

dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025

Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe

**Amprion GmbH, BARD Engineering GmbH, Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und
Technologie (BMWt), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
(BDEW), EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, EWE Netz GmbH, Siemens AG,
Stiftung Offshore –Windenergie/Offshore Forum Windenergie GbR, TenneT TSO
GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Bundesverband
WindEnergie e.V. (BWE), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V.
Fachverband Power Systems (VDMA Power Systems), VGB PowerTech e.V.,
Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI),
50Hertz Transmission GmbH**

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

1 Hintergrund

In Deutschland und Europa wurden die energiepolitischen Weichenstellungen für eine grundlegende Umgestaltung der Energieversorgungssysteme gestellt. Die Umsetzung einer erfolgreichen Klimaschutzstrategie im Einklang mit den Zielsetzungen Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit im Rahmen liberalisierter Energiemärkte in Europa charakterisiert die gesteckte Aufgabe. Damit eng verbunden sind die energiepolitischen Zielsetzungen für einen forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Stromversorgung in Deutschland, die insbesondere auch mit einem kontinuierlichen Ausbau der Windenergienutzung verbunden sind.

Diese Ziele können nur dann erreicht werden, wenn die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung gemeinsam mit dem konventionellen Kraftwerkspark im Kontext eines zunehmenden europaweiten Stromhandels optimiert werden. Die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergie, aber auch der Photovoltaik, machen zusätzliche Anforderungen an die Auslegung und Betriebsweise der Stromübertragungsnetze, Anpassungen bei anderen Stromerzeugungsanlagen sowie Forderungen an die Flexibilisierung des Gesamtsystems erforderlich.

Bereits im Frühjahr 2005 wurde die Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland“ (so genannte dena-Netzstudie I) veröffentlicht, die im Auftrag eines breiten Akteurskreises unter Leitung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) von einem Gutachterkonsortium erstellt wurde. Die dena-Netzstudie I untersuchte den notwendigen Ausbau der Stromübertragungsnetze für die Nutzung von 20 % erneuerbarer Stromerzeugung bis zum Jahr 2015. Als Ergebnis wurden trassenkonkrete Netzverstärkungsmaßnahmen und ein Ausbaubedarf von 850 km neuen Leitungstrassen bis 2015 im deutschen Übertragungsnetz ermittelt. Die gemäß der dena-Netzstudie I benötigten Trassen sind in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG 2009) als vordringlich umzusetzende Vorhaben eingeflossen.

In Verbindung mit der Fortschreibung der europäischen Klimaschutzziele beschloss die Bundesregierung in 2007 den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30 Prozent zu steigern. Das Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 bekräftigt die Zielsetzung, den Anteil erneuerbarer Energien in allen Bereichen der Energieversorgung weiter deutlich zu steigern, und legt für den Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung eine Zielmarge von 35 % bis zum Jahr 2020 zugrunde.

2 dena-Netzstudie II: Rahmen und Zielsetzung

Zielsetzung der dena-Netzstudie II ist es, geeignete Systemlösungen für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem (bis 2020 mit Ausblick 2025) zu untersuchen, um einen Anteil von 39 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in das Übertragungsnetz in Deutschland bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Berücksichtigung der Auswirkungen des liberalisierten

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

europäischen Energiemarkts vollständig zu integrieren. In der dena-Netzstudie II werden die in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen als realisiert zugrunde gelegt¹.

Ein relativ weit in die Zukunft gerichteter und sehr breit angelegter, systemorientierter Blick wird gewählt, um energiepolitische und energiewirtschaftliche Entscheidungen mit einer mittel- bis langfristigen Tragweite strategisch vorzubereiten und hierfür neuartige technische Lösungen richtig einzuordnen. Die dena-Netzstudie II geht über eine reine Ermittlung des Netzausbaubedarfs deutlich hinaus. Es werden sowohl nachfrageseitige Maßnahmen zur Lastverlagerung als auch neue Speichertechnologien untersucht, die geeignet sind, das Gesamtsystem zu optimieren.

Die dena-Netzstudie II ist in drei Hauptteile untergliedert, die eng miteinander verzahnt sind:

- Generierung von Zeitreihen der Stromeinspeisung aus Windenergie und Photovoltaik
- Anforderungen und Optionen bzgl. des Ausbaus der Übertragungsnetze (380 kV Höchstspannungsebene)
- Vollständige Integration der Stromerzeugung aus Windenergie und anderer erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der Erhöhung der Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite im Elektrizitätssystem

Die dena-Netzstudie II wurde unter maßgeblicher Einbindung des Bundesministeriums für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz (BMU) und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) branchenübergreifend erstellt und finanziert². Zusätzlich haben Vertreter der Bundesnetzagentur (BNetzA) und von der Wirtschaftsministerkonferenz bestellte Ländervertreter³ an den Beratungen der Projektsteuerungsgruppe teilgenommen.

Die Studiererstellung erfolgte durch ein Bearbeiterkonsortium unter Leitung des Energiewirtschaftlichen Instituts der Universität Köln (ewi) in Zusammenarbeit mit dem Deutschen Windenergie-Institut GmbH (DEWI), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG sowie TenneT TSO GmbH. Als externe Prüfgutachter wurden Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrttechnik (DLR)) und Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler (Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen) von der Projektsteuerungsgruppe bestellt.

¹ Von den in der dena-Netzstudie I ermittelten Netzausbaumaßnahmen in Höhe von 850 km wurden bis zum Abschluss der dena-Netzstudie II rund 90 km realisiert.

² Als Träger der dena-Netzstudie II waren in der Projektsteuerungsgruppe folgende stimmberechtigte Mitglieder vertreten: Amprion GmbH, BARD Engineering GmbH, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), EnBW Transportnetz AG, E.ON Netz GmbH, EWE Netz GmbH, Siemens AG, Stiftung Offshore –Windenergie/Offshore Forum Windenergie GbR, TenneT TSO GmbH, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbauer e.V. Fachverband Power Systems (VDMA Power Systems), VGB PowerTech e.V., Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), 50Hertz Transmission GmbH

³ Die Ländervertreter haben seit Oktober 2009 an den Beratungen der Projektsteuerungsgruppe teilgenommen.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die dena hat das gesamte Studienprojekt initiiert, die Projektsteuerungsgruppe geleitet und war für das Projektmanagement verantwortlich.

Die Erarbeitung der dena-Netzstudie II wurde durch einen kontinuierlichen Dialog der Projektsteuerungsgruppe mit dem Bearbeiterkonsortium begleitet, um eine von allen Beteiligten getragene Lösung zu erarbeiten.

Die dena-Netzstudie II untersucht unter Verwendung wissenschaftlich fundierter Methoden folgende Aufgabenstellungen:

- Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I zum Windenergieausbau an Land und Offshore sowie zur Ausbautwicklung anderer erneuerbarer Energien
- Entwicklung von Ausbauszenarien für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis in den Zeitraum 2020 (mit Ausblick 2025)
- Modellierung der Kraftwerksparkentwicklung bis 2020
- Varianten zur Übertragung der Windenergieleistung aus Nord- und Ostsee in die Lastschwerpunkte
- Fortschreibung der Anschlusskonzeption für Offshore-Windparks
- Identifikation der nicht übertragbaren Leistungen, Ermittlung des notwendigen Ausbaus der Übertragungsnetze und Vergleich verfügbarer technischer Alternativen für den Netzausbau
- Prüfung des Potenzials von Freileitungsmonitoring (FLM) und von Hochtemperaturleiterseilen (TAL), um die Übertragungsleistung bestehender Freileitungstrassen im Höchstspannungsnetz zu erhöhen und zu optimieren
- Untersuchung von Flexibilisierungsoptionen bei der Integration der erneuerbaren Energien wie z.B. dem Einsatz von Speichern oder dem Potenzial von Demand-Side-Management
- Analyse der Anforderungen an Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien hinsichtlich Systemsicherheit wie z.B. Inselnetz- bzw. Schwarzstartfähigkeit

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

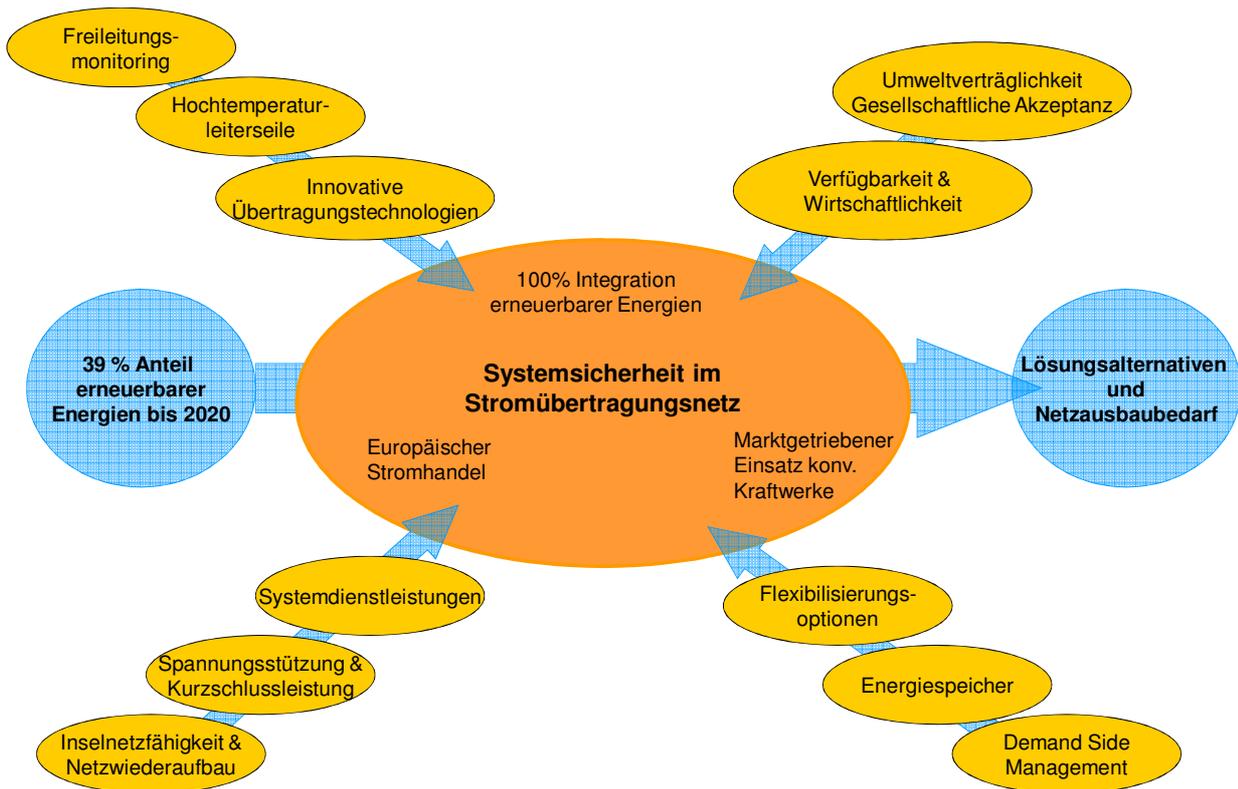


Abbildung 1: dena-Netzstudie II – schematische Skizzierung des Untersuchungsgegenstands

Zur Bearbeitung der oben dargelegten Aufgabenstellung werden folgende zentrale Annahmen für das Jahr 2020 in der Studie zugrunde gelegt:

- Planungsnetz 2015 inkl. Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen gemäß dena-Netzstudie I und unter Berücksichtigung EnLAG 2009
- Kernenergie-Ausstieg (gemäß Atomausstiegsgesetz 2000)⁴
- Vollständige Integration der erneuerbaren Energien gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2009)
- 25 % Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung bis 2020

⁴ siehe Abschnitt 10.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Marktgetriebener Kraftwerks- und Speichereinsatz (in Verbindung mit einer kostenoptimalen Fahrweise) und Entwicklung des Kraftwerks- und Speicherparks in der verwendeten Modellrechnung nach rein ökonomischen Gesichtspunkten
- Limitierung des europäischen Strommarkts alleinig durch die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen

Des Weiteren werden in der dena-Netzstudie II folgende Annahmen getroffen, die sich gegenüber den Zielen des Energiekonzepts vom 28.09.2010 wie folgt darstellen:

	Entwicklung der Stromnachfrage	Anteil EE ⁵ am Bruttostromverbrauch	KKW ⁶ -Kapazitäten
Annahmen der dena-Netzstudie II	bis 2020: -8 %	2020:39 %	2020: 6,7 GW ⁷
Ziele des Energiekonzepts 2010	bis 2020: -10 % bis 2050: -25 %	2020: 35 % 2030: 50 % 2050: 80 %	2020: 17,4 – 20,4 GW ⁸ 2030: 9,0 – 12,1 GW ² 2040: 0 GW ²

Tabelle 1: Gegenüberstellung zentraler Annahmen der dena-Netzstudie II und Energiekonzept 2010

3 Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien für das Jahr 2020

Die Überprüfung der Szenarien der dena-Netzstudie I für das Jahr 2007 zeigt in Summe eine hohe Übereinstimmung mit der tatsächlichen Entwicklung im Bereich der Onshore-Windenergienutzung, wobei es regional zu einzelnen Abweichungen kommt. Für die dena-Netzstudie II werden entsprechend der aktuellen Entwicklungen und Voraussagen modifizierte Ausbauszenarien der Windenergienutzung für 2015 und 2020 erstellt und ein qualifizierter Ausblick bis 2025 entwickelt. Für das Jahr 2020 werden 37 GW installierte Leistung Onshore und 14 GW installierte Leistung Offshore angenommen. Der Großteil der installierten Offshore-Windenergieleistung mit 12 GW wird für die Nordsee angenommen.

Das für die dena-Netzstudie II modifizierte Szenario unterscheidet sich gegenüber dem für die dena-Netzstudie I zugrunde gelegten Szenario durch die Ausweisung von 30 % mehr Onshore-Windenergie und einer um fünf Jahre verzögerten Entwicklung des Ausbaus der Offshore-Windenergie. Die installierte Leistung aus sonstigen erneuerbaren Energien verdoppelt sich gegenüber der dena-Netzstudie I auf ca. 25 GW bis 2020.

⁵ EE: erneuerbare Energien

⁶ KKW: Kernkraftwerk

⁷ Für die dena-Netzstudie II wurde der Ausstieg aus der Kernenergie gemäß der zu dem Zeitpunkt gültigen Gesetzeslage angenommen.

⁸ Werte gemäß Studie „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“, Szenarios: II A und II B (12 Jahre Laufzeitverlängerung, unterschiedliche Nachrüstkosten für Kernkraftwerke).

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Im Rahmen der dena-Netzstudie II wird die zukünftige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Annahme der in der folgenden Tabelle dargelegten Erzeugungskapazitäten im Jahr 2020 prognostiziert.

Erzeugungsanlagen erneuerbare Energien	Installierte Kapazitäten	
	2015	2020
Windenergie Onshore	34.100 MW	37.000 MW
Windenergie Offshore	7.000 MW	14.000 MW
Biomasse	5.300 MW	6.200 MW
Photovoltaik ⁹	13.000 MW	17.900 MW
Geothermie	100 MW	280 MW

Tabelle 2: Installierte Erzeugungskapazitäten erneuerbare Energien in 2015 und 2020 gemäß dena-Netzstudie II

Im Rahmen der Studie wurden detaillierte viertelstündliche Zeitreihen der Windeinspeisung entwickelt. Hierfür wurden historische Wettermodelldaten ergänzt um real gemessene Windgeschwindigkeiten und entsprechend der für 2020 installierten Windkraftleistung verwendet. Die Berechnung der Stromeinspeisung aus Windenergienutzung berücksichtigt alle wichtigen Einflüsse: die zu erwartenden zukünftigen Leistungskennlinien von Windenergieanlagen, Abschattungseffekte, elektrische Verluste und Ausfallraten. Die Ergebnisse bestätigen unter anderem die Erwartung, dass für Offshore-Windenergieanlagen hohe jährliche Vollbenutzungsstunden zu erwarten sind. Für das Jahr 2020 werden für Offshore-Windenergieanlagen durchschnittlich 4.200 Volllaststunden pro Jahr erwartet. Für Onshore-Windenergieanlagen werden Vollbenutzungsstunden in Höhe von 2.200 Stunden pro Jahr in 2020 prognostiziert. Durch den weiteren Ausbau der Windenergie in Deutschland reduzieren sich relative regionale Schwankungen und insgesamt wird eine höhere Verfügbarkeit der deutschlandweiten Stromeinspeisung aus Windenergie erreicht.

Für Photovoltaik wurden ebenfalls detaillierte Einspeisezeitreihen im 15-Minutenraster und bundesländerscharf auf der Basis von Wettermodelldaten entwickelt und verwendet. Für andere erneuerbare Energien wurden Einspeisedaten angenommen, z.B. für Wasserkraft und Biomasse eine konstante Einspeisung.

⁹Die in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegte Ausbauerwartung bzgl. installierter Erzeugungskapazitäten aus Photovoltaik basieren auf dem BMU-Leitszenario 2008. Vor dem Hintergrund der rasanten Ausbautwicklung bei Photovoltaik-Anlagen wird diese Anlagenkapazität voraussichtlich bereits in 2011 erreicht. Aktuelle Abschätzungen gehen von einem möglichen Ausbau in Höhe von rund 50.000 MW in 2020 im Bereich der Photovoltaik aus.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

4 Modellierung des Kraftwerksparks

In Verbindung mit der modellgestützten Analyse des Strommarktes im Rahmen der Untersuchungen der dena-Netzstudie II wurden bestehende Strommarktmodelle zur Ermittlung des Kraftwerksparks und seines Einsatzes verfeinert, um die ermittelten wirtschaftlichen Demand-Side-Management-Potenziale, den Speicherzubaue und Beiträge von Windenergieanlagen am Regelle Energiemarkt zu berücksichtigen.

Basierend auf den in der Projektsteuerungsgruppe abgestimmten energiewirtschaftlichen Eingangsdaten (z.B. Annahmen zur Primärenergiepreisentwicklung, Preise für Kraftwerkskapazitäten etc.), den bestehenden Kraftwerken sowie den 2008 im Bau befindlichen Kraftwerken werden im Zuge der Modellierung des Kraftwerksparks die in 2020 installierten konventionellen Kapazitäten ermittelt.

Die unter Berücksichtigung der Annahmen zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit der Modellierung des Kraftwerksparks sich ergebende installierte Erzeugungsleistung in Deutschland in 2020 wird mit der nachfolgenden Abbildung dargelegt.

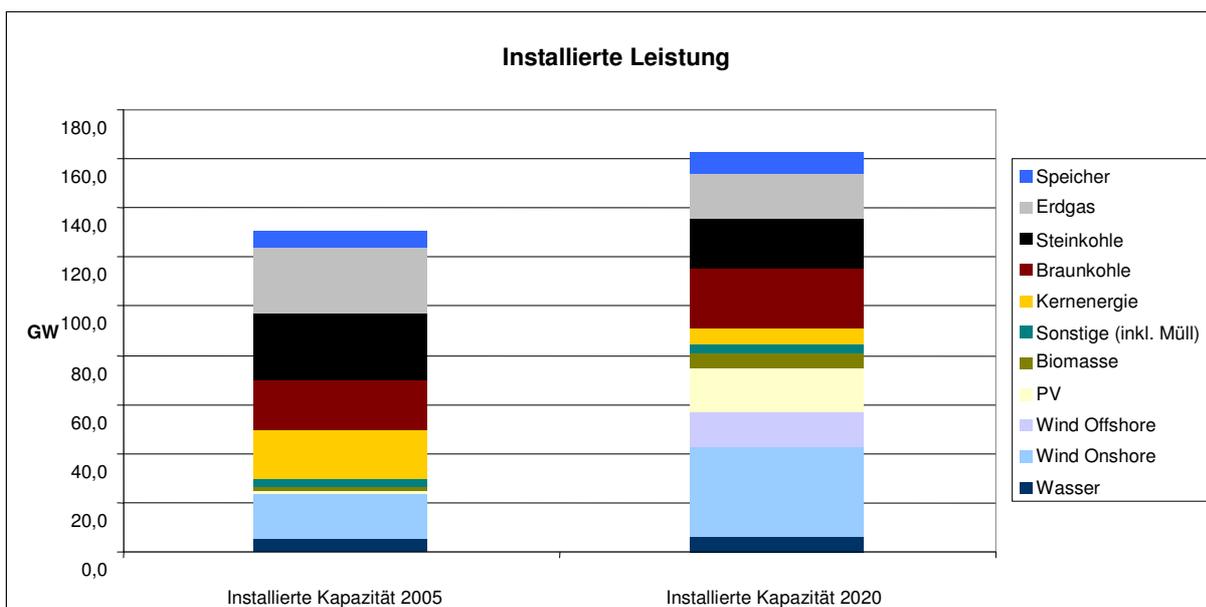


Abbildung 2: Kraftwerksparkentwicklung in Deutschland gemäß dena-Netzstudie II¹⁰

5 Netztechnische Integration der Offshore-Windenergie

Die wirtschaftlich-technische Analyse der verfügbaren Technologien für die Netzanbindung von Offshore-Windparks zeigt, dass der Anschluss der geplanten Offshore-Windparks in der Nordsee am besten durch

¹⁰Im Anhang sind die installierten Kapazitäten des Kraftwerksparks tabellarisch aufgeführt.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

selbstgeführte VSC-HGÜ-Technik und über Clusteranbindungen realisiert werden kann. Clusteranbindungen reduzieren die Kosten der Netzanbindung und minimieren gleichzeitig die Umwelteingriffe.

Für Offshore-Windparks in der Ostsee mit geringeren Leistungen und Küstenentfernungen sind ggf. auch Einzelanschlüsse auf der Basis von Drehstromkabeln die geeignetste Lösung.

So genannte Multiterminallösungen bieten die Möglichkeit, an einen Gleichspannungskreis mehrere Umrichter anzuschließen und somit mehr als zwei Verbindungen zu einem Drehstromnetz herzustellen.

In Verbindung mit so genannten Multiterminallösungen zur Verknüpfung mehrerer HGÜ-Leitungen sind darüber hinaus folgende Optionen denkbar:

- Fortsetzung der Netzanbindung an Land in die Lastzentren ggf. unter Anschluss weiterer Erzeugungsleistung.
- Aufbau von Transitleitungen zwischen Deutschland und nordeuropäischen Ländern und gleichzeitiger Netzanbindung von Offshore-Windparks. In der Ostsee sind Anschlüsse von Offshore-Windparks als Erweiterung der Interkonnectoren in Richtung Dänemark und Skandinavien denkbar. In der Nordsee wird derzeit im Auftrag der Anrainerstaaten ein mögliches Nordseenetz in den nächsten Jahren untersucht.
- Nutzung von Synergien bei der Netzanbindung verteilter Offshore-Windpark-Cluster durch die Verknüpfung und Zusammenführung der HGÜ-Netzanbindungen bis hin zur Bildung eines Offshore-Netzes.

Für die in der dena-Netzstudie II untersuchten Varianten werden für die Anbindung der Offshore-Windparks bis 2020 Seekabel mit einer Länge von insgesamt 1.550 km benötigt, für die jährliche Kosten in Höhe von 340 Mio. €¹¹ anfallen.

6 Stromübertragungsnetze: Abhängigkeit der Betriebsmittelbelastbarkeit von Umgebungstemperaturen und Technologien

Die dena-Netzstudie II berücksichtigt technische Möglichkeiten zur Erhöhung der Betriebsmittelbelastbarkeit von Freileitungstechnologien sowohl durch Einsatz von Freileitungsmonitoring (FLM) als auch durch den Einsatz von Hochtemperaturseilen (TAL). Für die zentralen Untersuchungen zur Integration der sich auf der Basis des zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios ergebenden Einspeisungen in das Höchstspannungsnetz im Jahr 2020 werden u.a. FLM- und TAL-Variantenuntersuchungen in der dena-Netzstudie II berechnet.

¹¹ Die wirtschaftliche Bewertung schließt die Kosten für den Netzanschluss (Investitionskosten), -falls gegeben - die Kosten zur Blindleistungskompensation, die Betriebs- und Netzverlustkosten ein. Die Kosten werden als Annuitäten angegeben. Die Umrechnung von Investitionskosten auf Jahre erfolgt auf der Basis der in der Stromnetzentgeltverordnung angegebenen typischen Nutzungsdauern.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die Strombelastbarkeit von Freileitungen wird durch deren Leiterseiltemperatur und den damit verbundenen Durchhang begrenzt. Da die für die Auslegung zugrunde gelegten normativen Wetterbedingungen (35°C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit) nur selten im Jahr erreicht werden, bestehen zeitweilig deutliche Belastbarkeitsreserven.

Bei FLM wird die Betriebstemperatur der Leiterseile überwacht, um so bei entsprechenden Witterungsbedingungen (z.B. bei Starkwind oder bei niedrigen Außentemperaturen) die Leiter stärker als bei Normbedingungen belasten zu können. Insbesondere in Zeiten starker Windenergieeinspeisung, also zu Zeiten mit hohem Übertragungsbedarf, kann mit Hilfe von FLM die Strombelastbarkeit von Freileitungen in Küstennähe um bis zu 50 %, in Norddeutschland um ca. 30 % und in Süddeutschland um ca. 15 % erhöht werden. Bei mittlerer Windenergieeinspeisung sinken diese Potenziale deutschlandweit um jeweils 10 %. Die Berücksichtigung der Auswirkungen von FLM in der Netzplanung ist sowohl in Deutschland (erste Pilotversuche) als auch international noch nicht Stand der Technik. In der Netzbetriebsplanung und im Netzbetrieb wird ein sehr vereinfachtes FLM in Form jahreszeitabhängiger Strombelastbarkeiten europaweit bereits vereinzelt eingesetzt. Die Nutzung von Online-Wetterdaten im Netzbetrieb erfolgt bisher in Deutschland und in Europa nur in Einzelfällen.

Leiterseile aus hochtemperaturfestem Aluminium (TAL) sind auf Betriebstemperaturen von 150°C und mehr ausgerichtet, so dass eine 50 % höhere Belastbarkeit gegenüber den heute standardmäßig eingesetzten Leiterseilen mit einem Limit von 80°C Betriebstemperatur erreicht werden kann. Diese Leiterseile werden als Hochtemperaturleiter bezeichnet und sind Stand der Technik, wenngleich die dazugehörige Normung noch durchgängig erfolgen muss. Es bedarf weiterer Untersuchungen, um zu prüfen, ob die erhöhte Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung aller Randbedingungen in vollem Umfang genutzt werden kann, denn die Erhöhung des zulässigen Stroms allein kann nicht pauschal mit einer Erhöhung der Übertragungskapazität gleichgesetzt werden.

Da der flächendeckende Einsatz von FLM und TAL jeweils wirtschaftlich als nicht Ziel führend ausgewiesen wird, wird erwartet, dass großmaßstäbliche Kombinationen dieser beiden Optionen nicht zu günstigeren Werten führen würden als die Basisvariante ausweist. Im Einzelfall ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass bei der konkreten Trassenplanung unter Berücksichtigung der meteorologischen Verhältnisse sowie des jeweils aktuellen Stands der Technik auch die Kombination von FLM und TAL einen Beitrag zur Deckung des zusätzlichen windbedingten Übertragungsbedarfs leisten kann.

7 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz: nicht übertragbare Leistungen und Netzausbaubedarf

Ein zentrales Ziel der Untersuchungen der dena-Netzstudie II ist die Ermittlung des Anpassungsbedarfs im deutschen Übertragungsnetz infolge der erwarteten Entwicklung für den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergienutzung, im Zeitraum 2015 bis 2020 (mit Ausblick 2025) in Verbindung mit den Anforderungen des europäischen Stromhandels und einer marktgetriebenen, optimalen Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks. Hierfür sollen strategische Integrations-

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

lösungen erarbeitet werden, mit denen in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelwerken das bestehende hohe Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland auch zukünftig gewährleistet werden kann.

Für die Untersuchungen der Auswirkungen auf das Übertragungsnetz kommt eine vereinfachte Leistungsflussberechnung mit dem PTFD-Verfahren in der dena-Netzstudie II zum Einsatz. Das Verfahren mittels PTFD (Power Transfer Distribution Factors) hat das Ziel, Leistungsflüsse des Systems nicht iterativ, sondern quasi-analytisch zu bestimmen. Der PTFD-Faktor repräsentiert das Verhältnis zwischen dem jeweiligen real auftretenden Strom- bzw. Leistungsfluss und dem Energiefluss des Leistungsaustausches zwischen zwei Knoten A und B innerhalb des Übertragungssystems.

Mit der prognostizierten Belastungssituation 2020 und auf der Basis des bis 2015 als in Deutschland realisiert vorausgesetzten Übertragungsnetzes ergeben sich für das in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegte Erzeugungsszenario (einschließlich Demand-Side-Management) an 70 % aller Grenzen zwischen benachbarten Regionen deutliche, nicht übertragbare Leistungen. In einigen Fällen liegen diese in der Größenordnung von 2 GW bis 4 GW.

Anhand der ermittelten Erzeugungsdaten und der typischen Lastkurven wurde eine Marktsimulation durchgeführt und mit der Leistungsflussberechnung gemäß PTFD-Verfahren verknüpft. Für die Leistungsflussberechnung in der dena-Netzstudie II wird ein Regionenmodell für das deutsche Übertragungsnetz zugrunde gelegt, das Deutschland in 18 Regionen aufteilt. Hierfür werden die Einspeiseleistungen aus den Offshore-Gebieten den benachbarten Regionen entsprechend ihren vorgesehenen Anschlusspunkten zugeordnet. Die Leistungsflussberechnung im Übertragungsnetz 2015 mit der Belastungssituation 2020 führt zu einer Ermittlung des resultierenden Übertragungsbedarfs zwischen den deutschen Regionen und dem benachbarten Ausland einschließlich der Ausweisung nicht übertragbarer Leistungen zwischen benachbarten Regionen.

In Verbindung mit der Identifikation der nicht übertragbaren Leistung im Übertragungsnetz werden verschiedene Integrationslösungen unter Berücksichtigung von Flexibilisierungsoptionen durch Speichereinsatz untersucht. Die Untersuchungen der dena-Netzstudie II werden für drei zentrale Varianten im Hinblick auf die Integration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen durchgeführt:

- Integration durch Netzausbau (Variante 000)
- 50 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion (Variante 050)
- 100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion (Variante 100)

Zusätzlich zu diesen drei Varianten untersucht die dena-Netzstudie II die Einsatzmöglichkeiten von Freileitungsmonitoring (FLM) und Hochtemperaturleiterseilen (TAL) im Höchstspannungsübertragungsnetz. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen für die Freileitungsbelastbarkeit werden zur Identifikation der nicht übertragbaren Leistungen folgende Varianten unterschieden:

- Basisnetz mit „Standardübertragungsfähigkeit“ (BAS)

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Freileitungsmonitoring (FLM)
- Hochtemperaturleiterseile (TAL)

Die drei zentralen Varianten „Integration durch Netzausbau (Variante 000)“, „50 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (Variante 050)“ und „100 % Speicherung der nicht übertragbaren Leistung (Variante 100)“ werden jeweils mit den Varianten für die Annahmen der Freileitungsbelastbarkeit verknüpft. Insgesamt untersucht somit die dena-Netzstudie II unter Berücksichtigung der oben dargelegten Annahmen für die Freileitungsbelastbarkeit und die Flexibilisierung durch Speichereinsatz auf Gesamtsystemebene neun Varianten für die Integration des für 2020 zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios in das deutsche Übertragungsnetz. Die neun Variantenuntersuchungen liefern Ansätze für eine Optimierung des Gesamtsystems.

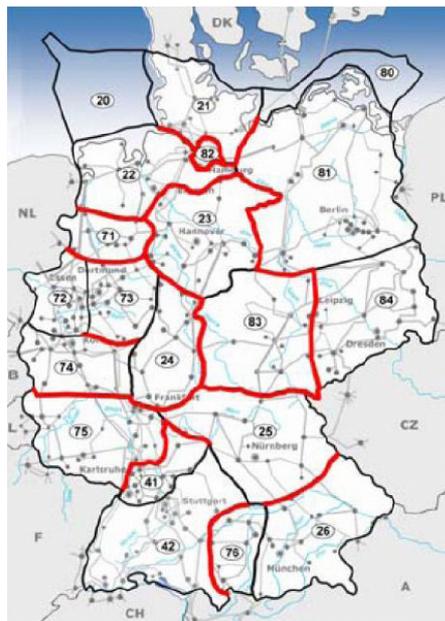


Abbildung 3: Regionengrenzen mit nicht übertragbaren Leistungen

Auf der Basis der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen werden zusätzlich benötigte Netzkapazitäten zwischen benachbarten Regionen für die oben beschriebenen Varianten berechnet. Die Optimierung hinsichtlich eines in Summe minimalen Netzausbaubedarfs erfolgt dabei für die verschiedenen Variantenuntersuchungen auf Gesamtsystemebene.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Im Jahr 2020 ergibt sich im Basisszenario ohne Speichereinsatz (BAS 000) ein Netzzubaubedarf von 3.600 km Trassenlänge. Die Kosten betragen für diesen Lösungsansatz 0,946 Mrd. €/a¹².
- Wegen der nur zeitweise erhöhten Strombelastbarkeit der Betriebsmittel verbleibt auch bei der Untersuchungsvariante Freileitungsmonitoring (FLM 000) ein Netzzubaubedarf von 3.500 km neuer Höchstspannungstrassen. Der Zugewinn an Übertragungsfähigkeit durch FLM reduziert das Gesamtvolumen an neu zu errichtenden Übertragungsstrecken um 100 km. Die Kosten für diesen Lösungsansatz betragen 0,985 Mrd. €/a. Zusätzlich ergibt sich für diese Untersuchungsvariante die Notwendigkeit, für den Einsatz von FLM bestehende Freileitungstrassen über eine Trassenlänge von 3.100 km zu modifizieren (d.h. baulich anzupassen).
- In der Untersuchungsvariante Hochtemperaturleiterseile (TAL 000) unter Berücksichtigung des Einsatzes von TAL-Leitern ergibt sich ein Netzzubaubedarf von 1.700 km neuer Trassen, bei gleichzeitigem Bedarf, 5.700 km bestehende Trassen auf Hochtemperaturleiter umzurüsten. Bei der Umrüstung bestehender Leitungen auf TAL sind höhere Seilkosten, Mastmodifikationen und Provisorien während der Umrüstung notwendig, so dass die Kosten der Umrüstung in der Größenordnung eines Neubaus einer konventionellen Leitung liegen. Insgesamt betragen die Kosten für diesen Lösungsansatz 1,617 Mrd. €/a. Die im Vergleich zur Basisvariante (BAS 000) deutlich höheren Kosten werden auch durch die infolge des TA-Leitereinsatzes bedingten höheren Netzverluste (Übertragungsverluste) verursacht.

Variante	Bedarf Trassenzubau im Übertragungsnetz	zu modifizierende Trassenlängen	Kosten ¹³
BAS 000	3.600 km	0 km	0,946 Mrd. €/a
FLM 000	3.500 km	3.100 km	0,985 Mrd. €/a
TAL 000	1.700 km	5.700 km	1,617 Mrd. €/a

Tabelle 3: Überblick über den Netzzubau- und Netzmodifikationsbedarf für die drei Untersuchungsvarianten zur Freileitungsbelaubarkeit ohne Berücksichtigung von Speichereinsatz

Geeignete Varianten zur Stromübertragung

Für die Realisierung der Integration der nicht übertragbarbaren Leistungen in das Höchstspannungsnetz und den damit verbundenen Netzausbaubedarf werden verschiedene zur Verfügung stehende techno-

¹² Die wirtschaftliche Bewertung der untersuchten Varianten einschließlich der weiteren Sensitivitätsvarianten schließt neben den Kosten für den Netzausbau (Investitionskosten) auch die Kosten zur Blindleistungskompensation, die Betriebs- und Netzverlustkosten sowie die Anschlusskosten für die Offshore Windparks mit ein. Die Kosten werden als Annuitäten angegeben. Die Umrechnung von Investitionskosten auf Jahre erfolgt auf der Basis der in der Stromnetzentgeltverordnung angegebenen typischen Nutzungsdauern.

¹³ inklusive Anschluss der Offshore Windparks, Leitungsverluste und Blindstromkompensation.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

logische Alternativen untersucht. Die dena-Netzstudie II analysiert die Eignung und das Entwicklungspotential der verschiedenen Technologien für die Übertragung hoher elektrischer Leistung an Land und zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen.

Folgende Stromübertragungstechnologien werden betrachtet:

- Konventionelle 380 kV Drehstromfreileitungen
- 800 kV Drehstromfreileitungen
- Erdverlegte 380 kV Drehstromkabel
- Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) auf der Basis von Freileitungen
- Erdverlegte HGÜ-Kabel
- Gasisolierte Leiter (GIL)

Für die Übertragung an Land wird eine Methodik zur Bewertung und zum strukturierten Vergleich bezüglich verfügbarer technischer Eigenschaften, Wirtschaftlichkeit, Umwelteinwirkungen und Systemverhalten / Systemkompatibilität der verschiedenen Übertragungstechnologien entwickelt und beispielhaft für vier abstrahierte, d.h. nicht projektkonkrete Punkt-zu-Punkt Übertragungsaufgaben angewendet. Hierfür werden folgende abstrahierte Übertragungsaufgaben untersucht:

- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 1.000 MW Entfernung: 400 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 100 km
- Übertragungsleistung: 4.000 MW Entfernung: 400 km

Die Technologien mit Freileitung erweisen sich für alle exemplarisch untersuchten Übertragungsaufgaben als die eher geeigneten Lösungen. Für kleine Übertragungsleistungen (1.000 MW) und kürzere Trassenlängen (100 km) ergibt sich für die konventionelle 380 kV Drehstromfreileitung die beste Bewertung. Bei den drei weiteren exemplarischen Aufgaben erweisen sich oft mehrere Übertragungstechnologien als nahezu gleichwertig, bei Trassenlängen von mehr als 400 km oder noch höheren Leistungen kommen verstärkt die Vorteile der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zum Tragen.

Die in der dena-Netzstudie II dargelegten exemplarischen Bewertungen der zur Verfügung stehenden Übertragungstechnologien können nicht generalisiert werden. Die bereitgestellte Methodik ist vielmehr als Bewertungsinstrumentarium zu verstehen. Für die Planungen konkreter Trassen im Übertragungsnetz müssen die Bedingungen des jeweiligen Vorhabens mit den Bewertungskriterien analysiert werden, um die geeignetste Übertragungstechnologie für den Einzelfall zu ermitteln.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Sensitivitätsvariante Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten

Pumpspeicherkraftwerke können einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten. Insbesondere tragen sie zur Bereitstellung von Spitzenlastkapazität und zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems bei. Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Systemqualität im Hinblick auf ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit aus.

In einer Sensitivitätsvariante untersucht die dena-Netzstudie II die Wirkungen erhöhter Leistungen aus Pumpspeicherkraftwerken in Süddeutschland, Österreich und der Schweiz im Hinblick auf die Netzintegration der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen. Für Deutschland wird für diese Betrachtung eine um 1.700 MW erhöhte Pumpspeicherkraftwerksleistung bis 2020 zugrunde gelegt.

Im Ergebnis ergibt sich ein Netzzubaubedarf von ca. 4.200 km Trassenlänge zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistung. Die Kosten betragen für diese Sensitivitätsvariante 1,017 Mrd. €/a.

Sensitivitätsvarianten zur Integration der nicht übertragbaren Leistung unter Nutzung verschiedener Übertragungstechnologien

Zusätzlich zu den oben dargestellten neun Variantenuntersuchungen zur Integration der ermittelten nicht übertragbaren Leistungen an den Regionengrenzen wird der zukünftige Netzausbaubedarf in weiteren Sensitivitätsvarianten mit Hilfe alternativer Übertragungstechnologien untersucht.

- In einer Sensitivitätsvariante (VSC 1) wird ein vermaschtes Gleichspannungs-Overlaynetz untersucht, das mit selbstgeführter VSC-HGÜ-Technik und auf der Basis erdverlegter Kabel aufgebaut ist. Diese Lösung ergibt einen Zubaubedarf von 3.400 km neuen Trassen und liegt mit Kosten von 1,994 Mrd. € pro Jahr nochmals deutlich höher als das Basisszenario und das TAL-Szenario.

Sofern die Gleichspannungstrassen nicht als vermaschtes Netz, sondern in Form von einzelnen Punkt-zu-Punkt Verbindungen aufgebaut werden, erhöhen sich die Kosten auf 2,715 Mrd. € pro Jahr. Der Zubaubedarf beträgt ebenfalls 3.400 km neue Trassen. Das ist das Ergebnis einer weiteren Sensitivitätsvariante mit VSC-HGÜ-Technik (VSC 2).

Im Rahmen dieser Sensitivitätsvarianten wird gleichzeitig die Möglichkeit einer Erdverkabelung des benötigten Netzausbaus geprüft. Die Umsetzung eines Gleichspannungsnetzes wäre auch auf der Basis von Freileitungen möglich. Diese Ausführungsmöglichkeit wurde nicht in Sensitivitätsvarianten untersucht.

- Eine weitere Sensitivitätsvariante untersucht eine Hybridlösung, bei der eine Fernübertragungstrecke (Overlay-Trasse) mit hoher Leistung (4.400 MW) über 824 km von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg verläuft, um die Hauptübertragungslast von Nord nach Süd zu transportieren. Für die verbleibenden Übertragungsaufgaben werden zusätzlich 3.100 km Freileitungstrassen benötigt. Die Kosten liegen bei 1,297 Mrd. € pro Jahr.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Auswirkungen der Kosten des Ausbaus des Übertragungsnetzes auf die Netznutzungsentgelte

Der Vergleich der Optimierungsmaßnahmen in der Betriebsführung¹⁴ zeigt, dass im Basisszenario (BAS 000) die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden von 5,8 ct/kWh auf 6 ct/kWh steigen würden, im teuersten berechneten Fall (Szenario TAL 100¹⁵) lägen die Entgelte bei 6,3 ct/kWh. Hierin sind Kosten für ggf. weitere notwendige Ausbaumaßnahmen im Verteilnetz nicht enthalten.

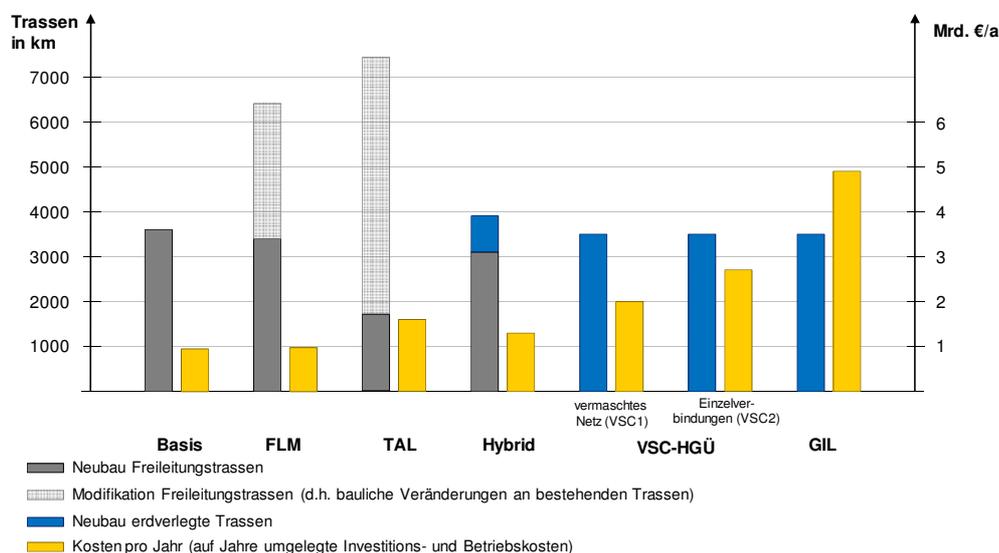


Abbildung 4: Ermittelter Netzausbau und jährliche Kosten für die untersuchten Varianten

Die Untersuchung zeigt, dass für die Zielerreichung (Integration der erneuerbaren Energien, Optimierung des Kraftwerksparks, europäischer Stromhandel) eine deutliche Optimierung des Verbundnetzes und der Bau neuer Höchstspannungstrassen notwendig werden.

Der in der dena-Netzstudie II mit Hilfe des Regionenmodells ausgewiesene Netzausbaubedarf muss im nächsten Schritt durch ergänzende netzplanerische Untersuchungen detailliert werden, um die erforderlichen Grundlagen als Voraussetzung für eine zügige Realisierung zu schaffen.

Die dena-Netzstudie II zeigt das technisch-wirtschaftliche Potenzial von FLM, TAL sowie verschiedener alternativer Übertragungstechnologien zur Drehstromfreileitung. Bei zukünftigen Netzausbau-

¹⁴ Dieser Vergleich erfasst mithin nicht die Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte für den Einsatz der betrachteten Sensitivitätsvarianten (z. B. Hybrid, VSC 1, VSC 2).

¹⁵ TAL 100: Untersuchungsvariante, bei der der Netzausbaubedarf unter Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen (TAL) und der Bereitstellung einer Speicherkapazität in Höhe von 100 % der identifizierten nicht übertragbaren Leistung in der Engpassregion ermittelt wird. Diese Untersuchungsvariante wird in dieser Ergebniszusammenfassung nicht detailliert dargestellt.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

planungen sollten alle zur Verfügung stehenden Optionen gegeneinander abgewogen werden, um die jeweils für den Einzelfall technisch-wirtschaftlich optimale Lösung unter Berücksichtigung der gegebenen Randbedingungen zu finden.

8 Flexibilisierungsoptionen im Elektrizitätssystem

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien werden zunehmend Möglichkeiten benötigt, auf fluktuierende Erzeugung im Stromversorgungssystem flexibel zu reagieren und geeignete Flexibilisierungsmaßnahmen unter Maßgabe einer Systemoptimierung zu nutzen. In diesem Zusammenhang untersucht die dena-Netzstudie II folgende Flexibilisierungsoptionen:

- Marktgetriebener Einsatz von Speichern zur Netzentlastung
- Potenziale und ihre Marktintegration von Demand-Side-Management (DSM)
- Wirkung einer zukünftig verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung
- Bereitstellung von Regelernergie durch Windenergieanlagen
- Technische Potenziale der Bereitstellung von Regelernergie durch Biomasseanlagen

Die Studie untersucht, welche Speichertechnologien zur Verfügung stehen, in welchem Umfang Potenziale für DSM in Deutschland bestehen und inwieweit diese dazu beitragen können, Netzengpässe zu reduzieren. Des Weiteren wird die Bereitstellung von Regelernergie durch Windenergie- und Biomasseanlagen sowie die Wirkung einer verbesserten Prognosegüte der Windstromeinspeisung betrachtet.

Alle oben genannten Flexibilisierungsoptionen – mit Ausnahme der technischen Potenziale zur Bereitstellung von Regelernergie durch Biomasseanlagen – werden für die Untersuchungen zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen in Verbindung mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs zugrunde gelegt (vgl. Abschnitt 7).

Einsatz großtechnischer Stromspeicher zur Integration nicht übertragbarer Leistungen

Stromspeicher unterstützen die Integration erneuerbarer Energien, indem sie nicht integrierbare Erzeugungsleistung aufnehmen, zur Residuallastglättung beitragen und flexibel Regelernergie bereitstellen können. In diesem Sinn wird sich in Zukunft die Bedeutung von Speichern bei der Integration erneuerbarer Energien noch verstärken. Die dena-Netzstudie II untersucht, inwieweit Speicher auch geeignet sind, den Netzausbaubedarf zu reduzieren.

Abgeleitet von den Grundvarianten zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistung (BAS 000, FLM 000 und TAL 000) werden Varianten untersucht, um die Netzintegrationswirkung zusätzlicher, frei am Markt agierender Speicher zu betrachten. In diese Variantenuntersuchungen werden Speicher nördlich des schwerpunktmäßigen Verlaufs der ermittelten Netzengpässe angenommen. In den jeweiligen Variantenuntersuchungen der dena-Netzstudie II sind die Speicher so dimensioniert, dass die

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

identifizierte nicht übertragbare Leistung zur Hälfte (Speichervariante 050) bzw. vollständig (Speichervariante 100) aufgenommen werden kann.

Im Ergebnis zeigt sich, dass unter Berücksichtigung des zugrunde gelegten Untersuchungsrahmens nach bestehenden Marktregeln betriebene Speicher nur unwesentlich zur Netzintegration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen beitragen. Als zusätzliche Energiequellen bzw. Energiesenken auf dem Strommarkt verschieben Stromspeicher in Verbindung mit einem marktbasierten Einsatz auch die Erzeugungscharakteristik konventioneller Kraftwerke. Dies führt im Netz zu veränderten Stromflüssen, in deren Folge wiederum nicht übertragbare Leistungen an den Regionengrenzen entstehen. Da Strommarkt und Netzbetrieb weitgehend wirtschaftlich entkoppelt sind, führt das wirtschaftlich optimale Verhalten von Speichern auf dem Strommarkt nicht zwingend zu einem Netzengpässe entlastenden Verhalten.

Die Simulation der Kraftwerksparkentwicklung zeigt zusätzlich, dass ein Zubau von Druckluft- und Wasserstoffspeichern unter Wirtschaftlichkeitsaspekten und den bestehenden Marktregeln trotz zunehmender Volatilität der Erzeugung und den damit verbundenen Strompreisschwankungen bis 2020 marktgetrieben nicht erfolgen wird. Auch bei einer zusätzlichen Berücksichtigung einer kostenfreien Einspeicherung anderweitig nicht integrierbarer Erzeugungsleistung erweisen sich diese Speicher im Ergebnis der Untersuchungen der dena-Netzstudie II als nicht wirtschaftlich.

Flexibilisierung durch Erschließung von Demand-Side-Management-Potenzialen

Die Steuerung der Stromnachfrage durch Lastabwurf und Lastverschiebung wird als Demand-Side-Management (Lastmanagement) bezeichnet. Die dena-Netzstudie II untersucht unter Berücksichtigung der Parameter Basisdaten (z.B. Stromverbrauch nach Leistung und Arbeit), technische Eigenschaften, Kostendaten und Annahmen für eine energiepolitische Förderung die in Deutschland bis 2020 grundsätzlich verfügbaren Potenziale für Demand-Side-Management (DSM). Die Nutzbarkeit der technischen DSM-Potenziale in den verschiedenen Verbrauchssektoren hängt insbesondere von den für ihre Erschließung bzw. Abrufbarkeit erforderlichen Investitionskosten ab. Die in der dena-Netzstudie II untersuchten DSM-Potenziale werden unterschieden in diejenigen technischen Potenziale, die unter heute bestehenden Marktregeln wirtschaftlich erschlossen können sowie in diejenigen Potenziale, die nur unter wesentlich geänderten Rahmenbedingungen im Energiemarkt bis 2020 nutzbar gemacht werden können. Die Studie weist die Höhe der technischen DSM-Potenziale für die verschiedenen Verbrauchssektoren aus.

Für die Modellierung des Kraftwerksparks berücksichtigt die dena-Netzstudie im zugrunde gelegten Marktmodell bis 2020 wirtschaftliche DSM-Potenziale in der Industrie (z.B. Chloralkalielektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Elektrostahlerzeugung, Prozesse in der Zementindustrie und Holzstoffproduktion) sowie einige wenige Anwendungen im Bereich der privaten Haushalte (Nachtspeicheröfen, Umwälzpumpen und Warmwasserbereitung). Die Ergebnisse der Analyse weiterer, technischer DSM-

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Potenziale in privaten Haushalten und im Sektor Handel, Gewerbe, Dienstleistungen werden im Anhang der dena-Netzstudie II dargelegt, aber nicht in die Netzbetrachtungen einbezogen.

Insgesamt wird im Kraftwerksmodell der dena-Netzstudie II der Bedarf an positiver Regelleistung im Jahr 2020 zu ca. 60 % durch DSM gedeckt, der Bedarf an negativer Regelleistung zu ca. 2 %. Der tatsächliche Abruf der Regelleistung macht wegen des hohen Arbeitspreises weniger als 0,1 % der deutschen Bruttostromnachfrage aus. Der Beitrag von DSM zur Lastglättung durch diese berücksichtigten DSM-Potenziale reduziert den Bedarf an Spitzenlast z.B. durch Gaskraftwerke in der Modellrechnung um ca. 800 MW. Die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung reduzieren sich dadurch im Zeitraum bis 2020 um 481 Mio. €₂₀₀₇¹⁶.

Verbesserung der Prognosegüte der Windenergieeinspeisung

Die Prognosegüte der Windenergie kann bis 2020 um ca. 45 % verbessert werden. Die Verbesserungen beruhen auf der Verwendung höher aufgelöster Wettermodelle, der Weiterentwicklung bestehender und der Nutzung neuer Modelle sowie einer windparkspezifischen Auswahl des jeweils geeignetsten Modells.

Aus diesem Ergebnis ergibt sich für 2020 folgende vorzuhaltende Regelleistung, die im Bereich des heutigen Bedarfs liegt:

- Positive Sekundär- und Minutenreserve: 4.200 MW
- Negative Sekundär- und Minutenreserve: 3.300 MW

Dieses Ergebnis der dena-Netzstudie II hinsichtlich der Prognose der vorzuhaltenden Regelleistung liegt deutlich unterhalb des in der dena-Netzstudie I in 2005 prognostizierten vorzuhaltenden Regelleistungsbedarfs für 2020.

Bereitstellung von Regelenergie durch Windenergie- und Biomasseanlagen

Die Teilnahme von Windenergieanlagen auf dem Regelenergiemarkt ist auf der Basis der bis dato zur Anwendung kommenden Ausschreibungsverfahren nur sehr eingeschränkt möglich. Windenergieanlagen (bzw. ihre Betreiber) können sich derzeit an der täglichen Ausschreibung für die Tertiärreserve beteiligen. Eine Teilnahme am Primär- und Sekundärregelenergiemarkt kann derzeit nicht erfolgen, da eine garantierte Leistungsbereitstellung aus Windenergieanlagen über die Dauer eines Monats aufgrund der Ungenauigkeit der Windprognose in diesem Zeitraum nicht möglich ist.

Windenergieanlagen können positive Regelleistung zur Verfügung stellen, wenn sie zunächst gedrosselt gefahren werden. Diese Möglichkeit ist allerdings nur in sehr wenigen Situationen im Jahr kosteneffizient,

¹⁶ Der angegebene Wert ist der Realwert im Jahr 2007, d.h. die Kosteneinsparungen der einzelnen Jahre wurden für die bessere Vergleichbarkeit innerhalb der Studie auf das Jahr 2007 abgezinst und zusammengefasst.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

wenn eine Kombination starker Windenergieeinspeisung, niedriger Last und einem hohen Lastgradienten im Stromsystem vorherrscht. Negative Regelleistung kann hingegen 2020 zu einem großen Umfang bereitgestellt werden, indem Windenergieanlagen lastabhängig herunter geregelt werden.

Die dena-Netzstudie II untersucht zudem die Möglichkeiten der Bereitstellung von Regelleistung durch Biomasseanlagen. Biomasseanlagen besitzen grundsätzlich die Fähigkeit, hohe Leistungsgradienten zu vollziehen und sind somit prinzipiell geeignet, Regelleistung am Energiemarkt zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Regelleistung unterscheiden sich jedoch für die verschiedenen im Energiesystem vorhandenen Biomasseanlagen (Biomasse-Blockheizkraftwerke (Biomasse-BHKW) mit Gas-Otto-Motor, Biomasse-BHKW mit Zündstrahlmotor, Biomasse-BHKW mit Gasturbine, Biomasse-Dampfkraftwerke etc.).

Gemäß den derzeit geltenden Anforderungen für die Teilnahme am Primärregelenergiemarkt, wonach pro Anlage ein Regelband von +/- 2 MW bereit gestellt werden muss, können die installierten Biomasseanlagen nicht an diesem Segment des Regelenergiemarkts teilnehmen. Die Teilnahme an der Sekundärregelung ist mit einem entsprechend geregelten Anlagenpool für alle Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und für einige BHKW auch im Kalt-/Warmstart möglich. Die Bereitstellung von Minutenreserveleistung kann mit einem entsprechend geregeltem Anlagenpool von allen Biomasseanlagen im Teillastbetrieb und von allen BHKW im Kaltstart erfolgen.

9 Beitrag erneuerbarer Energien zur Systemsicherheit

Die dena-Netzstudie II betrachtet neben der Realisierbarkeit der notwendigen Übertragungsaufgaben auch, inwieweit erneuerbare Energien, insbesondere Windenergieanlagen, zukünftig zu Spannungsstützung, Kurzschlussleistung, Inselnetzfähigkeit und zum Wiederaufbau bei Großstörungen beitragen können. Die Analysen der Studie zeigen, dass Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien in gewissem Umfang einen Beitrag zur Stützung des Netzes leisten können.

Die Einspeisung von Kurzschluss- und Blindleistung im Übertragungsnetz wird in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien abnehmen. Mit Erzeugungsanlagen auf der Basis erneuerbarer Energien kann auf Grund der häufigen Einbindung in unterlagerte Spannungsebenen jedoch aktuell nicht in nennenswertem Umfang Kurzschluss- und Blindleistung für das Transportnetz bereitgestellt werden.

Kurzschlussleistung kann durch Vermaschung mit den ausländischen Verbundnetzen und der dortigen noch überwiegend konventionellen Einspeisung bereitgestellt werden. In weitergehenden Untersuchungen muss der zusätzliche Bedarf an direkt im Transportnetz angeschlossenen Kompensations-einrichtungen ermittelt werden, um zukünftig ein ausreichendes Niveau an Kurzschlussleistung sicher stellen zu können.

Die durch die Verdrängung konventioneller Erzeugung bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien verminderte Verfügbarkeit von Blindleistung und der gleichzeitige Mehrbedarf durch die zunehmende

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Belastung der Transportleitungen muss durch zusätzliche Blindleistungskompensationseinrichtungen im Transportnetz bereit gestellt werden.

Als Beitrag zur Systemsicherheit ist auch eine ausreichende Robustheit der Erzeugungseinheiten gegenüber Spannungs- und Frequenzänderungen erforderlich. Moderne Windenergieanlagen, die neu ans Netz angeschlossen werden, verfügen entsprechend den heutigen Netzanschlussregeln über Mechanismen, um tiefe Spannungseinbrüche zu durchfahren und es bestehen noch weitergehende technisch bereits erprobte Möglichkeiten zur lokalen Spannungsstützung durch Windenergieanlagen. Bei der zukünftigen Entwicklung leistungsfähiger Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien sollten die heute bereits verfügbaren Verfahren genutzt bzw. durch noch netzverträglichere Konzepte ersetzt werden.

Mit abnehmender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke müssen längerfristig erneuerbare Energien auch vorbereitet werden, einen Beitrag zum Netzwiederaufbau zu leisten.

Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien können sich angemessen an der Frequenzregelung beteiligen und bringen die Voraussetzung für eine stabile Frequenzregelung vom Verbund getrennter Teilnetze und während eines Netzwiederaufbaus mit. Hierfür sind einerseits dezentrale Regelmechanismen durch die einzelnen Anlagen notwendig, andererseits wird eine zentrale Steuerbarkeit von z.B. Windparkcluster erforderlich, um bei Gefährdungen des Gesamtsystems oder im Rahmen eines Netzwiederaufbaus die Einspeisung den Erfordernissen gezielt anpassen zu können. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen ist ein Inselbetrieb ausschließlich über Umrichter gespeiste Erzeugungsanlagen nach heutigem Stand der Technik nicht möglich.

Die Schwarzstartfähigkeit und damit ein Netzwiederaufbau ausgehend von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien sind prinzipiell möglich, wenn hierfür zusätzliche kostenintensive Hilfsenergie bereitgestellt wird.

10 Betrachtung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke auf die Ergebnisse der dena-Netzstudie II

In der dena-Netzstudie II wurde der im Jahr 2008 geltende Ausstieg aus der Kernenergie unterstellt. Darauf aufbauend wurde der konventionelle Kraftwerkspark modelliert, der ergänzend zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger erforderlich ist, wobei die Zubaulogik für konventionelle Kraftwerke nach Wirtschaftlichkeitskriterien erfolgte. Nach dem Beschluss des Deutschen Bundestags zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 8 bzw. 14 Jahre ergibt sich daraus teilweise ein anderer Kraftwerkspark als in der dena-Netzstudie II unterstellt. Durch die längere Laufzeit der Kernkraftwerke werden nicht so viele neue Braunkohlekraftwerke benötigt, als in der vorliegenden Studie modelliert, was sich auch auf die notwendige Netzinfrastruktur auswirken wird. Dabei ist zu beachten, dass der Netzausbau wesentlich durch die Transportaufgaben für Windstrom von Ost nach West und von Nord nach Süd bestimmt wird. Nach Ende des Betrachtungszeitraums der dena-Netzstudie II, also dem Zeitraum 2020/2025, nähern sich die beiden Kraftwerksparkscenarien (mit und ohne Laufzeitverlängerung) wieder an.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kurz vor der finalen Fertigstellung der dena-Netzstudie II wurde das beauftragte Bearbeiterkonsortium (vgl. Abschnitt 2) von der Projektsteuerungsgruppe gebeten, die Ergebnisse der dena-Netzstudie II auf der Basis der vom Deutschen Bundestag am 28.10.2010 beschlossenen Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke zu überprüfen. Die nachfolgende Darlegung geben wesentliche Aussagen dieser Überprüfung wieder.

Die Untersuchungen der dena-Netzstudie II basieren auf der Annahme, dass der Vorrang der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 Bestand hat. Eine Laufzeitverlängerung hat deshalb keine Auswirkungen auf den zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Im Ausstiegsszenario der dena-Netzstudie II sind im Jahr 2020 noch Kernkraftwerke (KKW) mit einer Leistung von 6,7 GW in Betrieb (1/3 der heutigen KKW-Leistung). Durch die Laufzeitverlängerung erhöht sich dieser Wert auf 13,3 GW.

Die Überprüfung für die Regionen mit dem größten Übertragungsbedarf ergab, dass für den Zielzeitpunkt der Untersuchung im Jahr 2020 dort keine grundlegenden Veränderungen für den notwendigen in der Studie ausgewiesenen Netzausbaubedarf zu erwarten sind. Mit den verzögerten Veränderungen im Kraftwerkspark können sich regional Veränderungen in Umfang und Abfolge des Netzausbaubedarfs während der Übergangsphase von heute bis zum Jahre 2020 ergeben. Nach Ablauf der geplanten KKW-Laufzeitverlängerung nähert sich das LZV-Szenario hinsichtlich der KKW-Leistung dem in der dena-Netzstudie II zugrunde gelegten Ausstiegsszenario an.

11 Ausblick und Empfehlungen

Die dena-Netzstudie II stellt mit ihrem breiten Ansatz der Systemoptimierung einen neuen methodischen Ansatz zur Ermittlung des Ausbaubedarfs der Verbundnetze in Deutschland dar. Die Studie berücksichtigt die verschiedenen, heute vorhandenen Übertragungstechnologien (HGÜ-Technologien, Hochtemperaturleiterseile etc.), Netzmanagementmaßnahmen (Temperaturmonitoring für Freileitungstrassen) und die Erhöhung von Speicherkapazitäten sowie nachfrageseitige Maßnahmen zur Lastverlagerung. Insbesondere durch die Berücksichtigung der Flexibilisierungsoptionen auf der Nachfrageseite im Kontext der netzplanerischen Untersuchungen geht der Fokus der dena-Netzstudie II weit über bisherige Ansätze hinaus und zeigt den Pfad für die zukünftige Herausforderung zur Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems auf.

Die dena-Netzstudie II optimiert die vollständige Integration einer Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien in das deutsche Höchstspannungsverbundnetz, in Kombination mit einem wirtschaftlich optimierten konventionellen Kraftwerkspark und unter Berücksichtigung des europäischen Stromhandels.

In Zukunft wird die verstärkte europäische Zusammenarbeit – auf politischer und marktwirtschaftlicher Ebene – noch deutlicher in den Vordergrund treten, und insbesondere auch die nationalen Ausbauziele der einzelnen Staaten beeinflussen, wie die aktuellen Aktivitäten der europäischen Kommission im

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Energiebereich verdeutlichen. Gerade auch mit den Aussagen zum notwendigen Netzausbau auf europäischer Ebene wird deutlich, dass dem Ausbau und der Modernisierung der Netzinfrastruktur eine wichtige energiepolitische Bedeutung zukommt. Im engen Zusammenhang mit diesen Zielsetzungen der europäischen Energiepolitik steht auch die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus der verbundwirtschaftlichen Zusammenarbeit in Europa sowie die Notwendigkeit zur Schaffung einheitlicher Rahmenbedingungen für den europäischen Strombinnenmarkt.

In der dena-Netzstudie II wird ein Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung auf 39 % bis zum Jahr 2020/2025 untersucht. Der in dieser Studie zugrunde gelegte Anteil der erneuerbaren Energien stellt somit nur eine Zwischenmarke auf dem weiteren Ausbaupfad der regenerativen Stromerzeugung dar. Die Bundesregierung plant bis zum Jahr 2030 bereits einen Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Höhe von 50 %, was auch eine weitere Anpassung der erforderlichen Netzinfrastruktur notwendig macht. Insbesondere die verstärkte Nutzung von Energiespeicherkapazitäten in Süddeutschland, den Alpenländern und ggf. in Skandinavien macht den Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich.

Mit der dena-Netzstudie II wird somit eine robuste Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf der Basis einer breiten Systemanalyse vorgelegt, die als Grundlage für die weitere detaillierte netzplanerische Untersuchung zur Ausweisung konkreter Trassenplanungen genutzt werden kann, im Grundsatz auch unter Berücksichtigung des Beschlusses der Bundesregierung zur Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Die heute bestehenden langen Realisierungszeiträume von bis zu 10 Jahren für Infrastrukturmaßnahmen machen deutlich, dass es eine zunehmende Diskrepanz zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien und der notwendigen Netzinfrastruktur gibt. Deshalb müssen die in der dena-Netzstudie II dargestellten Szenarien zum Netzausbau dringend mit Maßnahmen hinterlegt werden, um eine schnelle Realisierung zu ermöglichen. Nur dann kann der Zielpfad der Bundesregierung in ein regeneratives Zeitalter eingehalten werden.

Empfehlungen

Unter Berücksichtigung der zentralen Untersuchungsergebnisse der dena-Netzstudie II, die auf der Basis des zugrunde gelegten Erzeugungsszenarios in Verbindung mit einer kostenoptimalen Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks und den Anforderungen des europäischen Stromhandels einen erheblichen Netzausbaubedarf ausweisen, werden folgende Empfehlungen mit hervorgehobener Priorität ausgesprochen:

- Stationäre und dynamische netzplanerische Untersuchungen unter Zugrundelegung eines geeigneten Szenariorahmens zur Bestimmung trassenscharfer Netzausbaumaßnahmen in Verbindung mit den Vorgaben des dritten EU-Binnenmarktpakets für den Stromsektor.
- Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Netzausbaumaßnahmen einschließlich der Prüfung der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens und einer verbesserten personellen Ausstattung der beteiligten Stellen (Genehmigungsbehörden, Netzbetreiber etc.).

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

- Ergreifung geeigneter Maßnahmen zur Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau, die in enger Kooperation aller Beteiligten (politische Entscheidungsträger, Netzbetreiber, Einspeiser, Genehmigungsbehörden, Öffentlichkeit etc.) umgesetzt werden.
- Prüfung des Einsatzes alternativer Übertragungstechnologien, Optimierungsmaßnahmen in der Betriebsführung sowie Prüfung von Optimierungen im Hinblick auf die netztechnische Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen (vgl. Abschnitt 5) im Rahmen zukünftiger Netzplanungen. Dabei sollen auch Möglichkeiten der Beschleunigung der Netzausbaumaßnahmen, z.B. unter dem Gesichtspunkt der öffentlichen Akzeptanz, mit berücksichtigt werden.

Im Hinblick auf die Untersuchungen zu Betriebsmittelbelastbarkeiten, alternativer Übertragungstechnologien und der Identifizierung nicht übertragbarer Leistungen in der dena-Netzstudie II werden wichtige Erkenntnisse und weiterer Erprobungs-, Untersuchungs- und Forschungsbedarf aufgezeigt. Insbesondere sollten folgende Maßnahmen ergriffen werden:

- Weitergehende Untersuchungen zur Ermittlung geeigneter Rahmenbedingungen und technischer Konzeptionen für einen optimierten Energiespeichereinsatz in Stromversorgungssystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.
- Pilotprojekte für den Einsatz ausgewählter Technologien (z.B. Freileitungen mit AC/DC-Hybridbetrieb).
- Pilotanwendungen mit Hochtemperaturleiterseilen, die heute noch nicht Stand der Technik sind (z.B. ACCC und ACCR Hochtemperaturleiterseile), aber ein hohes Entwicklungspotenzial aufweisen.
- Für die Weiterentwicklung von Netzanschlusskonzeptionen für Offshore-Windenergieanlagen in Verbindung mit den Planungen für die Errichtung eines europäischen Offshore-Netzes wird die Weiterentwicklung technischer Konzeptionen für Multiterminallösungen sowie die Standardisierung der Gleichstromtechnologien auf europäischer Ebene empfohlen.

Vor dem Hintergrund der eingeleiteten Transformation des Energieversorgungssystems hin zu einem System mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien (vgl. Energiekonzept der Bundesregierung 2010) gewinnt die Systemintegration der Stromerzeugung aus fluktuierenden Energieträgern (Wind, Sonne) eine besondere Bedeutung. Bei der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks muss beachtet werden, dass die zukünftigen Anforderungen, wie z.B. Ausgleich der resultierenden Schwankungen und Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung, kostengünstig und in einem wirtschaftlichen Optimum erfüllt werden. Deshalb resultiert aus diesem Transformationsprozess die Anforderung einer Gesamtoptimierung des Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung sowohl der Erzeugungs- als auch der Nachfrageseite. Die erforderliche Gesamtoptimierung muss einhergehen mit einem insgesamt flexibleren Stromsystem.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Die Veränderungen im Energieversorgungssystem müssen auch Berücksichtigung in den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen finden, die die Ausgestaltung der Energiemärkte in Deutschland und Europa bestimmen. In diesem Zusammenhang müssen die notwendigen Modifizierungen der Rahmenbedingungen zur technisch-wirtschaftlichen Gesamtoptimierung der Energieversorgung schnellstmöglich geprüft und entwickelt werden. Dies betrifft sowohl die Flexibilisierung der Nachfrageseite durch entsprechende Tarifsysteme (in Verbindung mit dem Einsatz von Smart Metering und Lastmanagement) und die dafür notwendige Anpassung der Stromnetze auf der Übertragungs- und Verteilebene sowie die Schaffung von möglichst marktnahen Anreizsystemen für die Errichtung und den Einsatz von Energiespeichern, insbesondere im Hinblick auf eine netzentlastende Wirkung.

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

12 Anhang

Ausbauszenarien erneuerbare Energien in der Stromversorgung

Erzeugungsanlagen erneuerbare Energien	Installierte Kapazitäten in 2020	
	dena-Netzstudie II	Aktionsplan Erneuerbare Energien der Bundesregierung 2010
Windenergie Onshore	37.000 MW	36.000 MW
Windenergie Offshore	14.000 MW	10.000 MW
Biomasse	6.200 MW	9.000 MW
Photovoltaik	17.900 MW	52.000 MW
Geothermie	280 MW	298 MW

Tabelle 4: Vergleich der Annahmen zur Entwicklung der erneuerbarer Energien in der Stromversorgung

Annahmen für Investitionskosten für Kraftwerke

€/kW]	Steinkohle- kraftwerk	Braunkohle- kraftwerk	Gas-GuD-Anlagen	Gasturbinen
bis 2014	1.400	1.600	800	400
ab 2015	1.260	1.440	800	400

Tabelle 5: Investitionskosten für Kraftwerksneubauten, netto ohne Bauzinsen und ohne Finanzierungskosten, ohne CCS gemäß dena-Netzstudie II

Brennstoff- und CO₂-Preise

Realpreise 2007	2010	2015	2020
Rohöl [\$/bbl]	80	90	101,5
Gas [ct/kWh _{th}]	2,96	3,38	3,90
Steinkohle [€/t SKE]	114	105	110
Braunkohle [€/MWh _{th}]	1,4	1,4	1,4
CO ₂ -Preise [€/t]	29,4	34,29	37,3

Tabelle 6: Brennstoff- und CO₂-Preise gemäß dena-Netzstudie II

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kraftwerksparkentwicklung gemäß dena-Netzstudie II

	Installierte Erzeugungskapazität	
	Ist-Situation 2005	Modellierung des Kraftwerkspark 2020
Speicher-KW	6.700 MW	8.400 MW
Erdgas-KW	26.600 MW	18.000 MW
Steinkohle-KW	27.200 MW	20.400 MW
Braunkohle-KW	20.400 MW	24.300 MW
Kernenergie-KW	20.400 MW	6.700 MW
Sonstige (inkl. Müll)	3.100 MW	3.500 MW
Biomasse	1.500 MW	6.200 MW
Photovoltaik	1.000 MW	17.900 MW
Offshore-Wind	0 MW	14.000 MW
Onshore-Wind	18.400 MW	37.000 MW
Geothermie	0 MW	280 MW
Wasser	5.400 MW	5.800 MW

Tabelle 7: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung gemäß dena-Netzstudie II

Netzausbaubedarf für die Varianten des Basisszenarios

Untersuchungsvariante zur Integration der identifizierten nicht übertragbaren Leistungen	Bedarf Trassenzubau im Übertragungsnetz	zu modifizierende Trassenlängen
Basisvariante (BAS 000) Integration durch Netzausbau	3.600 km	0 km
Variante 50 % Speicherung (BAS 050) Speicherzubau in Höhe von 50 % der nicht übertragbaren Leistung vor den Netzengpässen	3.400 km	0 km
Variante 100 % Speicherung (BAS 100) Speicherzubau in Höhe von 100 % der nicht übertragbaren Leistung vor den Netzengpässen	3.600 km	0 km

Tabelle 8: Netzausbaubedarf für die drei Varianten des Basisszenarios mit 380 kV Drehstromleitung

dena-Netzstudie II – Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe.

Kosten des Netzausbaus

Netzausbauszenario	Jährliche Kosten als Annuität
BAS 000 (Basisvariante, Zubau 380 kV AC FL ¹⁷)	0,946 Mrd. €/a
FLM 000 (Einsatz Freileitungsmonitoring, Zubau 380 kV AC FL)	0,985 Mrd. €/a
TAL 000 (Einsatz Hochtemperaturleiterseile, Zubau 380 kV AC FL)	1,617 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante PSW	1,017 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante VSC1	1,994 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante VSC2	2,715 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante HYB	1,297 Mrd. €/a
Sensitivitätsvariante GIL ¹⁸	4,924 Mrd. €/a

Tabelle 9: Übersicht der Kosten der verschiedenen Netzausbauszenarien gemäß dena-Netzstudie II

¹⁷ 380 kV AC FL: 380 kV Drehstromfreileitung.

¹⁸ Netzausbau auf der Basis erdverlegter gasisolierter Leiter.