

Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland.

**dena-Verteilnetzstudie:
Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“
durch die Projektsteuergruppe.**

Projektleitung:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Projektpartner:

EnBW Regional AG, E.ON Bayern AG, E.ON Edis AG, E.ON Netz GmbH, ESWE Netz GmbH, EWE NETZ GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, N-ERGIE Netz GmbH, Netzgesellschaft mbH Chemnitz, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH, Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, Thüga AG, Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH, WEMAG Netz GmbH

Berlin, 10.12.2012

1 Hintergrund

Eine zentrale Zielsetzung der deutschen Energiepolitik ist die Schaffung und Gewährleistung geeigneter Rahmenbedingungen für die sichere, preiswerte und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität. Diese Zielsetzung verschränkt sich mit den europäischen und nationalen Zielen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen zur Begrenzung des Klimawandels und den Beschlüssen zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland bis 2022. Der hierfür notwendige Wandel des Energiesystems impliziert eine grundlegende Umgestaltung des deutschen Stromversorgungssystems, der zugleich einen vielschichtigen Anpassungsbedarf nach sich zieht. Dieser Anpassungsbedarf schließt neben der Erschließung von Energieeinsparpotenzialen und der Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen des Energiesystems vor allem den Umbau der Stromerzeugungsstrukturen und die Adaption der Netzinfrastruktur ein.

In Deutschland wird der Aufbau regenerativer Stromerzeugungsanlagen sehr erfolgreich vorangetrieben und soll auch zukünftig weiter forciert werden. Dies bedingt einen weitgehenden Paradigmenwechsel: Während in der Vergangenheit die Übertragung der Leistung im deutschen Stromnetz von der Höchst- und Hochspannungsebene in die Mittel- und Niederspannungsnetze erfolgte, kehren sich vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen (vorrangig regenerativen) Erzeugung die Leistungsflüsse dahingehend um, dass zeitweise signifikante Flüsse von niedrigen Netzebenen in höhere Netzebenen entstehen. Zugleich entstehen Engpässe in den Stromverteilnetzen, die durch geeignete technische Maßnahmen beseitigt werden müssen. Sowohl das Aufgabenspektrum als auch die Anforderungen an Stromnetze im Allgemeinen, und insbesondere an die Stromverteilnetze, sind erheblichen Veränderungen unterworfen.

Aus diesen Veränderungsprozessen ergibt sich die Notwendigkeit eines Um- und Ausbaus der Stromverteilnetze, der Neuorganisation des Netzbetriebs - insbesondere die Koordination von Einspeisern, Verbrauchern, Verteilnetzen und Übertragungsnetzen - der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Integration zusätzlicher Steuerungs- und Monitoringeinrichtungen. Zudem ergeben sich neue Herausforderungen in vielzähligen Handlungsbereichen, die u.a. die Aspekte Technologieauswahl für die verschiedenen Systemkomponenten, Investitionssicherung, Raumordnung, Planungs- und Genehmigungsrecht und gesellschaftliche Akzeptanz umfassen.

Der erforderliche Anpassungsbedarf der Netzinfrastruktur umfasst alle Stromnetzebenen: die Höchstspannungsnetze, die Grenzkuppelkapazitäten mit dem europäischen Ausland, vor allem aber die Stromverteilnetze auf Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungsebene in Deutschland.

Die dena-Verteilnetzstudie zeigt, dass der Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030 enorm ist. Zugleich zeigt die Studie verschiedene Handlungsoptionen auf, durch deren Einsatz der ermittelte Netzausbaubedarf reduziert werden kann. Um den erforderlichen Ausbaubedarf erfolgreich zu realisieren, bedarf es geeigneter Rahmenbedingungen. Die vorliegende Studie legt nachvollziehbar dar, dass der heute bestehende regulatorische Rahmen für den Betrieb der Stromver-

teilnetze, in deren Netzgebieten ein hoher Investitionsbedarf besteht bzw. sich in Zukunft ergeben wird, nicht ausreicht, um den erforderlichen Netzausbau zu bewältigen.

2 Zielsetzung und Rahmen der dena-Verteilnetzstudie

Der Großteil der regenerativen Stromerzeugungsanlagen und eine wachsende Zahl an Anlagen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Anlagen) werden bereits heute über deren Anschluss in der Verteilnetzebene in das deutsche Stromversorgungssystem integriert. Dazu zählen u.a. Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von rund 25.000 MW Photovoltaik¹- und rund 29.000 MW Windkraftanlagen (2011). Diese Zahlen belegen den erheblichen Aufwand für die Integration der dezentralen Stromerzeugung, der unter Nutzung der Stromverteilnetze im Zuge der öffentlichen Versorgung gedeckt wird. Die Bedeutung und die Aufgabenbreite der Stromverteilnetze werden im Vergleich zu ihrer Rolle im „alten Stromsystem“ zukünftig erheblich wachsen.

Vor dem Hintergrund der wachsenden Bedeutung der Stromverteilnetze für das Gelingen der Energiewende in Deutschland verfolgt die dena-Verteilnetzstudie insbesondere folgende Zielsetzungen:

1. Analyse der zukünftigen Netz-, Erzeugungs- und Laststruktur in den Stromverteilnetzebenen in Deutschland.
2. Ermittlung des Ausbau- und Innovationsbedarfs der Stromverteilnetze zur Integration der dezentralen Stromerzeugung unter Berücksichtigung geeigneter Flexibilisierungsmaßnahmen und zur Sicherung einer gleichbleibend hohen Versorgungssicherheit.
3. Analyse und Diskussion der regulatorischen Grundlagen zur Umsetzung des Ausbau- und Innovationsbedarfs der Stromverteilnetze.

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat in Zusammenarbeit mit Partnern aus Wissenschaft, Energiewirtschaft, Politik und Gesellschaft den Ausbau- und Innovationsbedarf in den deutschen Stromverteilnetzen bis zum Jahr 2030 untersucht. Hierfür wurde ein Studiendesign entwickelt, welches einen hohen wissenschaftlichen Standard zugrunde legt und Stakeholder aus Wirtschaft, Politik und Verbänden in den Diskussionsprozess zur Studierenerarbeitung einbezieht. Abbildung 1 zeigt die grundsätzliche Struktur des realisierten Studiendesigns.

Zur Umsetzung dieses Studiendesigns hat die dena ausgewählte Forschungspartner mit der Erstellung eines netztechnischen und eines regulatorischen Gutachtens beauftragt. Die in der Projektsteuergruppe beteiligten Verteilnetzbetreiber haben umfänglich reale Daten für die netztechnischen Untersuchungen und regulatorischen Analysen zur Verfügung gestellt. Dieses Vorgehen stellt die Ergebnisermittlung der dena-Verteilnetzstudie auf der Grundlage einer fundierten Realdatenbasis sicher.

¹ Ende 2012 werden voraussichtlich Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von ca. 33.000 MW in Deutschland installiert sein, woraus die hohe Ausbaudynamik in den deutschen Stromverteilnetzen erkennbar ist.

Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ - Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die PSG.

Die Erstellung der dena-Verteilnetzstudie erfolgte durch die Gutachter Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz (TU Dortmund / ef.Ruhr) und Prof. Dr. Gert Brunekreeft (Jacobs University Bremen) und in Begleitung einer Projektsteuergruppe sowie eines Fachbeirats. Als externe Prüfgutachter wurden Prof. Dr. Helmut Lecheler (FU Berlin), Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (Deutsches Institut für Luft- und Raumfahrttechnik (DLR)) und Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann (TU München) von der Projektsteuergruppe bestellt. Die dena hat das gesamte Studienvorhaben initiiert, die Projektsteuergruppe und den Fachbeirat geleitet und war für das Projektmanagement einschließlich der Ergebniskommunikation verantwortlich.

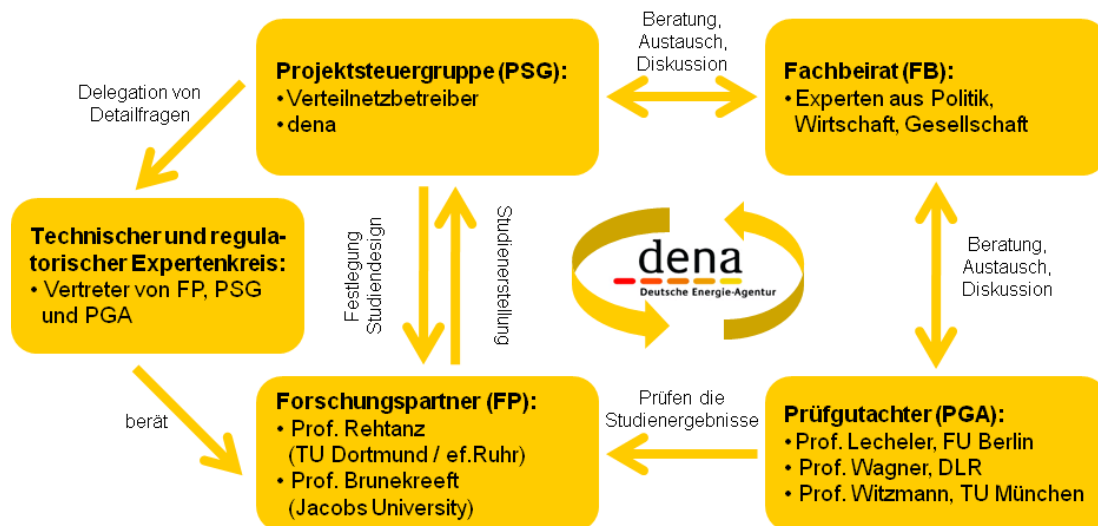


Abbildung 1: Studiendesign der dena-Verteilnetzstudie.

Der Projektsteuergruppe oblag die Festlegung der zentralen Eingangsdaten der Studienuntersuchung auf Empfehlung der eingebundenen gutachterlich tätigen Forschungspartner und unter Berücksichtigung der Bewertung durch die externen Prüfgutachter. Ferner oblag der Projektsteuergruppe die Abnahme des Endberichts der dena-Verteilnetzstudie. Als stimmberechtigte Mitglieder gehörten folgende Unternehmen der Projektsteuergruppe an: EnBW Regional AG, E.ON Bayern AG, E.ON Edis AG, E.ON Netz GmbH, ESWE Netz GmbH, EWE NETZ GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, N-ERGIE Netz GmbH, Netzgesellschaft mbH Chemnitz, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, Rheinische NETZGesellschaft mbH, Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH, Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, Thüga AG, Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH, WEMAG Netz GmbH.

Der Fachbeirat hat die Erarbeitung der dena-Verteilnetzstudie kontinuierlich begleitet und beraten. Die Grundannahmen und die Ergebnisse der dena-Verteilnetzstudie müssen jedoch nicht in jedem Fall der Einschätzung der Mitglieder des Fachbeirats entsprechen. Dem Fachbeirat gehörten folgende Institutionen an: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bundesverband der Verbraucherzentralen und

Verbraucherverbände - Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv), Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW), Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne), Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V. (DIHK), Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE/FNN), Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU).

3 Der Ausbau der erneuerbaren Energien – ein zentraler Baustein der Energiewende in Deutschland

Mit ihrem Energiekonzept 2010 definiert die Bundesregierung eine langfristige Strategie für die Energiepolitik in Deutschland, die auf eine Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergienutzung abzielt. Ein wesentlicher Baustein dieser Strategie ist der massive Ausbau der erneuerbaren Energien, die bis 2050 einen Anteil von 80 Prozent an der Stromversorgung aufweisen sollen.

Für die Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie wurden zwei Ausbauszenarios für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 unter Ausweisung der Stützjahre 2015 und 2020 untersucht:

- **Szenario NEP B 2012:** Dieses Szenario basiert auf dem Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (NEP Strom 2012) und wird im Rahmen des NEP Strom 2012 der Übertragungsnetzbetreiber als „Leitszenario“ bezeichnet.
- **Bundesländerszenario:** Diese Variante basiert auf den Zielsetzungen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die ausgehend von den Daten des Szenarios C des NEP Strom 2012 per Anfrage der dena an die Bundesländer im Sommer 2012 aktualisiert bzw. angepasst wurden.

Die in der dena-Verteilnetzstudie zugrunde gelegten Ausbauszahlen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) decken die Bandbreite zwischen der auf bundespolitischer Ebene angestrebten Entwicklung und der aktuell (2012) seitens der Bundesländer geplanten Ausbauentwicklung ab. Der EE-Ausbaupfad auf der Basis der Zielsetzungen der Bundesländer unterstellt dabei eine dynamischere Entwicklung, also einen schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien.

Tabelle 1 zeigt den in den beiden Untersuchungsszenarios jeweils angenommenen Ausbaupfad für Windenergie Onshore, Photovoltaik und Biomasse sowie konventionelle Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Diese drei regenerativen Erzeugungstechnologien sind die maßgeblichen Treiber für den Entwicklungsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland. Dagegen sind die regenerativen Stromerzeugungstechnologien Wasserkraft, Geothermie und Windenergie Offshore in dieser Übersicht nicht dargestellt, da für die Nutzung der Wasserkraft in Deutschland keine wesentlichen Änderungen der installierten Leistung bis 2030 zu erwarten sind, Windenergie Offshore direkt an das Stromübertragungsnetz angebunden wird

und die zu erwartende installierte Leistung aus Geothermie bis zum Jahr 2030 zu gering ist, um wesentlichen Einfluss zu haben.

Tabelle 1: Ausbaupfade für erneuerbare Energien und KWK bis 2030.

Installierte Leistung [GW]	Szenario NEP B 2012			Bundesländerszenario		
	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Windenergie	35,6	44,1	61,1	53,0	77,0	107,9
Photovoltaik	38,4	48,0	62,8	37,8	52,0	71,7
Biomasse	6,4	7,8	9,2	5,6	6,9	8,7
KWK (konventionell)	19,6	20,7	21,4	19,6	20,7	21,4

In dem Szenario NEP B 2012 werden unter Berücksichtigung aller EE-Erzeugungstechnologien, also auch derer, die nicht oder nur teilweise in den Verteilnetzen angeschlossen werden, eine installierte EE-Leistung in Höhe von 166 GW und ein Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 62 Prozent an der Bruttostromnachfrage bis zum Jahr 2030 erreicht. In dem Bundesländerszenario werden bis zum Jahr 2030 eine installierte EE-Leistung von 222 GW und ein EE-Anteil von 82 Prozent an der Bruttostromnachfrage erreicht. In beiden Szenarios wird von einer konstanten Stromnachfrage bis 2030 auf heutigem Niveau (2010) ausgegangen, da auf der Basis der heute vorhandenen und zu erwartenden weiteren Instrumente zur Steigerung der effizienten Stromnutzung einerseits und der weiterhin bestehenden Tendenz zur verstärkten Nutzung elektrischer bzw. elektronischer Anwendungen andererseits kein maßgeblicher Rückgang der Stromnachfrage abzusehen ist.

Für die beschriebenen EE-Ausbaupfade wird untersucht, wie die Stromverteilnetze in Deutschland entwickelt werden müssen, um die zukünftig installierte EE-Leistung und damit deren Stromerzeugung dezentral aufzunehmen. Aus Systemsicht ist darüber hinaus bis zum Jahr 2030 zu erwarten, dass einem Teil der erzeugten elektrischen Leistung aus erneuerbaren Energien keine zeitgleich auftretende Stromnachfrage gegenüber steht. Dies ist bereits dadurch ersichtlich, dass die Jahreshöchstlast in Deutschland mit ca. 84 GW deutlich geringer ist, als die zukünftig installierte EE-Leistung. Es ist daher davon auszugehen, dass Anteile der EE-Erzeugung exportiert, gespeichert und/oder abgeregelt werden müssen. Wie hoch dieser Anteil der EE-Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 sein wird, wurde in der vorliegenden Studie nicht untersucht.

4 Die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfordert den Ausbau der Stromverteilnetze in Deutschland

Die netztechnischen Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie zeigen, dass in den beiden betrachteten Szenarios die Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 erheblich ausgebaut und erweitert werden müssen. Es ist der Bau neuer Stromleitungen und Transformatoren auf allen Verteilnetzebenen sowie die

Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ - Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die PSG.

Umrüstung bestehender Hochspannungs-Freileitungstrassen erforderlich. Ohne diese Ausbaumaßnahmen kann die Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien nicht vollständig genutzt werden.

In Abbildung 2 werden die Ergebnisse für die beiden untersuchten Szenarios der dena-Verteilnetzstudie dargestellt, die die Bandbreite des Ausbaubedarfs in den deutschen Stromverteilnetzen aufzeigen. Insgesamt sind der Neubau von 135.000 – 193.000 km Stromkreislänge, die Umrüstung (d.h. Um- und Zubeseilung) von 21.000 – 24.500 km bestehender Freileitungen in der Hochspannungsebene sowie die Installation einer zusätzlichen Transformatorleistung von insgesamt 69.000 – 93.000 MVA bis zum Jahr 2030 erforderlich.

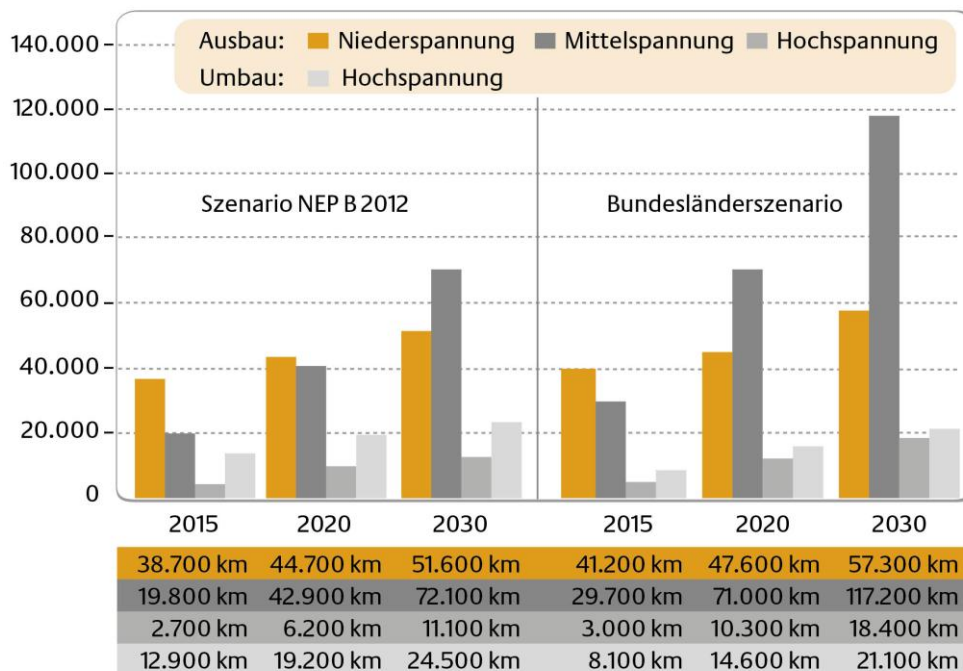


Abbildung 2: Netzausbaubedarf in Stromkreiskilometern je Spannungsebene und Stützjahr (kumuliert).

Bezogen auf die bestehenden Stromverteilnetze ist der Ausbaubedarf in der Hochspannung und der Mittelspannung am umfangreichsten. Gemessen an den bestehenden Stromkreiskilometern müssen in der Hochspannungsebene zusätzlich 12 bis 19 Prozent Stromnetz neu gebaut und 22 bis 26 Prozent des Netzes soweit technisch und rechtlich möglich durch Um- und Zubeseilung bestehender Freileitungstrassen umgerüstet werden. In der Mittelspannungsebene müssen 15 bis 24 Prozent Stromnetz zusätzlich neugebaut werden. In der Niederspannung ist der Ausbaubedarf geringer, hier müssen – bezogen auf die bestehenden Niederspannungsnetze – ungefähr fünf Prozent zusätzlich neu gebaut werden.

Die Zunahme des Ausbaubedarfs mit steigender Spannungsebene ist u.a. dadurch begründet, dass beispielsweise die Hochspannungsebene im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall neben der auf dieser Netzebene angeschlossenen Erzeugungsleistung der erneuerbaren Energien auch die EE-bedingte Rückspeiseleistung der unterlagerten Ebenen aufnehmen muss und damit zusätzlich belastet wird. Rückspeisung bedeutet, dass die durch EE-Anlagen eingespeiste Leistung in den unterlagerten Netzebenen größer als die lokale Stromnachfrage in diesen Ebenen ist und daher in die überlagerten Netzebenen übertragen, also rückgespeist, wird.

Die nachfolgende Tabelle schlüsselt die Detailergebnisse der netztechnischen Untersuchungen für die beiden betrachteten Szenarios getrennt nach Spannungsebene für jedes Stützjahr auf.

Tabelle 2: Netztechnische Studienergebnisse je Spannungsebene und Stützjahr
(Legende: NS: Niederspannung; MS: Mittelspannung; HS: Hochspannung; HÖS: Höchstspannung).

		Szenario NEP B 2012			Bundesländerszenario		
		bis 2015	bis 2020	bis 2030	bis 2015	bis 2020	bis 2030
Ausbau in Stromkreis-kilometern [km]	NS	38.673	44.746	51.563	41.242	47.624	57.299
	MS	19.828	42.855	72.051	29.711	71.002	117.227
	HS	2.676	6.173	11.094	3.017	10.255	18.445
Modifizierung bestehender Stromkreise [km]	HS	12.934	19.208	24.545	8.100	14.597	21.100
Zubau an Trafoleistung [MVA]	MS/NS	5.860	6.876	16.036	12.856	14.107	33.977
	HS/MS	48.068	49.655	53.159	48.744	51.880	59.313
Zusätzliche Umspannwerke HS/HÖS	HS / HÖS	14	18	18	11	14	23
Investition [Mrd. €]	NS	2,6	3,0	3,6	2,8	3,2	4,2
	MS	3,2	5,2	7,8	4,1	7,7	12,0
	HS	5,6	10,2	16,1	6,5	15,8	26,3

Der aus dem aufgezeigten Netzausbaubedarf resultierende Investitionsbedarf beträgt 27,5 bis 42,5 Mrd. € bis zum Jahr 2030 und ist in Abbildung 3 getrennt nach Spannungsebenen dargestellt.

Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ - Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die PSG.

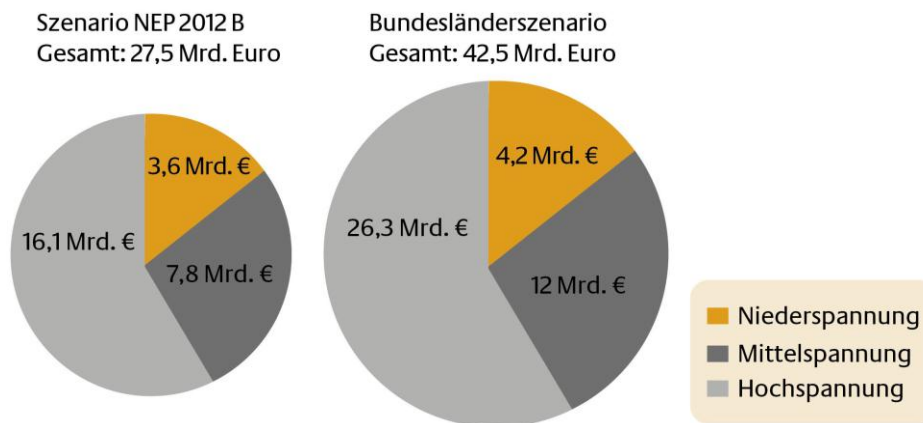


Abbildung 3: Investitionsbedarf in die deutschen Stromverteilnetze bis 2030.

Der größte Anteil des Investitionsbedarfs entfällt auf den Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene. Dieser Wert ergibt sich daraus, dass die Investitionskosten für die Installation von Kabeln in der Hochspannung je Kilometer um das Dreizehnfache höher als in der Niederspannungsebene und um das Zehnfache höher als in der Mittelspannungsebene sind. Hinzu kommen die Investitionen für die Umrüstung bestehender Freileitungssysteme. Daraus resultiert, dass der Investitionsbedarf auf Hochspannungsebene trotz geringerer Zubaukilometer deutlich höher ist.

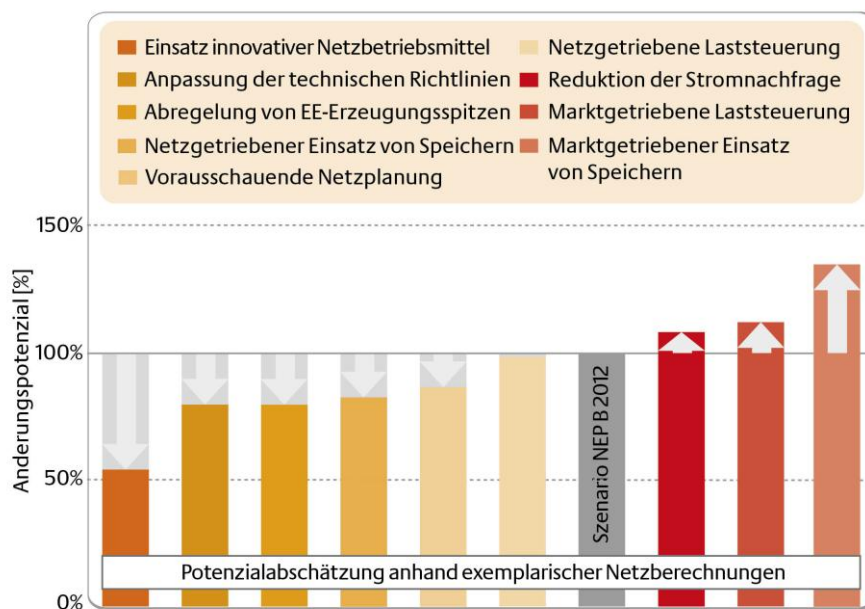
5 Ausbaubedarf der Stromverteilnetze – Variantenrechnungen für verschiedene Optionen der Netzentwicklungsplanung

Der unter Zugrundelegung der beiden Untersuchungsszenarios aufgezeigte Ausbaubedarf der Stromverteilnetze basiert auf dem Einsatz konventioneller Betriebsmittel und den heute geltenden Rahmenbedingungen der Netzentwicklungsplanung. Dem gegenüber steht die zukünftige Nutzung verschiedener grundsätzlich einsetzbarer technischer Optionen. Auf der Basis von Variantenrechnungen hat die dena-Verteilnetzstudie untersucht, welcher Ausbaubedarf der Stromverteilnetze sich unter Berücksichtigung dieser Optionen in Deutschland bis 2030 ergibt. Zusätzlich wurde im Rahmen einer weiteren Analyse ermittelt, welchem Einfluss eine Reduktion der Last (Stromnachfrage) auf die Entwicklung der Stromverteilnetze beigemessen werden kann.

Die betrachteten Optionen sind grundsätzlich technisch machbar. Allerdings setzen die heute in Deutschland bestehenden Rahmenbedingungen teilweise nicht die für die Realisierung dieser Techniken erforderlichen Anreize und in einigen Fällen – z.B. im Hinblick auf die Abregelung der Erzeugungsspitzen der regenerativen Stromerzeugung – lässt die aktuell gültige Gesetzeslage eine Umsetzung nicht zu. Die auf der Basis von Variantenrechnungen untersuchten technischen Optionen zeigen dennoch grundsätzlich auf, welchen Einfluss ihr Einsatz auf den Ausbaubedarf der Stromverteilnetze haben kann.

Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ - Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse durch die PSG.

Anhand ausgewählter Netzbereiche der deutschen Stromverteilnetze wurde eine Reihe technischer Optionen untersucht. Aufgrund der begrenzten Untersuchungs- bzw. Datengrundlage sind die Ergebnisse als eine Abschätzung der generellen Größenordnung des Einflusses der betrachteten Optionen zu verstehen. Auch wurde ausschließlich untersucht, in wie weit die Investitionen und damit der Ausbau des physischen Netzes reduziert werden kann. Darüber hinaus fallen für die einzelnen technischen Optionen gegebenenfalls weitere Kosten – beispielsweise für Wartung und Betrieb, aber auch für Investitionen in Speicher oder in die Informations- und Kommunikationstechnik für die Umsetzung von Laststeuerung – an. Diese Zusatzkosten sind nicht in die Variantenrechnungen eingeflossen.



Bei der Potenzialabschätzung wurde nur die Auswirkung auf den Netzinvestitionsbedarf ermittelt. Zusätzlich anfallende Aufwendungen, beispielsweise für Wartung, Betrieb oder den Bau von Speichern, wurden nicht berücksichtigt. Auch ist zu beachten, dass die Potenziale der einzelnen Optionen nicht addiert werden können.

Das in der Option „Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel“ ausgewiesene Reduktionspotenzial wird durch zusätzliche Aufwendungen für Wartung und Betrieb sowie verkürzte Betriebsmittellebensdauern in Teilen kompensiert.

Abbildung 4: Variantenrechnung für verschiedene technische Optionen in den Stromverteilnetzen bis 2030.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Variantenrechnungen, die unter Zugrundelegung exemplarischer Netzberechnungen ermittelt wurden. Einzelne technische Optionen können den Investitionsbedarf in die Netzinfrastruktur verringern, wobei die Einzelergebnisse der betrachteten Optionen nicht addiert werden können. Hingegen ist jedoch bei einem marktgetriebenen Einsatz von Speichern und wie auch bei dem marktgetriebenen Einsatz von Laststeuerung sowie im Fall einer Lastreduktion (z.B. infolge von Energieeffizienzmaßnahmen) mit einem zusätzlichen Netzausbaubedarf zu rechnen.

- **Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel:** In dieser Variantenrechnung werden u.a. der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, die Blindleistungsregelung in Verbindung mit der EE-Einspeisung und Einsatz von Mehrfachbündeln und Hochtemperaturleitern in der Hochspannung berücksichtigt. Der Einsatz dieser innovativen Betriebsmittel führt zu einer deutlichen Reduktion des Ausbaubedarfs der Stromverteilnetze. Zugleich kann unter Zugrundelegung der Variante „Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel“ das größte Reduktionspotenzial des Netzausbaubedarfs im Vergleich zu den weiteren untersuchten Varianten aufgezeigt werden. Es ist darauf hinzuweisen, dass bei dieser Variante den vermeidbaren Netzinvestitionen erhöhte Kostenaufwendungen für Wartung und Betrieb und die zum Teil geringeren Lebensdauern dieser Netzbetriebsmittel (im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln) gegenüberstehen. Darüber hinaus bedingt der Einsatz dieser Technologien in Teilen auch Umrüstungen an Bestandsanlagen. Die sich daraus ergebenden zusätzlichen Kosten werden in der vorliegenden Untersuchung nicht quantifiziert.
- **Anpassung der technischen Richtlinien:** Die Variantenrechnung „Anpassung der technischen Richtlinien“ untersucht, inwieweit eine Ausweitung beziehungsweise Änderung heute bestehender technischer Richtlinien bezüglich der Spannungshaltung den Ausbaubedarf der Stromverteilnetze reduzieren kann. Kostenseitig wird ein Teil der vermeidbaren Netzinvestition jedoch durch Mehrkosten für Netzplanung und Betriebsüberwachung kompensiert. Dieser Kompensationseffekt wurde in der Studie nicht quantifiziert.
- **Abregelung der EE-Erzeugungsspitzen:** Bei dieser Variante werden die Leistungsspitzen von Photovoltaik und Windenergie (Onshore) abgeregelt. Hierdurch werden die maximale Belastung der Stromnetze sowie die zu integrierende EE-Einspeisung verringert. Ein solches Vorgehen ist nicht mit der aktuell geltenden rechtlichen Regelung (EEG 2012) vereinbar. Jedoch ist festzuhalten, dass durch diese Maßnahme der Ausbaubedarf in den deutschen Stromverteilnetzen signifikant reduziert werden kann.
- **Vorausschauende Netzplanung:** Die Variante „vorausschauende Netzplanung“ unterstellt eine perfekte Voraussicht in Bezug auf Höhe und regionale Verteilung der zukünftigen EE-Ausbauentwicklung bis zum Jahr 2030. Aus der Höhe der ermittelten Reduktion des Netzausbaubedarfs wird deutlich, dass durch steigende Planungssicherheit die Verteilnetzbetreiber den Netzausbau optimieren bzw. minimieren könnten. Das ausgewiesene Potenzial ist jedoch in der dargelegten Größenordnung nicht erschließbar, da in der Realität keine verlässlichen Planungsdaten für die Umsetzung der hier angenommenen vorausschauenden Netzplanung verfügbar sind.

- **Speicher und Laststeuerung:** Bei den Variantenrechnungen für Speicher und Laststeuerung² müssen die grundsätzlichen Einsatzweisen dieser Technologien unterschieden werden. Bei einem marktgetriebenen Einsatz werden Speicher und Laststeuerung aufgrund von Marktsignalen, also in der Regel Preissignale der Strombörse bzw. des Stromvertriebs, gesteuert und betrieben. Diese Betriebsweise kann in einigen Fällen dazu führen, dass die marktbasierende Ausspeicherung der Stromspeicher wie auch die marktbasierende Laststeuerung das Netz zusätzlich belastet und damit ein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht. Werden die Speicher dagegen unter netztechnischen Gesichtspunkten eingesetzt bzw. wird der marktgetriebene Einsatz in netzkritischen Situationen eingeschränkt, kann durch Stromspeicher und Laststeuerung auch eine Entlastung und damit eine Reduktion des Netzausbaubedarfs erreicht werden. Jedoch ist fraglich, ob die infolge der Reduktion des Netzausbaubedarfs sich ergebenden vermiedenen Investitionen ihrer Höhe nach ausreichend sind, die Höhe der zusätzlichen Investitionen für die Erschließung bzw. Errichtung von Laststeuerung und Speichern zu decken.
- **Reduktion der Stromnachfrage (Lastreduktion):** Für die Untersuchungen der Hauptszenarios der dena-Verteilnetzstudie wurde eine konstante Stromnachfrage auf heutigem Niveau zugrunde gelegt. Gemäß den Zielsetzungen des Energiekonzepts der Bundesregierung (2010) wird jedoch eine Senkung des Stromverbrauchs in Deutschland um 10 Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050 (bezogen auf 2008) angestrebt. Die Variantenrechnung „Lastreduktion“ zeigt im Ergebnis, dass eine entsprechende Reduktion der Stromnachfrage (d.h. Reduktion bezogener elektrischer Arbeit und Leistung) zu einer Erhöhung des Ausbaubedarfs in den Stromverteilnetzen führt. In dem für viele Netzbereiche auslegungsrelevanten Rückspeisefall führt eine Senkung der Stromnachfrage zu einer Erhöhung der Rückspeisung der regenerativen Stromerzeugung in diesen Strängen in überlagerte Netzebenen. Daraus ergibt sich in der Konsequenz ein erhöhter Netzausbaubedarf.

6 Eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen ist erforderlich

Die Stromverteilung und Stromübertragung unterliegt im liberalisierten Strommarkt in Deutschland der Regulierung. Die Kosten, welche ein Netzbetreiber über die Netznutzungsentgelte (NNE) geltend machen kann, sind per Gesetz und Verordnung festgeschrieben. Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) definiert in diesem Zusammenhang die Erlösobergrenzen sowie die daraus resultierenden Kostenstruktur je Verteilnetzbetreiber.

Die ARegV beinhaltet verschiedene Elemente, um die Versorgungsaufgabe eines Verteilnetzes sowie in einem gewissen Rahmen auch deren Änderung abzubilden. Daneben sind aber auch die Steigerung der Produktivität und der Effizienz in Form von senkenden Faktoren auf die Kapital- und Betriebskosten vorgegeben. Ursprünglich wurde die ARegV für ein Energiesystem mit weitgehend gleichbleibender Ver-

² Laststeuerung wird vielfach auch als Demand-Side-Management (DSM) bezeichnet.

sorgungsaufgabe entwickelt, in dem durch den Gesetz- und Verordnungsgeber Anreize zur Effizienzsteigerung und damit Kostensenkung gesetzt werden, die zugleich eine Kostenentlastung der Stromverbraucher bewirken sollen.

Im Zuge der regulatorischen Untersuchungen der dena-Verteilnetzstudie wurde analysiert, ob die aktuelle Ausgestaltung der ARegV es ermöglicht, dass die Betreiber der Stromverteilnetze unter den Rahmenbedingungen der Energiewende und den sich daraus ergebenden Anforderungen an die Netzentwicklung die von der Regulierung vorgesehene Rendite erhalten. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, dass Verteilnetzbetreiber, die in ihrem Netzgebiet einen hohen Investitionsbedarf bis 2030 aufweisen, nicht die von dem Verordnungsgeber vorgesehene Rendite erwirtschaften können. Damit zeigen diese Ergebnisse, dass derzeit die vorgesehenen Anreize zur Finanzierung der notwendigen Investitionen in die Stromverteilnetze in Deutschland nicht vorhanden sind.

Tabelle 3: Auskömmlichkeit der ARegV für die untersuchten Netzentwicklungsfälle (Betrachtung ab 2. Regulierungsperiode).

Untersuchungsfälle	Variante NEP B 2012	Bundesländervariante
Ersatzbedarf = hoch Ausbaubedarf = hoch	--	--
Ersatzbedarf = gering Ausbaubedarf = gering	++	++
Ersatzbedarf = mittel Ausbaubedarf = hoch	-	-
Ersatzbedarf = mittel Ausbaubedarf = gering	0	0
Legende: - / -- : regulierte Rendite wird verfehlt 0 : regulierte Rendite wird erreicht + / ++ : regulierte Rendite wird übertroffen		

In Tabelle 3 sind die Ergebnisse bezüglich der durch die ARegV-Systematik vorgesehenen Rendite dargestellt. Da sich in der Praxis der Investitionsbedarf aus Erweiterungsinvestitionen in Folge des gegebenen Netzausbaubedarfs sowie aus Aufwendungen für Ersatzmaßnahmen im Bestandsnetz zusammensetzt, wurde eine solche Unterscheidung auch im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie vorgenommen. Grundlage der quantitativen Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen ist der im netztechnischen Studienteil ermittelte Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung der existierenden Bestandsanlagen. Damit wurden die Mittelrückflüsse aus bestehenden Altanlagen in der Betrachtung berücksichtigt.

Für die Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen wurden verschiedene Netzentwicklungsfälle zugrunde gelegt, um eine generelle Aussage zur Auskömmlichkeit der ARegV treffen zu können. Auskömmlich ist die ARegV in diesem Sinn dann, wenn die von der Regulierung vorgesehene Zielrendite erreicht werden kann. Die Ergebnisse der dena-Verteilnetzstudie zeigen, dass für Verteilnetzbetreiber mit hohem Erweiterungsbedarf bzw. hohem Investitionsbedarf im Allgemeinen keine auskömmliche Rendite unter derzeitigen Rahmenbedingungen gegeben ist. Es besteht somit dringender Anpassungsbedarf der ARegV, um geeignete Anreize für die Realisierung des notwendigen Anpassungsbedarfs der Stromverteilnetze in Deutschland zu setzen.

Im Rahmen der ARegV wurde bereits in der Vergangenheit mit dem Erweiterungsfaktor ein Instrument zur Abbildung veränderter Rahmenbedingungen implementiert. Durch den Erweiterungsfaktor sollen Kostenänderungen in Folge des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, aber auch durch Änderungen des Versorgungsgebiets bzw. durch Änderung der Stromnachfrage, abgebildet werden.

Die Analysen des regulatorischen Gutachtens zeigen, dass der Erweiterungsfaktor der ARegV zwar wirksam ist, d.h. der Erweiterungsfaktor ermöglicht zumindest eine Erhöhung der Erlöse für Verteilnetzbetreiber mit bestehendem Ausbaubedarf in Folge des EE-Ausbaus. Allerdings verteilt der Erweiterungsfaktor die zusätzlich erwirtschaftbaren Erlöse nicht entsprechend des tatsächlich auftretenden Erweiterungsbedarfs in den Stromverteilnetzen. Insbesondere für Verteilnetzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf, welche zusätzliche Investitionsmittel und damit Erlöse benötigen, ist auch unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors die vom Verordnungsgeber vorgesehene Rendite nicht zu erwirtschaften.

Tabelle 4: Deckung des Erweiterungsinvestitionsbedarfs durch zusätzliche Einnahmen aus Anwendung des Erweiterungsfaktors.

Untersuchungsfälle	Deckungsgrad Erweiterungsfaktor
Ersatzbedarf = hoch Erweiterungsbedarf = hoch	84 %
Ersatzbedarf = gering Erweiterungsbedarf = gering	186 %
Ersatzbedarf = mittel Erweiterungsbedarf = hoch	115 %
Ersatzbedarf = mittel Erweiterungsbedarf = gering	85 %

Tabelle 4 zeigt den Deckungsgrad des Erweiterungsfaktors der ARegV und damit den Anteil der durch den EE-Ausbau entstehenden Erweiterungsinvestitionen, welche durch die zusätzlich auf der Basis des beste-

henden Erweiterungsfaktors generierten Erlöse gedeckt sind. Es wird deutlich, dass der Erweiterungsfaktor die zusätzlichen Erlöse nicht sachgerecht alloziert und daher die ARegV angepasst werden muss.

7 Empfehlungen

Die Ergebnisse der dena-Verteilnetzstudie zeigen einen enormen Ausbau- und Innovationsbedarf in den deutschen Stromverteilnetzen. Um den weiteren Ausbau und die Nutzbarmachung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen, müssen die Stromverteilnetze erheblich erweitert werden.

Zur Realisierung des ermittelten Netzausbedarfs ist es erforderlich, dass die Verteilnetzbetreiber die von der Regulierung vorgesehene Rendite erzielen können. Diesem Sachverhalt wird unter heutigen Rahmenbedingungen nicht im erforderlichen Maß Rechnung getragen. Die Untersuchungen zeigen, dass einerseits die erzielbaren Renditen der Verteilnetzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf nicht ausreichend sind. Andererseits zeigen die vorliegenden Untersuchungsergebnisse, dass das Konzept des Erweiterungsfaktors zusätzliche Erlöse für Erweiterungsinvestitionen nicht sachgerecht unter den Netzbetreibern verteilt. Es muss deshalb zeitnah eine Anpassung der ARegV erfolgen, um das Erreichen der Zielsetzungen der Energiewende nicht zu gefährden. Zugleich zeigen die vorliegenden Analysen auch deutlich auf, dass eine entsprechende Änderung der ARegV zeitnah erfolgen muss: Anpassungen zu einem späteren Zeitpunkt würden das bereits heute bestehende Problem noch erheblich verschärfen.

Die in der dena-Verteilnetzstudie ermittelten Potenziale zur Reduktion des Netzausbaubedarfs müssen weiter untersucht werden. Insbesondere muss eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse der zur Reduktion des Netzausbaubedarfs bestehenden technischen Optionen erfolgen. Darüber hinaus ist zu empfehlen, einen transparenten gesellschaftlichen Dialog zu führen, welche der in dieser Studie aufgezeigten technischen Optionen und Potenziale zukünftig für die Entwicklung der Stromverteilnetze genutzt werden sollen. Im Ergebnis dieses gesellschaftlichen Dialog- und Entscheidungsprozesses werden voraussichtlich weitere Anpassungen des rechtlichen und regulatorischen Rahmens in Deutschland erforderlich.

8 Ausblick

Die dena-Verteilnetzstudie hat den Netzausbaubedarf in den Stromverteilnetzen, die Möglichkeiten zur Reduktion des Ausbaubedarfs durch verschiedene technische Optionen sowie die Erreichung der Zielerrendite im Rahmen der heute bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen für den Betrieb der Stromverteilnetze in Deutschland untersucht. Zusätzlich zu den in dieser Studie beantworteten Fragestellungen besteht weiterer Forschungsbedarf, welcher wie folgt skizziert werden kann:

- Das in der vorliegenden Studie ermittelte Potenzial zur Senkung des Investitionsbedarfs in den deutschen Stromverteilnetzen muss durch weitergehende Analysen detaillierter untersucht und quantifiziert werden. Den ermittelten Potenzialen zur Reduktion des Investitionsbedarfs stehen zusätzliche Kosten in Folge veränderter Nutzungsdauern für innovative Betriebsmittel, für die

zusätzliche Wartung und Überwachung der eingesetzten Technologien bzw. der Stromverteilnetze insgesamt gegenüber. Daher müssen für die ermittelten Optionen zur Reduktion des Ausbaubedarfs der Stromverteilnetze weitergehende makro- und mikroökonomische Analysen erfolgen.

- Zukünftig ist eine Erweiterung der Aufgaben der deutschen Stromverteilnetzbetreiber zu erwarten. Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus den Verteilnetzen heraus und die betriebliche und planerische Koordination mit den Übertragungsnetzbetreibern wird zunehmend an Bedeutung gewinnen. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, wie sich regenerative Stromerzeugungsanlagen zukünftig verstärkt an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen können und müssen. Des Weiteren bedarf es aber insbesondere auch neuer Betriebsführungskonzepte in den deutschen Stromnetzen, die auf der Basis einer zu intensivierenden Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und Systemsicherheit ermöglichen. Die hierfür erforderliche Überprüfung und voraussichtliche Neu-Definition von Rollen und Aufgaben für den sicheren und stabilen Betrieb der Stromnetze mit wachsenden Anteilen regional stark verteilter Stromerzeugungsanlagen ist in weitergehenden Untersuchungen zu betrachten.
- Ein wesentlicher Fokus muss auf die Systemintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gelegt werden. Die dena-Verteilnetzstudie untersucht, in welchem Umfang die Stromverteilnetze in Deutschland ausgebaut werden müssen, um die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nutzbar zu machen. Darüber hinaus ist die Frage zu klären, wie eine Erzeugungsleistung von bis zu 225 GW bei einer Bandbreite der Last in Deutschland von ca. 30 GW Minimallast bis ca. 84 GW Maximallast in das europäische Stromerzeugungssystem insgesamt integriert werden kann. Zukünftig werden regelmäßig Situationen entstehen, in denen die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt. Dann muss der Strom exportiert, gespeichert und / oder abgeregelt werden. Die Systemintegration erneuerbarer Energien muss in Abstimmung mit den europäischen Nachbarländern erfolgen.