

Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 - Eingangsdaten der Konsultation -

Stand: 18. Juli 2011

1. Zielsetzung

Das Stromnetz ist in mehrere Spannungsebenen unterteilt. Die höchste Ebene bilden die „Stromautobahnen“, die sogenannten Höchstspannungsnetze. Sie überwinden größere Distanzen und verbinden Deutschland mit dem europäischen Stromverbund. Verantwortlich für die deutschen Höchstspannungsnetze sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG und TenneT TSO GmbH.

Übertragungsnetze bilden das Rückgrat der Elektrizitätsversorgung in Deutschland und Europa. Die ÜNB sind für den sicheren, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen Betrieb des Übertragungsnetzes in ihrem jeweiligen Gebiet verantwortlich. Die ÜNB halten jeden Augenblick das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und stellen Reserven bereit, um Abweichungen vom Gleichgewicht jederzeit ausgleichen zu können. Sie schließen Erzeuger an, transportieren den Strom in die Verbrauchszentren und bauen dafür das Netz bedarfsgerecht aus.

Die ÜNB stellen den Marktakteuren das Übertragungsnetz diskriminierungsfrei zur Verfügung. Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien sind Übertragungsnetze von ganz besonderer Bedeutung. Sie „integrieren“ den Strom aus erneuerbaren Quellen sicher in die elektrischen Netze: Sie nehmen ihn dazu vorrangig auf, transportieren ihn dahin, wo er gebraucht wird. Daher liegt den Aktivitäten der ÜNB die wesentliche Prämisse zugrunde, eine Übertragungsinfrastruktur für die sichere, effiziente, kostengünstige und umweltschonende Versorgung der Kunden mit Elektrizität zu entwickeln und zu betreiben, und daher Strom aus erneuerbaren Energien auch in den kommenden Jahren vollständig aufzunehmen und zu transportieren.

Um all diese Aufgaben im Dienste der Gesellschaft zu erfüllen, müssen ÜNB als Verantwortliche für das gesamte elektrische System die Netze auch auf die Anforderungen der Zukunft vorbereiten. Der Netzentwicklung kommt hierbei eine zentrale Rolle für die Weiterentwicklung des leistungsfähigen, sicheren und stabilen elektrischen Systems von morgen zu. Diese Netzentwicklung wird von den vier deutschen ÜNB in enger Zusammenarbeit vorgenommen, um ein abgestimmtes Bild für ganz Deutschland zu entwickeln.

Der neue Netzentwicklungsplan für Deutschland ist dabei ein wesentlicher Baustein. Im Beschluss des Deutschen Bundestages zum „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften“ (nach Protokoll der 117. Sitzung des Deutschen Bundestages: Annahme des Gesetzentwurfs auf Drucksache 17/6072 in der Fassung des Buchstaben a der Beschlussempfehlung auf Drucksache 17/6365, Annahme des Buchstaben b der Beschlussempfehlung auf Drucksache 17/6365, Annahme der Buchstaben c bis d der Beschlussempfehlung auf Drucksache 17/6365)¹ ist nach §§ 12a-d die Erstellung eines ge-

¹ Dieses Gesetz dient der Umsetzung der 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 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55), der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments

meinsamen deutschen Netzentwicklungsplans durch die ÜNB vorgesehen. Dieser Netzentwicklungsplan wird von allen vier deutschen ÜNB gemeinsam erstellt und erstmalig im Jahr 2012 der Regulierungsbehörde vorgelegt.

Nach § 12a des o. g. Beschlusses des Deutschen Bundestages erarbeiten die Betreiber von Übertragungsnetzen jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen, der die Randbedingungen künftiger Netznutzungssituationen beschreibt und die Grundlage für die Erarbeitung dieses Netzentwicklungsplans ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien wird zudem für weitere zehn Jahre fortgeschrieben, um wahrscheinliche Entwicklungen für die nächsten zwanzig Jahre darzustellen.

Die Erstellung des Netzentwicklungsplanes erfolgt durch eine frühzeitige, transparente und aktive Beteiligung der breiten Öffentlichkeit und der Netznutzer – zunächst bei den Erzeugungsszenarien, später dann erneut beim Netzentwicklungsplan selbst. Dabei sollen interessierte Gruppen ein besseres Verständnis für die Zusammenhänge zwischen den energiepolitischen Entwicklungen und den Auswirkungen auf das elektrische System entwickeln können und externe Anmerkungen sollen rechtzeitig aufgenommen und berücksichtigt werden können, um die Qualität des Netzentwicklungsplanes zu verbessern. Schließlich soll auch mehr Akzeptanz für die bedarfsgerechte Dimensionierung des Übertragungsnetzes u.a. zur sicheren Integration der erneuerbaren Energien erreicht werden. Die Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger energiewirtschaftlicher Entwicklungen erfordern die Betrachtung von mehreren Szenarien mit Variationen von Einflussgrößen. Die Szenarien sind die Grundlage der Netzplanung und dienen primär als Grundlage für die Bestimmung des zukünftigen Netzausbaubedarfs. Im Gegensatz zu energiewirtschaftlichen Szenarien zur Bestimmung von z. B. CO₂-Emissionen sind für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs auch alle installierten Erzeugungsleistungen regional zuzuordnen.

2. Aktuelle Herausforderungen der Netzentwicklung

Das europäische Verbundnetz in seiner heutigen Ausprägung wurde für einen konventionellen Kraftwerkspark und für eine zumeist lastnahe Erzeugung ausgelegt. Es diente nicht zur Integration großer lastferner und fluktuierender Einspeisungen elektrischer Energie sowie zum weiträumigen, strukturellen Stromtransport. Deutschland hat für eine nachhaltige Energiewende eine Vorreiterrolle eingenommen. Damit verbunden sind für Deutschland nun auch die energiepolitischen Entscheidungen für einen beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie sowie der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien.

In den letzten Jahren führte der Umbau der Elektrizitätswirtschaft mit einem stark wachsenden Anteil an Strom aus erneuerbaren Quellen (speziell Windenergie) sowie lastferner, stärker schwankender Erzeugung zu neuen Anforderungen an die Übertragungsnetze. Es ist davon auszugehen, dass sich die für die Netzdimensionierung relevanten Situationen nicht mehr allein aus regionalen Erfordernissen heraus ergeben, sondern aus den Anforderungen des europäischen Binnenmarktes und des aktuellen Angebotes an regenerativer Elektrizitätserzeugung. Zudem steigt die gesamte installierte Leistung der Erzeugungseinheiten an, weswegen künftige Netznutzungssituationen mittels Marktmodellierung untermauert werden müssen.

Die Veränderung der Erzeugungslandschaft erfordert zusätzliche Transportkapazitäten. Nach bisherigen Erkenntnissen und Einschätzungen ist zu erwarten, dass die stärkere Dezentralisierung fluktuierender Erzeugungseinheiten keinen signifikanten Einfluss auf die

und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94) sowie der Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern (ABl. L 345 vom 14.8.2008, S. 75).

Trends beim zusätzlichen Transportbedarf in den Höchstspannungsnetzen in der kommenden Dekade hat.

Um abgestimmte Randbedingungen für die weitere Entwicklung des Übertragungsnetzes, insbesondere unter Wahrung von Systemsicherheit, Systemstabilität und der Integration der erneuerbaren Energien zu erhalten, werden im Folgenden die Eingangsgrößen und Parameter des Szenariorahmens beschrieben und der Konsultation und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde übergeben.

3. Entwicklung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie die ständige Plattform "Zukunftsfähige Energienetze" gegründet. Hier erarbeiten die wesentlichen Interessenvertreter - Netzbetreiber, Bundes- und Länderinstitutionen sowie Verbände - gemeinsam Lösungsvorschläge zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze. Der hier vorgestellte Szenariorahmen basiert im Wesentlichen auf den hier gewonnenen Ergebnissen [3].

Als Basisannahmen für die erneuerbaren Energien werden die Szenarien des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 [1], die BMU-Leitstudie 2010 [2] sowie eine Zusammenstellung auf Basis von Einzelangaben für die Bundesländer [3] herangezogen. Die in diesen Papieren veröffentlichten Zielwerte für das Jahr 2020 werden in gleicher Weise für das Jahr 2022 genutzt. Für die 20-Jahres-Vorschau gilt das Bezugsjahr 2032.

Beim Szenario A werden die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung umgesetzt bei einem moderaten Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich. Szenario B setzt auf diesem Szenario A auf, ist aber von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energie gekennzeichnet und geht auch von zusätzlichen Stromerzeugungskapazitäten aus Gaskraftwerken aus, um sowohl die nötige Flexibilität im elektrischen System zu wahren als auch die Energieversorgungssicherheit durch einen diversifizierten Energiemix zu stärken. Für die Szenarien A und B wird vorausgesetzt, dass die jeweils notwendigen Rahmenbedingungen für einen Kraftwerkszubau geschaffen werden. Szenario C zeichnet sich hingegen durch einen besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus und baut hierbei auf die regionalen Entwicklungsprognosen der Bundesländer auf. In diesem Szenario wird kein wesentlicher konventioneller Kraftwerkszubau in Deutschland bis 2022 erwartet. Lediglich bereits begonnene Projekte werden umgesetzt.

Für die Entwicklung von Speichern wurde angenommen, dass alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland realisiert werden können. Darüber hinaus wurden keine weiteren Speichermöglichkeiten in Deutschland angenommen.

3.1. Einpassung in den europäischen Rahmen

Für die Modellierung des Elektrizitätsmarktes im Jahr 2022 werden als Preisannahmen für Brennstoffe Prognosen der IEA (International Energy Agency, World Energy Outlook 2010, New Policies Scenario, Jahr 2020, Preise von 2009) vorausgesetzt (Tabelle 1).

Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate wird mit 25 €/t CO₂ identisch in allen Szenarien angenommen (Tabelle 1), obwohl eine Veränderung in den kommenden Jahren sehr wahrscheinlich ist. Für die Netzplanung ist diese Annahme aber sinnvoll, da Simulationen auf europäischer Ebene zeigen, dass ab einer mehr als Verdreifachung der Preise für CO₂-Emissionszertifikate erst Auswirkungen auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu erwarten ist. Solch ein Anstieg des CO₂-Zertifikatspreises wird als unwahrscheinlich angesehen. Die zugehörigen Emissionsfaktoren werden gemäß [4] angesetzt.

Brennstoffpreise ₍₂₀₀₉₎ in Europa	
Kernenergie	0,35 €/GJ
Braunkohle	0,15 €/GJ
Steinkohle	2,78 €/GJ
Erdgas	8,79 €/GJ
Öl	11,61 €/GJ
CO ₂ -Preis ₍₂₀₀₉₎	25 €/t

Tabelle 1: Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatpreise für Europa in allen Szenarien

Für die Modellierung des grenzüberschreitenden Stromaustauschs werden die für das Jahr 2022 und das Jahr 2032 erwarteten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern berücksichtigt, dies auch vor dem Hintergrund der Nutzung von Speichermöglichkeiten in Skandinavien und den Alpen und der Mitteilung der EU-Kommission KOM(2010) 677 zu "Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach - ein Konzept für ein integriertes europäisches Energienetz".

Als Eingangsdaten für die Simulation des Leistungsaustauschs zwischen den europäischen Strommärkten werden die in der „SO&AF 2011“ des europäischen Übertragungsnetzbetreiberverbandes ENTSO-E [5] veröffentlichten Leistungen für Erzeuger und den Bedarf genutzt. Die Zuordnung der europäischen und deutschen Szenarien wird nach folgender Tabelle 2 vorgenommen.

Szenarien für Deutschland im Netzentwicklungsplan 2012	Zugeordnete Szenarien für europäisches Ausland nach „SO&AF 2011“	Eigenschaften der europäischen Szenarien für ganz Europa
Szenario A 2022	System Adequacy Forecast, Szenario B	Moderater EE-Zuwachs, Anstieg des Energiebedarfs um 14 %, Deckung der Höchstlast gewährleistet, Anstieg der Leistung von Kohle- und Erdgaskraftwerken
Szenario B 2022	System Adequacy Forecast, Szenario B	
Szenario B 2032	EU 202020	Höherer EE-Zuwachs, Anstieg des Energiebedarfs um 6 %, Deckung der Höchstlast gewährleistet, Rückgang der Leistung von Kohle- und Erdgaskraftwerken
Szenario C 2022	EU 202020	

Tabelle 2: Zuordnung der Szenarien für Deutschland und Europa

3.2. Einflussfaktoren in Deutschland

Für die Untersuchungen wird als Eingangsgröße eine Prognose des Nettostromverbrauchs zuzüglich der Netzverluste und der Umwandlungsverluste beim Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeicherkraftwerken benötigt. Dieser Wert ist in Tabelle 4 ausgewiesen.

Es wird der Energiebedarf aller in Deutschland befindlichen Stromverbraucher einschließlich Bahnstrom, Industrie und Gewerbe betrachtet. Dabei werden hinsichtlich der nicht aus dem öffentlichen Netz versorgten Stromverbraucher Abschätzungen vorgenommen.

Als wesentliche Treiber für die adäquate Dimensionierung der Übertragungsnetze werden in der kommenden Dekade die Aufnahme und Übertragung von Strom aus erneuerbaren Ener-

gien und die Handelstransporte gesehen. Eine Zunahme der Höchstlast wird nicht prognostiziert. Es wird angenommen, dass der maximale Leistungsbedarf bis 2022 mit dem Stromverbrauch linear korreliert. Für die darauf folgenden 10 Jahre gehen die ÜNB aufgrund der möglichen Entwicklung der Elektromobilität und Elektrowärme von einem erhöhten Energiebedarf ohne Steigerung der Höchstlast aus.

In allen Szenarien wird die Entwicklung der erneuerbaren Energien weitgehend gemäß des von der Arbeitsgruppe „Netzentwicklungsplan“ erarbeiteten Vorschlages angenommen [3].

Davon abweichend werden für das Szenario C Anpassungen bei den Windenergieanlagen an Land in Baden-Württemberg und bei den Windenergieanlagen in der Nordsee mit Anschluss an das Übertragungsnetz in Niedersachsen und Schleswig-Holstein vorgenommen. Für Baden-Württemberg wurde die Leistung der Windenergieanlagen an Land aufgrund neuer Erkenntnisse zur regional erwarteten Benutzungsdauer der Nennleistung angepasst. Für den Anschluss von Offshore-Windenergieparks (OWP) wurden seitens TenneT TSO GmbH als zuständigem ÜNB Cluster mit konkreten Anschlussgebieten gebildet, wodurch sich eine Verschiebung der Offshore-Leistungszuordnung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen ergibt.

Bei der Übertragung der Werte aus [3] in die Tabelle 3 ergibt sich eine Rundungsdifferenz von -0,2 GW.

Alle Angaben in GW	Biomasse	Geothermie	Fotovoltaik	Wasserkraft	Wind onshore	Wind offshore	Summe
Baden-Württemberg	0,8	0,1	7,0	1,2	4,5		13,6
Bayern	1,5	0,1	16,0	3,0	2,4		23,0
Berlin	0,2		0,2	0,0	0,1		0,5
Brandenburg	2,7		1,6	0,0	7,0		11,3
Bremen	0,0		0,0	0,0	0,2		0,2
Hamburg	0,1		0,0	0,1	0,1		0,3
Hessen	0,2	0,1	3,8	0,0	3,3		7,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,2		0,2	0,0	2,9	3,0	6,3
Niedersachsen	1,1		3,7	0,1	14,2	12,0	31,1
Nordrhein-Westfalen	0,8		5,5	0,1	10,3		16,7
Rheinland-Pfalz	0,2	0,1	2,7	0,0	1,8		4,8
Saarland	0,0		0,5	0,0	0,2		0,7
Sachsen	0,2		1,0	0,1	1,6		2,9
Sachsen-Anhalt	0,3		1,5	0,0	6,0		7,8
Schleswig-Holstein	0,2	0,2	2,0	0,0	13,0	3,0	18,4
Thüringen	0,2		1,1	0,0	2,3		3,6
Bundesrepublik Deutschland	8,7	0,6	46,8	4,6	69,9	18,0	148,6

Tabelle 3 Aufschlüsselung erneuerbarer Energien nach Bundesländern, Szenario C, [3]

Ogleich im Jahre 2022 noch drei Kernkraftwerke eine Betriebserlaubnis haben werden, wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass diese nicht mehr in Betrieb sind. Diese Prämisse ist angemessen, da die Netzentwicklungsplanung über das Jahr 2022 hinausschauen muss.

Für die Betriebsdauer konventioneller Kraftwerke werden 50 Jahre angenommen. Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke erfolgt zeitlich unbefristet. In allen Szenarien werden alle derzeit in Planung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke als realisiert angesetzt.

In Szenario C werden nur konventionelle Kraftwerke berücksichtigt, die bereits im Jahr 2011 in Betrieb oder im Bau sind.

Im Szenario A erfolgt darüber hinaus noch ein moderater Zubau von Steinkohlekraftwerken an Standorten, für die die ÜNB bereits Anschlusszusagen erteilt haben. In Szenario B wird alternativ zu Szenario A ein höherer Anteil flexiblerer Erdgaskraftwerke berücksichtigt.

3.3. Übergeordnete Ergebnisse

Nach dem europäisch abgestimmten Verfahren der ENTSO-E zur Ermittlung der Höchstlastdeckung (für die Erstellung der „System Adequacy“-Berichte) wurde festgestellt, dass die Höchstlast in den Szenarien A und B durch in Deutschland befindliche Erzeugung gedeckt werden kann.

In Szenario C ist die Höchstlastdeckung durch Kraftwerke in Deutschland allein nicht gewährleistet.

4. Konkretisierung der Szenarien

Der wesentliche Unterschied in den Szenarien ist die installierte Leistung der Windenergie an Land und auf See, die zwischen 45 GW (Szenario A 2022) und 88 GW (Szenario C 2022) variiert.

Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den Szenarien ist die installierte Leistung der Photovoltaik, die zwischen 34 GW (Szenario A 2022) und 54 GW (Szenario B 2022) variiert.

Der in Tabelle 3 für Geothermie-Kraftwerke einzeln ausgewiesene Wert wurde in Tabelle 4 mit dem Anschlusswert anderer Erzeuger erneuerbarer Energien (Deponiegas, Klärgas,...) in Höhe von 1,4 GW zusammengefasst. Damit ergibt sich ein geringfügig erhöhter Summenwert für EE.

Die detaillierten Daten sind der nachfolgenden Tabelle 4 zu entnehmen.

Technologie	Referenz 2010	Installierte Nettoleistungen [GW]			
		2022	2022	2032	2022
		Szenario A	Szenario B	Szenario C	
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	20,4	20,4	15,8	17,7
Steinkohle	29,5	33,4	26,2	21,9	26,2
Erdgas	22,1	23,3	37,0	37,0	23,3
Pumpspeicher	6,7	9,1	9,1	9,1	9,1
Öl	3,3	2,1	2,1	0,6	2,1
Sonstige	3,0	4,0	4,0	8,0	4,0
Summe konv. KW	106,1	92,3	98,8	92,4	82,4
Laufwasser	4,5	5,6	4,7	4,9	4,6
Wind (onshore)	27,0	33,4	44,0	61,0	69,9
Wind (offshore)	0,2	11,3	13,0	28,0	18,0
Photovoltaik	16,9	34,1	54,0	65,0	46,8
Biomasse	4,9	7,4	9,1	10,0	8,7
andere reg. Erz.	1,5	1,7	1,8	2,8	2,0
Summe EE	55,0	93,5	126,6	171,7	150,0
Summe Erzeugung	161 GW	186 GW	225 GW	264 GW	232 GW
Energiebedarf netto	548 TWh	500 TWh	550 TWh	600 TWh	550 TWh
Höchstlast	83 GW	75 GW	83 GW	83 GW	83 GW

Tabelle 4: Wesentliche Kenngrößen der Szenarien für Marktsimulationen

Beim Szenario B für 2032 wurde angenommen, dass die in der vorhergehenden Dekade außer Betrieb gehenden Erdgaskraftwerke standortgleich mit gleicher Leistung und gleichem Brennstoff ersetzt werden. Unter der Technologiekategorie „Sonstige“ wurden zusätzliche dezentrale KWK-Anlagen mit einer Leistung von 4 GW angenommen.

5. Weiteres Vorgehen

Der hier vorgestellte Szenariorahmen wird von den ÜNB der Regulierungsbehörde vorgelegt. Die Regulierungsbehörde macht diesen Szenariorahmen auf ihrer Internetseite öffentlich bekannt und gibt der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange Gelegenheit zur Äußerung. Die Regulierungsbehörde genehmigt anschließend den Szenariorahmen unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Mit dem genehmigten Szenariorahmen liegen die Randbedingungen für eine Simulation des künftigen erwarteten Kraftwerkseinsatzes im europäischen Ausland und in Deutschland vor.

Diese Marktsimulation erzeugt für jedes Szenario 8.760 Netznutzungsfälle als Stundenmittelwert. Darin wird, differenziert nach einzelnen Marktgebieten, der sich im jeweiligen Szenario ergebende Kraftwerkseinsatz je Kraftwerkstyp über alle Stunden ausgewiesen.

Diese identifizierten Netznutzungsfälle werden in einem Lastflussprogramm stationär und dynamisch durchgerechnet. Das Ergebnis dieser Berechnungen sind dann die Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen. Dieses Vorgehen wiederholt sich je Szenario, so dass sich je Szenario die entsprechenden Netzausbaumaßnahmen ergeben.

Aus diesen Netzausbaumaßnahmen wird der gemeinsame Netzentwicklungsplan der deutschen ÜNB entwickelt und in einer weiteren Konsultation durch die ÜNB öffentlich zur Diskussion gestellt.

Quellenangaben

[1]	Prognos AG, EWI, GWS im Auftrag des BMWi, „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Szenario II A, August 2010
[2]	DLR, IWES, IFNE im Auftrag des BMU, „Leitstudie 2010“, August 2010
[3]	Stephan Kohler, „AG Netzentwicklungsplan“, Präsentation am 05.07.2011
[4]	Monitoring Leitlinien (2007/589/EG), Amtsblatt der Europäischen Union, Seiten L 229/33 ff, 31.08.2007
[5]	SO&AF 2011, ENTSO-E (www.entsoe.eu)

Abkürzungen und Einheiten

BMU	Bundesumweltministerium
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
Dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Stuttgart
EE	Erneuerbare Energien
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
GJ	Gigajoule (10^9 Ws = 0,278 MWh)
GW	Gigawatt (1.000 MW oder 1.000.000 kW)
GWS	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH, Osnabrück
IEA	International Energy Agency
IFNE	Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel
KW	Kraftwerk
NEP	Netzentwicklungsplan
Prognos AG	Prognos AG, Basel (CH)
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast der ENTSO-E
TWh	Terawattstunde (1.000.000 MWh oder 1.000.000.000 kWh)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber