genehmigt

Nr.	Vorhaben	Übertragungsnetzbetreiber	Aktueller Projektstatus	Probleme mit verzögernder Wirkung	Konkrete Schritte in den nächsten 6 Monaten	Stand Raumordnung	Stand Planfeststellung	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Ursprüngliches Zieljahr	Genehmigung Investitionsbudget
20	Dauersberg – Hünfelden	Amprion	<p><u>Abschnitt Dauersberg – Landesgrenze Rheinland-Pfalz/Hessen</u> Planfeststellungsbescheid der Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord vom 9. Juli 2008</p> <p><u>Abschnitt Landesgrenze Rheinland-Pfalz/Hessen – Limburg</u> Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Gießen vom 28. Februar 2006</p> <p><u>Abschnitt Limburg – Punkt Hünfelden</u> Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Gießen vom 14. Februar 2007</p>		<p>Umsetzung</p> <p><u>Abschnitt Limburg – Punkt Hünfelden</u> Abschluss Umsetzung</p>		Planfeststellungsbeschluss erlassen am 09.07.09, 28.02.06 und 14.02.07	bis 2013	2007 - 2013	Genehmigt
21	Marxheim – Kelsterbach	Amprion	<p>abgeschlossen</p> <p>Planfeststellungsbescheid des Regierungspräsidiums Darmstadt vom 4. Dezember 2008</p>				Planfeststellungsbeschluss erlassen am 4.12.2008	bis 2010	2005 - 2010	Genehmigt
22	Weier – Villingen	EnBW TNG	Klärung technischer Randbedingungen, Ergebnis nicht vor 2011 erwartet			Noch kein Verfahren eingeleitet		Offen	Noch kein Zieldatum	Noch nicht beantragt
23	Neckarwestheim – Mühlhausen	EnBW TNG	Technische Projektierung, Vorbereitung Genehmigungsverfahren		Erstellung und Einreichung der Genehmigungsunterlagen	Nicht notwendig	ab August Einleitung Planfeststellungsverfahren	2013	Projektdauer: 2010-2020	Offen
24	Bünzwangen – Lindach; Lindach – Goldshöfe	EnBW TNG	Klärung technischer Randbedingungen, Ergebnis nicht vor 2011 erwartet		Noch kein Verfahren eingeleitet	Noch kein Verfahren eingeleitet		Offen	Noch kein Zieldatum	Noch nicht beantragt

Annex 2: Darstellung der Netzausbauprojekte 2010-2014³³

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	380kV-Verbindung Halle – Schweinfurt (Südwest-Kuppelleitung)	Für den EEG-Ferntransport wird bis zum Übergabepunkt zu TenneT eine 380kV-Freileitung neu gebaut. Abschnitt Lauchstädt – Vieselbach: IB am 18.12.2008 erfolgt Abschnitt Vieselbach – Altenfeld: Verzögerungen, geplante IB Ende 2011 Abschnitt Altenfeld – Landesgrenze: Verzögerungen, geplante IB Ende 2011	Ende 2011 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	380-kV-Verbindung Hamburg/Krümmel – Schwerin (Nordleitung)	Für den EEG-Ferntransport wird eine 380kV-Freileitung neu errichtet und die Schaltanlagen werden angepasst.	2011/2012 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	380kV-Netzumstellung Uckermark-Süd (Uckermarkleitung) inkl. Interkonnektor zu PSE-O	Insbesondere für den EEG-Ferntransport wird die Übertragungskapazität einschließlich der Steigerung der regelzonenüberschreitenden Übertragungsfähigkeit zu PSE-O (PL) durch zwei 380kV-Freileitungsneubauten erhöht.	2012/2013 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Neubau 380kV-Schaltanlage Lubmin	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordosten der Regelzone, insbesondere für den EEG-Ferntransport (zukünftige Offshore-Windeinspeisung) und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung.	2010 IB ist erfolgt

³³ Stand nach dem 4. Quartalsbericht 2010 der ÜNB.

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung südlich Berlin	Zur Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit erfolgt bei zwei Stromkreisen eine 380kV-Umstellung.	2010 IB ist erfolgt
50 Hertz	Erhöhung Übertragungs-kapazität UW Ragow	Die vertikale Übertragungsfähigkeit wird für den EEG-Ferntransport und zur Vermeidung der Verletzung des n-1-Kriteriums relevanter 380kV-Anlagenteile und Stromkreise durch Umstrukturierungen und Erweiterungen in Schaltanlagen erhöht.	2010 IB ist erfolgt
50 Hertz	380kV-Interkonnektor Eisenhüttenstadt - Plewiska zu PSE-O	Durch den Zubau von Übertragungskapazitäten (ca. 10 km Freileitung) wird die regelzonenüberschreitende Übertragungsfähigkeit zu PSE-O (PL) erhöht.	nach 2015 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Maßnahmen zur Funktionssicherung des Transmission Control Centre (TCC)	Die anforderungsgerechte Funktionalität des TCC für die Sicherheit der Versorgung (Security of Supply – SoS) soll durch ein Bündel an Maßnahmen gesichert werden.	2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung Raum Magdeburg (Wolmirstedt)	Aus der Dena-Netzstudie I ergibt sich die notwendige Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungskapazität für den EEG-Ferntransport. Dies erfolgt durch den Neubau einer 380kV-Anlage und Ablösung der 220kV-Transformatoren.	ab 2012 Keine Verzögerungen
50 Hertz	Neubau 380kV/110kV-UW Freiberg	Es erfolgt eine Netzstrukturänderung von 220kV/110kV auf 380kV/110kV.	ab 2011 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Umstrukturierung Netzbereich Hamburg-Nord	Zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit für den EEG-Ferntransport wird in Abstimmung mit TenneT eine 380kV-Anlage neu gebaut.	ab 2013 Verzögerungen liegen vor

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Erweiterung UW Bentwisch für OWP-Anschluss	Ziel ist die Erhöhung der horizontale Übertragungsfähigkeit der Hochspannungsanlage insbesondere für den EEG-Ferntransport und die vollständigen Integration des EEG-Stroms durch die Erweiterung der Hochspannungsanlage für den Anschluss von OWP-Anlagen	2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Verstärkung Brunsbüttel und Netzanschluss Neubau-KW	Neubau und Erweiterung der 380kV-Anlage zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit für den EEG-Ferntransport und die Leistungsabführung geplanter konventioneller Kraftwerke.	ab 2014 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Umstrukturierung/Netzverstärkung HöS-Netz Raum südlich Magdeburg	Die Netzstruktur ändert sich wegen des EEG-Ferntransports und der Umstellung von 220kV auf 380kV, so dass eine 380kV-Anlage neu errichtet werden muss.	Ende 2013 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Netzumstellung Berliner Ring (1. Teil: Nordring)	In diesem Projekt erfolgt der Neubau von Anlagen und Leitungen zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit für den EEG-Ferntransport und für den Abtransport zukünftiger Kraftwerkseinspeisungen.	ab 2009 - 2013 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Südostraumverstärkung Teil 1 : Erhöhung der Transportkapazität auf der 380kV-Verbindung Bärwalde - Schmölln	Durch Netzverstärkung und Engpassbeseitigung soll die horizontale Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport, die vollständige Integration von EEG-Strom und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung gesteigert werden.	ab 2013 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Betriebsmittelanpassung Raum Berlin	Durch den Einsatz anforderungsgerechter Primär- und Sekundärtechnik soll eine Netzstabilisierung erfolgen.	ab 2010 Keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Betriebsmittelanpassung Raum Hamburg	Durch den Einsatz anforderungsgerechter Primär- und Sekundärtechnik soll eine Netzstabilisierung erfolgen.	ab 2011 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Umstrukturierung der 380kV-Anlage Hamburg-süd mit Netzananschluss Neubau-KW	Das Projekt beinhaltet den Neubau einer 380kV-Anlage zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit für den EEG-Fernttransport und die Leistungsabführung geplanter konventioneller KW-Leistung.	2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	Ausbau/Erweiterung 380kV-Anlage Eisenhüttenstadt zum Netzananschluss eines Neubau-KW	Es erfolgt der Ausbau zur 380kV-Sammelschienenanlage und die Erweiterung für den Netz- und KW-Anschluss.	IB ist erfolgt
50 Hertz	380kV-Netzananschluss Neubau-KW im Raum Lauchhammer	Es erfolgt der Neubau einer 380kV-Schaltanlage für den Netz- und KW-Anschluss und die Leistungsabführung konventioneller KW-Leistung. (Investitionsentscheidung vom Anschlussnehmer zum Bau des KW steht noch aus)	voraussichtlich 2014
50 Hertz	Erweiterung 380kV/110kV-Transformation Perleberg	Die Transformatorenleistung wird zur Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für die vollständige Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien ausgebaut.	2013 keine Verzögerungen
50 Hertz	Erweiterung 380kV/110kV-Transformation Lauchstädt	Die Transformatorenleistung wird zur Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für die vollständige Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien ausgebaut.	Ende 2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	Erweiterung 380kV/110kV-Transformation Dresden/Süd	Die vertikale Übertragungskapazität wird durch den Ausbau von Transformatorenleistung erhöht.	IB ist erfolgt

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Nachrüstung und Erweiterung Blitzschutz	Die Leitungsschaltfelder werden mit Überspannungsableitern ausgerüstet und Objekte verstärkt. Es erfolgt eine stufenweise IB einzelner Bauabschnitte. Baubeginn war im Jahr 2007.	bis Ende 2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	Umstrukturierung von Komponenten 380kV-gasisolierter Schaltanlagen	Es erfolgt die Herstellung der primärtechnischen Voraussetzungen zum regelkonformen Betrieb mit primärtechnischen Anlagenanpassungen an den vorhandenen gasisolierten Schaltanlagen zum Anschluss eines neuen Transformators. Auf Grund von Kapazitätsengpässen bei Geräteherstellern sind leichte Verzögerungen aufgetreten.	Ende 2011 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Umstrukturierung/Erweiterung sekundärtechnischer Anlageneinrichtungen (UW Preilack, UW Röhrsdorf, UW Niederwiesa)	Es wird digitale Schutztechnik eingesetzt, um im Fehlerfall die selektive Ausschaltung von betroffenen Betriebsmitteln zu gewährleisten und um damit die Stabilität des Übertragungsnetzes sicherzustellen. Für Teilprojekte (UW Preilack und UW Niederwiesa) erfolgte bereits die IB.	Ende 2011 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Herstellung des regelkonformen Zustands der Zählwerterfassung	Es werden geeichte Strom- und Spannungswandler errichtet, da aufgrund der Eichgesetzgebung der Austausch von ungeeichten Strom- und Spannungswandlern in den Netzgebieten Berlin und Hamburg erforderlich wird.	ab Ende 2010 keine Verzögerungen
50 Hertz	Regelzonenmanagement, 2. Stufe	Neubau des zweiten TCC für den Bereich SoS an einem zweiten Standort	2013 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Vereinheitlichung der Schutz- und Steuerungstechnik in Schaltanlagen	Die vorhandene elektromechanische Schutztechnik bzw. Fernwirktechnik wird durch moderne digitale Sekundärtechnik ersetzt.	2011 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Erweiterung des Daten- und Nachrichtennetzes	Der anforderungsgerechte Systembetrieb des Übertragungsnetzes soll durch den Aufbau eines Netzmanagementsystems gewährleistet werden. (1. Bauabschnitt abgeschlossen)	ab 2010 keine Verzögerungen
50 Hertz	Beschaffung disponibler Transformatoren für kurzfristige Netzanschlusskapazitätsnachfragen	Es werden Netztransformatoren beschafft, um die Reaktionsmöglichkeit, den Netzanschluss bzw. den Störfallservice zu verbessern.	2012 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Blindleistungsanlagen Südwestraum (1. Ausbaustufe)	Durch die Errichtung von Kondensatoranlagen bzw. von statischen Blindleistungskompensatoren für den EEG-Ferntransport wird die horizontale Übertragungsfähigkeit erhöht.	offen
50 Hertz	Erweiterung der 380kV/110kV-Transformation UW Pulgar	Es erfolgt eine regionale Netzstrukturänderung von 220kV/110kV auf 380kV/110kV durch Aufgabe eines UW-Standorts und Erweiterung der 380kV/110kV-Transformation an einem anderen Standort.	2013 keine Verzögerungen
50 Hertz	Neubau 380(220)-kV-UW Region Lüz	Das Projekt beinhaltet den Neubau eines UW inklusive Transformation und Anschlussleitung. Ziel ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für die Integration aus Erneuerbaren Energien und zur Aufnahme dieses Stromes aus dem untergelagerten VNB-Netz zur 110kV Netzentlastung (Einhaltung (n-1)-Sicherheit im Netz des VNB).	ab 2013 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Neubau 380(220)-kV-UW Region Zehdenick	Das Projekt beinhaltet den Neubau eines UW inklusive Transformation und Anschlussleitung. Ziel ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für die Integration aus Erneuerbaren Energien und zur Aufnahme dieses Stromes aus dem untergelagerten VNB-Netz zur 110kV Netzentlastung (Einhaltung (n-1)-Sicherheit im Netz des VNB).	offen
50 Hertz	Erweiterung 380kV/110kV-Transformation UW Streumen	Aufgrund der Kundennachfrage wird die vertikale Übertragungsfähigkeit durch den Ausbau der Transformatorenleistung erhöht.	2011 keine Verzögerungen
50 Hertz	Erweiterung 380kV/110kV-Transformation in Vierraden und Ragow	Aufgrund der Kundennachfrage wird die vertikale Übertragungsfähigkeit durch den Ausbau der Transformatorenleistung an mehreren Standorten erhöht.	offen
50 Hertz	380kV-Netzumstellung Vorpommern / Uckermark-Nord	Leitungen und Anlagen werden neu gebaut, um die Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeisungen zu erhöhen.	offen
50 Hertz	380kV-Netzausbau Raum Erfurt - Großraum Schweinfurt (TenneT) incl. Weiterführung nach Südwestdeutschland	Um die horizontale Nord-Süd-Übertragungsfähigkeit insbesondere für die vollständige Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung sowie die Netzstabilität für geplante Kraftwerksanschlüsse gewährleisten zu können, werden Leitungen und Anlagen unter Berücksichtigung von Maßnahmen zur Lastflussoptimierung / Leistungsübertragung neu gebaut.	offen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	380kV-Verstärkung des Interkonnenktors zu ČEPS (CZ)	Ziel des Projekts ist die Verstärkung des Interkonnenktors zu Tschechien. Dafür werden Anlagen und Leitungen neu gebaut.	offen
50 Hertz	Netzverstärkung und Netzstrukturänderung Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt	Zur Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport wird die Netzstruktur von 220kV auf 380 kV geändert.	offen
50 Hertz	Netzumstellung und -verstärkung Thüringer Becken	Zur Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport wird die Netzstruktur von 220kV auf 380 kV geändert. Dazu werden Leitungen und Anlagen neu gebaut, Stromkreise und Anlagenteile verstärkt.	offen
50 Hertz	380kV-Südwestraumverstärkung	Zur Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung sowie zur Gewährleistung der Netzstabilität werden neue Leitungen und Anlagen errichtet.	offen
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung Wolmirstedt - Helmstedt (TenneT)	Für die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit der Regelzone und der regelzonenüberschreitenden Übertragungsfähigkeit zu TenneT werden Anlagenteile und Stromkreise verstärkt.	offen
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung Lausitz Ost	Für den EEG-Ferntransport und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung wird das Netz verstärkt.	offen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung / Netzausbau Sachsen (1. Stufe)	Das Netz wird durch den Zubau von Übertragungskapazität verstärkt.	offen
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung / Netzausbau Südost-raum (1. Stufe)	Für den EEG-Ferntransport und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung wird das Netz verstärkt und Übertragungskapazitäten	offen
50 Hertz	380kV-Netzanschluss Neubau-KW im Raum Schkopau	Für den Kraftwerksanschluss wird eine 380kV-Schaltanlage erweitert. Netzanschlussantrag für das geplante KW wurde vom Ansluspetenten zurückgezogen.	offen
50 Hertz	380kV-Netzanschluss Neubau-KW im Havel-land	Für den Netz- und KW-Anschluss wird eine 380kV-Schaltanlage neu gebaut.	2013/2014 keine Verzögerungen
50 Hertz	380kV-Netzverstärkung Plugar – Vieselbach	Stromkreise und Anlagenteile werden verstärkt, um die horizontale Übertragungsfähigkeit insbesondere für den EEG-Ferntransport und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung zu erhöhen.	offen
50 Hertz	EEG-bedingte Erhöhung Netzanschlusskapazität UW Siedenbrünzow	Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien. Neubau von zwei 380/110-kV-Transformatoren.	2014 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Netzanschluss Ostsee-OWP EnBW TNG Baltic1	Netzanschlüsse eines OWP mit einer installierten Leistung von ca. 48 MW.	2011 Verzögerungen liegen vor

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
50 Hertz	Netzanschluss Ostsee-OWP EnBW TNG Baltic2 (ehemals Kriegers Flak1)	Netzanschlusses eines OWP mit einer installierten Leistung von ca. 288 MW. Die Inbetriebnahme soll laut Projektentwickler in zwei Phasen erfolgen (2012/2013).	2012/2013 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Netzanschluss Ostsee-OWP Arkona-Becken Südost (Pilotphase)	Der Netzanschluss des OWP wird in den Zeitraum 2015-2019 eingeordnet. Baubeginn wird laut Angaben des Projektentwicklers frühestens 2013 sein.	2015/2016 Verzögerungen liegen vor
50 Hertz	Netzanschluss Ostsee-OWP Wikinger (ehemals Ventotec Ost 2) (Pilotphase)	Der Netzanschluss des OWP wird in den Zeitraum 2015-2019 eingeordnet. Baubeginn wird laut Angaben des Projektentwicklers frühestens 2013 sein.	2014/2015 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Dänemark und Deutschland	Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Kuppelkapazität im Drehstromnetz zwischen beiden Ländern. Dazu werden 380kV- und 220kV-Doppelleitungen (380 kV ca. 134 km, 220 kV ca. 130 km) sowie 380kV/220kV-Schaltanlagen in Schleswig-Holstein umfangreich ertüchtigt.	2013 keine Verzögerungen
TenneT	Netzausbau im Bereich Nordfriesland auf Grund EEG-Einspeisung	Aufgrund der EEG-Einspeisung wird die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem 110kV- und dem HöS-Netz notwendig, so dass im UW Flensburg zwei 380kV/110kV-Transformatoren aufgestellt werden.	Ende 2011 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel	Aufgrund des Zuwachses von EEG-Einspeisung in Schleswig-Holstein wird die Maßnahme notwendig, da z.B. das UW Brunsbüttel dem Anschluss von OWP dient. Es wird der Neubau einer zweiten Kupplung zwischen zwei Schaltanlagen erwogen.	offen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
TenneT	Netzausbau im Netzbereich Nordfriesland und Dithmarschen auf Grund von EEG-Einspeisung	Aufgrund EEG-Einspeisung wird der Neubau des UW Pöschendorf mit zwei 380kV/110kV-Transformatoren zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem 110kV- und dem 380kV-Netz erforderlich.	Ende 2012 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Erhöhung Übertragungskapazität zwischen Audorf, Hamburg/Nord und Dollern für Nord-Süd-Transite (1. Bauabschnitt)	Um die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen zu erhöhen, wird eine 380kV-Leitung (43 km) zwischen Hamburg/Nord-Dollern (2012) errichtet sowie das UW Hamburg/Nord um einen 380kV/220kV-Transformator erweitert (2011). In einem 2. Bauabschnitt soll zudem eine 380kV-Leitung zwischen Hamburg/Nord - Audorf (2016) errichtet sowie das UW Kummerfeld um einen 380kV/110kV-Transformator und das UW Audorf um zwei 380kV/220-kV-Transformatoren erweitert werden.	2012 keine Verzögerungen
TenneT	Netzausbau nördlicher Netzbereich Oldenburg	Aufgrund EEG-Einspeisung wird der Neubau des UW Ihrhove mit (zunächst) einem 380kV/110kV-Transformator zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem 110kV- und dem 380kV-Netz erforderlich. Das Projekt befindet sich in der Vorplanung.	offen
TenneT	Netzausbau im Bereich Diele	Geplante Offshore- und Kraftwerkseinspeisungen erfordern den Neubau es UW Dörpen/West.	2013 keine Verzögerungen
TenneT	Netzausbau im Großraum Elbe-Weser	Aufgrund EEG-Einspeisung wird die Erweiterung des UW Sottrum zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem 110kV- und dem 380kV-Netz erforderlich.	2011 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
TenneT	Erweiterung UW Sottrum aufgrund EEG-Einspeiseleistung	Erweiterung UW Sottrum mit einer 380-kV-Schaltanlage und einem 380/220-kV-Transformator	2012 Keine Verzögerungen
TenneT	Netzausbau im Raum Stade	Der Neubau von konventionellen Kraftwerken erfordert den Neubau einer 380kV-Leitung (14 km), einer 380kV-Schaltanlage und die Erweiterung der 380kV-Schaltanlage Dollern.	2012 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Netzausbau im Raum Wilhelmshaven (1. Schritt)	Die Netzanbindung von geplanten Kraftwerken macht die Erweiterung des UW Maade um eine 380kV-Schaltanlage sowie um zwei 380kV/220kV-Transformatoren erforderlich.	2011 keine Verzögerungen
TenneT	Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ganderkesee und Raum St. Hülfe	Die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen soll wegen zunehmender Nord-Süd-Transite durch den Neubau einer 380kV-Leitung (60 km) erhöht werden.	2013 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Neubau der 380kV-Schaltanlage Landesbergen	Die steigenden Nord-Süd-Transite machen eine neue 380kV-Schaltanlage mit höherer Übertragungsfähigkeit erforderlich.	IBN ist erfolgt
TenneT	Netzausbau Raum Diepholz – Nienburg	Das Projekt beinhaltet wegen der erhöhten EEG-Einspeisung den Einbau eines 380kV/110kV-Transformators im UW Ohlensehlen.	2012 keine Verzögerungen
TenneT	Erweiterung der 380kV-Schaltanlage Bechterdissen	Die Maßnahme verfolgt das Ziel, die Übertragungskapazität zwischen den Regelzonen von TenneT und Amprion im Raum Bielefeld zu erhöhen. Die dafür von Amprion zu errichtende 380kV-Leitung wird von TenneT im UW Bechterdissen angeschlossen.	2012 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
TenneT	Ertüchtigung der 380kV-Schaltanlage Borken	Durch die Ertüchtigung der Schaltanlage werden durch die EEG-Einspeisung verursachte Engpässe auf der Achse Hannover-Frankfurt beseitigt.	2011 keine Verzögerungen
TenneT	Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Übertragungsnetzen von Amprion zu TenneT	Im Großraum Frankfurt soll durch den Anschluss der 380kV-Leitung Kriftel – Punkt Eschborn an die bestehende 380kV-Leitung Karben – Frankfurt/Südwest die Übertragungskapazität erhöht werden. Projekt befindet sich in der Vorplanung	offen
TenneT	Ertüchtigung der Übertragungskapazität des 380kV-Netzes im Raum Frankfurt	Steigende Nord-Süd-Transite sowie der Anschluss eines geplanten Kraftwerks erfordern die Ertüchtigung der 380kV-Schaltanlage im UW Großkrotzenburg zur Übertragungskapazitätssteigerung. Projekt befindet sich in der Detailplanung.	offen
TenneT	Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)	Zur Bewältigung der zunehmenden Nord-Süd-Transite wird eine 380kV-Leitung neu gebaut, eine 220kV-Verbindung auf 380kV umgestellt und eine 380kV-Schaltanlage neu errichtet sowie zwei 380kV/110kV-Transformatoren aufgestellt.	2013 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Aufbau einer Versorgung des Raums Aschaffenburg mit 380kV	Aufgrund der erhöhten Abnahme eines Kunden wird zusätzliche Umspannleistung benötigt. Zudem erfordern steigende Nord-Süd-Transite die Erhöhung der Übertragungskapazität. Im Zuge dieses Maßnahmenpaketes werden in Aschaffenburg zwei neue 380/110-kV-Transformatoren errichtet. Die Inbetriebnahme des ersten Transformators ist bereits erfolgt.	2011 Verzögerungen liegen vor

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
TenneT	Ausregelung der Blindleistung in Bayern	Zum Ausgleich des Blindleistungshaushalts und damit zur Spannungshaltung im Netz wird in zwei UW jeweils ein SVC (static var compensator) aufgestellt. Projekt befindet sich in der Vorplanung.	offen
TenneT	Netzanbindung von OWP im UW Diele (BorWin1, BorWin2)	Netzanbindung von zwei OWP über 205 km bzw. 225 km Gleichstromübertragung. Der HGÜ-Test wurde erfolgreich durchgeführt. Die Netzanbindung des OWP BorWin1 ist seit Herbst 2010 im Probetrieb und die IBN der Netzanbindung des OWP BorWin2 ist im Jahr 2012 geplant.	2011/2012 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Netzanbindung von OWP im UW Dörpen/West (DoIWin1, DoIWin2, BorWin3)	Es erfolgt die Netzanbindung von OWP DoIWin1 über eine ca. 160 km zzgl AC lange Gleichstromübertragung (IBN: 2012), OWP DoIWin22 über eine ca. 160 km zzgl AC lange Gleichstromübertragung (IBN: in Planung) und OWP BorWin3 über eine ca. 205 km zzgl. AC lange Gleichstromübertragung (IBN: in Planung).	2013/offen Verzögerungen liegen vor
TenneT	Netzanbindung von weiteren Offshore-Windparks in Niedersachsen	Erwerb zweier Grundstücke für die Errichtung weiterer UWs zum Anschluss zukünftiger OWPs	offen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
TenneT	Netzanbindung von OWP im Raum Brunsbüttel (HelWin1, HelWin2, SylWin1)	Im UW Büttel wird ein Offshore-Anschlussknoten von 380kV errichtet. Ferner wird eine 380kV-Leitung neu gebaut und es werden drei OWP an das Netz angeschlossen. Es erfolgt die Netzanbindung von OWP HelWin1 über eine ca. 145 km zzgl AC lange Gleichstromübertragung (IBN: 2012), OWP HelWin2 über eine ca. 145 km zzgl AC lange Gleichstromübertragung (IBN: in Planung) und OWP SylWin1 über eine ca. 210 km lange Gleichstromübertragung (IBN: 2013)	2012/2013/ offen Verzögerungen liegen vor
TenneT	Netzanbindung OWP Nordergründe	Es erfolgt der Netzanschluss eines OWP mit einer Drehstromübertragung von ca. 35 km.	2012 Verzögerungen liegen vor
TenneT	Netzanbindung OWP GEOFRreE	Ein OWP wird mit einer Drehstromübertragung von ca. 32 km an das Netz angebunden. Die Netzanbindung befindet sich noch in der Planung.	offen
TenneT	Netzanbindung OWP Riffgat	Die Netzanbindung erfolgt mit Drehstromübertragung über ca. 80 km.	2012 Verzögerungen liegen vor
Amprion	Netzerweiterung Wehrendorf – St. Hülfe	Zur Abführung der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird gemäß den Ergebnissen der Dena-Netzstudie I eine Netzerweiterung im Bereich zwischen Bremen und Osnabrück erforderlich. Hierzu wird eine neue Verbundkuppelleitung zwischen dem Netz zu TenneT errichtet.	2012 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Netzerweiterung zum Anschluss von zwei Steinkohlekraftwerksblöcken im KW Westfalen	Für den Anschluss der Kraftwerksblöcke werden zwei 380kV-Stromkreise erforderlich, die den Anschluss an die 380kV-Schaltanlage Uentrop ermöglichen.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Netzverstärkung zwischen Gersteinwerk - Pöppinghausen	Verstärkung der Übertragungskapazität zwischen den 220-kV-Schaltanlagen Pöppinghausen und Gersteinwerk. Hierbei erfolgt eine Neubeseilung auf dem Leitungszug. Einsatz von leistungsfähigeren Schaltgeräten sowie Funktionserweiterung der Schutz- und Leittechnik in den Stationen. Bis auf die Umstrukturierung der Station Ruhzink sind alle Notwendigen Maßnahmen abgeschlossen.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung zum Anschluss KW Datteln	Zum Anschluss des Kraftwerks wird das 380kV-Netz erweitert. Hierzu erfolgt der Neubau einer 380-kV-Freileitung zwischen KW Datteln und Punkt Mengeder Heide und eine Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Punkt Mengeder Heide und Mengede, sowie die Erweiterung der 380-kV-Anlage Mengede.	2010 Verzögerungen liegen vor
Amprion	Netzerweiterung Mengede - Kruckel	Zur Vermeidung von Netzengpässen und infolge des Zubaus von Kraftwerksleistungen im nordöstlichen Ruhrgebiet ist eine Erweiterung des 380kV-Netzes in dieser Region erforderlich. Hierbei erfolgt eine Funktionserweiterung der Schutz- und Leittechnik in den Stationen Unna und Witten, eine Erweiterung der 380-kV-Station Mengede und eine Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Mengede und Punkt Kruckel Nord.	2012 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Netzanschluss KW Herne 5	Im Rahmen des Projekts ist der Neubau einer 380kV-Schaltanlage Emscherbruch erforderlich. Gleichzeitig erfolgt integriert die Erweiterung des 380-kV-Netzes durch Schaffung von neuen 380kV-Stromkreisabschnitten. Anschlusspetent hat sein Projekt auf unbestimmte Zeit verschoben.	2012 Verzögerungen liegen vor
Amprion	Erweiterung und Umstrukturierung des HöS-Netzes im westlichen Ruhrgebiet	Die Maßnahme ist erforderlich, um der bereits heute vorhandenen und zukünftig verstärkten Netzeinspeisung aus Kraftwerken und damit verbundenen hohen Leistungsflüssen in dieser Region zu begegnen. Hierbei sind Erweiterungsmaßnahmen wie Funktionserweiterungen der Schutz- und Leittechnik, der Einsatz leistungsfähiger Schaltgeräte und Zubeseilungen auf vorhanden Leitungen vorgesehen.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse: Neuenahr - Weißen-thurm	Mit diesem Projekt soll die Transportkapazität der Nord-Süd-Achse zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt erhöht werden. Dafür wird in den vorhandenen 220kV- und 110kV-Trassen eine neue 380kV/110kV-Leitung errichtet.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse: Dauersberg - Hünenfeld	Insbesondere der Ausbau der überwiegend im Norden Deutschlands installierten Windkraft führt zu einem großen Transportbedarf in Richtung Süden. Die Grenze der n-1-Sicherheit ist wegen der hohen Nord-Süd-Transite in diesem Abschnitt bereits jetzt erreicht. Kern des Projekts ist daher der Neubau einer 380kV HöS-Freileitung. Zudem werden 380kV-Stationen erweitert.	2013 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Netzerweiterung und Umstrukturierung im Raum Frankfurt	Durch den Neubau einer neuen Landebahn am Frankfurter Flughafen wird die Verlagerung von Versorgungsanlagen notwendig. In diesem Zusammenhang wird die neue Schalt- und Umspannanlage für den Betrieb in 380kV ausgelegt, eine 380kV-Leitung gebaut und eine gasisolierte Leitung errichtet. Bis auf die Neuverlegung der gasisolierten Leitung sind bereits alle Maßnahmen abgeschlossen.	2010 keine Verzögerungen
Amprion	380-kV-Netzerweiterung Kriftel (Amprion) – Eschborn (TenneT)	Die in der Dena-Netzstudie I für erforderlich gehaltene Erweiterung des Netzes zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie macht eine neue Verbundkuppelleistung notwendig. Im Rahmen der Projektumsetzung wird unter anderem eine neue 380kV-Freileitung entstehen.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung in der Region Trier-Luxemburg-Saar	Der kontinuierlich steigende Leistungsbedarf in der Region Trier-Luxemburg-Saar erfordert eine Erweiterung und Umstrukturierung des Netzes, um die Versorgungssicherheit der Region auch künftig gewährleisten zu können. In zwei Stationen werden 220-kV-Kupplungen neu gebaut und es werden zwei 380kV-Anlage errichtet. Auch sind Erweiterungsmaßnahmen wie Funktionserweiterungen der Schutz- und Leittechnik und der Neubau von 380/110-kV Freileitung vorgesehen.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung in der Region Pfalz	Es erfolgt die Netzanbindung eines Unternehmens von der 220kV- an die 380kV-Spannungsebene.	2012 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Netzerweiterung im Raum Augsburg	Mit dem Projekt wird das Ziel verfolgt, im Rahmen der kapazitätsbedingten Umstellung des 220kV-Netzes auf 380kV, die Versorgungssicherheit des untergelagerten 110kV-Netzes aufrechtzuerhalten.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Erhöhung der Netzsicherheit durch Erweiterung, Ausbau und Umstrukturierung der Schutz- und Leittechnik sowie Beschaffung des Störungsreserve-materials	In diesem Projekt wird die Funktionalität der Schutz- und Leittechnik der HöS-Anlagen bedarfsgerecht erweitert. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um zusätzliche Funktionen zur Gewährleistung der Systemsicherheit. Zum schnellen Aufbau der Wiederversorgung bei Großstörungen ist unter Berücksichtigung der neuen Funktionen ein entsprechendes Ersatzteil- bzw. Störreservemanagement aufzubauen.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Gewässerschutzmaßnahmen in Stationen gemäß WHG/VAwS ³⁴	In diesem Projekt werden Maßnahmen durchgeführt, die der Anpassung der baulichen Anlagen-teile an die geltenden gesetzlichen Vorgaben und technischen Regeln für den Gewässerschutz dienen.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Erweiterung der Funktionalitäten der Netzbetriebsführungssysteme	Die Erweiterungen umfassen die Entwicklung eines neuen Netzreglers für die Leistungsfrequenzregelung sowie den Aufbau von Rückprojektionswänden in den Gruppenschaltleitungen.	2010 keine Verzögerungen
Amprion	Erweiterung der Eigenbedarfszählung in Stationen	Die Einrichtungen der elektrischen Eigenbedarfsversorgung für elektrische Anlagen und Einrichtungen des Übertragungsnetzes werden um Messwerterfassungs- und Messwertübertragungseinrichtungen erweitert.	2012 keine Verzögerungen

³⁴ Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG) und Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAwS; jeweils Landesrecht).

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Blindleistungskompensation an den Standorten Bürstadt und Wehrendorf	In der Dena-Netzstudie I wurde der Bedarf an Blindleistungsbereitstellung durch Blindleistungskompensationsmaßnahmen für die Region West (Amprion) bestimmt. Im Rahmen des Projekts werden an diesen primären Standorten der Region Blindleistungserzeugungsanlagen errichtet.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung im Bereich Hanekenfähr – Gronau – Kusenhorst	Zur Vermeidung von Netzengpässen durch Transite aus Ostfriesland zum Ruhrgebiet und somit zur Erhöhung der Transportkapazität in Nord-Süd-Richtung wird in der 380-kV-Ebene eine direkte Leitungsverbindung zwischen 380kV-Stationen Meppen Hanekenfähr geschaffen.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung Uentrop - Bechterdisen	Zur Abführung der in Norddeutschland eingespeisten Leistung aus Windenergieanlagen wird - der Dena-Netzstudie I entsprechend - das Höchstspannungsnetz zwischen Ost-Westfalen und dem östlichen Ruhrgebiet erweitert. Hierzu wird eine neue 380kV-Verbundkuppelleitung zwischen den Netzen von TenneT und Amprion errichtet.	2011 Keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung im östlichen Ruhrgebiet	In der Region werden zahlreiche neue Kraftwerksprojekte realisiert. Zum Abtransport der überschüssigen Leistung wird die Übertragungskapazität in Ost-West-Richtung durch die Auflage eines zusätzlichen 380kV-Stromkreises zwischen der Station Mengede und dem Punkt Wanne erhöht.	2011 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Netzerweiterung Niederrhein (DE) - Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität	Grenzüberschreitende Transite im Bereich Central West Europe (CWE) von Deutschland durch die Niederlande bis nach Frankreich werden seit dem Jahr 2000 auktioniert. Wegen des existierenden Engpasses zwischen den beiden Ländern wird eine neue 380kV-Verbindung erstellt werden.	2013 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse: Rommerskirchen – Neuenahr	Aufgrund der veränderten Situation bei den Stromtransiten werden unter anderen neuen 380kV-Stromkreis zwischen Diele (TenneT) bzw. Doetinchem (NL, TenneT) und Niederrhein (Amprion) errichtet. Zum weiterführenden Transport in Richtung Süden wird die Region mit weiteren 380kV-Stromkreisen auf der Nord-Süd-Achse ausgestattet.	2014 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung Großgartach/Hoheneck	Die Umstellung des Übertragungsnetzes in Baden-Württemberg auf die leistungsfähigere 380kV-Spannungsebene erfordert die notwendige Verlagerung der 110kV-Netzübergabepunkte aus der 220kV- in die 380kV-Ebene.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Sanierung der aus Thomasstahl gebauten Freileitungen	Im Rahmen eines langfristigen, zertifizierten Konzeptes werden potenziell von dem Problem der Stahlversprödung betroffene Freileitungsmasten hinsichtlich ihrer Standfestigkeit geprüft und bei Bedarf geeignet ertüchtigt. Ist eine Sanierung technisch nicht möglich bzw. wirtschaftlich nicht sinnvoll, werden die betroffenen Masten demontiert und ersetzt.	2012 Verzögerungen liegen vor

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Ampri- on	Anschluss von zwei Kraftwerken am Standort Lünen und Netzausbau Gersteinwerk – Mengede	Am Netzanschlusspunkt muss eine 380kV-Schaltanlage errichtet werden. Zwischen Gersteinwerk und Mengede wird das 380kV-Netz durch Schaffung eines zweiten Stromkreises zwischen diesen Anlagen ausgebaut.	2014 keine Verzögerungen
Ampri- on	Anschluss eines Kraftwerks am Standort Mainz – Ingelheimer Aue	Zur Herstellung des Netzanschlusses muss eine bestehende 380kV-Schaltanlage erweitert werden.	2011 wird nicht realisiert
Ampri- on	Netzlastbedingte Stationserweiterung zur Erhöhung betrieblicher Freiheitsgrade	Aufgrund der erhöhten Belastungssituation der Betriebsmittel werden die betrieblichen Freiheitsgrade eingeschränkt. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, werden Anlagen erweitert. Ein Großteil der Maßnahmen zu dem Projekt sind bereits abgeschlossen.	2010 keine Verzögerungen
Ampri- on	Erhöhung der technischen Netzsicherheit durch Erweiterungen von vereinfachten Sonderbauformen (Sparschaltungen), Erweiterung der Schutz- und Leittechnik sowie Beschaffung von Baueinsatzkabeln	Um die Anzahl von im Fehlerfall abgeschalteten Netzelementen zu reduzieren, erfolgt eine Erweiterung von Sparschaltungen durch den zusätzlichen Einbau von Leistungs- und Trennschaltern. Durch den Einbau von digitalen Störschreibern wird eine schnelle Analyse und Aufklärung von Netzfehlern im Störfall ermöglicht. Die Schutz- und Leittechnik wird erweitert, um die Netzsicherheit durch deutlich gestiegene Netzlast aufrecht erhalten zu können. Zur Verringerung der Dauer der Ausfallzeit nach Netzstörungen werden Baueinsatzkabel vorgehalten.	2012 Verzögerungen liegen vor
Ampri- on	Erhöhung der Verfügbarkeit der Netzbetriebsführungssysteme	Bedingt durch die gestiegenen Anforderungen an die Betriebsführung des Übertragungsnetzes, insbesondere im nationalen und europäischen Verbund, soll die Verfügbarkeit der Netzbetriebsführungssysteme erhöht werden.	2013 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Erweiterung der 380kV-Station Koblenz	Durch die Erweiterung der 380-kV-Station Koblenz wird die Versorgungsfunktion im Raum Koblenz von der 220-kV- in die 380-kV-Spannungsebene verlagert. Im Rahmen des Projektes wird eine 380-kV-Schaltanlage in Koblenz mit drei Schaltfeldern neu errichtet.	2010 keine Verzögerungen
Amprion	Erweiterung der Verbundkupplung der Netze von Amprion und TenneT durch Ausbau der Station Nehden	Zur Erfüllung der hohen Anforderungen an die Interoperabilität der Übertragungsnetze wird die Anlage Nehden erweitert. Die Anlage stellt eine Verbundkupplung zwischen den Netzen von Amprion und TenneT her.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Aufbau eines Merit Oder List-Servers	Die Beschaffung und der Abruf der Minutenreserveleistung (MRL) aller vier ÜNB soll zukünftig über einen gemeinsamen Server erfolgen.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Entwicklung eines IT-basierten Termin- und Betriebstagebuchs	Im Rahmen des Projekts wird ein IT-System zur Führung eines Termin- und Betriebstagebuchs für die Planung von Freischaltungen realisiert.	2011 keine Verzögerungen
Amprion	Neubau der 380kV-Station Weingarten	Zur Gewährung einer sicheren Versorgung eines Unternehmens wird für dieses eine neue Einspeisung aus der 380kV-Spannungsebene installiert.	2011 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Amprion	Erhöhung der Übertragungskapazität des Interconnectors St. Avold	Die geplante Maßnahme umfasst im Wesentlichen den Austausch der derzeit auf dem Gestänge von Amprion befindlichen Leiterseile zwischen Ens Dorf und der Bundesgrenze sowie den Einsatz eines 220kV-Querreglertransformators in der Anlage Ens Dorf, wodurch eine Erhöhung der Übertragungskapazität erfolgt und die Kuppelleitung St. Avold als internationale Verbindung mit dem französischen ÜNB RTE gemeinsam betrieben werden kann.	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Netzerweiterung im Bereich Bürstadt	Erweiterung der 380-kV-Station Bürstadt um eine zusätzlichen Transformator (380/110-kV)	2010 keine Verzögerungen
Amprion	Netzanschluss eines Kraftwerks am Standort Hürth-Knapsack	Erweiterung der 380-kV-Station Knapsack	2012 keine Verzögerungen
Amprion	Erhöhung der Übertragungskapazität von HöS-Stromkreisen (1)	Um der in der Dena-Netzstudie I beschriebenen Zunahme der wind- und handelsbedingten Leistungsansprüche zu begegnen, wird die Übertragungskapazität von HöS-Stromkreisen durch notwendige Einzelmaßnahmen erhöht. Die jeweils notwendigen Maßnahmen ergeben sich aus einer detaillierten Einzelfallanalyse. Sie umfassen Mastauswechslungen, Masterrhöhungen, Einsatz optimierter Befestigungsketten, Nachregulage und Seilauswechslungen inkl. des Einsatzes von Hochtemperaturleiterseilen neuester Bauart. Darüber hinaus soll im Rahmen eines Pilotvorhabens der Einsatz von Freileitungsmonitoring getestet werden.	2012 Verzögerungen liegen vor

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
Ampri- on	Erhöhung der Übertragungskapazität von HöS-Stromkreisen (2)	s.o.	2013 keine Verzögerungen
EnBW TNG	Blindleistungskompensation	Die Zunahme der horizontalen Lastflüsse durch erhöhte Windeinspeisung und verstärkten Handel erfordern Erweiterungsmaßnahmen. Um den Mehrbedarf an Blindleistung zu decken werden die Schaltanlagen UW Mühlhausen (IBN: 2010), UW Goldshöfe (IBN: 2014) und UW Pulverdingen (IBN. 2016) erweitert.	2010/2014/ 2016 keine Verzögerungen
EnBW TNG	Netzumstrukturierung des Ostrings von 220kV- auf 380kV-Leitungen	Die Netzumstrukturierung des Ostrings von 220 kV auf 380 kV wurde ausgelöst durch die Stilllegung von Kernkraftwerken am 220-kV-Netz. Auf Grund von großen Entfernungen im 220 kV-Netz ist die Spannungshaltung im untergelagerten 110-kV-Netz dann nicht mehr möglich ist.	2012 Verzögerungen liegen vor
EnBW TNG	Netzumstrukturierungsmaßnahme mittlerer Neckar (Teil 1), UW Mühlhausen, UW Großgartach, UW Pulverdingen	Die Netzumstrukturierung von 220 kV auf 380 kV wurde ausgelöst durch die Stilllegung von Kernkraftwerken am 220-kV-Netz. Es erfolgt der Neubau einer 380-kV-Anlage im UW Mühlhausen sowie im UW Großgartach. Für das Jahr 2018 ist zudem die Erweiterung der Kurzschlussfestigkeit der 380-kV-Schaltanlage im UW Pulverdingen geplant	2010/2018 keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
EnBW TNG	Netzumstrukturierungsmaßnahme mittlerer Neckar (Teil 2), 380 kV-Netzausbaumaßnahme Großgartach – Mühlhausen	Auf Grund zunehmender Nord-Südtransite müssen mittelfristig zwei 380-kV-Stromkreise realisiert werden. Im UW Großgartach und im UW Mühlhausen erfolgt die Erweiterung der 380-kV-Anlage (IBN: 2011). Zwischen Neckarwestheim – Mühlhausen erfolgt die Erweiterung einer 220/110-kV-Leitung zu einer 380/110-kV-Leitung und zwischen Neckarwestheim – Großgartach erfolgt eine 380-kV-Stromkreisauflage (IBN: 2014). Im Schaltwerk Neckarwestheim erfolgt zudem der Neubau einer 380-kV-Anlage. Dieses Projekt ist auch im EnLAG aufgeführt (Projekt 23).	2010-2020 Verzögerungen liegen vor
EnBW TNG	Netzumstrukturierungsmaßnahme mittlerer Neckar (Teil 3), Erweiterung der Leitung Hoheneck – Herberlingen (gemeinsames Projekt mit Amprion)	Auf Grund von zunehmenden Transiten in Nord/Südrichtung wurde in einer Studie der zukünftige Bedarf an grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zwischen Schweiz, Österreich und Deutschland ermittelt. Die 220kV-Leitung Hoheneck Herberlingen wird hierbei auf 380kV ertüchtigt.	2014 keine Verzögerungen
EnBW TNG	Rhein-Neckar Nordring: Umstellung der Netzregion Rhein-Neckar-Nordbaden von 220 kV auf 380 kV	Errichtung eines neuen 380kV-Stromkreises von UW Großgartach nach UW Hüffenhardt und Neubau einer 380-kV-Anlage im UW Hüffenhardt.	2012 Verzögerungen liegen vor
EnBW TNG	Kraftwerksanschlüsse	Aufgrund des Anschlusses von zwei Kraftwerken ist u.a. die Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit am UW Daxlanden notwendig. Die IBN des ersten Kraftwerksanschlusses soll im Jahr 2011 erfolgen.	2011 Keine Verzögerungen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
EnBW TNG	Umstrukturierungen im Raum Karlsruhe (Teil 1)	<p>Um die Versorgung den gestiegen Lastanforderungen anzupassen und für Instandhaltungsmaßnahmen wieder die notwendigen Zeitfenster zu haben, muss eine dritte, von der heutigen 220-kV-Leitungstrasse unabhängige Einspeisung in das 110-kV-Netz aufgebaut werden. Diese neue notwendige 110-kV-Einspeisung wird zukünftig aus dem 380-kV-Netz aufgebaut und soll im Raum Bruchsal realisiert werden. Die Versorgung des Raumes Karlsruhe erfolgt heute überwiegend aus dem UW Daxlanden, Oberwald und Birkenfeld. Die Anbindung an das 220-kV-Netz ist für die zwei UW Oberwald und Birkenfeld bisher nur mit zwei Stromkreisen in Ringstruktur realisiert. Im ersten Schritt erfolgt die Erweiterung der 380-kV-Anlage um einen Transformator im UW Daxlanden. Des Weiteren sollen bis zum Jahr 2013 der Neubau einer 380-kV-Anlage im UW Bruchsal-Kändelweg und der Leitungsanschluss Bruchsal-Kändelweg erfolgen (Neubau 380-kV-Leitung).</p>	2013 Verzögerungen liegen vor

Annex 3: Netzausbauprojekte ab 2015

ÜNB	Projektname
Geplante Projekte im Zeitraum von 2015 - 2019	
50 Hertz	Netzanschluss KW Calbe
50 Hertz	380-kV-Netzanschluss Neubau-KW im Raum Zeitz
50 Hertz	380-kV-Netzanschluss Neubau-KW im Raum Wustermark
50 Hertz	380-kV-Netzanschluss Neubau-KW im Raum Stendal
50 Hertz	380-kV-Netzverstärkung Lausitz West
50 Hertz	Netzverstärkung und Netzstrukturänderungen Raum Lubmin – Stralsund – Rostock - Güstrow
50 Hertz	380-kV-Netzausbau Raum Magdeburger Börde/Prignitz – Raum Braunschweig (TenneT TSO)
50 Hertz	380-kV-Netzausbau Nordvorpommern
50 Hertz	380-kV-Netzverstärkung Brandenburg/Lausitz
50 Hertz	380-kV-Netzausbau Südostraum
50 Hertz	380-kV-Netzausbau Vogtländisches Oberland
50 Hertz	380-kV-Netzverstärkung / Netzausbau Sachsen (Phase 2)
50 Hertz	380-kV-Netzumstellung Berliner Ring (2. Teil: Südring)
50 Hertz	380-kV-Blindleistungsanlagen Südwestraum (2. Ausbaustufe)
50 Hertz	Neubau 380-kV-Umspannwerke (EEG-Aufnahme und –Abtransport)
50 Hertz	Netzstrukturoptimierung (Ablösung verbliebener 220-kV-Netzinseln)
50 Hertz	Vorbereitung weiterer Netzanschlüsse Ostsee-OWP „Region Ost“
50 Hertz	Vorbereitung weiterer Netzanschlüsse Ostsee-OWP „Region West“

ÜNB	Projektname
TenneT	Erhöhung Übertragungskapazitäten zwischen Audorf, Hamburg und Dollern für Nord-Süd-Transite (2. Bauabschnitt)
TenneT	Netzausbau im Großraum Elbe-Weser auf Grund EEG-Einspeiseleistung (Teil 2)
TenneT	Netzausbau nördlicher Netzbereich Oldenburg auf Grund EEG-Einspeiseleistung (Teil 2)
TenneT	Netzausbau auf Grund geplanter Kraftwerke im Raum Wilhelmshaven (2. Schritt)
TenneT	Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Diele und Raum Niederrhein (Projekt in Zusammenarbeit mit Amprion)
TenneT	Beeinflussung von Lastflüssen in Moorriem
TenneT	Netzausbau Raum Diepholz – Nienburg auf Grund EEG-Einspeisung (Teil 2)
TenneT	Erhöhung der Umspannungskapazität im Raum Hannover
TenneT	Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar
TenneT	Erhöhung der Einspeisekapazität für das 110-kV-Netz im Raum Bechterdissen/Paderborn
TenneT	Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ingolstadt und Großraum München
TenneT	Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Deutschland (Südbayern) und Österreich
Amprion	Netzerweiterung Diele – Niederrhein
Amprion	Netzerweiterung in der Region Münsterland-Westfalen
Amprion	Netzerweiterung in der Region Westliches Rheinland
Amprion	Erweiterung 380-kV-Netz Nördliches Rheinland
Amprion	Beseitigung der potenziellen Risiken der aus Thomasstahl gebauten Freileitungen
Amprion	Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen und Belgien, Lixhe
Amprion	380-kV-Netzerweiterung Weißenthurm - Niederstedem

ÜNB	Projektname
Amprion	Umstrukturierung des HöS-Netzes im östlichen Ruhrgebiet
EnBW TNG	Umstrukturierungen im Raum Karlsruhe (Teil 2)
EnBW TNG	Netzerweiterungsmaßnahmen im Raum Schwarzwald
Geplante Projekte im Zeitraum ab 2020	
50 Hertz	Netzverstärkung / Netzausbau Sachsen (3. Stufe)
50 Hertz	Anschluss neuartiger Großspeicher
50 Hertz	Netzausbau deutsche Ostsee als Beitrag zum Baltic Offshore Grid
50 Hertz	Allgemein: EEG-Netzausbau
50 Hertz	Allgemein: Netzausbau für KW-Anschlüsse
50 Hertz	Allgemein: Netzausbau für Verbundkapazitäten
TenneT	Erhöhung Kuppelkapazität zu Dänemark durch Neubau 380-kV-Leitung
TenneT	NORD.LINK (Errichtung eines DC-Seekabels zwischen Deutschland und Norwegen)
TenneT	Netzausbau im südlichen Netzbereich Dithmarschen auf Grund EEG-Einspeisung
TenneT	Netzausbau nördlichen Netzbereich Oldenburg auf Grund EEG-Einspeiseleistung (Teil 3)
TenneT	Netzausbau Raum Diepholz – Nienburg auf Grund EEG-Einspeisung (Teil 3)
TenneT	Anbindung der Südwestkuppelleitung und Leistungserhöhung im Raum Schweinfurt
TenneT	Erhöhung der Umspannkapazität in Oberfranken
TenneT	Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland - Tschechien
TenneT	Erhöhung der Umspannungskapazität für den Großraum Nürnberg
TenneT	Erhöhung Ost – West Transitkapazitäten und Aufbau einer 380-kV-Versorgung für den Raum Ludersheim

ÜNB	Projektname
TenneT	Netzausbau zur Wiederherstellung der Versorgungssicherheit des nördlichen Bayerischen Waldes
Amprion	Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Kruckel und Dauersberg
Amprion	Netzerweiterung im Raum Augsburg / Oberottmarshausen
Amprion	Netzerweiterung Oberschwaben/Bodenseeregion zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Raum Lindau und Westallgäu
EnBW TNG	Netzerweiterungsmaßnahmen Raum Ostalb
EnBW TNG	Netzerweiterungsmaßnahmen Raum Nordbaden
EnBW TNG	Netzerweiterungsmaßnahmen Raum Oberschwaben
EnBW TNG	Umstrukturierungen in weiteren Räumen (Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Maßnahmen liegt derzeit noch nicht vor.)

Annex 4: Graphische Darstellung der deutschen Projekte aus dem Priority Interconnection Plan

