



Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der Studie

„Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von
Windenergie in Deutschland
an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“
(dena-Netzstudie)

durch die Projektsteuerungsgruppe

(Bundesverband Windenergie, ENOVA GmbH, E.ON Netz GmbH, EWE AG,
Offshore-Bürger-Windpark Butendiek GmbH & Co. KG, Offshore Forum
Windenergie, Plambeck Neue Energien AG, Projekt GmbH, RWE
Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, VDMA
Fachverband Power Systems e.V., Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.,
Verband der Netzbetreiber e.V., VGB PowerTech e.V., WINKRA-ENERGIE
GmbH, Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V., Zentralverband
Elektrotechnik und Elektronikindustrie e.V., das Bundesministerium für
Wirtschaft und Arbeit sowie das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit (Gast))

Gliederung	Seite
1. Hintergrund der dena-Netzstudie.....	3
2. Ziel und Rahmen der Untersuchung.....	4
3. Entwicklung der Windenergie	6
4. Netzverstärkung und Netzausbau	7
Netzausbau an Land	8
Netzausbau auf See	9
Sicherheit des Höchstspannungsübertragungsnetzes	9
5. Auswirkungen auf den Kraftwerkspark.....	10
Basisszenario ohne CO ₂ -Aufschlag	10
Basisszenario mit CO ₂ -Aufschlag.....	11
Alternativszenario mit CO ₂ -Aufschlag	11
Regel- und Reserveleistung	12
6. Kostenentwicklung.....	13
Veränderung der Kosten für nicht privilegierten Endverbrauch.....	13
Veränderung der Kosten für privilegierten Endverbrauch.....	14
CO ₂ -Vermeidungskosten	14
Netzausbaukosten und Veränderung der Netznutzungsentgelte	14
Anhang mit Tabellen und Abbildungen	16

Berlin, 23.02.2005

1. Hintergrund der dena-Netzstudie

Die Elektrizitätsversorgung ist ein wichtiger Standortfaktor für die Entwicklung einer Volkswirtschaft. Notwendige energiewirtschaftliche und energiepolitische Entscheidungen von mittel- und langfristiger Tragweite, die ein günstiges Investitionsklima für eine nachhaltige Wirtschaftsentwicklung in einem Industrieland wie Deutschland fördern sollen, müssen langfristig vorbereitet werden.

Derzeit dominieren in Deutschland im aktuellen Energiemix zur Stromerzeugung die nuklearen und fossilen Energieträger. Zur Verringerung von globalen Umweltproblemen, die mit der konventionellen Energiegewinnung aus Gas, Kohle, Öl und nuklearen Brennstoffen verbunden sind (u. a. Treibhauseffekt, Verbrauch endlicher Ressourcen, Luftverunreinigungen und /oder Strahlen- und Endlagerrisiken) und zur Verringerung der Abhängigkeit von endlichen Ressourcen, wird sich die Elektrizitätsversorgung verändern müssen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die gesamten CO₂-Emissionen von derzeit 859 Mio. t/a bis zur Periode 2008/12 auf 846 Mio. t/a zu reduzieren. In den Sektoren Energieerzeugung und Industrie müssen die CO₂-Emissionen von derzeit 503 Mio. t/a auf 495 Mio. t/a bis 2008/12 gesenkt werden. Eine wichtige Strategie, um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen, ist eine verstärkte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. In Deutschland hat ihr Anteil am Stromverbrauch in 2004 10% erreicht und zeigt eine steigende Tendenz. Die Windenergie hat aufgrund ihres enormen Wachstums und der sich weiter abzeichnenden Entwicklung an Land und auf See sowie aufgrund der sich abzeichnenden Exportpotentiale industriepolitische Bedeutung erlangt.

Die Bundesregierung fördert diese Entwicklung maßgeblich und strebt einen weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien an. Bis zum Jahr 2010 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf mindestens 12,5% und bis 2020 auf mindestens 20% ansteigen. Bis 2050 sollen weitere deutliche Zuwächse erreicht werden. Zum Erreichen dieser Ziele soll die Windenergie einen maßgeblichen Beitrag leisten. Gemäß der Strategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See könnten bis 2010 in Nord- und Ostsee Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 2 bis 3 GW und bis 2025/30 von 20 bis 25 GW errichtet werden. Aus der Umsetzung dieser Strategie resultiert eine sehr starke räumliche Konzentration von Windenergieleistung in Norddeutschland, einer Region mit geringer Stromnachfrage. Zudem ist die Stromerzeugung aus Windenergie von starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt.

Hieraus ergeben sich neue Anforderungen an den gesamten Kraftwerkspark. Der in den nächsten zwanzig Jahren notwendige Erneuerungs- und Umstrukturierungsprozess in der deutschen Stromwirtschaft schafft den notwendigen Spielraum für die verstärkte Integration von Windstrom: Von der in Deutschland derzeit installierten Bruttostromerzeugungskapazität in Höhe von rund 121.000 MW werden in den kommenden Jahren und Jahrzehnten altersbedingt und zur Umsetzung des Atomkonsenses zahlreiche Kraftwerke außer Betrieb gehen. Der Ersatzbedarf liegt bei etwa 40.000 MW bis 2020.

Planungen für die bevorstehenden Ersatzinvestitionen im fossilen Kraftwerksbereich werden auch vom steigenden Anteil regenerativer Energieträger an der Stromerzeugung und der Vorrangregelung des EEGs für Strom aus Erneuerbaren Energien beeinflusst. Die technischen Kraftwerkseigenschaften müssen an den fluktuierenden und vorrangig einzuspeisenden Windstrom angepasst werden.

Die Aufgabe des elektrischen Verbundnetzes ist es, u. a. unterschiedliche Stromerzeugungs- und Verbrauchs-Charakteristiken zu synchronisieren. Spezifische Nachfrageprofile einzelner

Verbraucher (Haushalte/Betriebe) und/oder Regionen (Stadt/Land) müssen dabei mit den unterschiedlichen Kraftwerken, die jeweils eigene Kosten- und Lastcharakteristiken aufweisen, vernetzt werden. Die verbundwirtschaftliche Zusammenarbeit soll die Gesamt-Systemkosten senken, sowie das Zuverlässigkeitsniveau der deutschen Stromversorgung und die Beibehaltung eines sicheren Verbundbetriebes mit den europäischen Partnern gewährleisten. Beeinflusst wird die Entwicklung auch vom Aufbau des europäischen Binnenmarktes und des internationalen Stromhandels.

Die Verantwortung für das sichere und zuverlässige Funktionieren des Verbundsystems tragen die Übertragungsnetzbetreiber. Sie gleichen planbare aber auch unerwartete Lastschwankungen, Kraftwerksausfälle und Engpässe im Übertragungsnetz ihrer Regelzone aus. Reserven für Systemdienstleistungen müssen vorgehalten werden, um den Stromkunden eine hohe Versorgungsqualität u. a. hinsichtlich der Frequenz- und Spannungshaltung zu bieten. Zum Einsatz kommen dabei Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve sowie im Einzelfall auch Kraftwerke zur Stundenreserve, die Strom bei länger andauernden Kraftwerksausfällen oder Lastveränderungen in das Netz einspeisen können.

Um Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu erreichen, sind in den vergangenen Jahrzehnten die Übertragungsnetze hauptsächlich entsprechend den Anforderungen der fossilen und nuklearen Kraftwerksstandorte ausgebaut worden. Die immer leistungsstärker werdenden Kraftwerksblöcke haben den Netzausbau in der Vergangenheit sehr stark geprägt.

2. Ziel und Rahmen der Untersuchung

Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine effiziente Integration von Windenergieleistungen an Land und auf See in das elektrische Verbundsystem sehr wichtig, da Windenergie mittelfristig das größte Potential hat, um den Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erhöhen.

Die anstehenden Veränderungen setzen Entscheidungen über kapitalintensive Investitionen voraus, deren Wirkungen sich über mehrere Jahrzehnte erstrecken. Eine verlässliche energiewirtschaftliche Planungsgrundlage und die Verständigung zwischen den beteiligten Akteuren ist eine der Grundvoraussetzungen für möglichst optimale Lösungen. Die von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) in Auftrag¹ gegebene Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie) soll eine grundlegende und von möglichst vielen Akteuren getragene, langfristige energiewirtschaftliche Planung ermöglichen. Finanziert wurde die dena-Netzstudie anteilig von Verbänden und Unternehmen der Wind-, Netz-, Anlagenhersteller- und konventionellen Kraftwerksbranche, sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit². Sie wurden über eine studienbegleitende

¹ Die Deutsche Energie-Agentur erteilte den Auftrag zur Erarbeitung Studie an ein Konsortium um das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln. Im Konsortium waren weiterhin vertreten das Deutsche Windenergie-Institut GmbH, E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH und Vattenfall Europe Transmission GmbH.

² An der Studie beteiligen sich folgende Akteure: Bundesverband Windenergie, ENOVA GmbH, E.ON Netz GmbH, EWE AG, Offshore-Bürger-Windpark Butendiek GmbH & Co. KG, Offshore Forum Windenergie, Plambeck Neue Energien AG, Projekt GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, VDMA Fachverband Power Systems e.V., Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Verband der Netzbetreiber e.V., VGB PowerTech e.V., WINKRA-ENERGIE GmbH, Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V., Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e.V., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.

Projektsteuerungsgruppe und einen Fachbeirat direkt in die Erarbeitung der Studie eingebunden. Alle Entscheidungen wurden im Konsens getroffen. Die dena hat das gesamte Studienprojekt initiiert, leitete die Gremien „Projektsteuerungsgruppe“ und „Fachbeirat“ und war darüber hinaus für das Projektmanagement verantwortlich.

Die Ergebnisse der dena-Netzstudie wurden von zwei Sachverständigen³ studienbegleitend geprüft. Sie haben die Projektsteuerungsgruppe und den Fachbeirat beraten, sowie Zwischenergebnisse und den Endberichtsentwurf geprüft. Ihre Erkenntnisse legten sie in gutachterlichen Stellungnahmen dar. Die Projektsteuerungsgruppe formulierte diese Zusammenfassung unter Berücksichtigung der Erkenntnisse und Kritik. Die von den Sachverständigen darüber hinaus gehend formulierten Anregungen wurden auch bei der Ausgestaltung der Aufgabenstellung für den Teil II der dena-Netzstudie aufgenommen.

In der dena-Netzstudie wurden zunächst Szenarien einer verstärkten Nutzung regenerativer Energieträger für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 erarbeitet. Im Vordergrund stand dabei eine räumlich sehr differenzierte Abbildung des Windenergieausbaus an Land und auf See und die Zuordnung des Windenergieausbaus zu einzelnen Netzknoten. Aufbauend auf den Szenarien zum Windenergieausbau wurden die Auswirkungen der Windenergie auf die Übertragungsnetze und die Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf den übrigen Kraftwerkspark untersucht. Schwachstellen im System wurden aufgezeigt und Lösungen entwickelt.

Die vorgeschlagenen Infrastrukturmaßnahmen für das Gesamtsystem, insbesondere bezüglich der Kapazitäten im konventionellen Kraftwerkssystem und im Übertragungsnetz sollen zur nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung und zur Umsetzung der Empfehlungen des Rates für Nachhaltige Entwicklung beitragen.

Die mit der Energieversorgung verbundenen externen Kosten der Auswirkungen auf Umwelt und Natur wurden in der Studie aus methodischen Gründen nicht in die Kostenberechnung einbezogen.

Während der Bearbeitung der Studie wurde deutlich, dass im Rahmen der Studie nur Lösungen für die Integration der Erneuerbaren Energien in das bestehende Verbundnetz und den Kraftwerkspark bis zu einem Anteil von ca. 20% an der Stromerzeugung (5% Offshore-Wind, 7,5% Onshore-Wind und 7,5% andere Erneuerbare Energien) erarbeitet werden können. Eine weitere deutliche Zunahme der räumlich konzentrierten Offshore-Wind-Leistung in Norddeutschland, wie sie nach 2015 geplant ist, erfordert eine aufwändigere Untersuchung, um belastbare Lösungen zu entwickeln.

Die Erkenntnisse aus dem Teil I der dena-Netzstudie für das Windausbauszenario des Jahres 2020 zeigen, dass mit den von der Projektsteuerungsgruppe gesetzten Annahmen und Rahmenbedingungen eine Systemlösung zur Integration des Windstroms nicht erarbeitet werden konnte. Unter geänderten und neuen Rahmenbedingungen sollen Lösungsmöglichkeiten untersucht werden. Für die Erarbeitung belastbarer Aussagen sind weitere Untersuchungen zu grundsätzlichen technischen und energiewirtschaftlichen Fragen durchzuführen. Die dena-Netzstudie wurde daher hinsichtlich des zu betrachtenden Zeithorizontes modifiziert und in zwei Teile aufgeteilt: Der nun vorliegende Bericht zum Teil I deckt den Zeitraum bis zum Jahr 2015 mit einem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von 20% ab. Der im Anschluss geplante Teil II der dena-Netzstudie wird den Zeitraum bis 2025 untersuchen.

³ Dr. Schmiege (DIgSILENT GmbH, Gomaringen) und Prof. Schmid (ISET, Kassel)

Folgende Aspekte sollen in Teil II untersucht werden:

- Ergänzung des bestehenden Verbundnetzes als Transportnetz. Hierzu müssen die verschiedenen Optionen für ein Overlay-Netz verglichen und eine aus technischer und wirtschaftlicher Sicht optimale Lösung gefunden werden
- Umsetzbarkeit und Auswirkungen eines Einspeise- und Erzeugungsmanagements von Windenergieanlagen
- Lastmanagement ausgewählter Verbraucher
- Einsatzmöglichkeiten und neue Betriebsführungsstrategien für vorhandene und neue Speicherkapazitäten im Verbundnetz
- Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungsbedingungen
- Häufigkeit und Bewertung von Netzengpässen.

Teil II der Studie soll auch Fragen aus dem ersten Studienteil vertiefen und weitere Fragestellungen untersuchen und somit eine Betrachtung des Gesamtzeitraums bis 2025 ermöglichen.

Diese Untersuchungen konnten im geplanten Zeit- und Kostenrahmen der dena-Netzstudie nicht bearbeitet werden. Die Projektsteuerungsgruppe hat deshalb einvernehmlich die Durchführung des zweiten Teils der dena-Netzstudie beschlossen und die dena mit den weiteren Vorbereitungen beauftragt.

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse des Teils I der dena-Netzstudie zusammengefasst dargestellt. Die Ergebnisse gelten nur unter den gesetzten Randbedingungen und Annahmen. Sie werden hier nur partiell erwähnt und können in der rund 500 Seiten umfassenden Studie nachgeschlagen werden

3. Entwicklung der Windenergie

Die Entwicklung der installierten Windenergieleistung wird für die Jahre 2007, 2010 und 2015 und 2020 räumlich hoch differenziert prognostiziert. Die Daten sind bundesländerspezifisch ausgewiesen und unterscheiden die Entwicklung neuer Standorte, den Ersatz von alten Windenergieanlagen durch leistungsfähigere Neuanlagen (sog. Repowering) sowie die Windenergie in Nord- und Ostsee.

An Land wird ein Anstieg der installierten Windenergieleistung bis zum Jahr 2015 auf 26,2 GW und auf See auf 9,8 GW prognostiziert. Bis 2020 sind an Land 27,9 GW und auf See 20,4 GW zu erwarten. Für die Jahre 2007, 2010, 2015 und 2020 werden die Windenergieleistungen, differenziert nach an Land, Ostsee und Nordsee ausgewiesen (siehe Tabelle 1).

Die in der dena-Netzstudie prognostizierte Windenergieentwicklung auf See ist in ihrer zeitlichen Entwicklung ambitioniert hinsichtlich der

- Verfügbarkeit von Offshore-Technik (für spezifische Bedingungen in Nord- und Ostsee)
- Steuerung durch die Regelungen zur Raumordnung auf See ab 01.01.2006
- Verfügbarkeit der Infrastruktur für Errichtung und Betrieb von Offshore-Windparks
- Versicherungs- und Finanzierungskonzepte für Offshore-Windparks

- Effizienzsteigerungen zum Ausgleich der im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Degression der Vergütungssätze,
- zeitlichen Ausgestaltung von Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen.

Das Windenergieausbauszenario an Land und auf See wurde unter den Annahmen weitestgehend positiver politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen ausgearbeitet. Sollten diese nur teilweise oder verzögert eintreten, kann sich der angenommene Ausbau der Erneuerbaren Energien für das Jahr 2015 in Höhe von 20% zeitlich verschieben⁴. Der Ausbau an Land wurde allerdings unter der einschränkenden Wirkung einer größeren spezifischen Fläche pro installierter Windleistung abgeschätzt, um damit den möglichen neuen Abstandsregeln Rechnung zu tragen. Insofern ist ein konservativer Ansatz für den onshore-Windkraftausbau zugrunde gelegt.

Insgesamt wären im Jahr 2015 Erneuerbare Energien mit einer Gesamtkapazität von 47,3 GW installiert und damit würde der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von heute rund 10 % auf 20 % steigen.

Die durchschnittliche Volllaststundenzahl der Windenergieanlagen beläuft sich im Jahr 2007 auf 1.650 h/a, steigt im Jahr 2010 auf 1.960 h/a und im Jahr 2015 noch mal auf 2.150 h/a. Ursache für den Anstieg um etwa 30% ist der zunehmende Ersatz alter Anlagen durch leistungsfähigere Windenergieanlagen und die Erschließung ertragreicher Standorte in Nord- und Ostsee.

Im Rahmen des Ausbaus der Windenergie an Land und auf See steigt die durchschnittlich eingespeiste Energiemenge von 23,5 TWh/a im Jahr 2003 auf 77,2 TWh/a im Jahr 2015. Daran hat die Offshore-Windenergie im Jahr 2015 einen Anteil von 42 %.

Die je kWh gezahlte reale Durchschnittsvergütung nach EEG sinkt aufgrund der im EEG vorgesehenen Degression der Vergütungssätze und der angenommenen Inflation von 1,5 % p.a. von 8,3 Cent je kWh im Jahr 2007 auf 7,0 Cent je kWh im Jahr 2015.

Diese Prognosen bis zum Jahr 2015 bilden die Grundlage für die Untersuchungen in den Studienteilen „Netze“ und „Kraftwerke“. Die Prognose bis zum Jahr 2020 soll im Rahmen des zweiten Teils der dena-Netzstudie im Detail überprüft und untersucht werden.

4. Netzverstärkung und Netzausbau

Für die weitere Integration der Erneuerbaren Energien in das Verbundnetz sind Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsübertragungsnetz notwendig, u. a.: die Verstärkung vorhandener Stromtrassen, der Bau neuer Höchstspannungstrassen, der Bau von Querreglern zur gezielten Steuerung der Lastflüsse und der Bau von Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung. Um einen weiteren Ausbau der Windenergie nicht zu gefährden, ist eine zeitnahe Realisierung der Maßnahmen notwendig.

Obwohl sich die ausgewiesenen Netzausbaumaßnahmen auf nur rund 5% des bestehenden Übertragungsnetzes⁵ belaufen, gibt es verschiedene Hemmnisse, die eine zeitgerechte

⁴ Eine zeitliche Streckung des 20%-Ausbauszenarios der Erneuerbaren Energien vom Jahr 2015 auf das Jahr 2020 würde zu höheren Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark und zu kleineren realen EEG-Einspeisevergütungen führen.

⁵ Der Bestand der Höchstspannungstrassen (380/220 kV) in Deutschland beläuft sich auf eine Länge von rd. 18.000 km.

Realisierung behindern. In Relation zu den Neubauten der vergangenen Jahre ist der als notwendig ausgewiesene Netzausbau sehr ambitioniert.

Um einen weiteren Ausbau der Windenergie nicht zu gefährden, sind deshalb neben der laufenden unverzüglichen Umsetzung von Planungs- und Investitionsentscheidungen besonders die Genehmigungsverfahren für den Netzausbau zu beschleunigen.

Der größere Verdichtungsgrad des Höchstspannungsübertragungsnetzes könnte in Zukunft auch für zusätzliche Aktivitäten im Stromhandel genutzt werden. Dies wurde in dieser Weise aber nicht untersucht.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes wird das Wachstum der Erneuerbaren Energien, aber auch die Stromerzeugung durch besonders wirtschaftliche, konventionelle Kraftwerke entscheidend mitbestimmen. Dieses gilt insbesondere für die Windenergienutzung in der Nordsee.

Die dena-Netzstudie kommt bezüglich des Netzausbaus im Detail zu folgenden Ergebnissen:

Netzausbau an Land

Durch die notwendigen Netzneubaumaßnahmen bis zum Jahr 2015 wird das bereits bestehende Höchstspannungsübertragungsnetz um insgesamt 850 km erweitert. Das entspricht einem Anteil von 5% bezogen auf die bereits vorhandenen Höchstspannungstrassen.

- Netzverstärkung und Netzausbau an Land bis 2007: Drei bestehende Netztrassenabschnitte in Thüringen und in Franken müssen auf einer Gesamtlänge von 269 km verstärkt werden. Zwei Trassenabschnitte mit der Länge von insgesamt 5 km müssen neu gebaut werden.
- Netzausbau an Land bis 2010: Zusätzlich zu den oben genannten Maßnahmen müssen weitere 455 km neue 380-kV-Doppelleitungen gebaut werden. Weiterhin müssen 97 km bestehende Trassen verstärkt werden.
- Netzausbau an Land bis 2015: Zusätzlich zu den o. g. Maßnahmen müssen weitere 390 km neue 380-kV-Doppelleitungen gebaut werden, um insbesondere den Windstrom aus der Nordsee transportieren zu können. 26 km bestehende Trassen sind zu verstärken.

Netzausbau an Land nach 2015: Bei einem weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie, wie er für den Zeitraum nach 2015 erwartet wird, sind umfangreiche Netzausbaumaßnahmen erforderlich, um den räumlich konzentriert und verbrauchsfern erzeugten Strom aus Offshore-Windparks in die Verbrauchszentren zu transportieren. Drei Lösungsansätze zum Netzausbau zwischen 2015 und 2020, die zeigen, wie Strom aus der Nordsee in die Verbrauchszentren Deutschlands transportiert werden kann, werden hinsichtlich grundsätzlicher Vor- und Nachteile bewertet. Eine vertiefende Untersuchung zur technischen Umsetzung und zur wirtschaftlichen Optimierung eines weiteren Netzausbaus nach 2015 ist notwendig (schätzungsweise 1000 km) und Gegenstand des Teils II der dena-Netzstudie. Aufgrund des notwendigen Untersuchungsbedarfs kann für diese Netzausbaumaßnahmen eine abschließende Aussage erst im geplanten Teil II der Untersuchung gemacht werden.

Netzausbau auf See

Für Windparks in Nord- und Ostsee stehen technische Lösungen zur Verfügung, um den auf See produzierten Strom zu den Netzanschlusspunkten an Land transportieren zu können. Die Abführung großer Windenergieleistungen über lange Entfernungen wird als technisch machbar bewertet.

Weiterhin wurde für die Zeit nach 2015 ein Systemmodell für den Ausbau der Windparks in der Nordsee entworfen, das im Küstenbereich eine hohe Anzahl paralleler Seekabelverbindungen und geographisch breite Kabelkorridore vermeidet. Das Systemmodell sollte so schnell wie möglich realisiert werden. Das Systemmodell umfasst vier Sammelstationen im Meer, an die mehrere Windparks angeschlossen werden. Ausgehend von den Sammelstationen wird der Windstrom jeweils über eine gemeinsame Leitung gebündelt an Land geführt (siehe Abbildung 4). Aufgrund des notwendigen Untersuchungsbedarfs (Teil II der dena-Netzstudie) kann hierzu derzeit keine abschließende Aussage gemacht werden.

Sicherheit des Höchstspannungsübertragungsnetzes

Die Sicherheit bzw. Stabilität des Höchstspannungsübertragungsnetzes wurde in der dena-Netzstudie bis 2015 umfassend untersucht. Dabei wurden kritische Netzzustände identifiziert, mögliche Auswirkungen beschrieben und Lösungsansätze entwickelt.

Für das Jahr 2003 kommt die dena-Netzstudie zu dem Ergebnis, dass Sicherheitskriterien des europäischen Stromverbundes UCTE verletzt worden wären: Unter der Annahme, dass während windstarker Situationen bestimmte Fehler im Übertragungsnetz auftreten (3 polige Sammelschienen- und/oder Leitungsfehler) oder schlagartig große konventionelle Kraftwerksleistungen ausfallen, hätte es zu großflächigen Spannungseinbrüchen und kritischen Netzzuständen kommen können. Die Spannungseinbrüche hätten sich regional fortsetzen und zu sog. Spannungstrichtern führen können. Wäre die Spannung in einem Spannungstrichter um mehr als 20% gesunken, hätten sich „alte“ Windenergieanlagen, die vor dem Jahr 2003/2004 in Betrieb gingen, gemäß den seinerzeit geltenden Netzanschlussbedingungen vom Netz getrennt. Diese zusätzlichen Abschaltungen hätten die kritischen Netzzustände erheblich verstärken und zu Risiken für die Versorgungssicherheit des deutschen und europäischen Stromverbundes (Überschreitung der im europäischen Stromverbund UCTE vorgehaltenen Reserve von 3.000 MW) führen können.

Die „alten“ Netzanschlussbedingungen wurden ab 2003 durch verbesserte Netzanschlussbedingungen ergänzt: Neue Windenergieanlagen dürfen sich nun, je nach Anlagentyp, erst bei einem Spannungseinbruch weit unter 80% bzw. nur zeitverzögert vom Netz trennen. Die dena-Netzstudie zeigt, dass die aus den neuen Netzanschlussbedingungen resultierenden verbesserten Eigenschaften von Windenergieanlagen dazu führen, dass sich bei einem weiteren Ausbau der Windenergie die diesbezügliche Systemsicherheit bis zum Jahr 2015 im Netzgebiet Nord-Ost und im Netzgebiet Nord-West bis zum Jahr 2010 verbessert und die kritischen Zustände des Jahres 2003 nicht erreicht werden. Im Netzgebiet Nord-West verschlechtert sich die Situation im Jahr 2015 allerdings wieder, weil altersbedingte oder atomkonsensbedingte Abschaltungen großer Strom-Erzeugungseinheiten zu erwarten sind. Ohne Gegenmaßnahmen kommt es zu systemgefährdenden Erzeugungsausfällen bei Netzfehlern. Zur Lösung dieser Problematik stehen grundsätzlich technische Maßnahmen im Netz und für Windenergieanlagen zur Verfügung, mit denen die Systemsicherheit gewährleistet werden kann. Nur wenn die aufgezeigten Lösungen rechtzeitig umgesetzt

werden, kann der unterstellte Windenergieausbau bis 2015 ohne Spannungstrichterproblem realisiert werden. Die mit den Maßnahmen verbundenen Kosten, die konkrete Umsetzung und die Zeitdauer zur vollständigen Realisierung wurden im Rahmen dieser Studie nicht geprüft.

Erwartet wird, dass neben dem Einsatz von Phasenschiebern und verbesserten Abschaltkriterien für Windenergie-Altanlagen das verstärkte Repowering von Windenergieanlagen (Ersatz von Windenergie-Altanlagen durch Neuanlagen) die Situation erheblich verbessern können.

Der Einsatz und die Optimierung der Lösungsvorschläge muss noch weiter untersucht werden.

In bestimmten Situationen (Starkwind und Schwachlast) kommt es in Deutschland an wenigen Tagen im Jahr zu Überschusssituationen. In diesen Fällen muss Strom in größerem Umfang ins Ausland geliefert werden. Weitere Lösungsmöglichkeiten, wie zusätzliche Speicher, Lastmanagement und Einspeisemanagement für Windstrom, sollen im geplanten Teil II der dena-Studie untersucht werden.

Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit beeinträchtigt die starke Windeinspeisung in Deutschland die Netze des benachbarten Auslands betrieblich in erheblichem Umfang. Dieses äußert sich dadurch, dass an windstarken Wochenenden und in lastschwachen Nachtstunden insbesondere die grenzüberschreitenden Kuppelleitungen, als auch grenznahe Übertragungsleitungen im Grenzbereich ihrer (n-1)-Sicherheit betrieben werden.

5. Auswirkungen auf den Kraftwerkspark

Die Entwicklung des Kraftwerksparks wird für zwei Varianten miteinander verglichen, um die windenergiebedingten Veränderungen ermitteln zu können. In der ersten Variante wird die installierte Windenergieleistung des Jahres 2003 auch für die Jahre 2007, 2010 und 2015 angenommen, d.h. ab 2003 konstant gehalten. In der zweiten Variante wird die installierte Windenergieleistung bis 2015 in mehreren Etappen entsprechend der prognostizierten Entwicklung erhöht. Anschließend werden Unterschiede zwischen den beiden Varianten ermittelt. Daraus lassen sich die windenergiebedingten Kosten und Veränderungen im Kraftwerkspark bestimmen. Unterschieden werden dabei weiterhin drei Szenarien (*Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag*, *Basisszenario mit CO₂-Aufschlag* und *Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag*).

Die in der Studie zu Grunde gelegte Entwicklung der Brennstoffpreise bildet eine langfristige Entwicklung ab (siehe Tabelle 3). Angesichts der Erfahrungen der vergangenen Jahre sind auch höhere Brennstoffpreise grundsätzlich möglich. Sie können im Rahmen des geplanten Teils II der dena-Netzstudie untersucht werden. Externe Kosten wurden in keinem Szenario berücksichtigt.

Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag

Das Szenario geht von keiner wesentlichen Veränderung der Preise von Erdgas, Öl und Steinkohle und einem real konstanten Braunkohlepreis aus, der sich an den Vollkosten der Braunkohleförderung orientiert. Die CO₂-Zertifikate werden im Rahmen des nationalen Allokationsplans sowohl für Bestands-, als auch für Neuanlagen bedarfsgerecht und kostenlos zugeteilt. Angenommen wird, dass der CO₂-Preis nicht in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingeht. Unter diesen Bedingungen haben Braun- und Steinkohlekraftwerke

als Grund- und Mittellastkraftwerke im Vergleich zu Erdgas befeuerten Kraftwerken eine bessere Wettbewerbssituation.

Im *Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag* werden mit Windenergieausbau bis zum Jahr 2015 die CO₂-Emissionen auf dem heutigen Niveau stabilisiert. Damit werden die mit dem Atomausstieg verbundenen Emissionen kompensiert. Ohne Windenergieausbau würden die Emissionen um 39 Mio. t CO₂ steigen (siehe Tabelle 4).

Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken steigt im Jahr 2015 im Vergleich zur Stromerzeugung des Jahres 2003 um 15 TWh und die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken steigt um 17 TWh.

Dieses Szenario dient aufgrund des mittlerweile eingeführten Emissionshandels in Deutschland nur als Vergleichsmaßstab für die anderen untersuchten Entwicklungen bzw. Szenarien.

Basisszenario mit CO₂-Aufschlag

Dieses Szenario unterstellt dieselbe Preisentwicklung der Energieträger wie das Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag. Die CO₂-Zertifikate werden versteigert und die CO₂-Preise steigen (Jahr 2007: 5 €/t CO₂; Jahr 2010: 10 €/t CO₂; Jahr 2015: 12,5 €/t CO₂; Jahr 2020: 12,5 €/t CO₂). Die CO₂-Kosten gehen in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen ein. Von 2003 bis 2015 kommt es dadurch zu folgenden Veränderungen: Braunkohle +170 %, Steinkohle +69%, Erdgas +14 %, Heizöl EL +6% und Heizöl S +12 %. Dies verschlechtert die Wettbewerbsposition der CO₂-intensiven Energieträger Braunkohle und Steinkohle insbesondere im Mittellastbereich erheblich.

Im *Basisszenario + CO₂-Aufschlag* sinken mit Windenergieausbau die CO₂-Emissionen im Jahr 2015 von 251 Mio. t CO₂ auf 228 Mio. t CO₂ (siehe Tabelle 4).

Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken sinkt im Jahr 2015 im Vergleich zur Stromerzeugung des Jahres 2003 um 44 TWh und die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken sinkt um 35 TWh. Windenergiebedingt sinkt die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken um 9 TWh und die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken um 6 TWh.

Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag

Dieses Szenario unterstellt einen Anstieg des Erdgas- und Ölpreises und verbindet dies mit der Annahme, dass die steigenden CO₂-Preise in vollem Umfang in die Kosten- und Preiskalkulation der Unternehmen eingehen. Von 2003 bis 2015 kommt es dadurch zu folgenden Veränderungen: Braunkohle +170 %, Steinkohle +69%, Erdgas +33 %, Heizöl EL +20% und Heizöl S +18 %. Den Wettbewerbsvorteil, den Erdgas bei steigenden CO₂-Preisen gegenüber den CO₂-intensiven Energieträgern Braun- und Steinkohle hat, wird in diesem Szenario durch steigende Erdgaspreise z. T. kompensiert. Die höheren Gaspreise führen zu einer Entwicklung, die dem Basisszenario ähnlich ist.

Im *Alternativszenario + CO₂-Aufschlag* sinken mit Windenergieausbau die CO₂-Emissionen im Jahr 2015 von 302 Mio. t CO₂ auf 264 Mio. t CO₂ (siehe Tabelle 4).

Die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken steigt im Jahr 2015 im Vergleich zur Stromerzeugung des Jahres 2003 um 16 TWh und die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken steigt um 3 TWh.

Regel- und Reserveleistung

Die gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten beschreibt, welcher Anteil der installierten Windenergiekapazitäten zur Deckung der saisonalen Höchstlast als gesichert angesehen werden kann. Unterstellt wird dabei ein bestimmtes Niveau der Versorgungssicherheit. Aus den Ergebnissen kann abgeleitet werden, wie viel der bisher betriebenen konventionellen Kraftwerksleistung langfristig nicht als Reserve vorgehalten werden muss, um die Stromversorgung sicher zu stellen.

Die gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten verändert sich mit der Jahreszeit, da die Windverhältnisse im Jahresverlauf variieren (siehe Tabelle 5). Im Jahr 2015 erreicht die ‚gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten‘ bei einer Versorgungssicherheit von 99% rd. 1.820 MW bis 2.300 MW, d.h. dass in diesem Umfang sicher einplanbare konventionelle Kraftwerksleistung langfristig ersetzt werden kann. Dieses entspricht einem Anteil von rd. 6% der installierten Windenergiekapazität. Im Jahr 2003 beläuft sie sich auf 890 MW bis 1.250 MW, im Jahr 2007 auf 1.190 MW bis 1.600 MW und im Jahr 2010 auf 1.600 MW bis 2.050 MW.

Die notwendige, windbedingte Regel- und Reserveleistung ist direkt abhängig von der Güte der Windleistungsprognose und der Abweichung zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung. In der dena-Netzstudie wurde eine Verbesserung der Windenergieprognose angenommen.

Um unvorhergesehene Veränderungen der Windenergieeinspeisung kurzfristig ausgleichen zu können, muss Minuten- und Stundenreserve als positive und negative Regel-/Reserveleistung bereitgestellt werden: Positive Regel-/Reserveleistung wird zum Ausgleich einer unerwartet kleinen Windstromerzeugung vorgehalten. Negative Regel-/Reserveleistung wird zum Ausgleich einer unerwartet hohen Windenergieeinspeisung eingeplant. Diese Kraftwerksleistung muss betriebsbereit vorgehalten werden. Aufgrund der Vorrangregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien wird sie im Falle einer unerwartet hohen Windstromerzeugung nicht eingesetzt.

Im Jahr 2003 mussten im Mittel zusätzlich 1.200 MW und maximal 2.000 MW positive Regel-/Reserveleistung einen Tag im Voraus eingeplant werden. Im Jahr 2015 steigt der Wert im Mittel auf zusätzlich rd. 3.200 MW und maximal auf 7.000 MW. Der Mittelwert entspricht 9% und der Maximalwert 19,4 % der installierten Windenergieleistung. Sie müssen als positive Minuten- und Stundenreserve vorgehalten werden.

Im Jahr 2003 mussten im Mittel zusätzlich 750 MW und maximal 1.900 MW negative Regel-/Reserveleistung einen Tag im Voraus eingeplant werden. Im Jahr 2015 steigt der Wert im Mittel auf zusätzlich rd. 2.800 MW und maximal auf 5.500 MW. Der Mittelwert entspricht etwa 8 % und der Maximalwert 15,3 % der installierten Windenergieleistung.

Die Bereitstellung der Regel- und Reserveleistung kann aus dem in der Studie entwickelten Kraftwerkspark und seiner Betriebsweise gedeckt werden. Dazu sind keine zusätzlichen Kraftwerke zu installieren und zu betreiben.

6. Kostenentwicklung

Die Entwicklung der Stromkosten wurde in der dena-Netzstudie für die drei Szenarien *Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag*, *Basisszenario mit CO₂-Aufschlag* und *Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag* ermittelt. Im Folgenden werden die Gesamtkosten dargestellt und eine Differenzierung für die Bereiche Kraftwerke inklusive Regel- und Reserveenergie und den Bereich Netze vorgenommen. Alle Kosten sind auf das Jahr 2003 bezogen.

Durch den Ausbau der Windenergie wird die Struktur des Kraftwerkssystems in Richtung flexibler Kraftwerke mit geringeren Kapitalkosten und höheren Brennstoffkosten verschoben. Dadurch ergibt sich bei weiterem Windenergieausbau insgesamt neben der Einsparung von Brennstoffkosten auch eine Reduzierung der Kapitalkosten im Bereich der konventionellen Kraftwerke, die den Mehrkosten für die Einspeisevergütung entgegengerechnet sind. Die Kosten für die Bereitstellung der Regel- und Reserveenergie sind in den Gesamtkosten enthalten und in der Studie aus methodischen Gründen nicht gesondert ausgewiesen. Die Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark liegen in allen untersuchten Szenarien unter den Vergütungen für die zusätzliche Windenergie-Einspeisung. Der Unterschied nimmt allerdings – einerseits durch die Erhöhung der Einsparungen, andererseits durch die Verminderung der durchschnittlichen Vergütungen für die zusätzlich eingespeisten Strommengen auf Basis Windkraft – von 2007 bis 2015 in allen Szenarien ab. Der Berechnung wurde bis 2015 eine Inflationsrate von 1,5% pro Jahr zu Grunde gelegt. Im Jahr 2007 belaufen sich die realen Mehrkosten nach dieser Studie je zusätzlich eingespeister Windstrommenge je nach Szenario auf 6,3 bis 6,5 Cent/kWh Windstrom. Im Jahr 2015 verringert sich der Wert auf 4,3 bis 3,0 Cent/kWh. Berücksichtigt werden muss dabei, dass die eingespeiste Windstrommenge zwischen den Jahren 2003 und 2015 um mehr als das Dreifache ansteigt (siehe Tabelle 2). Die absoluten Mehrkosten für die insgesamt ab 2003 zusätzlich eingespeiste Windstrommenge belaufen sich je nach Szenario im Jahr 2015 auf 1,6 bis 2,3 Mrd. € (siehe Tabelle 6).

Im Folgenden werden Veränderungen bei den Kosten für den privilegierten und nicht privilegierten Endverbrauch, die CO₂-Vermeidungskosten des Windenergieausbaus, die Netzausbaukosten und die Veränderung der Netznutzungsentgelte dargestellt.

Veränderung der Kosten für nicht privilegierten Endverbrauch

Durch die Förderung aller Erneuerbarer Energien im Zeitraum bis 2015 (inklusive Windenergieausbau) steigen die Kosten für den nicht privilegierten Endverbrauch je nach Szenario um 0,905 bis 1,105 Cent je kWh. Diese Kosten decken die Strombezugskosten und die Netznutzungsentgelte ab. Sie beinhalten auch die EEG-Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien. Bei der Bilanzierung der Strombezugskosten für andere Erneuerbare Energien (außer Wind) wurden allerdings keine Optimierungspotentiale untersucht.

Aufgrund des Zubaus der Windenergie im Zeitraum 2003 bis 2015 steigen die Kosten für den nicht privilegierten Endverbrauch je nach Szenario um 0,385 bis 0,475 Cent je kWh an. Die Gesamtkosten teilen sich in folgende Komponenten auf:

- 0,36 bis 0,45 Cent je kWh windenergiebedingte Kostensteigerungen im Kraftwerkspark inklusive Regel- und Reserveenergie abzüglich der Einsparungen der Brennstoff- und Kapitalkosten. Hierin sind die Kosten für die EEG-Vergütung ebenfalls enthalten.

- 0,025 Cent je kWh für den Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes (220/380 kV).

Veränderung der Kosten für privilegierten Endverbrauch

Die Strombezugskosten für den privilegierten Endverbrauch, der unter die Härtefallregelung des EEG fällt, erhöhen sich aufgrund des Windenergieausbaus im Jahr 2007 je nach Szenario um 0,03 bis 0,04 Cent je kWh. Im Jahr 2015 steigen sie in allen Szenarien um 0,15 Cent je kWh. Die Strombezugskosten decken die windenergiebedingte Kostensteigerung im Kraftwerkspark inklusive Regel- und Reserveenergie abzüglich der Einsparungen bei Brennstoff- und Kapitalkosten ab. Die entsprechend reduzierte EEG-Menge für Härtefälle ist ebenfalls in die Zahlen eingerechnet.

CO₂-Vermeidungskosten

Die CO₂-Vermeidungskosten der Windenergie sinken in allen untersuchten Szenarien. Ausgehend vom Jahr 2007 mit CO₂-Vermeidungskosten von 95 bis 168 €/tCO₂ sinken sie bis zum Jahr 2015 auf 41 bis 77 €/tCO₂.

Mit den Zahlen wird Bezug auf die internationale Klimaschutzdiskussion genommen. Mögliche Kostensteigerungen bei den fossilen Brennstoffen sowie Kosten anderer externer Effekte wurden nicht berücksichtigt.

Netzausbaukosten und Veränderung der Netznutzungsentgelte

Der Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes an Land (380/220 kV) kostet bis 2007 rd. 0,28 Mrd. € von 2007 bis 2010 rd. 0,49 Mrd. € und von 2010 bis 2015 rd. 0,35 Mrd. € In der Summe ergibt dies 1,1 Mrd. €

Aufwendungen im öffentlichen Netz für den Anschluss der Windenergieparks an Land sowie Netzverstärkungen im 110 kV-Netz sind nicht Bestandteil der durchgeführten Untersuchungen.

Die Investitionskosten für die Seekabel-Anbindung bis zum Netzanschlusspunkt an Land betragen für den Windenergieausbau in Nord- und Ostsee bis zum Jahr 2010 ca. 2,6 Mrd. € Sie werden bis zum Jahr 2015 auf 5 Mrd. € interpoliert. Die Kosten der Seekabel-Anbindung bis zum Netzanschlusspunkt werden über die im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Vergütungssätze für Windstrom abgedeckt und von den Windparkbetreibern getragen.

Die Investitionskosten für das Systemmodell zum Anschluss der Windparks in der Nordsee (Ausbau im Jahr 2020) werden auf ca. 11 - 12 Mrd. € geschätzt. Die Kosten der Seekabel-Anbindung bis zum Netzanschlusspunkt werden ebenfalls über die im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgelegten Vergütungssätze für Windstrom abgedeckt und werden von den Windparkbetreibern getragen. Aufgrund des notwendigen Untersuchungsbedarfs (Teil II der dena-Netzstudie) kann hierzu derzeit keine abschließende Aussage gemacht werden. In jedem Fall steht die zeitliche Abfolge der Finanzierung in engem Zusammenhang mit dem tatsächlichen Bau von Windenergieparks auf See. Ein stufenweises Vorgehen ist möglich.

Gegenüber dem Jahr 2003 steigen die Netznutzungsentgelte nur durch die Netzausbaukosten bis zum Jahr 2007 um 0,05 Cent je kWh, bis zum Jahr 2010 um 0,015 Cent je kWh und bis

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse der dena-Studie durch die Projektsteuerungsgruppe
(23.2.2005)

zum Jahr 2015 um 0,025 Cent je kWh. Die Mehrkosten durch zusätzliche Regelenergie sind in der Kraftwerksbetrachtung enthalten, werden aber über die Netznutzungsentgelte umgelegt.

Anhang mit Tabellen und Abbildungen

Tabelle 1: Entwicklung der installierten Windenergieleistung in Deutschland bis zum Jahr 2020 in GigaWatt (GW)

	Installierte Windenergieleistung in Deutschland in GigaWatt				
Jahr	2003	2007	2010	2015	2020
An Land	14,5	21,8	24,4	26,2	27,9
Nordsee	0	0,4	4,4	8,4/8,1	18,7
Ostsee	0	0,2	1,0	1,4/1,7	1,7
Gesamt	14,5	22,4	29,8	36,0	48,2

Tabelle 2: Entwicklung der Windenergieeinspeisung bis zum Jahr 2015 in GWh

	Windenergieeinspeisung in GWh			
Jahr	2003	2007	2010	2015
WEA an Land	23.500	34.900	40.300	44.700
WEA auf See	0	1.900	18.000	32.500
Gesamt	23.500	36.800	58.300	77.200

Tabelle 3: langfristige Entwicklung der realen Brennstoffpreise frei Kraftwerk in den Szenarien *Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag*, *Basisszenario mit CO₂-Aufschlag* und *Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag*

Jahr	2003	2007	2010	2015	2020
Basisszenario ohne CO₂-Aufschlag					
€je MWh thermisch (NCV)					
Braunkohle	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Steinkohle	6,1	5,8	5,9	6,1	6,4
Erdgas	14,6	13,2	13,6	14,2	14,7
Heizöl EL	25,4	23,4	23,5	23,6	23,8
Heizöl S	15,4	12,6	12,6	13,6	14,2
Basisszenario mit CO₂-Aufschlag					
€je MWh thermisch (NCV)					
Braunkohle	3,0	5,0	7,1	8,1	8,1
Steinkohle	6,1	7,5	9,2	10,3	10,6
Erdgas	14,6	14,2	15,6	16,7	17,2
Heizöl EL	25,4	24,7	26,2	26,9	27,1
Heizöl S	15,4	14,0	15,4	17,2	17,8
Alternativszenario mit CO₂-Aufschlag					
€je MWh thermisch (NCV)					
Braunkohle	3,0	5,0	7,1	8,1	8,1
Steinkohle	6,1	7,5	9,2	10,3	10,6
Erdgas	14,6	15,5	17,7	19,4	20,4
Heizöl EL	25,4	24,7	27,9	30,6	32,3
Heizöl S	15,4	14,0	16,4	18,2	19,1

Abkürzung NCV = Net Calorific Value (unterer Heizwert)

Tabelle 4: Entwicklung der CO₂-Emissionen mit und ohne weiteren Ausbau der Windenergie in Mio. t (gegenüber WEA-Erzeugung Stand 2003)

	2003	2007		2010		2015	
		WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003	WEA Zubau	WEA 2003
Basisszenario ohne CO ₂ -Aufschlag (CO ₂ -Emissionen in Mio. t)	279	287	292	293	317	279	318
Basisszenario mit CO ₂ -Aufschlag (CO ₂ -Emissionen in Mio. t)	279	282	289	258	276	228	251
Alternativszenario mit CO ₂ -Aufschlag (CO ₂ -Emissionen in Mio. t)	279	280	284	281	307	264	302

Abkürzungen:

WEA Zubau = Ausbau der Windenergie gemäß Prognose

WEA 2003 = kein weiterer Windenergieausbau nach 2003

Tabelle 5: MW gesicherte Leistung der installierten Windenergiekapazitäten bei einem Niveau der Versorgungssicherheit von 99%

	Jahr 2003 in MW	Jahr 2007 in MW	Jahr 2010 in MW	Jahr 2015 in MW
Winter	1199	1542	1941	2.163
Frühling	1.245	1605	2057	2.289
Sommer	889	1187	1599	1.824
Herbst	1.040	1352	1750	1.970

Tabelle 6: Reale Kosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark durch Ausbau der Windenergie (gegenüber Stand WEA-Erzeugung Stand 2003)

Jahr	Basisszenario			Basisszenario + CO ₂			Alternativszenario + CO ₂		
	2007	2010	2015	2007	2010	2015	2007	2010	2015
Zusätzliche WEA-Einspeisung gegenüber dem Jahr 2003 in GWh	13.267	34.810	53.675	13.267	34.810	53.675	13.267	34.810	53.675
eingesparte erzeugungsabhängige Kosten in Cent/kWh Windstrom	1,32	0,9	1,55	1,32	2,1	2,26	0,83	1,69	1,96
eingesparte fixe Instandhaltungskosten in Cent/kWh Windstrom	0,1	0,18	0,14	0,11	0,07	0,11	0,12	0,31	0,24
eingesparte Kapitalkosten	0,33	0,6	0,87	0,32	0,3	0,66	0,64	1,38	1,73
Summe Kosteneinsparungen je zusätzlich eingespeister Windenergie in konventionellen Kraftwerken Cent/kWh Windstrom	1,76	1,68	2,57	1,75	2,47	3,03	1,59	3,38	3,93
Durchschnittliche Einspeisevergütung für die zusätzliche WEA-Einspeisung Cent/kWh Windstrom	8,1	7,67	6,92	8,1	7,67	6,92	8,1	7,67	6,92
spezifische Mehrkosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung in Cent/kWh Windstrom (Einspeisevergütungen minus Kosteneinsparungen)	6,34	5,99	4,35	6,35	5,2	3,89	6,51	4,29	2,99
Kosten der zusätzlichen WEA-Einspeisung in Mio. €(2003)	834	2.079	2.332	835	1.806	2.085	856	1.489	1.603

Tabelle 7: Entwicklung der CO₂-Vermeidungskosten bei Ausbau der Windenergie (gegenüber WEA-Erzeugung Stand 2003):

Jahr		2007	2010	2015
Basisszenario	CO ₂ -Minderung in Mio. t	8,0	28,3	39,5
	CO ₂ -Minderung in Mio. t in kg je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung	605	817	738
	CO ₂ -Vermeidungskosten in €/je t	104,7	73,4	58,9
Basisszenario + CO ₂ -Aufschlag	CO ₂ -Minderung in Mio. t	8,8	20,8	27,2
	CO ₂ -Minderung in Mio. t in kg je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung	667	600	508
	CO ₂ -Vermeidungskosten in €/je t	95,1	86,8	76,6
Alternativszenario + CO ₂ -Aufschlag	CO ₂ -Minderung in Mio. t	5,1	26,3	39,4
	CO ₂ -Minderung in Mio. t in kg je zusätzlicher MWh WEA-Einspeisung	387	758	735
	CO ₂ -Vermeidungskosten in €/je t	168,0	56,6	40,6

Tabelle 8: Entwicklung der Strombezugskosten nach Kundengruppen (Kostensteigerungen in €₍₂₀₀₃₎ je MWh)

	für nicht privilegierten Verbrauch								
	2007			2010			2015		
	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz
Basisszenario	37,5	35,9	1,6	41,6	37,3	4,4	46,1	41,6	4,6
Basisszenario + CO ₂	40,9	39,4	1,5	47,2	44,0	3,2	51,0	47,1	3,9
Alternativszenario	40,6	39,2	1,4	49,2	45,8	3,5	53,4	49,8	3,6
	für privilegierten Verbrauch (EEG-Härtefallregelung)								
	2007			2010			2015		
	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz	WEA-Zubau	WEA 2003	Differenz
Basisszenario	32,6	32,1	0,4	35,1	33,3	1,8	38,3	36,8	1,5
Basisszenario + CO ₂	36,2	35,8	0,4	41,5	40,6	1,0	44,4	42,9	1,5
Alternativszenario	36,0	35,6	0,3	43,9	42,4	1,5	47,3	45,8	1,5

Abkürzungen:

WEA Zubau = Ausbau der Windenergie gemäß Prognose

WEA 2003 = kein weiterer Windenergieausbau nach 2003

Abbildung 1: Netzverstärkungen im Höchstspannungsübertragungsnetz bis 2007

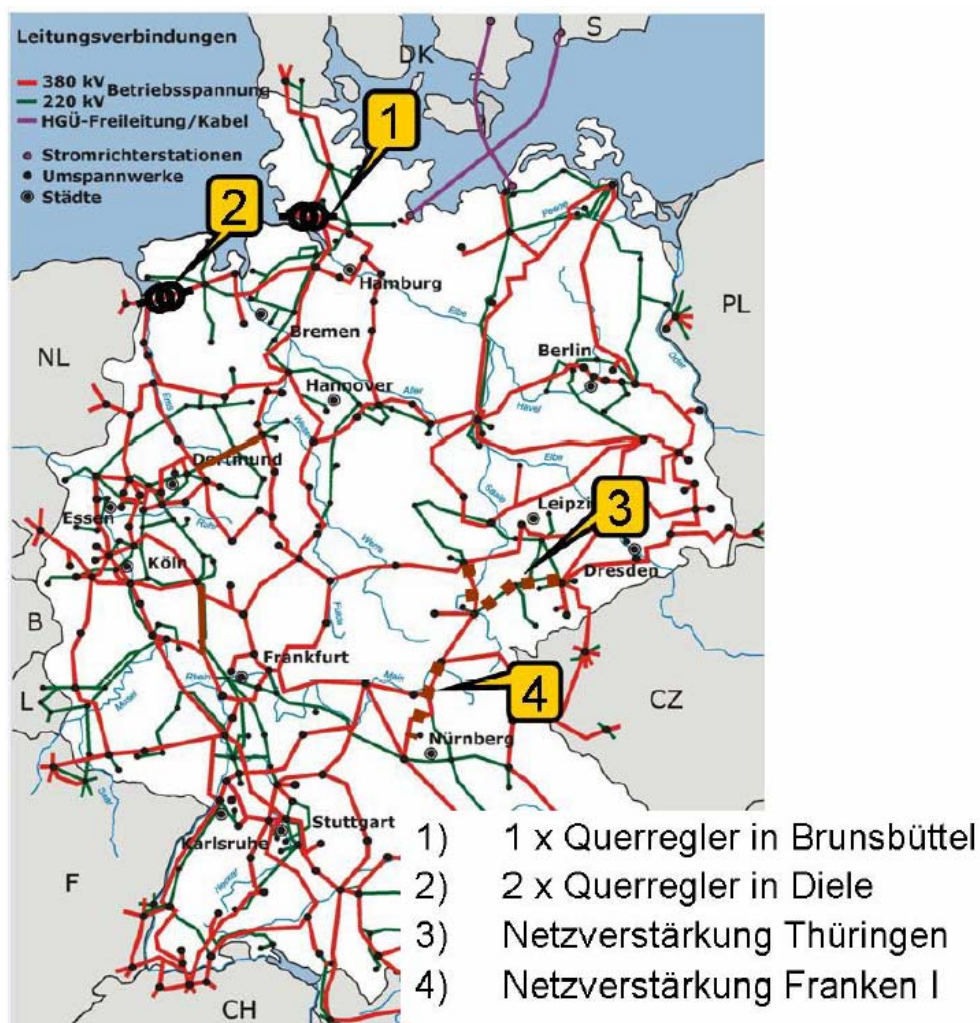


Abbildung 2: Netzverstärkungen und Netzausbau im Höchstspannungsübertragungsnetz zwischen 2007 und 2010

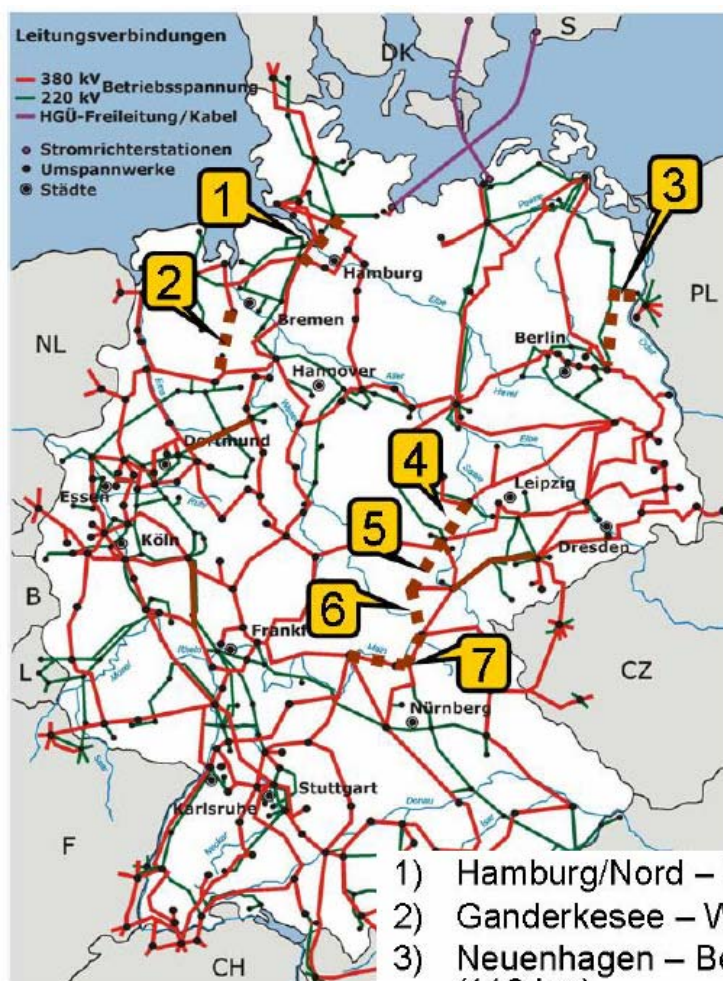


Abbildung 3: Netzverstärkungen und Netzausbau zwischen 2010 und 2015

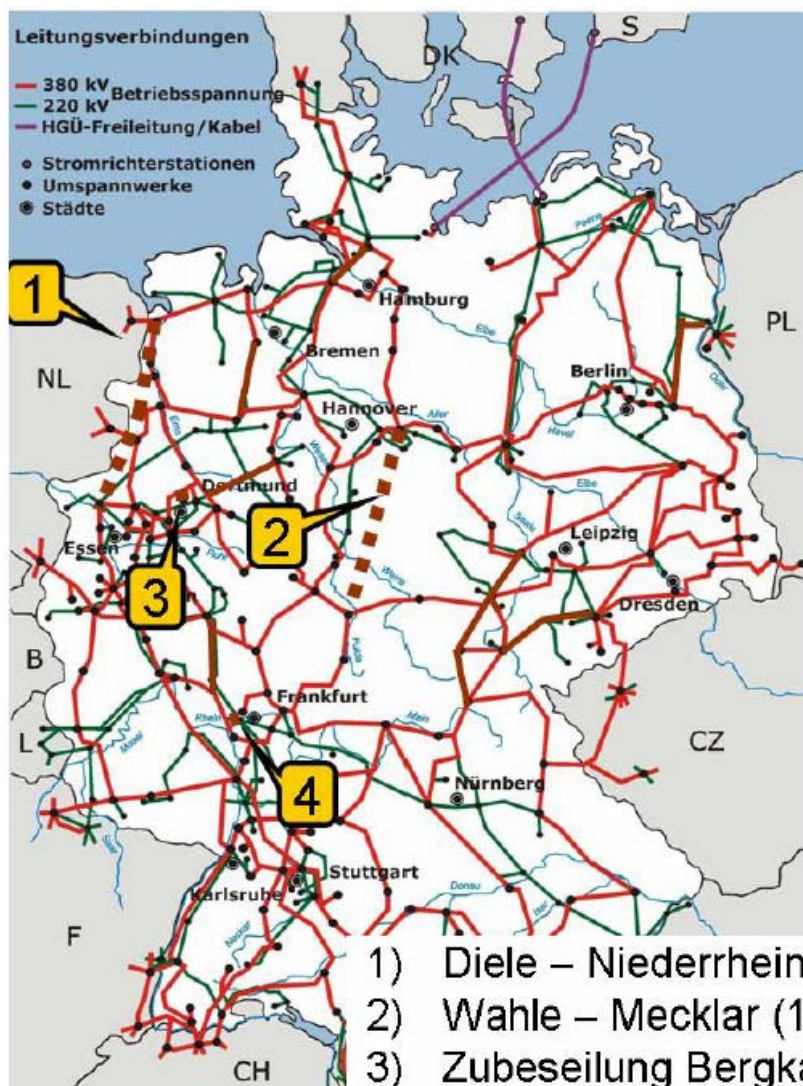


Abbildung 4: Systemmodell für den Windenergieausbau mit Netzanschlusspunkten in der Nordsee und Bündelung der Seekabel im Küstenbereich

