

dena-Verteilnetzstudie.

Ausbau- und Innovationsbedarf der Strom-
verteilnetze in Deutschland bis 2030.

Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

(kurz: dena-Verteilnetzstudie)

Endbericht

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65 – 651
Fax: +49 (0)30 72 61 65 – 699
E-Mail: agricola@dena.de

Berlin, 11.12.2012

Titel der Studie	Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie).
Version	Endbericht
Datum	11.12.2012
Bearbeiter	<p>Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Energiesysteme und Energiedienstleistungen:</p> <p>Annegret-Cl. Agricola Bernd Höflich Philipp Richard Jakob Völker</p> <p>Technische Universität Dortmund/ ef. Ruhr GmbH</p> <p>Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf Dipl.-Ing. Jan Kays Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll Dipl.-Ing. Johannes Schwippe Dipl.-Ing. André Seack Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen</p> <p>Prof. Dr. Gert Brunekreeft</p> <p>Prof. Dr. Gert Brunekreeft Dr. Roland Meyer Dr. Vanessa Liebert (01-2012 – 06-2012)</p>
Prüfgutachter	<p>Prof. Dr. Helmut Lecheler (Freie Universität Berlin) Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann (Technische Universität München) Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)</p>
Auftraggeber	<p>1. Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH 2. WEMAG Netz GmbH 3. E.ON Edis AG 4. EWE NETZ GmbH 5. Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG</p>

	<p>6. MITNETZ STROM mbH</p> <p>7. Netzgesellschaft mbH Chemnitz</p> <p>8. Rheinische NETZgesellschaft mbH</p> <p>9. Rhein- Ruhr Verteilnetz GmbH</p> <p>10. NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH</p> <p>11. ESWE Netz GmbH</p> <p>12. EON Netz GmbH</p> <p>13. N- ERGIE Netz GmbH</p> <p>14. EnBW Regional AG</p> <p>15. E.ON Bayern AG</p> <p>16. LEW Verteilnetz GmbH</p> <p>17. Thüga AG</p>
<p>Fachbeirat</p>	<p>Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie</p> <p>Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen</p> <p>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.</p> <p>Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände - Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.</p> <p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.</p> <p>Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.</p> <p>Bundesverband Solarwirtschaft e.V.</p> <p>Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V..</p> <p>Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg</p> <p>Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg</p> <p>Niedersächsisches Ministerium für Umwelt und Klimaschutz</p> <p>Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.</p> <p>Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.</p> <p>Verband kommunaler Unternehmen e. V.</p>

Impressum.

Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Geschäftsbereich

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 72 61 65-600

Fax: +49 (0)30 72 61 65-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Berlin, Dezember 2012

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.

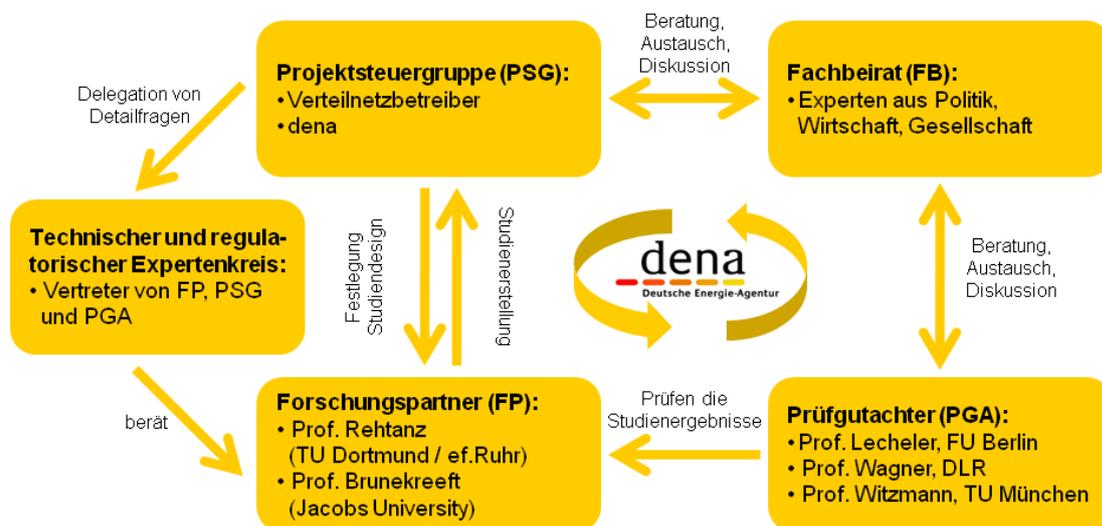


Abbildung 1: Studiendesign der dena-Verteilnetzstudie.

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.

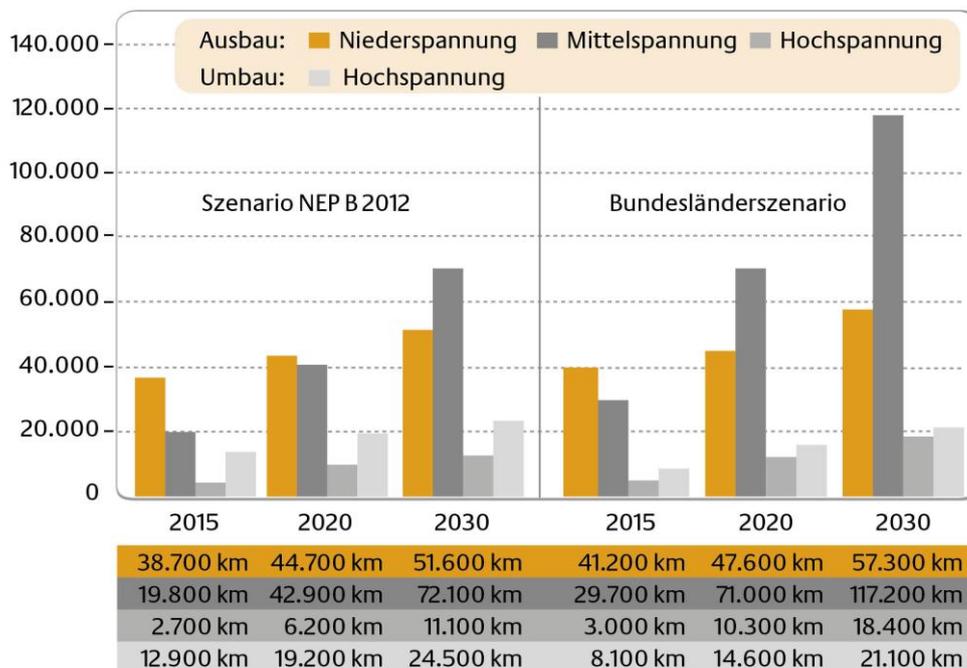


Abbildung 2: Netzausbaubedarf in Stromkreiskilometern je Spannungsebene und Stützjahr (kumuliert).

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.

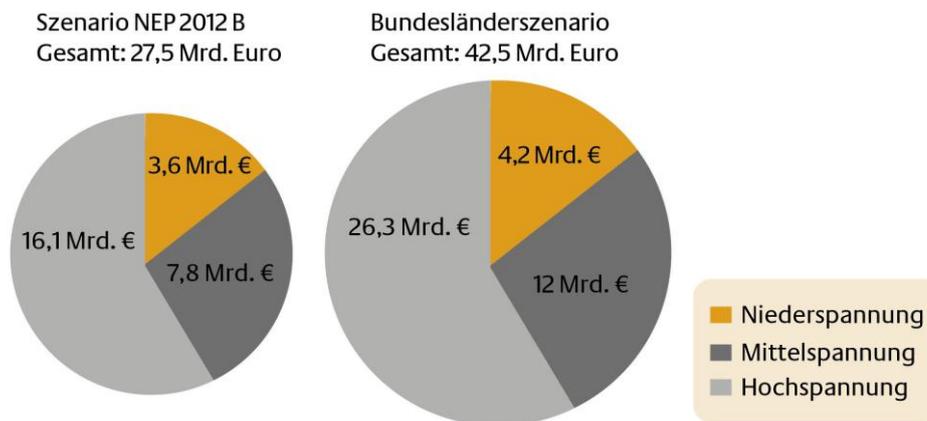


Abbildung 3: Investitionsbedarf in die deutschen Stromverteilnetze bis 2030.

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.

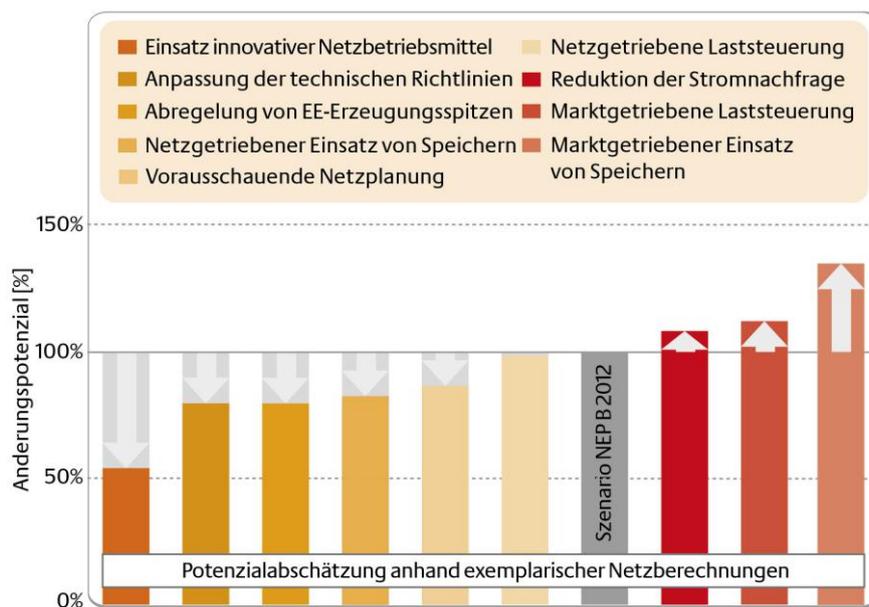
5 Ausbaubedarf der Stromverteilnetze – Variantenrechnungen für verschiedene Optionen der Netzentwicklungsplanung

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.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	17
Teil A: Technisches Gutachten	19
1 Zusammenfassung des technischen Gutachtens	20
1.1 Zielsetzung.....	21
1.2 Methodik	21
1.3 Ergebnisse der Untersuchungen für die Basisszenarien	27
1.4 Ergebnisse der Variantenrechnungen	30
1.5 Veränderte Rolle der Verteilnetzbetreiber.....	36
1.6 Gliederung der Studie	37
2 Entwicklung der Versorgungsaufgabe	38
2.1 Netzentwicklung und zukünftige Treiber der Versorgungsaufgabe	38
2.2 Windenergieanlagen	40
2.3 Photovoltaikanlagen	43
2.4 Bioenergie	45
2.5 Kraft-Wärme-Kopplung.....	46
2.6 Wasserkraft.....	46
2.7 Geothermie	47
2.8 Konventionelle Kraftwerke.....	48
2.9 Speicher.....	48
2.10 Lastentwicklung.....	50
2.11 Betrachtungsszenarien.....	52
3 Identifikation von Untersuchungsregionen	55
3.1 Regionalisierung der Treiber der Versorgungsaufgabe	55

3.2	Regionalisierung der Treiber im Bundesländerszenario.....	65
3.3	Identifikation von repräsentativen Netzgebietsklassen ..	66
3.4	Bildung von Untersuchungs-regionen.....	81
3.5	Hochrechnung der Ergebnisse	82
3.6	Bewertung der Methodik.....	84
4	Planungs- und Ausbaugrundsätze.....	88
4.1	NS-/MS-Planungsgrundsätze	88
4.2	HS-Planungsgrundsätze.....	98
4.3	Bewertung der Planungs- und Ausbaugrundlagen.....	104
5	Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs.....	107
5.1	Modellierung von DEA.....	107
5.2	NS-Netzanalyse	114
5.3	MS-Netzanalyse	130
5.4	HS-Netzanalyse	136
5.5	Bewertung der Netzanalyse	139
6	Ausbaubedarf der Verteilnetze	142
6.1	Bestimmung des Netzausbau-bedarfs.....	142
6.2	Monetäre Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs	145
6.3	Ergebnisse für Szenario NEP B 2012.....	147
6.4	Ergebnisse für Bundesländerszenario	156
6.5	Bewertung des Ausbaubedarfs.....	161
7	Varianten der Basisszenarien.....	165
7.1	Ziele und Randbedingungen	165
7.2	Innovative Netztechnologien.....	166
7.3	Anpassung der technischen Richtlinien	183
7.4	Leistungssteuerung von DEA	189
7.5	Vorausschauende Netzausbauplanung	193
7.6	Intelligentes Management von Lasten	198
7.7	Speichertechnologien.....	203
7.8	Lastreduktion durch Effizienzsteigerung	210

7.9	Vergleich der Varianten.....	212
8	Veränderte Rolle der Verteilnetzbetreiber.....	218
8.1	Netzebenenübergreifende Koordination	218
8.2	Erbringung von Dienstleistungen aus dem Verteilnetz.....	220
8.3	Zusammenfassung.....	223
9	Anhang zum technischen Gutachten.....	225
9.1	Ergebniskarten für das Bundesländerszenario	225
9.2	Inhomogener Zubau von PVA innerhalb einer Gemeinde.....	229
9.3	Vorhandene Netzanschlusskapazitäten in der NS und MS.....	231
9.4	Herleitung der Annahmen für die Leistungssteuerung von DEA	236
9.5	Herleitung der Annahmen für das DSM	241
Teil B: Regulatorisches Gutachten.....		251
10	Zusammenfassung des regulatorischen Gutachtens ...	252
10.1	Zielsetzung.....	252
10.2	Methodik	254
10.3	Ergebnisse der Hauptuntersuchungen	256
10.4	Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV.....	257
10.5	Ergebnisse der Variantenrechnungen	259
10.6	Weiterführende Überlegungen zur Anreizregulierung ..	260
10.7	Gliederung der Studie	261
11	Theoretische Überlegungen zur Anreizregulierung.....	262
11.1	Dogmengeschichtlicher Hintergrund.....	262
11.2	Beschreibung der ARegV	268
12	Fallunterscheidung der VNB nach Investitionsbedarf ..	276
13	Modellbeschreibung und Annahmen	282
13.1	Simulation der Ersatzinvestitionen.....	283
13.2	Verteilung der Erweiterungsinvestitionen.....	286
13.3	Ermittlung der Netzkosten gemäß StromNEV.....	288

13.4	Berechnung der Erlösobergrenzen gemäß gegenwärtiger ARegV	292
13.5	Berechnung der Erlösobergrenzen mit Anpassungen der ARegV	299
13.6	Methode zur Berechnung des Cash-Flows	304
14	Ergebnisse	306
14.1	Hauptuntersuchungen	307
14.2	Anpassungen der ARegV	317
14.3	Variantenrechnungen	331
15	Weiterführende Überlegungen zur Anreizregulierung ..	344
15.1	Die Anreizwirkung der Systeme im Vergleich	345
15.2	Der Erweiterungsfaktor	350
15.3	Netzentgeltstruktur	353
15.4	Innovationen und Investitionsvermeidung	361
16	Schlussfolgerungen	368
17	Anhang zum regulatorischen Gutachten	373
17.1	Hauptuntersuchungen	373
17.2	Anpassungen der ARegV	375
17.3	Variantenrechnungen	376
	Literaturverzeichnis	378

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1	Methodik im Studienteil A und im Studienteil B	22
Abbildung 1.2	Im Szenario NEP B 2012 identifizierte Netzgebietsklassen (links) an der Studie beteiligte Verteilnetzbetreiber (rechts).....	25
Abbildung 1.3	Investitionsbedarf für Szenario NEP B 2012 und für Bundesländerszenario in den deutschen Verteilnetzen	28
Abbildung 1.4	Zusammenfassung der Variantenrechnungen bis zum Jahr 2030	36
Abbildung 2.1	Zusammensetzung des Nettostromverbrauchs in Deutschland [5].....	50
Abbildung 3.1	Regionalisierungsprozess der WEA-Ausbauwerte	56
Abbildung 3.2	Aufteilung der heute installierten WEA-Leistung zwischen Transport- und Verteilnetzebene.....	57
Abbildung 3.3	Regionalisierungsprozess der PVA-Ausbauwerte	60
Abbildung 3.4	Strukturklassenzuordnung aller deutschen Gemeinden.....	68
Abbildung 3.5	NGK in der Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010	71
Abbildung 3.6	NGK A1, A2 und A3 für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010	72
Abbildung 3.7	NGK A1, A2 und A3 für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030	73
Abbildung 3.8	NGK in der Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030	73
Abbildung 3.9	Verteilung der NGK in Deutschland im Szenario NEP B 2012	75
Abbildung 3.10	WEA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010.....	76
Abbildung 3.11	WEA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030.....	77
Abbildung 3.12	PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010.....	78

Abbildung 3.13	PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030.....	79
Abbildung 3.14	Niederspannungsnetzgebiete der an der Studie beteiligten VNB.....	81
Abbildung 4.1	Typische NS- und MS-Verteilnetzstrukturen	89
Abbildung 4.2	Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Netzbetrieb.....	90
Abbildung 4.3	Zulässige Spannungsänderungen bei Anschluss von DEA in der NS und MS	91
Abbildung 4.4	NS-Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung	93
Abbildung 4.5	NS-Netzverstärkung durch zusätzliche Abspannung	94
Abbildung 4.6	MS-Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung	95
Abbildung 4.7	MS-Netzverstärkung durch neuen MS-Ring.....	96
Abbildung 4.8	MS-Netzverstärkung durch neues Umspannwerk.....	96
Abbildung 4.9	Planungsprozess für den Netzausbau in der HS-Ebene.....	101
Abbildung 5.1	Histogramm der PVA-Nennleistungen (Inbetriebnahme 2010)	108
Abbildung 5.2	Histogramm der PVA-Nennleistungen kleiner 50 kW (Inbetriebnahme 2010).....	108
Abbildung 5.3	Histogramm der WEA-Nennleistungen (Inbetriebnahme 2010)	109
Abbildung 5.4	Histogramm der BMA-Nennleistungen in der NS-Ebene (Inbetriebnahme 2010)	110
Abbildung 5.5	Histogramm der BMA-Nennleistungen in der MS-Ebene (Inbetriebnahme 2010).....	110
Abbildung 5.6	Vorgehensweise beim Anschluss von DEA nach EEG ^{7,8,9}	111
Abbildung 5.8	Überführung der Netzinformationen aus lagerichtigem Kartenmaterial in das Netzberechnungsprogramm	116
Abbildung 5.9	Exemplarischer Zubau von PVA in den Stützjahren	116
Abbildung 5.10	Umwandlung der Netztopologie für die GKA..	118
Abbildung 5.11	Schematische Darstellung der Grenzkurvenverläufe	120

Abbildung 5.12	Schematische Darstellung der Betriebszustandsbewertung.....	121
Abbildung 5.13	Vereinfachte Netzstruktur für das numerische Verfahren.....	122
Abbildung 5.14	Vorgehensweise beim numerischen Grenzkurvenverfahren	122
Abbildung 5.15	Übergang zum Ersatzschaltbild für das analytische Verfahren	123
Abbildung 5.16	Schematische Darstellung des Grenzkurvendiagramms für den Ausgangszustand	124
Abbildung 5.17	Schematische Darstellung des Grenzkurvendiagramms für den DEA-Zubau .	125
Abbildung 5.18	Schematische Darstellung von Netzverstärkungsmaßnahmen.....	125
Abbildung 5.19	Ermittelte Häufigkeitsverteilung der DEA-Angriffsfaktoren in der NS.....	128
Abbildung 6.1	Übersicht über die Vorgehensweise bei der Detailanalyse in der NS, MS und HS	143
Abbildung 6.2	Übersicht über die Vorgehensweise bei der GKA.....	144
Abbildung 6.3	Zuordnung eingesetzter Betriebsmittel zu der NS-, MS- und HS-Ebene.....	145
Abbildung 6.4	Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012	148
Abbildung 6.5	Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung insgesamt und pro Einwohner in den Bundesländern für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030.....	155
Abbildung 6.6	Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung in Deutschland für das Bundesländerszenario	156
Abbildung 6.7	Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung insgesamt und pro Einwohner in den Bundesländern für das Bundesländerszenario im Jahr 2030.....	159
Abbildung 6.8	Investitionsbedarf für das Szenario NEP B 2012 und für das Bundesländerszenario in den deutschen Verteilnetzen	160

Abbildung 6.9	Investitionsbedarf der Basisszenarien in Abhängigkeit der installierten DEA-Leistung ..	160
Abbildung 7.1	Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten NS-Netzgebiet für das Szenario NEP B 2012	173
Abbildung 7.2	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der NS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)	174
Abbildung 7.3	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der NS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)	175
Abbildung 7.4	Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten MS-Netzgebiet 1	176
Abbildung 7.5	Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten MS-Netzgebiet 2	177
Abbildung 7.6	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der MS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)	178
Abbildung 7.7	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der MS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)	179
Abbildung 7.8	Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien in ausgewählten HS-Netzgebieten	180
Abbildung 7.9	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der HS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)	181
Abbildung 7.10	Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der HS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)	181
Abbildung 7.11	Einsparpotentialabschätzung beim Einsatz innovativer Netztechnologien für das	

	Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario bis zum Jahr 2030 (auf Basis exemplarischer Netze)	183
Abbildung 7.12	Einsparpotential in der NS-Untersuchungsregion durch Anpassung der technischen Richtlinien	186
Abbildung 7.13	Deutschlandweites Einsparpotential in der NS durch Anpassung der technischen Richtlinien	186
Abbildung 7.14	Einsparpotential in der MS-Untersuchungsregion durch Anpassung der technischen Richtlinien	187
Abbildung 7.15	Deutschlandweites Einsparpotential in der MS durch Anpassung der technischen Richtlinien	188
Abbildung 7.16	Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der NS-Ebene	190
Abbildung 7.17	Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der MS-Ebene	191
Abbildung 7.18	Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der HS-Ebene	192
Abbildung 7.19	Berechnungsschritte im Szenario NEP B 2012 (a) und in der Variante vorausschauende Netzausbauplanung (b).....	193
Abbildung 7.20	Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der NS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)	195
Abbildung 7.21	Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der MS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)	196
Abbildung 7.22	Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der HS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)	197
Abbildung 7.23	Auswirkungen von marktgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der NS-Ebene...	201
Abbildung 7.24	Auswirkungen von netzgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der NS-Ebene...	201
Abbildung 7.25	Auswirkungen von marktgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der MS-Ebene ..	202
Abbildung 7.26	Auswirkungen von netzgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der MS-Ebene ..	202

Abbildung 7.27	Zusätzlicher Investitionsbedarf in der NS-Ebene durch die Integration netzbelastender Speicher	205
Abbildung 7.28	Einsparpotential in der NS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher.....	206
Abbildung 7.29	Zusätzlicher Investitionsbedarf in der MS-Ebene durch die Integration netzbelastender Speicher	207
Abbildung 7.30	Einsparpotential in der MS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher.....	208
Abbildung 7.31	Einsparpotential in der HS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher.....	209
Abbildung 7.32	Erhöhung des Investitionsbedarfs in der NS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen	211
Abbildung 7.33	Erhöhung des Investitionsbedarfs in der MS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen	211
Abbildung 7.34	Erhöhung des Investitionsbedarfs in der HS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen	212
Abbildung 7.35	Vergleich der Variantenrechnungen in der NS-Ebene bis zum Jahr 2030	213
Abbildung 7.36	Vergleich der Variantenrechnungen in der MS-Ebene bis zum Jahr 2030.....	214
Abbildung 7.37	Vergleich der Variantenrechnungen in der HS-Ebene bis zum Jahr 2030	215
Abbildung 7.38	Zusammenfassung der Variantenrechnung bis zum Jahr 2030	215
Abbildung 9.1	Verteilung der NGK in Deutschland im Bundesländerszenario	226
Abbildung 9.2	WEA- Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Bundesländerszenario im Jahr 2030.....	227
Abbildung 9.3	PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Bundesländerszenario im Jahr 2030.....	228
Abbildung 9.4	Änderung des Investitionsbedarfs durch inhomogene Verteilung des PVA-Zubaus innerhalb einer Gemeinde in der NS-Ebene...	230
Abbildung 9.5	Verfügbare Anschlusskapazität für DEA in der NS	233
Abbildung 9.6	Verfügbare Anschlusskapazität für DEA in der MS	235

Abbildung 9.7	Leistungskennlinie der WEA E-82 der Firma Enercon	237
Abbildung 9.8	Geordnete Jahresdauerlinie einer WEA in Emden aus dem Jahr 2011 mit Abregelung auf 80 % der installierten Leistung	239
Abbildung 9.9	Abregelungswert der Enercon-WEA E-82 an ausgewählten Standorten bei resultierendem Energieverlust von maximal 2 % pro Jahr	240
Abbildung 9.10	Einsparpotential neuer Netztechnologien in der MS-Ebene	241
Abbildung 9.11	Netzauslegungsrelevante Fälle beim Einsatz von DSM in den Jahren 2020 und 2030	243
Abbildung 9.12	Einfluss des DSM auf die Leistung an einem MS-Strang im Jahr 2030 für den Starklastfall (i) und den Rückspeisefall (ii) exemplarisch an einem Sonntag im April	250
Abbildung 10.1	Methodik im Studienteil A und im Studienteil B	253
Abbildung 10.2	Fallunterscheidung und Einteilung der VNB ...	255
Abbildung 10.3	Ergebnisse zum Szenario NEP B 2012	256
Abbildung 10.4	Anpassungen der ARegV für die Gruppe „Gesamt-hoch“	258
Abbildung 10.5	Variantenrechnungen für die Gruppe „Gesamt-hoch“	260
Abbildung 11.1	Idealtypische Funktionsweise einer Anreizregulierung	264
Abbildung 11.2	Schematische Darstellung der drei Sockeleffekte	273
Abbildung 12.1	Investitionszyklus in Deutschland	277
Abbildung 12.2	Fallunterscheidung und Einteilung der VNB ...	279
Abbildung 13.1	Modellierung der Ursprungsinvestitionen	284
Abbildung 13.2	Einordnung in den synthetischen Investitionszyklus (schematische Darstellung)	286
Abbildung 13.3	Zeitliche Verteilung der Erweiterungsinvestitionen	287
Abbildung 13.4	Pauschaler Abzug der Doppelung von Erweiterung und Ersatz	288
Abbildung 13.5	Wirkung der Veränderung der Strukturparameter	298
Abbildung 13.6	Bereinigung des Erweiterungsfaktors	299
Abbildung 13.7	Deckelung des Investitionsfaktors	301

Abbildung 14.1	Ergebnisse zum Szenario NEP B 2012.....	308
Abbildung 14.2	Ergebnisvergleich mit und ohne Sockeleffekt aus Altanlagen (SE3) (Szenario NEP B 2012).....	311
Abbildung 14.3	Ergebnisvergleich Szenario NEP B 2012 / Bundesländerszenario	312
Abbildung 14.4	Ergebnisvergleich mit und ohne Sockeleffekt aus Altanlagen (SE3) (Bundesländerszenario).....	313
Abbildung 14.5	Ergebnisse zum Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (A.1)	319
Abbildung 14.6	Ergebnisse zum Investitionsfaktor mit monetärem Ausgleich (A.2)	321
Abbildung 14.7	Ergebnisse zum Investitionsfaktor auf Plankostenbasis (A.3).....	323
Abbildung 14.8	Ergebnisse zum Investitionsbonus (A.4)	324
Abbildung 14.9	Ergebnisse zu den Anpassungen der X-Faktoren (A.5)	327
Abbildung 14.10	Ergebnisse zur Anpassung des Erweiterungsfaktors (A.6)	329
Abbildung 14.11	Anpassungen der ARegV für die Gruppe „Gesamt-hoch“.....	331
Abbildung 14.12	Ergebnisse zur Variantenrechnung „Innovative Netztechnologien“ (U.1) für das Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario	333
Abbildung 14.13	Ergebnisse zur Variantenrechnung „An- passung der technischen Richtlinien“ (U.2)....	335
Abbildung 14.14	Ergebnisse zur Variantenrechnung „Leistungssteuerung DEA“ (U.3)	336
Abbildung 14.15	Ergebnisse zur Variantenrechnung „Voraus- schauende Netzausbauplanung“ (U.4).....	338
Abbildung 14.16	Ergebnisse zur Variantenrechnung „Lastreduktion“ (U.7)	341
Abbildung 14.17	Variantenrechnungen für die Gruppe „Gesamt-hoch“	342
Abbildung 15.1	Bewertung der Business-Pläne.....	349

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1	Leistungswerte der primären Treiber im Szenario NEP B 2012.....	23
Tabelle 1.2	Leistungswerte der primären Treiber im Bundesländerszenario	24
Tabelle 1.3	Erforderliche Ausbaukilometer bis zum Jahr 2030 in den Basisszenarien	28
Tabelle 2.1	Vergleich der WEA-Ausbauwerte.....	43
Tabelle 2.2	Vergleich der PVA-Ausbauwerte.....	45
Tabelle 2.3	Vergleich der BMA-Ausbauwerte	45
Tabelle 2.4	Ausbauwerte für die installierte Leistung von KWKA.....	46
Tabelle 2.5	Vergleich der Ausbauwerte für Wasserkraftnutzung	47
Tabelle 2.6	Vergleich der Ausbauwerte für Geothermienutzung	48
Tabelle 2.7	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks.....	48
Tabelle 2.8	Vergleich der Ausbauwerte für Pumpspeicherkraftwerke	49
Tabelle 2.9	Prognosewerte für die Elektrofahrzeugdurchdringung in Deutschland.	51
Tabelle 2.10	Vergleich der Last-Szenarien.....	51
Tabelle 2.11	Zusammenfassung der Ausbauwerte im Szenario NEP B 2012	52
Tabelle 2.12	Zusammenfassung der Ausbauwerte im Bundesländerszenario	53
Tabelle 3.1	Entwicklung der installierten Onshore-WEA-Leistung in den Bundesländern.....	58
Tabelle 3.2	Verteilnetzanteil der WEA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Szenario NEP B 2012....	59
Tabelle 3.3	Entwicklung der installierten PVA-Leistung in den Bundesländern.....	61
Tabelle 3.4	Verteilnetzanteil der PVA-Zubauprognose auf Bundeslandebene im Szenario NEP B 2012....	62
Tabelle 3.5	Verteilnetzanteil der WEA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Bundesländerszenario ...	65

Tabelle 3.6	Verteilnetzanteil der PVA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Bundesländerszenario ...	66
Tabelle 3.7	Zuordnung der Gemeinden in Strukturklassen.	67
Tabelle 3.8	Kategorisierung der LDK.....	70
Tabelle 3.9	Koordinaten der Clusterzentren aller identifizierten NGK im Szenario NEP B 2012...	74
Tabelle 3.10	Koordinaten der Clusterzentren aller identifizierten NGK im Bundesländerszenario ..	80
Tabelle 4.1	Standardbetriebsmittel in der NS- und MS-Ebene.....	97
Tabelle 4.2	Skalierungsfaktoren in der NS und MS für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung	98
Tabelle 4.3	Verwendete Standardbetriebsmittel für die Netzausbauplanung in der HS	100
Tabelle 4.4	Skalierungsfaktoren in der HS für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung	104
Tabelle 5.1	Netzanschlusspunkte für DEA	113
Tabelle 5.2	Leistungsfaktoren von Neuanlagen.....	114
Tabelle 5.3	Auswirkung des DEA-Angriffsfaktors auf den Ausbaubedarf	128
Tabelle 5.4	Datengrundlage für die NS-Netzanalyse.....	130
Tabelle 5.5	Datengrundlage für die MS-Netzanalyse	136
Tabelle 5.6	Standardfreileitungen in der 220-kV- und 380-kV-Ebene.....	138
Tabelle 5.7	Datengrundlage für die HS-Netzanalyse.....	139
Tabelle 6.1	Monetäre Bewertung konventioneller Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen.....	146
Tabelle 6.2	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der NS-Ebene (Szenario NEP B 2012)	150
Tabelle 6.3	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der MS-Ebene (Szenario NEP B 2012)	151
Tabelle 6.4	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der HS-Ebene (Szenario NEP B 2012)	152

Tabelle 6.5	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der NS-Ebene (Bundesländerszenario).....	157
Tabelle 6.6	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der MS-Ebene (Bundesländerszenario)	157
Tabelle 6.7	Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der HS-Ebene (Bundesländerszenario).....	158
Tabelle 7.1	Monetäre Bewertung der innovativen Netztechnologien in der NS und MS	169
Tabelle 7.2	Monetäre Bewertung innovativer Leiterseiltechnologien in der Hochspannungsebene	172
Tabelle 7.3	Spannungsbandaufteilung unter Berücksichtigung der EN 50160.....	185
Tabelle 7.4	Prozentuale Veränderung der Lasten durch DSM.....	199
Tabelle 9.1	Aufteilung des elektrischen Energieverbrauchs auf die Verbrauchergruppen in den Spannungsebenen.....	242
Tabelle 9.2	Realistisches DSM-Potential der steuerbaren Lasten für einen typischen NS- und MS-Strang bzw. eine HS-Masche	248
Tabelle 9.3	DSM Potentiale unterteilt nach den jeweiligen Studien und Verbrauchergruppen..	249
Tabelle 13.1	Kapitalverzinsung nach der StromNEV	290
Tabelle 13.2	Unternehmenssteuersätze	291
Tabelle 13.3	Ermittlung des Free Cash-Flows	305
Tabelle 14.1	Höhe und Deckungsgrad des Erweiterungsfaktors	329
Tabelle 17.1	Ergebnisse des Szenarios NEP B 2012.....	373
Tabelle 17.2	Ergebnisvergleich mit und ohne SE3 (Szenario NEP B 2012).....	374
Tabelle 17.3	Ergebnisse des Bundesländerszenarios	374
Tabelle 17.4	Ergebnisvergleich mit und ohne SE3 (Bundesländerszenario).....	375
Tabelle 17.5	Ergebnisse zur den Anpassungen der ARegV (A.1 bis A.3).....	375
Tabelle 17.6	Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV (A.4 bis A.6).....	376

Tabelle 17.7	Ergebnisse der Variantenrechnungen (U.1 bis U.3)	376
Tabelle 17.8	Ergebnisse der Variantenrechnungen (U.4 und U.7)	377
Tabelle 17.9	Ergebnisvergleich der Variante „Innovative Netztechnologien“ für Szenario NEP B 2012 / Bundesländerszenario	377

Abkürzungsverzeichnis

μKWK	Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
AfA	Kalkulatorische Abschreibungen
AHK	Anschaffungs- und Herstellkosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BKZ	Baukostenzuschüsse
BL	Bundesland
BMA	Biomasseanlagen
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Kapitalkosten (capital expenditures)
DA	Detailanalyse
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlagen
DSM	Demand-Side-Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EF	Erweiterungsfaktor
EnEG	Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EO; EOG	Erlösobergrenze
EWD	Einwohnerdichte
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GIS	Geoinformationssystem
GKA	Grenzkurvenanalyse
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTLS	Hochtemperaturleiterseil
IF	Investitionsfaktor
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IKV	Interne Kapitalverzinsung
KAb	Beeinflussbarer Kostenanteil
KAdnb	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil
KAvnb	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
KWEA	Kleinstwindenergieanlage

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKA	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LDK	Leistungsdichteklassen
MS	Mittelspannung
NGK	Netzgebietsklasse
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation
OPEX	Betriebskosten (operating expenditures)
PF	Gen. Produktivitätsfaktor (X_{GEN})
PIZ	Pauschalisierte Investitionszuschlag
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RAB	Reg. Kapitalbasis (regulatory asset base)
rONS	regelbare Ortsnetzstation
RP	Regulierungsperiode
RPI	Verbraucherpreisindex (retail price index)
SAV	Sachanlagevermögen
SL	Steuerbare Last
SS	Sammelschiene
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TFP	Totale Faktorproduktivität
TOTEX	Gesamtkosten (total expenditures)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
V	Verteilungsfaktor
VN	Verteilnetzanteil
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	Vermiedene Netznutzungsentgelte
VPI	Verbraucherpreisindex
WACC	Kapitalverzinsung (weighted average cost of capital)
WE	Wohneinheit
WEA	Windenergieanlage
WR	Wechselrichter
X	Erwartete Produktivitätssteigerung

A

tu technische universität
dortmund



ef ■ Ruhr

DENA-VERTEILNETZSTUDIE

Abschlussbericht

Teil A | Technisches Gutachten

1 Zusammenfassung des technischen Gutachtens

Der politische Wille zum Klimaschutz und die entsprechenden Ziele in der EU und in Deutschland führen zu einem massiven Ausbau Erneuerbarer Energien. Gerade in den Verteilnetzen der Niederspannungs- (0,4 kV), Mittelspannungs- (10-30 kV) und Hochspannungsebene (110 kV) findet ein überwiegender Teil dieser Entwicklung dezentral, verteilt in der Fläche und unabhängig von der regionalen Verteilung der zu versorgenden Kunden, statt.

Der starke Zubau dieser dezentralen Energieumwandlungsanlagen in der Verteilnetzebene hat einen unmittelbaren Einfluss auf die Planung und den Betrieb der Verteilnetze. Die bisherige Versorgungsaufgabe wird durch die zunehmende Integration von EE um weitere Aufgaben ergänzt. Insbesondere um die sich aus der Lastflussumkehr ergebenden Anforderungen zur Spannungshaltung zu beherrschen, müssen die Netze durch Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen ertüchtigt werden. Dieser Zustand ist bereits heute in vielen Netzen, speziell im ländlichen Raum, erreicht. Für die nächsten Jahre ist zu erwarten, dass die Netze nahezu flächendeckend zur Aufnahme Erneuerbarer Energien ausgelegt werden müssen.

Weiterhin werden die zukünftigen Anforderungen an Verteilnetze durch flexible Last- und Einspeisesteuermechanismen, das so genannte Demand- oder Supply-Side-Management, geprägt. Durch diese Mechanismen aggregierte Marktprodukte (Smart Market) können aufgrund einer hohen Gleichzeitigkeit die Verteilnetze stark belasten oder aber Dienstleistungen zu deren Entlastung erbringen.

Neben dem Zubau Erneuerbarer Energien muss auch der Einfluss der Lastentwicklung, einschließlich neuer elektrischer Lasten wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge und deren Wechselspiel mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen oder auch Speichern, auf die Verteilnetze untersucht werden.

Auf die geänderten Anforderungen an die Versorgungsaufgabe kann im Netz auch durch innovative Technologien reagiert werden.

1.1 Zielsetzung

Das Ziel dieses technischen Teils dieser Studie ist es aufzuzeigen und zu bewerten, inwieweit das deutsche Verteilnetz von der Niederspannung bis zur Hochspannung auf Grund des Zubaus Erneuerbarer Energien und neuer Versorgungsanforderungen bis zum Jahr 2030 verstärkt, erweitert und umgebaut werden muss. Die Leistungs- und Betriebsgrenzen der deutschen Verteilnetze werden unter Berücksichtigung repräsentativer realer Netzdaten für die Stützjahre 2015, 2020 und 2030 ermittelt. Die Basis bildet die Analyse des heutigen Zustands.

Zunächst werden die maßgeblichen Treiber analysiert und in zwei Basisszenarien überführt, die die Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den Stützjahren kennzeichnen. Das Szenario NEP B 2012 basiert auf veröffentlichten Daten und Studien und orientiert sich überwiegend am Szenario B des Netzentwicklungsplans 2012 der BNetzA. Das Bundesländerszenario basiert auf aktuellen Zielen und Prognosen der deutschen Bundesländer und zeigt deutlich höhere Ausbautzahlen. Die Szenarien werden regional auf Gemeindeebene umgerechnet. Anhand realer Netzdaten von 16 über Deutschland verteilten Verteilnetzbetreibern wird der Ausbaubedarf als Betriebsmittelmengen und Investitionsbedarf bestimmt. Der ermittelte Ausbaubedarf wird auf Deutschland hochgerechnet. Die Berechnung erfolgt für die zwei Szenarien sowie eine Reihe darauf basierender Varianten, die innovative, technische und planerische Alternativen umfassen.

1.2 Methodik

Die Untersuchung ist dadurch getrieben, dass der Netzausbau unter realitätsnahen Annahmen ermittelt wird. Die Betrachtung basiert auf einer großen Anzahl realer Netzdaten, die von Verteilnetzbetreibern bereitgestellt wurden, die rund 50 % der deutschen Verteilnetze betreiben. Hierdurch ist gewährleistet, dass im Vergleich zu Studien, die exemplarische Modellnetze betrachten, eine möglichst hohe Realitätsnähe und damit Genauigkeit erzielt wird.

In Abbildung 1.1 wird die Methodik des technischen Gutachtens dieser Studie (Studienteil A) und die Methodik des regulatorischen

Gutachtens dieser Studie (Studienteil B) sowie die Schnittstelle zwischen den beiden Gutachten schematisch dargestellt.

Im technischen Gutachten werden deutschlandweite Szenarien zum Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen gemeindefach regionalisiert. Mittels einer Clusteranalyse werden Gemeinden, die im Betrachtungsrahmen dieser Studie eine ähnliche Entwicklung der Versorgungsaufgabe aufweisen, in sogenannten Netzgebietsklassen zusammengefasst. Anschließend werden die regionalisierten Zubau-Szenarien für dezentrale Energieumwandlungsanlagen auf reale Verteilnetze angewandt und der erforderliche Netzverstärkungsbedarf bestimmt. Der ermittelte Netzverstärkungsbedarf wird mit Hilfe der Netzgebietsklassen auf Deutschland hochgerechnet.

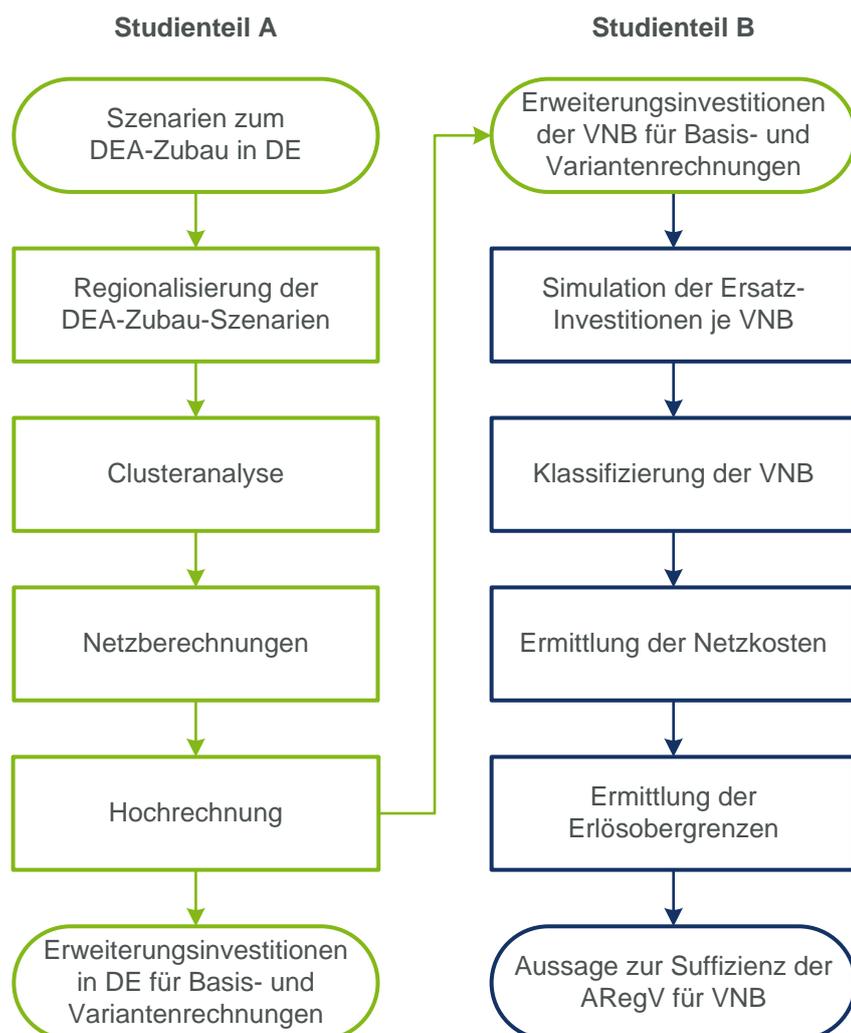


Abbildung 1.1

Methodik im Studienteil A und im Studienteil B

Die Betrachtungen des regulatorischen Gutachtens basieren auf realen Daten von Verteilnetzbetreibern. Dazu werden zunächst vom technischen Forschungspartner die Erweiterungsinvestitionen für ausgewählte Versorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber bestimmt. Zur Bestimmung der gesamten Netzkosten werden im regulatorischen Teil zusätzlich die Investitionszyklen für die Ersatzinvestitionen simuliert. Auf Grundlage des unterschiedlichen Investitionsbedarfs erfolgt eine Klassifizierung der Verteilnetzbetreiber. Auf Basis der für die Verteilnetzbetreiber ermittelten Erlösobergrenzen kann eine Aussage zur Suffizienz der ARegV für VNB in Abhängigkeit von ihrer Klassenzugehörigkeit getroffen werden. Die Methodik der beiden Studienteile ist so angelegt, dass es keine Rückkopplung des regulatorischen Studienteils auf den technischen Studienteil gibt. Das bedeutet, dass der im Studienteil A ermittelte Investitionsbedarf unabhängig vom regulatorischen Rahmen besteht.

1.2.1 Szenarien zur Versorgungsaufgabe

Windenergie und Photovoltaik sind die identifizierten maßgeblichen Treiber der Veränderung der Versorgungsaufgabe.

Das ermittelte Szenario NEP B 2012 orientiert sich am Szenario B der Bundesnetzagentur und bildet Gesamtwerte für Deutschland, die heute als realistisch eingeschätzt werden, ab. Die Werte für Szenario NEP B 2012 sind in Tabelle 1.1 zusammengefasst.

Tabelle 1.1

Leistungswerte der primären Treiber im Szenario NEP B 2012

Angaben in GW	2015	2020	2030
Windenergie Onshore	35,6	44,1	61,1
Photovoltaik	38,4	48,0	62,8

Das alternative Bundesländerszenario, welches aus aktualisierten Zielsetzungen und Prognosen der Bundesländer ermittelt wurde, zeigt in Summe deutlich höhere Werte. Eine Übersicht der dort angenommenen Werte ist in Tabelle 1.2 dargestellt.

Tabelle 1.2

Leistungswerte der primären Treiber im Bundesländerszenario

Angaben in GW	2015	2020	2030
Windenergie Onshore	53,0	77,0	107,9
Photovoltaik	37,8	52,0	71,7

In beiden Szenarien wird von einer konstanten Lastsituation ausgegangen, da Effizienzsteigerungen durch neue elektrische Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge kompensiert werden.

Als zukünftige Treiber, die sich heute jedoch nur mit einer großen Unschärfe prognostizieren lassen, werden die Last- und Einspeisesteuerung (Demand- und Supply-Side-Management) sowie Speicher (außer Pumpspeicherkraftwerke) eingestuft und in Varianten betrachtet. Alle weiteren sekundären Treiber werden individuell bei den Netzuntersuchungen der Regionen berücksichtigt.

1.2.2 Identifikation von Untersuchungsregionen und Hochrechnung von Ergebnissen

Zur Untersuchung konkreter Netze muss die Versorgungsaufgabe regionalisiert werden. Die primären Treiber Wind- und Solarenergienutzung werden auf die deutschen Gemeinden anhand von geeigneten Verteilschlüsseln, wie z.B. nach Flächenpotentialen, umgerechnet. Zusammen mit der Einwohnerdichte ergibt sich für die Gemeinden die zukünftige Versorgungsaufgabe. Für die Regionalisierung werden die Gemeinden nach der Einwohnerdichte in Strukturklassen vorsortiert und nach den primären Treibern Windenergienutzung, Solarenergienutzung und Einwohnerdichte in elf Netzgebietsklassen, die jeweils ähnliche Versorgungsaufgaben darstellen, gruppiert. Für repräsentative Gemeinden einer Versorgungsaufgabe beziehungsweise Netzgebietsklasse (Abbildung 1.2 - links) werden aus mindestens zwei Untersuchungsregionen typische Netzdaten erhoben. Die Ergebnisse der realen Netze, die nur einen Teil einer Gemeinde abdecken, werden geeignet auf die Gemeinde hochgerechnet. Bei Versorgungsgebieten auf höheren Netzebenen, wie insbesondere der 110-kV-Ebene, wird die Versorgungsaufgabe durch alle unterlagerten versorgten Gemeinden und die zugehörigen Netzgebietsklassen bestimmt.

Für die zur Verfügung stehenden realen Netze wird der Netzausbaubedarf in den Stützjahren ermittelt. Zur Hochrechnung der Er-

gebnisse auf Deutschland wird angenommen, dass der flächenbezogene Netzausbaubedarf in Gemeinden innerhalb einer Netzgebietsklasse gleich ist. Somit kann von den untersuchten realen Netzen der Gemeinden auf Deutschland hochgerechnet werden. Durch die Auswahl der Untersuchungsregionen und erhobenen Netzdaten ist sichergestellt, dass alle Netzgebietsklassen mehrfach von unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern (Abbildung 1.2 - rechts) abgedeckt sind, so dass sich lokale planerische Spezifika und historisch gewachsene Netzstrukturen von den Treibern des Netzausbaus abgrenzen lassen.

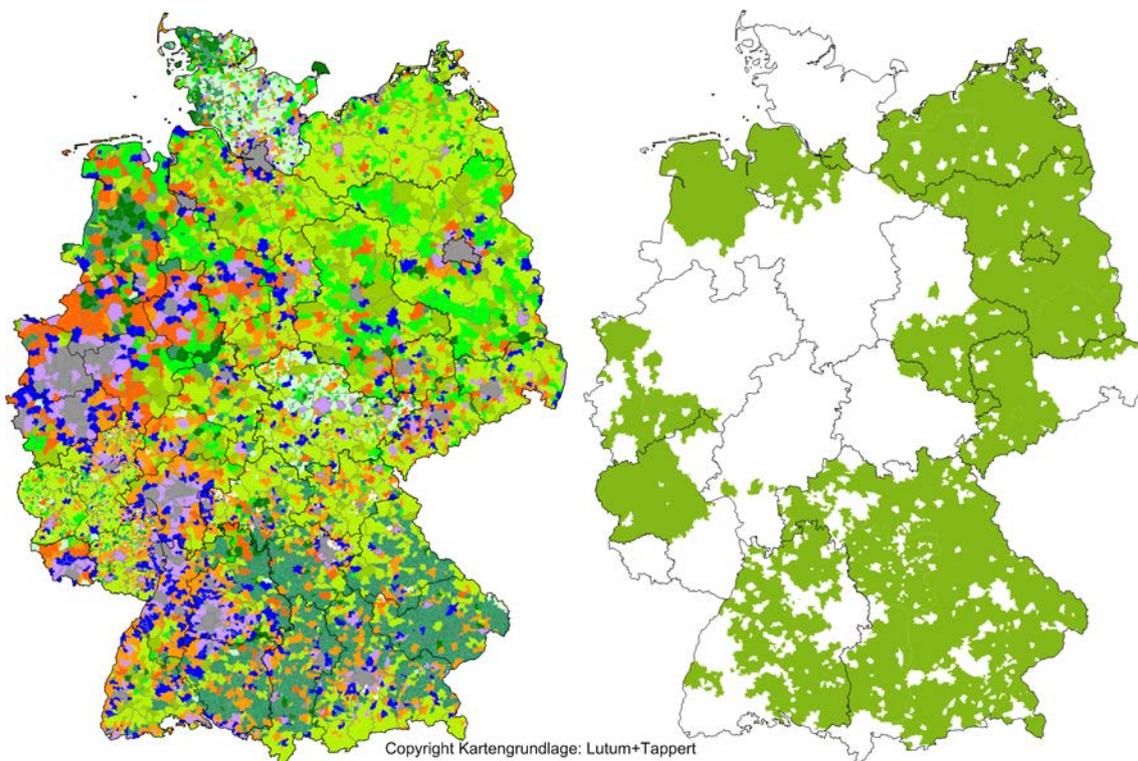


Abbildung 1.2 Im Szenario NEP B 2012 identifizierte Netzgebietsklassen (links) an der Studie beteiligte Verteilnetzbetreiber (rechts)

1.2.3 Planungsgrundlagen und Ermittlung des Ausbaubedarfs

Alle Planungsgrundsätze und Netzausbauvarianten sind derart definiert, dass sie den heutigen Standards und Normen sowie den Planungsgrundlagen der beteiligten Verteilnetzbetreiber entsprechen. Abweichungen werden als gesonderte Varianten betrachtet. Bei den Netzausbauvarianten muss jeweils von typischen praktikablen Ansätzen ausgegangen werden. In der Hochspannungsebene wird eine standardisierte Ausbauplanung vorgenommen, die systembedingt Unterschiede zur strukturellen Optimierung, die

von den Verteilnetzbetreibern in deren langjähriger Planung durchgeführt wird, aufweist.

Die mit Netzausbaumaßnahmen verbundenen Investitionen entsprechen branchenüblichen, deutschlandweiten Durchschnittswerten. Dabei handelt es sich um Ausgaben für die Betriebsmittel sowie weitere Ausgaben, die im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden. Letzteres sind beispielsweise Ausgaben für Planung, Errichtung und Personal.

Bei dem in der Studie betrachteten Netzausbau und den zugrunde liegenden Grundsätzen ist streng zwischen Planung, Asset Management und Netzbetrieb zu unterscheiden. Der Netzbetrieb benötigt eine ausreichende Reserve, so dass unerwartete Ereignisse, Abweichungen von der erwarteten Versorgungsaufgabe und betriebliche Abweichungen von den Annahmen in den Planungsmodellen (z.B. Asymmetrien) nicht zu betrieblichen Problemen oder Versorgungsunterbrechungen führen. In der Planung können daher Netze niemals bis an die physikalischen Grenzen ausgereizt werden, da ein realer Betrieb eines solchen Netzes nicht möglich wäre.

Im Gegensatz zu Planung und Betrieb entscheidet das Asset Management über die zeitliche Komponente von Netzausbaumaßnahmen. Es kann aus wirtschaftlichen Überlegungen durchaus geboten sein, Betriebsmittel temporär zu überlasten und höheren Verschleiß in Kauf zu nehmen, solange davon keine Gefährdung ausgeht. Die Risiken für den Betrieb müssen ebenfalls abgewogen werden. Aus netzplanerischer Sicht wäre ein derartiges Vorgehen nicht akzeptabel und es müssen bei einer konsistenten Planung strikte technische Grenzen eingehalten werden. Die Netzanalyse des technischen Teils dieser Studie hält sich daher grundsätzlich an die hierfür im Rahmen der Studie erarbeiteten Planungsgrundsätze.

Auch der Nutzen innovativer Maßnahmen, die in den Varianten berücksichtigt werden, kann nur anhand des planerischen Vorgehens bewertet werden. Ein betrieblicher oder Asset Management Nutzen liegen außerhalb des Betrachtungsbereichs dieser Studie.

1.2.4 Datenbasis

Die Studie basiert auf einer möglichst breiten Verwendung realer Netzdaten. Neben der Detailanalyse von Netzen aller Spannungsebenen wird in der Mittel- und Niederspannung eine sogenannte

Grenzkurvenanalyse durchgeführt. Hierbei werden reale Netze durch beschreibende Parameter vereinfacht dargestellt, so dass größere Netzbereiche untersucht werden können. Beide Analyseverfahren werden miteinander für einzelne Netzgebietsklassen abgeglichen, um eine möglichst hohe Untersuchungsgenauigkeit bei maximaler Datenbasis zu erzielen.

In Summe wurden von 16 Verteilnetzbetreibern rund 1.900 Systemkilometer in der Niederspannung, rund 16.000 Systemkilometer in der Mittelspannung sowie rund 20.000 Systemkilometer in der Hochspannung untersucht.

In der Untersuchung werden dezentrale Energieumwandlungsanlagen nach realistischen Vorgaben modelliert und in den jeweiligen Netzen gemäß den ermittelten Szenarienwerte verteilt. Zu erwartende Anlagengrößen, deren Verteilung sowie der Anschluss von Windparks oder Photovoltaikgroßanlagen auf höheren Spannungsebenen werden realistisch modelliert.

Die Studie basiert somit auf einer stringenten Methodik, die in der Lage ist, große Netzbereiche bezüglich der sich zukünftig verändernden Versorgungsaufgabe möglichst realitätsnah zu untersuchen und den Netzausbaubedarf realistisch abzuschätzen.

1.3 Ergebnisse der Untersuchungen für die Basisszenarien

Aus der Hochrechnung der untersuchten realen Netze ergibt sich bis zum Jahr 2030 unter der Annahme heutiger Planungsgrundsätze ein Investitionsbedarf in den Verteilnetzebenen von 27,5 Mrd. Euro im Szenario NEP B 2012 und 42,5 Mrd. Euro im Bundesländerszenario.

Im Szenario NEP B 2012 entfallen mehr als die Hälfte des Investitionsbedarfs auf die Hochspannung (HS), weniger als ein Drittel auf die Mittelspannung (MS) (inkl. Umspannebene HS/MS) und knapp über zehn Prozent auf die Niederspannung (NS) (inkl. Umspannebene MS/NS). Durch die höheren Ziele und Prognosen für dezentrale Energieumwandlungsanlagen verschiebt sich der Investitionsbedarf im Bundesländerszenario, so dass rund zwei Drittel in der HS, rund ein Viertel in der MS und knapp zehn Prozent in der NS anfallen. Rund 85 Prozent der benötigten Investitionen entfallen in beiden Basisszenarien auf ländlich geprägte Gemeinden mit einer Einwohnerdichte von weniger als 500 Einwohnern

pro Quadratkilometer. In Abbildung 1.3 sind die Ergebnisse für beide Basisszenarien nach Spannungsebenen und Stützjahren getrennt dargestellt.

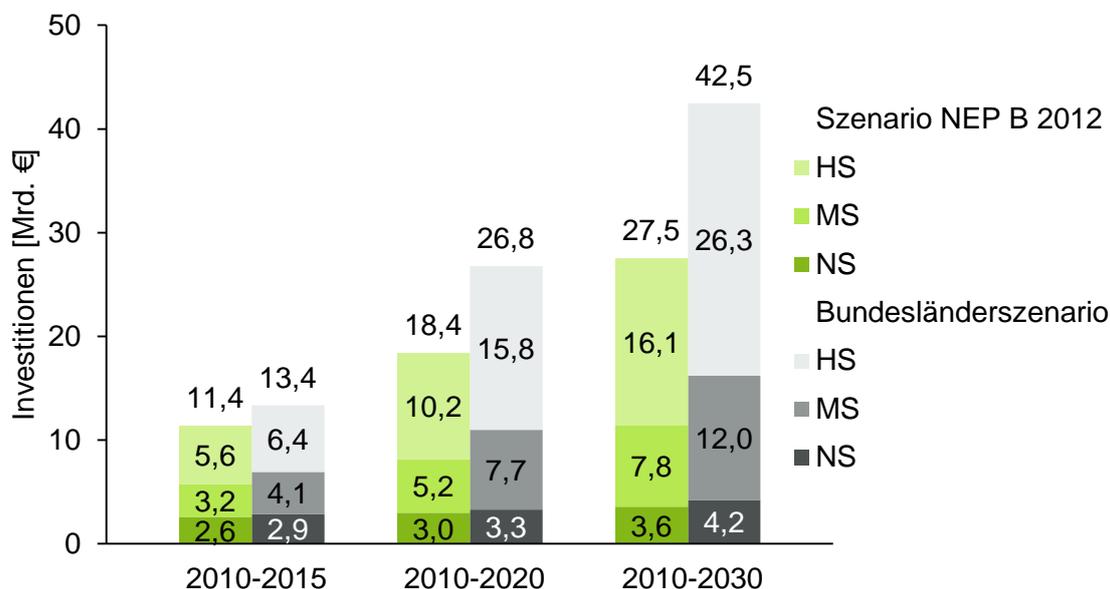


Abbildung 1.3 Investitionsbedarf für Szenario NEP B 2012 und für Bundesländerszenario in den deutschen Verteilnetzen

In Tabelle 1.3 werden exemplarisch die erforderlichen Ausbaukilometer in den beiden Basisszenarien für die Spannungsebenen gegenübergestellt. In Relation zu 1,16 Mio. km NS-Systemlänge sind im Szenario NEP B 2012 weniger als 5 %, gegenüber 507.000 km MS-Systemlänge weniger als 15 % der Leitungskilometer zu ergänzen. Im HS-Netz ist es im Szenario NEP B 2012 erforderlich, ein Drittel der 76.000 km Systemlänge zu verstärken und zusätzlich 11.000 km Kabel zu ergänzen.

Tabelle 1.3 Erforderliche Ausbaukilometer bis zum Jahr 2030 in den Basisszenarien

Angaben in km	Szenario NEP B 2012	Bundesländerszenario
NS-Kabel	51.563	57.299
MS-Kabel	72.051	117.227
HS-Freileitung	24.515	21.100
HS-Kabel	11.095	18.444

Die Ergebnisse zeigen, dass die Niederspannungsnetze bei den angenommenen Zubauwerten Erneuerbarer Energien einen vergleichsweise geringen Ausbaubedarf besitzen. Die Netzbelastung durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen führt nur vereinzelt zu Netzproblemen. In weiten Teilen, vor allem in städtischen Bereichen, besitzt das NS-Netz noch deutliche Reserven für den Anschluss von dezentralen Energieumwandlungsanlagen. Dieses lässt sich dadurch plausibilisieren, dass beim Ausbau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen zunächst die eingespeiste Leistung größer als der bislang auslegungsrelevante Lastfall werden muss, bevor auf Grund von Betriebsmittelüberlastungen neue Netzinvestitionen notwendig werden. Ist dieser Punkt jedoch überschritten, so muss ein deutlicher Ausbau erfolgen, der durch die dezentralen Energieumwandlungsanlagen getrieben ist. Insbesondere in ländlichen Bereichen mit bereits vorhandener dezentraler Einspeisung führt der Netzanschluss weiterer dezentraler Energieumwandlungsanlagen häufig unmittelbar zu weiterem NS-Netzverstärkungsbedarf.

In der Mittelspannung besteht ein höherer Investitionsbedarf. Die Plausibilisierung kann analog zur NS erfolgen. Allerdings wirken sich in der MS die dezentralen Energieumwandlungsanlagen der unterlagerten NS-Ebene als auch die direkt angeschlossenen größeren Anlagen gemeinsam aus, so dass bereits früher ein Ausbaubedarf besteht. Des Weiteren sind MS-Netze mit einer geringeren Reserve geplant worden, da durch die größere Anzahl der versorgten Verbraucher das Verhalten der Lasten besser abgeschätzt werden kann.

Im Hochspannungsnetz wirken sich diese Effekte noch deutlicher aus. Dort wird neben der Einspeisung der dezentralen Energieumwandlungsanlagen mit Anschluss in der HS-Ebene auch die Rückspeisung aus der NS- und MS-Ebene sichtbar. Auf Grund der sehr guten Prognostizierbarkeit der Verbraucherleistung sind HS-Netze mit einer sehr geringen Reserve geplant. Dort zeigt sich, dass gerade die ländlichen Netze eine besondere Bedeutung zur Systemintegration von dezentralen Energieumwandlungsanlagen besitzen. Bei deren Einspeisespitzen werden gerade die ländlichen Hochspannungsnetze sehr stark in die Rückspeisung getrieben. Der alleinige Ausbau einzelner Spannungsebenen ist nicht ausreichend, da beispielsweise ein Ausbau in der HS-Ebene keine Spannungsprobleme in der NS-Ebene löst.

Die Anbindungen des HS-Verteilnetzes an das Übertragungsnetz müssen deutlich verstärkt werden, um die eingespeiste Leistung zu den städtischen Lastzentren zu transportieren. Hieraus ergibt sich dann auch der Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz, der in anderen Studien wie dem deutschen Netzentwicklungsplan ermittelt wurde. Es besteht jedoch eine starke Wechselwirkung zwischen dem Ausbaubedarf der HS-Verteilnetzebene und neuen HöS-/HS-Stationen (Netzverknüpfungspunkten) und damit auch gegebenenfalls neuen Trassen im Höchstspannungsnetz. Generell besteht zwischen den Netzebenen eine enge Verzahnung, da unternommene oder verzögerte Ausbaumaßnahmen in einer Spannungsebene in den anderen ausgeglichen werden müssen. Dieses ist zukünftig stärker bei Netzausbaustudien, speziell auch im Übertragungsnetz, zu berücksichtigen, da ein gemeinsames Optimum für die Investitionen zu ermitteln ist. Eine dezentrale Versorgung im Sinne eines regionalen Erzeugungs- und Lastausgleichs ist unter den angenommenen Szenarien nicht ersichtlich. Zur Erreichung der politischen Ziele für die Nutzung der Erneuerbarer Energien müssen die Netze auf allen Spannungsebenen ausgebaut und verstärkt werden.

1.4 Ergebnisse der Variantenrechnungen

Basierend auf den Annahmen der Basisszenarien werden Varianten betrachtet, die geänderte Annahmen für Technik und Innovationen sowie einzelne Treiber umfassen. Aufgrund der Komplexität der Berechnungen werden für die Varianten teilweise nur exemplarische Netze oder nur einzelne Untersuchungsregionen untersucht. Das bedeutet, dass die Ergebnisse nur Indikationen für das Potential der Veränderung der Investitionen sind und eine geringere Genauigkeit als die der Untersuchungen der Basisszenarien aufweisen. Es zeigen sich jedoch in den Untersuchungsregionen teilweise enorme Potentiale zur Einsparung von Investitionen, die als Grundlage für Entscheidungen zur weiteren Netzentwicklung herangezogen werden können.

Innovative Netztechnologien

In der Niederspannungs- und Mittelspannungs-Ebene beruht ein Großteil des Netzausbaubedarfs auf der Verletzung von Spannungskriterien. Neue Netztechnologien wie die Spannungs-Blindleistungsregelung der Wechselrichter, regelbare Ortsnetzstationen und die direkte und indirekte Spannungsregelung können den Umfang konventioneller Ausbaumaßnahmen in bestimmten Situationen reduzieren oder diese vermeiden. In dieser Variante werden diese Technologien in exemplarisch ausgewählten Netzen eingesetzt, um die Investitionen des Ausbaus zu reduzieren. Bis zum Jahr 2030 könnten in den untersuchten NS- und MS-Netzen im Szenario NEP B 2012 40 % bzw. 50 % der erforderlichen Investitionen eingespart werden. Für das Bundesländerszenario ergeben sich in der NS-Ebene Einsparungen in Höhe von 42 %, in der MS-Ebene von 20 %.

Bei dem Einsatz der jeweiligen Technologien ist darauf zu achten, einen situationsabhängig optimierten Einsatz zu planen. Das heißt, dass keine der Innovationen flächendeckend standardmäßig zum Einsatz kommen muss. Darüber hinaus werden durch die Innovationen nur Spannungsprobleme behoben. Die thermische Leistungsgrenze der Netzbetriebsmittel muss unabhängig davon eingehalten werden. Durch die Maßnahmen können die thermischen Grenzen der Betriebsmittel im Netz jedoch besser ausgenutzt werden.

In der Hochspannungs-Ebene ist der Ausbau überwiegend durch die Verletzung der thermischen Grenzen bedingt. Als innovative Technologien werden Dreier- und Viererbündel oder Hochtemperaturleiterseile angenommen. Durch deren Einsatz ergibt sich ein Einsparpotential von bis zu 45 % für beide Basisszenarien gegenüber dem konventionellen Netzausbau. In diesem Fall ist aber darauf hinzuweisen, dass sich beim Einsatz dieser Technologie deutlich größere magnetische Feldstärken entlang der Leitungstrassen ergeben, so dass eine Genehmigung vielerorts fraglich ist und doch neue Kabeltrassen erschlossen werden müssen. Darüber hinaus bedingt der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen höhere Verluste, die in die Betriebskosten einfließen.

Anpassung der technischen Richtlinien

Diese Variante untersucht, in wie weit sich ein optimiertes, unsymmetrisches Spannungsband sowie die Aufhebung des 2 %-

und 3 %-Spannungskriteriums gemäß der Niederspannungs- und Mittelspannungsanschlussrichtlinien auf den Investitionsbedarf der Netze auswirken. Durch die Kombination beider Maßnahmen besteht ein theoretisches Einsparpotential von bis zu 50 % in den beiden Netzebenen.

Speziell die Maßnahme der Aufhebung des 2 %- / 3 %-Kriteriums ist für die Hebung nahezu dieses gesamten Potentials verantwortlich. Die Aufhebung dieses Kriteriums bedeutet aber, dass eine etablierte Richtlinie außer Kraft gesetzt würde. Bei der Einführung dieser Richtlinie wurde ein Instrument geschaffen, welches eine schnelle Abschätzung der Einbindung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen in die Netze ermöglicht. Wird das Kriterium aufgehoben, so sind für die Netzauslegung in jedem Falle detailliertere Netzmodelle und Netzbetrachtungen erforderlich, wodurch der Planungsaufwand und die damit verbundenen Kosten erhöht würden.

Leistungssteuerung von dez. Energieumwandlungsanlagen

In dieser Variante wird die Abregelung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen zur Vermeidung von Netzausbauten untersucht. Es wird eine Abregelung auf 70 % der installierten Leistung bei Photovoltaikanlagen und 80 % bei Windenergieanlagen angenommen. Die Windenergieanlagen-Abregelung wurde derart ermittelt, dass sich ein vergleichbarer Energieverlust wie bei der Photovoltaikanlagen-Abregelung ergibt. In beiden Fällen würden rund 2 % der verfügbaren Energie der Anlagen abgeregelt. Die hierdurch reduzierten Einspeisespitzen verringern den bis zum Jahr 2030 zu tätigen Netzinvestitionsbedarf bis zu 13 % in der Niederspannung, 19 % in der Mittelspannung und 21 % in der Hochspannung.

Diese Art der Abregelung kann nur dann für die Auslegung aller Spannungsebenen verwendet werden, wenn die Einspeisung aller Anlagen eigenständig auf die jeweiligen Maximalwerte beschränkt ist oder flächendeckend von der Hochspannungsebene aus gesteuert werden kann. Die Steuerbarkeit der Anlagen wurde bereits in der Untersuchung der Basisszenarien für dezentrale Energieumwandlungsanlagen in der Mittelspannung vorausgesetzt, um im (n-1)-Fall die Einhaltung der betrieblichen Randbedingungen sicherzustellen.

Vorausschauende Netzausbauplanung

Der grundsätzlichen Untersuchungsmethodik der Studie liegen Betrachtungsintervalle von 5 bzw. 10 Jahren zugrunde. In diesen Intervallen wird bereits eine Vorausschau gegenüber der heutigen jährlichen Betrachtung des regulatorischen Rahmens angenommen. In dieser Variante werden darüber hinaus Betrachtungen über die Zeitintervalle hinweg vorgenommen.

Es werden Ausbaumaßnahmen vermieden, die in einem Betrachtungsintervall die Einhaltung der Planungsgrundsätze sicherstellen, im folgenden Zeitintervall jedoch durch eine andere Maßnahme abgelöst werden. Bei dieser Variante werden die längerfristig sinnvollen Maßnahmen vorgezogen, so dass unwirtschaftliche Mehrfachmaßnahmen vermieden werden. Bei exemplarisch untersuchten Netzen ergibt sich bis zum Jahr 2030 ein Einsparpotential von bis zu 11 % in der Niederspannung, 18 % in der Mittelspannung und 12 % in der Hochspannung. Bis zum Jahr 2020 könnten bis zu maximal 20 % in der Hochspannung eingespart werden.

Diese Untersuchung setzt jedoch eine präzise Prognose der zukünftigen Versorgungsaufgabe voraus. Da dieses in der Praxis nicht gegeben ist, wird nur ein Teil dieses theoretischen Potentials gehoben werden können.

Intelligentes Management von Lasten

Grundsätzlich können Lasten markt- oder netzgetrieben verschoben oder verändert werden. Es ist jedoch schwierig abzuschätzen, wann und in welchem Umfang sich ein Lastmanagement (Demand-Side-Management, DSM) oder die Lastbeeinflussung durch flexible Tarife durchsetzen wird. Durch Zeitreihensimulationen über beispielhafte Jahre wurde die Änderung der Netzauslegungsfälle für den Spitzenlast- und Rückspeisefall bei markt- und netzgetriebenem DSM ermittelt.

Das netzgetriebene Lastmanagement wirkt sich nur im geringen Prozentbereich auf den Investitionsbedarf in den einzelnen Netzebenen aus. Der Netzausbau in den rückspeisegeprägten Netzen kann hierdurch nur marginal verringert werden.

Bei marktgetriebenem DSM fällt bis zum Jahr 2030 ein signifikant höherer Netzausbau von bis zu 90 % gegenüber dem Szenario NEP B 2012 in der NS-Ebene auf, der dadurch begründet ist, dass eine höhere Gleichzeitigkeit der Lasten diejenigen lastgeprägten NS-Stränge überlastet, die vorher an der Grenze der normalen

Belastung lagen. In der MS- und HS-Ebene zeigt sich dieser Effekt nicht, da hier der Rückspeisefall ausregelungsrelevant bleibt.

Als Fazit ist festzuhalten, dass ein netzgetriebenes DSM nur marginale Auswirkungen auf die Netzinvestitionen besitzt. Bei marktgetriebenen DSM hingegen ist unbedingt darauf zu achten, dass sich keine erhöhten Belastungsfälle ergeben, die zusätzlichen Netzbedarf hervorrufen können.

Speichertechnologien

Für zukünftige Speicher wird angenommen, dass sich diese anlagennah bei Photovoltaik- und Windenergieerzeugungsanlagen befinden und grundsätzlich netz- oder marktgetrieben eingesetzt werden können. Beim netzgetriebenen Einsatz sind die Speicher derart dimensioniert, dass die Spitzenleistung der dezentralen Energieumwandlungsanlagen aus Netzsicht um rund ein Drittel reduziert werden kann. Der Netzinvestitionsbedarf kann dadurch in derselben Größenordnung wie bei der Abregelung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen reduziert werden.

Bei dem marktgetriebenen Speichereinsatz kann es dazu kommen, dass lokale Speicher bei einem überregionalen Über- oder Unterangebot an Erneuerbaren Energien zusätzlich zur Last oder lokalen Photovoltaikanlagen-Einspeisung mit ihrer Nennleistung eingesetzt werden. Durch diese hohe Gleichzeitigkeit des Leistungseinsatzes könnte sich ein enormer zusätzlicher Netzbedarf in der NS-Ebene von bis zu 200 % und von 30 % in der MS-Ebene gegenüber dem Szenario NEP B 2012 bis zum Jahr 2030 ergeben. Diese theoretischen Auslegungsfälle werden jedoch in der Praxis nur selten auftreten, so dass genauso wie bei DSM unbedingt auf einen koordinierten Betrieb mit dem Netz zu achten ist, der den marktgetriebenen Einsatz der Speicher einschränken kann.

Lastreduktion durch Effizienzsteigerung

Im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall führt die Reduktion der Last in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an dezentralen Energieumwandlungsanlagen zu einer zusätzlichen Belastung der Netze und somit einem höheren Investitionsbedarf im Vergleich zu Szenario NEP B 2012. In dieser Variante wird lediglich eine Lastreduktion durch Effizienzsteigerung berücksichtigt. Weitere Einflüsse auf die Last, wie beispielsweise den sozio-demografischen

Faktoren, können regional starke Auswirkungen haben, deren Größenordnung wird in dieser Variante jedoch nicht abgeschätzt.

Als Ergebnis zeigt sich, dass sich durch die Verringerung der Lasten der auslegungsrelevante Rückspeisefall derart verschiebt, dass sich ein höherer Netzinvestitionsbedarf von 4 % in der NS-Ebene, 0,2 % in der MS-Ebene und 13 % in exemplarischen Netzen der HS-Ebene bis 2030 in den untersuchten Netzregionen gegenüber dem Szenario NEP B 2012 ergibt. Der vergleichsweise hohe Wert in der HS-Ebene ergibt sich aus der Reduktion der im Vergleich zu anderen Spannungsebenen hohen Last im Rückspeisefall, so dass Ausbaumaßnahmen erfolgen.

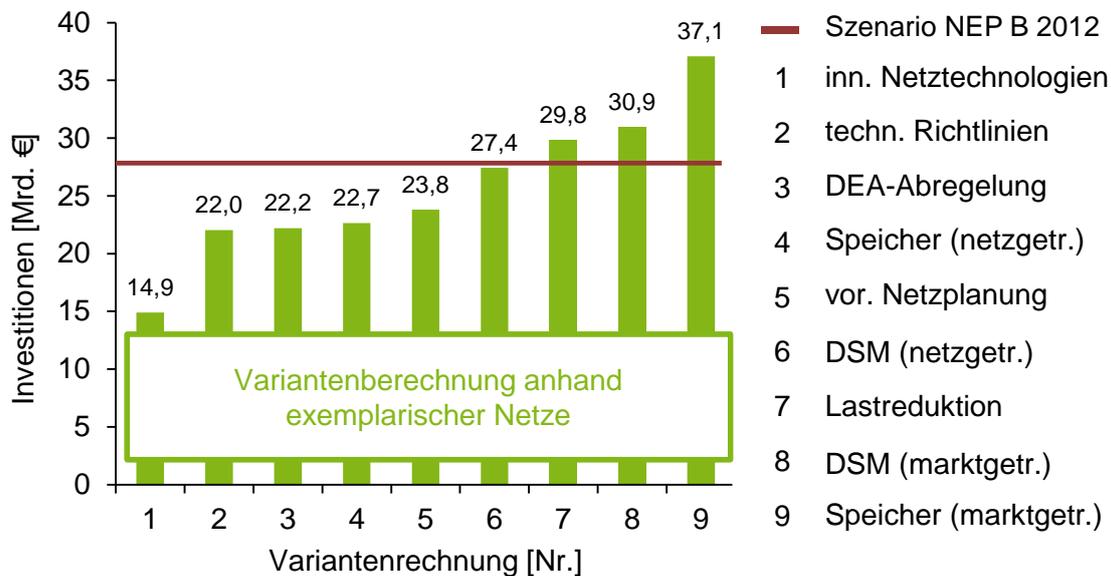
Das Ergebnis dieser Variante zeigt, dass der Netzausbau dominant durch den Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen getrieben ist, dass aber regionale, speziell im ländlichen Bereich auftretende Lastverringerungen den Netzinvestitionsbedarf auf der HS-Ebene deutlich weiter erhöhen können.

Zusammenfassende Bewertung der Variantenergebnisse

In Abbildung 1.4 sind die Ergebnisse der Varianten im Vergleich dargestellt. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich um Potentialabschätzungen handelt, die in jeweils mehreren Netzen, aber teilweise nur in einzelnen Regionen durchgeführt wurden. Die Ergebnisse besitzen daher eine unterschiedliche Genauigkeit, ermöglichen jedoch eine Priorisierung der Varianten.

Es ist auch anzumerken, dass die Potentiale zwar kombiniert, aber keinesfalls addiert werden können. Für die praktische Anwendung wäre jeweils zu ermitteln, welche Maßnahme am wirtschaftlichsten ist.

Abschließend kann festgehalten werden, dass sich insbesondere durch neue Technologien deutliche Potentiale zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs ergeben können. Die Leistungssteuerung sowie vorausschauende Planung bieten ebenfalls Potentiale. Das Lastmanagement ist eher als betriebliche Maßnahme zu sehen, die jedoch den Netzausbau auf Grund des Zubaus von dezentralen Energieumwandlungsanlagen nur geringfügig beeinflussen kann. Die Wertschöpfung liegt im Marktgeschehen (Smart Markets). Nur bei lokalen Netzüberlastungen sollte hier eingegriffen werden.



Keine Berücksichtigung von:

- externen Kosten (zusätzliche Investitionen, Vergütungen etc.)
- Anpassungen rechtlicher Rahmenbedingungen
- veränderten OPEX
- veränderten Abschreibungsdauern

Abbildung 1.4 Zusammenfassung der Variantenrechnungen bis zum Jahr 2030

Die Speichertechnologien bieten theoretisch ein identisches Potential wie die Abregelung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen, da bei dem angenommenen Speicherbetrieb in beiden Fällen die Rückspeisespitze für den Auslegungsfall reduziert wird. Bei den Speichern muss jedoch sichergestellt werden, dass der Betrieb dieses auch sicher gewährleistet, was im Gegensatz zu den Einsatzzielen des Speicherbetreibers stehen kann.

Die Lastreduktion als veränderte Treibergröße hat nur einen geringen Einfluss auf den Netzausbaubedarf. Reduzierte Lasten in ländlichen Gebieten erhöhen den Rückspeisefall, so dass sich insgesamt ein erhöhter Netzbedarf ergibt. Dieser Fall tritt auch in all den ländlichen Regionen ein, in denen die Bevölkerungsentwicklung über die nächsten Jahrzehnte negativ ist.

1.5 Veränderte Rolle der Verteilnetzbetreiber

Die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird zukünftig erweitert und muss mit dem Übertragungsnetzbetreiber stärker koordiniert werden. In diesem Zusammenhang ist für die Netzplanung festzuhal-

ten, dass zukünftig eine verstärkte gegenseitige Betrachtung von Übertragungsnetz und Verteilnetz, aber auch der Verteilnetzebenen untereinander zu erfolgen hat. In den Regionen mit hohem Anteil an dezentralen Energieumwandlungsanlagen sind Hoch- und Übertragungsnetz unbedingt gemeinsam zu optimieren. Darüber hinaus ist es zukünftig unerlässlich, dass Systemdienstleistungen auch aus dem Verteilnetz heraus erbracht werden. Hierfür wird die Rolle der Verteilnetzbetreiber anzupassen sein, damit die Verantwortlichkeiten zur Erbringung der Systemdienstleistungen zwischen VNB und ÜNB klar geregelt sind und organisiert werden können.

1.6 Gliederung der Studie

Durch die Studie und die damit verbundenen, ausgedehnten Datenerhebungen und Netzanalysen wird ein Ergebnisrahmen geschaffen, der die Bestimmung des Netzausbaus sowohl für heutige und veränderte Planungskriterien als auch für den Einsatz neuer Technologien und für veränderte Treiber ermöglicht. Die Abgrenzung der Betrachtung von anderen, modellbasierten Studien gewährt eine hohe Praxis- und Realitätsnähe der Ergebnisse. Nach den hier zusammengefassten Ergebnissen, werden in den folgenden Kapiteln die Vorgehensweise und Resultate des technischen Studienteils im Detail erläutert.

In Kapitel 2 wird die Entwicklung der Versorgungsaufgabe analysiert. Dazu werden die Treiber des Netzausbaus identifiziert und die Annahmen für die Basisszenarien der Studie festgelegt. In Kapitel 3 werden Untersuchungsregionen identifiziert. Es wird das verwendete Verfahren zur Clusterung von Versorgungsaufgaben und die Regionalisierung der Treiber beschrieben. In Kapitel 4 werden die Planungs- und Ausbaugrundsätze, die im Rahmen der Studie angewandt werden, festgelegt. Diese basieren auf den geltenden Normen und Praxiserfahrungen. Die Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs ist in Kapitel 5 beschrieben.

Der Ausbaubedarf der Verteilnetze ist das Hauptergebnis der Untersuchungen und ist in Kapitel 6 für die Basisszenarien dargestellt. Kapitel 7 beschreibt Varianten der Basisszenarien, um die Sensitivität des Netzausbaubedarfs darzustellen. In Kapitel 8 werden die neuen Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber diskutiert. Kapitel 9 beinhaltet als Anhang zum technischen Gutachten spezielle Herleitungen und Teilergebnisse.

2 Entwicklung der Versorgungsaufgabe

Leitgedanken

Basierend auf der heutigen Versorgungsaufgabe und der bisherigen Netzentwicklung sind die Treiber der Entwicklung der zukünftigen Versorgungsaufgabe für die Studie festzulegen. Dieses erfolgt durch die Auswertung von Szenarien und Prognosen öffentlicher Studien. Dabei ist zu ermitteln, ob die Treiber prognostizierbar sind und inwiefern sie die Netzentwicklung beeinflussen. Dominante Treiber der Versorgungsaufgabe werden zu einem konsistenten Szenario NEP B 2012 zusammengestellt.

Zudem wird basierend auf Angaben der deutschen Bundesländer ein Bundesländerszenario erstellt, welches durch deutlich höhere Ausbauwerte Erneuerbarer Energien gekennzeichnet ist.

2.1 Netzentwicklung und zukünftige Treiber der Versorgungsaufgabe

Die Struktur des deutschen Verteilnetzes ist geprägt durch eine große Anzahl von mehr als 800 Verteilnetzbetreibern (VNB). Damit einhergehend haben sich vielfältige, regionale Planungs- und Betriebsvarianten für die Verteilnetze ausgeprägt.

Die Netzebenen sind in Niederspannung (NS) mit 0,4 kV, Mittelspannung (MS) mit 10 kV, 20 kV oder 30 kV, Hochspannung (HS) mit 110 kV sowie die zwischenliegenden Umspannebenen aufgeteilt. Im städtischen Bereich befinden sich üblicherweise Kabelnetze, wohingegen im ländlichen Raum eine Durchmischung von Kabeln und Freileitungen auftritt.

Bei der konventionellen Netzplanung werden üblicherweise zwei Auslegungsfälle betrachtet. Früher ergaben sich die Auslegungsfälle in den Verteilnetzebenen allein aus den prognostizierten Spitzenlastsituationen. Bei zunehmender Anzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) muss zusätzlich geprüft werden, ob sich Rückspeisefälle ergeben, die das Netz stärker belasten als die Lastsituation. Hierbei ist in den Planungs- und Betriebsgrund-

sätzen festzulegen, ob DEA genauso sicher angebunden werden wie Lasten.

Das Zubaupotential von DEA-Leistung in einem Netzbereich ist näherungsweise so hoch wie die Spitzenlast. Bei steigender Anzahl dezentraler Erzeugungsleistung ergibt sich zunächst kein zusätzlicher Netzausbaubedarf für den VNB. Ist jedoch deutlich mehr dezentrale Erzeugungsleistung als Spitzenlast vorhanden und somit der Rückspeisefall auslegungsrelevant, steigt der Netzausbaubedarf an. Da die Entwicklung der dezentralen Einspeisung stark regional geprägt ist, tritt dieser Netzausbaubedarf bei bestimmten regionalen Versorgungssituationen verstärkt auf. In einigen ländlichen Regionen in Deutschland mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA) sind die Netzreserven bereits erschöpft.

Um den Verteilnetzausbaubedarf für Deutschland bis zum Jahr 2030 ermitteln zu können, werden zunächst die Treiber der Versorgungsaufgabe ermittelt. In Abhängigkeit der Wirkung eines Treibers kann in den Verteilnetzen ein Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf resultieren.

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Treiber benannt, sowie deren zukünftige Entwicklung und Einflussnahme auf die Versorgungsaufgabe beschrieben. Auf Basis von ausgewerteten Studien wird ein Hauptszenario (Szenario NEP B 2012) als Grundlage für die Betrachtungen dieser Studie entwickelt, in dem für die verschiedenen Treiber Zubauwerte bis zum Jahr 2030 angegeben werden.

Bei der Erstellung dieses, auf veröffentlichten Daten basierenden, Szenarios wurde festgestellt, dass eine Reihe deutscher Bundesländer zwischenzeitlich weit höhere Zielsetzungen oder Prognosen für den Zubau von DEA sehen. Um die sich hieraus ergebende Situation abzubilden, wurde auf Basis der Bundeslandzielsetzungen und -prognosen ein weiteres Szenario entwickelt (Bundesländerszenario).

Bei der Erstellung der Szenarien wird zwischen primären und sekundären Treibern unterschieden.

Primäre Treiber der Versorgungsaufgabe

- Zubau von Windenergieanlagen
- Zubau von Photovoltaikanlagen

Primäre Treiber haben einen wesentlichen Einfluss auf die Entwicklung der Versorgungsaufgabe und stehen in der Studie im Fokus der Betrachtung.

Sekundäre Treiber der Versorgungsaufgabe

- Zubau von Bioenergieanlagen
- Zubau von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
- Zubau von Wasserkraftwerken
- Zubau von Geothermie-Anlagen
- Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks
- Zubau von Speicherkapazität
- Lastentwicklung

Sekundäre Treiber unterscheiden sich von den primären Treibern entweder aufgrund eines geringeren Einflusses auf die Versorgungsaufgabe oder durch eine geringere Güte der Prognostizierbarkeit.

In diesem Kapitel werden die primären und sekundären Treiber beschrieben. Abschließend wird ein Überblick gegeben, welche Annahmen für die Treiber in der Basisrechnung gelten. Weiter wird die Unterteilung in primäre und sekundäre Treiber, sowie die Verwendung der Treiber in den Basisszenarien und der Variantenrechnung, kritisch bewertet.

2.2 Windenergieanlagen

Die Nutzung der Windenergie hat in den vergangenen 20 Jahren stark zugenommen. Während im Jahr 1990 elektrische Energie in Höhe von 71 GWh mit einer installierten Leistung von 55 MW bereitgestellt wurde, waren Ende 2010 WEA mit einer elektrischen Leistung von über 27 GW installiert. Mit einer Bereitstellung von 36,5 TWh betrug ihr Anteil zur Deckung des elektrischen Energieverbrauchs im Jahr 2010 6 % [25]. Auf Grund der Anlagengrößen speisen die WEA in Deutschland vorrangig in die Verteilnetze ein. Einzelanlagen und kleine Windparks werden in der Mittelspannungsebene (10-30 kV) angeschlossen, große Windparks in der Hochspannungsebene (110 kV) oder selten auch in der Höchstspannungsebene (220/380 kV). Die lokale Verdichtung von WEA in windstarken Regionen bedingt bereits seit einigen Jahren die Berücksichtigung der Einspeisung aus WEA bei Planung und Betrieb der Verteilnetze.

2.2.1 Zu erwartende Entwicklung

Die verstärkte Nutzung der Windenergie spielt bei der Erreichung der oben genannten Ziele für Erneuerbare Energien eine herausragende Rolle. Dabei kann der Ausbau in den kommenden 20 Jahren an Land, auf See, in Form von Kleinstwindenergieanlagen (KWEA), sowie durch Repowering stattfinden.

Zubau an Land

Das deutschlandweite Potential für den Zubau von WEA an Land wird nach [87] auf 60 GW geschätzt. Dabei wird 1 % der Gesamtfläche Deutschlands für Windenergiegewinnung ausgewiesen. Grundsätzlich sind nach [34] in Deutschland bis zu 8 % der Fläche zur Nutzung der Windenergie geeignet.

In Abhängigkeit der Anlagenanzahl und der installierten Leistung werden neu gebaute WEA entweder im Mittel- oder Hochspannungsnetz angeschlossen.

Repowering alter WEA an Land

Ergänzend zu Neuinstallationen von WEA an Land wird an bereits erschlossenen Standorten mit Repowering gerechnet. Im Jahr 2012 sind über 9.000 Anlagen mit einer Summenleistung von ca. 6 GW älter als 12 Jahre. Diese älteren Anlagen können gegen neue, leistungsstärkere und effizientere Anlagen ausgetauscht werden. Damit kann bei gesteigerter WEA-Leistung die Anlagenanzahl reduziert werden. [35]

Repowering ist besonders an den zuerst erschlossenen Standorten der Windenergienutzung relevant. Durch die kontinuierliche Weiterentwicklung der WEA-Technik ist Repowering eine wichtige, zu berücksichtigende Größe im Planungsprozess der Verteilnetze.

Ausbau der Offshore-Windparks

Die für Offshore-Windparks weit vor der Küste liegenden, ausgewiesenen Flächen sind schwierig zu erschließen, da unter anderem die Anbindung an das elektrische Netz aufwendig ist. Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird nach den Prognosen in [29] in den nächsten Jahren zunehmen. Durch die hohen installierten Leistungen und die Bündelung der Einspeisung an Land werden die Offshore-Windparks im Übertragungsnetz angeschlossen und verursachen dort ausgeprägte Leistungsflüsse. Diese können

wiederum Leistungsflüsse in den unterlagerten Hochspannungsnetzen bewirken und so die dort verfügbare Übertragungskapazität reduzieren. Somit können einzelne Verteilnetze indirekt über die Höchstspannungsebene durch Offshore-Windparks beeinflusst werden. Dieser Einfluss liegt jedoch jenseits des Betrachtungsrahmens dieser Studie.

Errichtung von Kleinstwindenergieanlagen

Eine weitere zu erwartende Entwicklung ist die zunehmende Installation von Kleinstwindenergieanlagen (KWEA). Auch wenn bislang nur wenige Anlagen in Deutschland existieren, wird von einem wirtschaftlichen Betrieb ausgegangen, ohne allerdings große Gewinne oder Renditen zu erwirtschaften. KWEA können an Gebäuden, für Insellösungen oder in der Landwirtschaft verwendet werden, wenn eine Errichtung von WEA mit hoher Nennleistung nicht möglich ist. Für eine stärkere Verbreitung müssen noch rechtliche Fragen geklärt und die Vergütung der eingespeisten Energie festgelegt werden [36] [56]. Aufgrund ihrer niedrigen Leistung werden KWEA vorrangig in Niederspannungsnetzen installiert.

Auf Grund dieser Rahmenbedingungen ist nicht mit einem signifikanten Zubau von KWEA im Betrachtungszeitraum der Studie zu rechnen.

2.2.2 Vergleich der Entwicklungsprognosen

Neben den Zielen und Prognosen in den Energiekonzepten der Bundesländer gibt es noch bundesweite Studien, die den Zubau von WEA in Szenarien oder Prognosen annehmen. In Tabelle 2.1 werden die Zubauwerte aus [22], [29], [33], [39] und [46] gegenübergestellt.

Grundsätzlich wurde in der Vergangenheit das Potential der Onshore-Windenergie bei Prognosen häufig unterschätzt. Die höheren Werte in den BNetzA-Szenarien berücksichtigen gegenüber den älteren Prognosen den erhöhten Zubau der Erneuerbaren Energien und sind daher vorzuziehen. Insbesondere die süddeutschen Bundesländer haben einen verstärkten Ausbau der Windenergie angekündigt, der in den BNetzA Szenarien gegenüber den anderen Szenarien berücksichtigt ist.

Bedingt durch die einheitlich hohen Prognosen und die unverkennbare Bedeutung der WEA in den Verteilnetzen wird der WEA-

Zubau als primärer Treiber der Versorgungsaufgabe für diese Studie festgelegt. Zur Analyse des Netzausbaubedarfs im Rahmen der Studie werden die Ausbauwerte für Onshore-WEA dem BNetzA Szenario B entnommen und für das Szenario NEP B 2012 verwendet.

Tabelle 2.1 Vergleich der WEA-Ausbauwerte aus [22] [29] [33] [39] [46]

Angaben in GW	Onshore			Offshore		
	2015	2020	2030	2015	2020	2030
BMU Basisszenario A	33,6	35,8	37,8	3,0	10,0	25,0
BEE	-	45,0	-	-	10,0	-
dena Netzstudie II	34,1	37,0	-	8,0	16,3	-
EWI Szenario III*	31,1	36,7	45,4	-	-	-
BNetzA Szenario B	35,6**	44,1**	61,1**	5,5**	10,9**	25**
BNetzA Szenario C	-	69,9*	-	-	15,5**	-

* Keine Angaben zu der Onshore- / Offshore-Verteilung

** interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

2.3 Photovoltaikanlagen

Der Ausbau der Solarenergienutzung durch PVA übertraf in den letzten Jahren die Prognosen um ein Vielfaches. Daher sind die prognostizierten Werte aus Szenarien und Analysen zurückliegender Jahre zum Ausbau PVA weitgehend unbrauchbar [78]. Die installierte Leistung in Deutschland betrug 2010 rund 17 GW. Insgesamt stellten die Anlagen 12 TWh elektrische Energie bereit.

2.3.1 Zu erwartende Entwicklung

Bei der Solarenergienutzung werden PVA entweder auf, an Gebäuden oder auf Freiflächen errichtet.

Dach- und fassadenintegrierte Anlagen

Unter Fortbestand der Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG¹) aber auch durch Erreichen der Netzparität kann mit einem weiteren Ausbau von Dachanlagen gerechnet werden. Das Gesamtpotential der nutzbaren Dachflächen in Deutschland liegt bei ca. 161 GWp [66]. Wenn in einer Region bereits viele Dächer mit PVA bestückt sind, kann im betrachteten Zeithorizont mit Sättigungserscheinungen gerechnet werden. Zusätzlich muss der Flächennutzungskonflikt mit Solarthermieanlagen zur Warmwasserbereitung berücksichtigt werden.

Freiflächenanlagen

Mit der Novellierung des EEG werden seit dem Jahr 2010 Neuanlagen auf Grünflächen (vormaligen Ackerflächen) nicht mehr gefördert. Jedoch besteht auf Konversionsflächen aus verkehrstechnischer und wohnungsbaulicher Nutzung und auf Freiflächen neben Autobahnen und Bahntrassen Anspruch auf Förderung [4]. Der Anschluss der Freiflächenanlagen wird auf Grund der hohen installierten Leistung vorrangig in der Mittelspannungsebene erfolgen.

2.3.2 Vergleich der Entwicklungsprognosen

In Tabelle 2.2 sind die Ausbauwerte aus [22], [29] und [39] gegenübergestellt. Bedingt durch die installierte Summenleistung der PVA in Deutschland und die hohe Zubauprognose wird die Photovoltaik als weiterer primärer Treiber der Versorgungsaufgabe identifiziert. Zur Analyse des Netzausbaubedarfs im Rahmen des Szenario NEP B 2012 der Studie werden die Werte für PVA-Zubau dem BNetzA Szenario B [29] entnommen und für die Jahre 2020 und 2030 interpoliert. Für das Jahr 2015 wird der Wert des BMU Basisszenario A verwendet, da eine lineare Interpolation aus den Stützjahren des BNetzA Szenarios die Dynamik des Zubaus nicht ausreichend berücksichtigt. Der interpolierte Ausbauwert wäre in Relation zu der aktuell installierten und bereits beantragten PVA-Leistung zu niedrig.

¹ § 32 EEG; Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S.2074), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. April 2011 (BGBl. I S.619) geändert worden ist

Tabelle 2.2 Vergleich der PVA-Ausbauwerte aus [22] [29] [39]

Angaben in GW	2015	2020	2030
BMU Basisszenario A	38,4	51,8	63,0
dena Netzstudie II	13,0	17,9	24,0
BNetzA Szenario B	33,0 *	48,0 *	62,8 *
BNetzA Szenario C	-	43,5	-

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

2.4 Bioenergie

Biomasse wird zur elektrischen und thermischen Energiegewinnung sowie zur Herstellung von Biokraftstoffen eingesetzt. Im Jahr 2010 wurde mit einer installierten Leistung der Biomasseanlagen (BMA) von 4,9 GW eine elektrische Energie von 28,7 TWh bereitgestellt [21].

Nach dem Potentialatlas zur Bioenergie der Agentur für Erneuerbare Energien ist in Deutschland die Nutzung einer landwirtschaftlichen Fläche von 3,7 Mio. ha zur Biomassegewinnung realisierbar [3]. Diese Fläche entspricht 21,9 % der in Deutschland landwirtschaftlich genutzten Fläche und ermöglicht einen elektrischen Energieertrag von 54,3 TWh. [38]

In Tabelle 2.3 werden die Ausbauwerte aus [22], [29], [39] und [40] verglichen. Dabei werden nur Ausbauwerte für KWK-Anlagen auf Bioenergie-Basis berücksichtigt und die Werte des BNetzA Szenario B aus [29] für das Szenario NEP B 2012 dieser Studie verwendet.

Tabelle 2.3 Vergleich der BMA-Ausbauwerte aus [22] [29] [39] [40]

Angaben in GW	2015	2020	2030
BMU Szenario A	7,7	8,9	9,9
BNetzA Szenario B	6,4 *	7,8 *	9,2 *
BNetzA Szenario C	-	6,4 *	-
dena Netzstudie II	5,3	6,2	6,9
dena Kraftwerksplanung	6,1	7,1	7,5

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

2.5 Kraft-Wärme-Kopplung

Die zu erwartende Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) basiert auf einer Analyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020. Zur Abschätzung des KWK-Ausbaus wurde die aktuelle Markteinschätzung durch Expertenbefragungen und Studienauswertungen in [40] berücksichtigt. Andere aktuelle Quellen wie [77] kommen zu vergleichbaren Werten, bieten jedoch nicht den erforderlichen Detaillierungsgrad und werden somit nicht explizit aufgeführt. Im Jahr 2010 waren in Deutschland KWK-Anlagen (KWKA) mit einer Summenleistung von 18,6 GW installiert. Die zu erwartende Entwicklung der installierten Leistung von KWKA ist in Tabelle 2.4 angegeben. Anlagen, die auf Bioenergie basieren wurden zuvor separat diskutiert und werden in der Tabelle nicht betrachtet. Die KWK wird in der Studie, bedingt durch die aus [40] resultierenden niedrigen Zubauprognosen als sekundärer Treiber angesehen und im Szenario NEP B 2012 berücksichtigt.

Tabelle 2.4

Ausbauwerte für die installierte Leistung von KWKA [40]

Angaben in GW	2015	2020	2030
KWKA (>20 MW)	16,7	17,1	17,6
KWKA (>50 kW, <20 MW)	2,3	2,4	2,6
μ -KWKA (<50 kW)	0,6	1,2	1,2

2.6 Wasserkraft

Die deutschen Laufwasserkraftwerke hatten im Jahr 2010 eine installierte Leistung von 4,4 GW [29]. Obwohl das Potential in Deutschland weitestgehend genutzt wird, ist nach [23] ein Zubau von ca. 580 MW möglich. Durch Modernisierungsmaßnahmen (Turbinenauslegung, optimierte Betriebsführung, neue Technologien) kann der Wirkungsgrad und somit die installierte Leistung der bestehenden Anlagen erhöht werden. Dadurch ergibt sich bei großen Anlagen über 1 MW installierter Leistung ein Zubaupotential von ca. 490 MW, bei kleinen Anlagen unter 1 MW ein Potential von ca. 90 MW [23]. Die Ausbauwerte aus [22], [29], [39] und [46] sind in Tabelle 2.5 gegenübergestellt.

Der Ausbau wird in erster Linie in den süddeutschen Bundesländern und den Mittelgebirgsregionen erfolgen, da dort die Gelände-

topologie eine ausreichende Höhendifferenz für Staustufen gewährleistet.

Da das maximale Zubaupotential für Wasserkraftwerke auf ca. 580 MW beschränkt ist, ist die Wasserkraft als sekundärer Treiber zu betrachten. Im Szenario NEP B 2012 wird keine deutschlandweite Prognose für den Zubau von Laufwasserkraftwerken verwendet. Da keine konkreten Projekte in den zu untersuchenden Netzgebieten in Planung sind, wird die Energiegewinnung aus Wasserkraft im Rahmen der Studie vernachlässigt.

Tabelle 2.5

Vergleich der Ausbauwerte für Wasserkraftnutzung aus [22] [29] [39] [46]

Angaben in GW	2015	2020	2030
BMU Szenario A	4,5	4,7	4,9
EWI Szenario III	5,8	5,8	5,8
dena Netzstudie II	5,0	5,1	5,2
BNetzA Szenario B	4,5 *	4,7 *	4,9 *
BNetzA Szenario C		4,3 *	

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

2.7 Geothermie

Im Jahr 2010 waren in Deutschland Geothermieanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von 10 MW installiert [22]. In Tabelle 2.6 werden die Ausbauwerte aus [22] und [39] dargestellt. In [46] wird die geothermische Energiegewinnung nicht gesondert betrachtet. Dies verdeutlicht die relativ geringe Bedeutung der Geothermie bei der Bereitstellung elektrischer Energie bis zum Jahr 2030. Geothermie wird daher als sekundärer Treiber der Versorgungsaufgabe angenommen. Im Szenario NEP B 2012 wird keine deutschlandweite Prognose für den Zubau von Geothermieanlagen verwendet. Da keine konkreten Projekte in den zu untersuchenden Netzgebieten in Planung sind, wird die geothermische Energiegewinnung im Rahmen der Studie vernachlässigt.

Tabelle 2.6 Vergleich der Ausbauwerte für Geothermienutzung aus [22] [39]

Angaben in GW	2015	2020	2030
BMU Szenario A	0,1	0,3	1,0
dena Netzstudie II	0,1	0,3	0,9

2.8 Konventionelle Kraftwerke

Die Entwicklung im Bereich der konventionellen Kraftwerkstechnik ist mit dem Ausbau der erneuerbaren Energieträger gekoppelt. Unter Berücksichtigung dieser Interdependenzen sind in [29] drei Szenarien für die Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks definiert. Die dabei angenommenen Entwicklungen des Kraftwerksparks für das BNetzA Szenario B [29] bis zum Jahr 2030 sind in Tabelle 2.7 dargestellt.

Bedingt durch die hohe Anschlussleistung konventioneller Kraftwerke ergibt sich der Netzanschluss in der Höchstspannungsebene. Für kleine konventionelle Kraftwerke bietet sich auch die Möglichkeit eines Anschlusses in der Hochspannungsebene. Der Anschluss erfolgt hier in der Regel in Schwerpunktanlagen, hat somit nur einen geringen Einfluss auf die Verteilnetzentwicklung und wird daher als sekundärer Treiber angenommen. Da keine konkreten Projekte in den zu untersuchenden Netzgebieten in Planung sind, werden Kraftwerksprojekte im Rahmen der Studie nicht betrachtet.

Tabelle 2.7 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks nach [29]

Angaben in GW	2015	2020	2030
Kernenergie	11,2*	8,5*	0*
Braunkohle	19,5*	18,8*	14,7*
Steinkohle	25,0*	25,1*	22,0*
Erdgas	27,0*	30,1*	38,3*

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

2.9 Speicher

Langfristig stellen Speicher eine der wenigen Möglichkeiten dar, eine zeitliche Entkopplung zwischen der fluktuierenden Einspeisung aus DEA und dem volatilen Verbrauch zu ermöglichen. Allerdings sind auf Grund des aktuell hohen Preisniveaus von Spei-

chern nur wenige Projekte in Planung. Bislang ist nur der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wirtschaftlich. Konkret werden bis 2020 drei neue PSW mit einer kumulierten, installierten Nennleistung von rund 1,6 GW geplant [39]. Im Einzelnen sind dies das PSW Atdorf mit 1,4 GW Turbinenleistung, das PSW Einöden mit 0,2 GW Leistung und das PSW Blautal mit 45 MW Leistung. Weiterhin wurden in den neuen Bundesländern 20 Standorte für die Eignung zur Errichtung von PSW mit einem technischen Potential von 14 GW und durchschnittlich 5,5 Volllaststunden Speicherkapazität ermittelt [87]. Aus [29] und [39] wird der Zubau an Pumpspeicherkapazität im deutschen Verbundnetz bis zum Jahr 2030 entnommen und in Tabelle 2.8 dargestellt.

Tabelle 2.8

Vergleich der Ausbauwerte für Pumpspeicherkraftwerke aus [29] [39]

Angaben in GW	2015	2020	2030
dena Netzstudie II	-	8,4	-
BNetzA Szenario B	6,3	9,0	9,0

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010, 2022 und 2032

Die Voraussetzung für eine flächendeckende Verbreitung von Speichern in den Verteilnetzen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen. Der Ausbau ist daher abhängig von Fördermaßnahmen und der technologischen Entwicklung. Eine belastbare Prognose für Speicher auf Verteilnetzebene ist für die kommenden 20 Jahre nicht möglich.

Neben den PSW können zukünftig auch Elektrofahrzeuge zur Speicherung elektrischer Energie verwendet werden. Die Speicher vollelektrischer Fahrzeuge weisen eine Kapazität von 15 bis 40 kWh pro Fahrzeug auf. Die für das Jahr 2020 erwarteten 1 Mio. Fahrzeuge könnten mit ihrer gesamten Kapazität von 15 bis 40 GWh so viel Energie speichern wie die heute in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke [57]. Dieser Wert ist allerdings in der Praxis nur zu einem geringen Teil für die Pufferung Erneuerbarer Energien einsetzbar, da die Nutzung des Speichers für Netzdienste der Mobilitätsanforderung untergeordnet ist und darüber hinaus eine hohe Akzeptanz sowie Steuerungs- und Kommunikationstechnik erfordern würde. Das Lademanagement von Elektrofahrzeugen wird zusammen mit dem Demand Side Management in einer entsprechenden Untersuchungsvariante berücksichtigt.

Aufgrund der geringen Zubauprognose werden Speicher als sekundärer Treiber der Versorgungsaufgabe angenommen. Im Szenario NEP B 2012 wird keine deutschlandweite Annahme für den Zubau von Speichern getroffen. Konkrete Großprojekte werden im Rahmen der Studie in den untersuchten Netzgebieten berücksichtigt. Eine technologieunabhängige Betrachtung von Speichern wird als Variantenrechnung mit dabei gesondert aufgeführten Annahmen durchgeführt.

2.10 Lastentwicklung

Der Nettostromverbrauch lag in den Jahren 2010 und 2011 bei rund 540 TWh und kann den verschiedenen Sektoren in Abbildung 2.1 zugeordnet werden. [5]

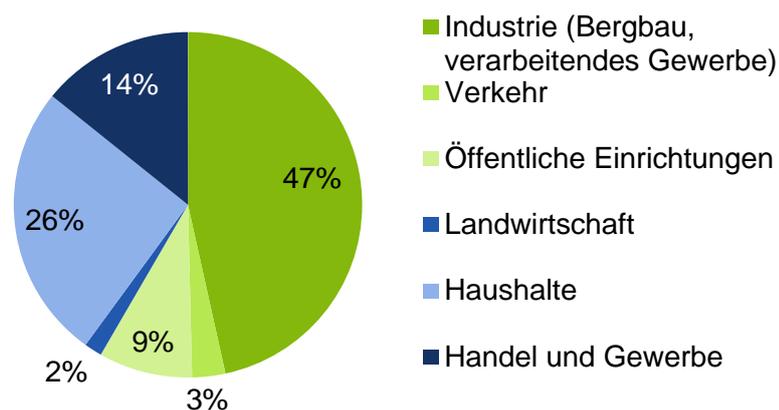


Abbildung 2.1

Zusammensetzung des Nettostromverbrauchs in Deutschland [5]

Die Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs in den Sektoren Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistung wird durch zwei gegensätzliche Effekte geprägt. Auf Grund des demographischen Wandels und der Effizienzsteigerung bei elektrischen Geräten ist mit einem Rückgang des elektrischen Energiebedarfs zu rechnen. Andererseits steigt dieser durch zusätzliche elektrische Lasten an. In den verschiedenen Sektoren sind dies beispielsweise der zusätzliche Einsatz von intelligenter Haustechnik, Unterhaltungselektronik, elektrischer Wärmepumpen oder der vermehrte Einsatz von Kühlsystemen.

Der Bedarf an elektrischer Energie im Industriesektor ist direkt an Produktionsprozesse und die konjunkturelle Entwicklung gekoppelt. Durch Effizienzmaßnahmen kann eine Bedarfssenkung erreicht werden.

Im Verkehrssektor ist zukünftig durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen mit einem steigenden elektrischen Energiebedarf zu rechnen. Eine Übersicht über verschiedene Prognosen zur Anzahl an Elektrofahrzeugen nach [45] und [24] und ist in Tabelle 2.9 angegeben. Für die prognostizierte Anzahl von Elektrofahrzeugen kann nach [72] eine einphasige Ladeleistung von 3,7 kW angenommen werden. Unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfunktionen nach der Methode in [80] ergibt sich für 12,4 Mio. Elektrofahrzeuge eine Erhöhung der Spitzenlast von 3,1 GW.

Tabelle 2.9

Prognosewerte für die Elektrofahrzeugdurchdringung in Deutschland [24] [45]

Angabe in Mio. Fahrzeugen	2015	2020	2025	2030
BMU Szenario	0,1	1,0	3,0	5,0*
Con-energy Szenario	0,1	1,6	7,0	12,4*

* extrapoliert aus den Werten für die Jahre 2020 und 2025

In Tabelle 2.10 werden die Lastszenarien aus [26] und [29] zusammengefasst. Es sind die Energiemenge und die Höchstleistung des Nettoverbrauchs für elektrische Energie ausgewiesen. Dem Szenario NEP B 2012 wird ein als konstant angenommener Wert aus [29] zugrunde gelegt und die Lastentwicklung als sekundärer Treiber angenommen. Der zusätzliche elektrische Energiebedarf von Elektromobilität nach [24] und [80] sowie sonstigen, neuen elektrischen Lasten wird durch Effizienzsteigerungen kompensiert und ist somit im Szenario NEP B 2012 berücksichtigt. Der Einfluss einzelner Lastarten bei der Lastverschiebung (Demand-Side-Management) wird gesondert als Variante betrachtet.

Tabelle 2.10

Vergleich der Last-Szenarien aus [26] [29]

	2010	2015	2020	2030
BNetzA Szenario B	535,4 TWh 84 GW	535,4 TWh* 84 GW*	535,4 TWh 84 GW	535,4 TWh 84 GW
BNetzA Szenario B Sensitivitätsbetrachtung	535,4 TWh 84 GW	512,0 TWh* 80,3 GW*	488,6 TWh 76,7 GW	457,7 TWh 71,8 GW
Bundesministerium für Wirtschaft	539,0 TWh	517,2 TWh*	495,3 TWh	488,8 TWh

* interpoliert aus den Werten für die Jahre 2010 und 2020

2.11 Betrachtungsszenarien

In dieser Studie werden das Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario betrachtet, denen identisch klassifizierte Treiber, aber unterschiedlich hohe Ziel- und Prognosewerte zugrunde liegen. Die Ausbauwerte für das Szenario NEP B 2012 wurden zuvor hergeleitet und werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt. Im Anschluss werden die im Rahmen der Studie abgestimmten Ziel- und Prognosewerte des Bundesländerszenarios angegeben.

2.11.1 Leistungswerte der Treiber im Szenario NEP B 2012

Auf Grundlage der in diesem Kapitel zusammengestellten Entwicklungen der Treiber werden die Ausbauwerte für das Szenario NEP B 2012 festgelegt und in Tabelle 2.11 zusammengefasst. Das Szenario B des BNetzA Szenariorahmens wurde öffentlich konsultiert und von der BNetzA genehmigt. Daher wird dieses Szenario soweit möglich und sinnvoll im Rahmen dieser Studie dem Szenario NEP B 2012 zu Grunde gelegt.

Dies betrifft die Zubauwerte für WEA, PVA und BMA. Der KWKA-Zubau wurde aus der Kurzanalyse der Kraftwerksplanung der dena abgeleitet. Für den Zubau von PVA bis zum Jahr 2015 wird der Szenariowert des BMU Leitszenarios 2010 verwendet. [22] [29] [40]

Tabelle 2.11

Zusammenfassung der Ausbauwerte im Szenario NEP B 2012 [22] [29] [40]

Angaben in GW	2015	2020	2030
WEA	35,6	44,1	61,1
PVA	38,4	48,0	62,8
BMA	6,4	7,8	9,2
KWKA	19,6	20,7	21,4

Aus der Analyse der Treiber folgt, dass in der weiteren Vorgehensweise die Veränderung der Versorgungsaufgabe einzelner Netzgebiete maßgeblich durch die Entwicklungen der Windenergie und Photovoltaik geprägt sind.

Bekannte Projekte für konventionelle Kraftwerke, elektrische Energiespeicher, Wasserkraftwerke und Geothermieranlagen würden in den Untersuchungsregionen berücksichtigt, treten jedoch in den untersuchten Netzgebieten nicht auf. Da die Lastentwicklung sowohl durch neue Verwendung elektrischer Energie als auch durch Effizienzsteigerungen geprägt ist, wird im Szenario NEP B 2012 der Studie von einer konstanten Leistung und Energie in den Stützjahren ausgegangen.

Die zukünftige Entwicklung bei Kleinspeichern, sowie der Steuerbarkeit von Lasten und Einspeisern (Demand- und Supply-Side-Management) ist derzeit sehr spekulativ. Daher werden diese Aspekte nicht in die Basisszenarien aufgenommen sondern ausschließlich in Variantenrechnungen bewertet.

2.11.2 Leistungswerte der Treiber im Bundesländerszenario

Alternativ zum Szenario NEP B 2012 wird ein zweites als Bundesländerszenario bezeichnetes Szenario mit einem beschleunigten Ausbau von DEA festgelegt. Die verwendeten Zahlen wurden durch die dena ermittelt und basieren auf der Aktualisierung der Ziele und Prognosen des BNetzA-Szenarios C durch die Bundesländer im Sommer 2012. Sie sind in Tabelle 2.12 dargestellt. Alle weiteren Annahmen des Szenario NEP B 2012 werden in dieses Bundesländerszenario übernommen.

Tabelle 2.12

Zusammenfassung der Ausbauwerte im Bundesländerszenario

Angaben in GW	2015	2020	2030
WEA	53,0	77,0	107,9
PVA	37,8	52,0	71,7
BMA	5,6	6,9	8,7
KWKA	19,6	20,7	21,4

Kernaussagen

Windenergie und Photovoltaik sind die primären Treiber der Veränderung der Versorgungsaufgabe.

Das ermittelte Szenario NEP B 2012 orientiert sich am Szenario B welches durch die Bundesnetzagentur ermittelt und abgestimmt wurde. Das alternative Bundesländerszenario, welches aus aktualisierten Zielsetzungen und Prognosen der Bundesländer ermittelt wurde, zeigt in Summe deutlich höhere Werte.

Als zukünftige Treiber, die sich heute jedoch nicht prognostizieren lassen, werden die Last- und Einspeisesteuerung (Demand- und Supply-Side-Management) sowie Speicher mit der Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken eingestuft. Diese werden in Varianten betrachtet. Alle weiteren sekundären Treiber werden individuell bei den Netz-untersuchungen der einzelnen Regionen betrachtet.

3 Identifikation von Untersuchungsregionen

Leitgedanken

Nachdem die wesentlichen Treiber der zukünftigen Versorgungsaufgabe identifiziert wurden, werden diese nun den deutschen Gemeinden mit Hilfe von definierten Verteilschlüsseln zugeteilt (Regionalisierung der Ausbauwerte). Zusammen mit den strukturellen Gemeindedaten dienen die gemeindescharfen Ausbauwerte der Ermittlung von Clustern, sogenannten Netzgebietsklassen (NGK). In diesen NGK werden Gemeinden mit ähnlichen Charakteristiken hinsichtlich der heutigen Situation und der zukünftigen Entwicklung zusammengefasst.

Anschließend werden anhand der NGK Untersuchungsregionen bei den teilnehmenden Verteilnetzbetreibern ausgewählt, die diese Klassen repräsentieren. Für mehrere ausgewählte Gemeinden dieser Klassen werden die konkreten Netzanalysen durchgeführt und die Ergebnisse auf die anderen Gemeinden dieser NGK hochgerechnet. Aus der Hochrechnung der Ergebnisse der einzelnen NGK ergibt sich das Gesamtergebnis für Deutschland.

3.1 Regionalisierung der Treiber der Versorgungsaufgabe

Da der Zubau von WEA und PVA als primäre Treiber der Versorgungsaufgabe in Deutschland identifiziert wurde, werden die bundesweiten Ausbauwerte anhand von Verteilschlüsseln auf Gemeindeebene regionalisiert.

Unter Berücksichtigung der Bewertung im vorangegangenen Kapitel werden auch die Werte der sekundären Treiber Bioenergie und KWK auf Gemeindeebene regionalisiert. Alle weiteren sekundären Treiber werden, wie in Kapitel 2 beschrieben, in der Studie berücksichtigt.

Zur Charakterisierung der Gemeinden werden Daten aus öffentlich verfügbaren Quellen verwendet. Strukturelle Daten der Gemeinden werden aus dem Gemeindeverzeichnis des Statistischen Bundesamtes bezogen [84]. Darin enthalten sind die Einwohnerdichte und die Flächen der Gemeinden in Deutschland.

Im EEG² ist die Erfassung von DEA auf Basis erneuerbarer Energiequellen nach Energieträgern, Einspeisespannungsebenen und Standort festgelegt. Im EEG-Anlagenstammdatenregister der Übertragungsnetzbetreiber werden diese Informationen zusammengeführt und veröffentlicht [58].

Auf Basis des Gemeindeverzeichnisses und des Anlagenstammdatenregisters ergibt sich eine Datenbasis, in der jeder Gemeinde die strukturellen Daten sowie die installierte Leistung der vorhandenen DEA je Spannungsebene und Energieträger zugeordnet ist.

3.1.1 Definition des Verteilschlüssels für WEA

Zur Bestimmung der gemeindeschaffen Zubauwerte für WEA in den Basisszenarien wird auf die deutschlandweiten Ausbauwerte aus [29] zurückgegriffen. Die ermittelten WEA-Prognosen im Szenario NEP B 2012 werden im Folgenden nach dem Schema aus Abbildung 3.1 regionalisiert.

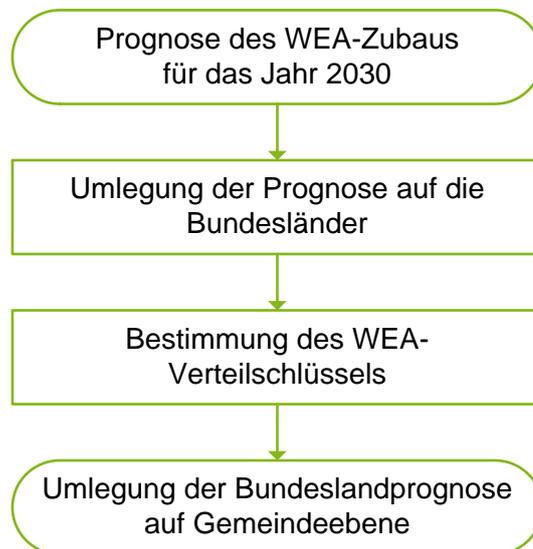


Abbildung 3.1

Regionalisierungsprozess der WEA-Ausbauwerte

² § 46 EEG

WEA-Ausbau auf Verteilnetzebene

Die Prognose beinhaltet keine Differenzierung nach Netzebenen. Die Offshore-WEA werden in der Regel im Übertragungsnetz angeschlossen und werden daher im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt. Onshore-WEA können in Abhängigkeit der Anlagen- oder Windparkgröße in allen Netzebenen angeschlossen werden. Daher ist es erforderlich, den Anteil der in den Verteilnetzen angeschlossenen WEA zu bestimmen.

Die heutige Aufteilung der installierten WEA-Leistung zwischen Transport- und Verteilnetzebene ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Für die Onshore-WEA ergibt sich ein Verteilnetzanteil von 95,3 % [58]. Diese Aufteilung wird im Rahmen der Studie auch für die zukünftig an Land installierten Anlagen angenommen. Von der WEA-Prognose für das Jahr 2030 in Höhe von 61 GW Onshore und 25 GW Offshore werden demnach 58 GW in den Verteilnetzen installiert.

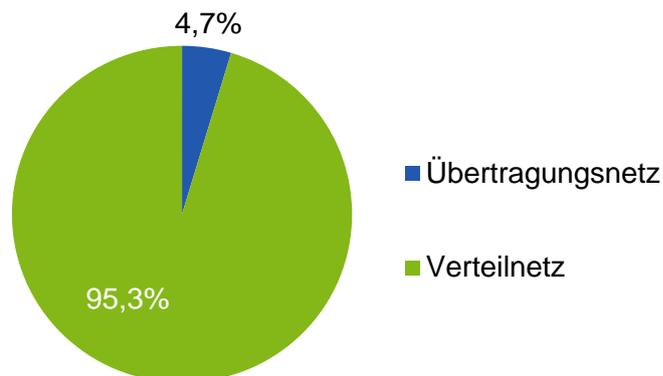


Abbildung 3.2

Aufteilung der heute installierten WEA-Leistung zwischen Transport- und Verteilnetzebene [58]

Regionalisierung der Ausbaumerte auf die Bundesländer

Der Verteilnetzanteil der WEA-Prognose wird nun auf die Bundesländer umgelegt.

Die Bundesländer haben eigene politische Ziele für den Zubau von WEA definiert, die im BNetzA Szenario C in [29] genannt sind. Auch wenn diese Zielwerte in Summe wesentlich höher ausfallen als die bundesweiten Zielwerte, dienen sie für das Szenario NEP B 2012 in dieser Studie zur Indikation und Gewichtung des Ausbauwillens der Bundesländer. Für das Bundesländerszenario dieser Studie werden aktuelle Bundeslanddaten gesondert ermittelt und für die Rechnungen verwendet. Das Vorgehen beim Bundesländerszenario erfolgt analog zu dem im Folgenden dargestell-

ten Vorgehen beim Szenario NEP B 2012. In Tabelle 3.1 sind die Ausbauwerte für das Jahr 2020 den installierten Werten aus 2010 gegenübergestellt.

Tabelle 3.1

Entwicklung der installierten Onshore-WEA-Leistung in den Bundesländern nach [29] [68]

Angaben in GW	2010	2020*
Baden-Württemberg	0,4	3,4
Bayern	0,5	3,7
Brandenburg und Berlin	4,4	7,1
Hessen	0,6	2,9
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	3,2
Niedersachsen und Bremen	6,6	13,1
Nordrhein-Westfalen	2,9	9,1
Rheinland-Pfalz	1,4	4,0
Saarland	0,1	0,4
Sachsen	0,9	1,5
Sachsen-Anhalt	3,5	5,6
Schleswig-Holstein und Hamburg	3,0	11,4
Thüringen	0,8	4,6
Summe	26,7	69,9

* interpoliert aus den Werten für 2010 und 2022

Die Prognose eines Bundeslandes $P_{BL,NEP}^{WEA}$ wird wie folgt bestimmt:

$$P_{BL,NEP}^{WEA} = \frac{P_{BL,BNetzAc,j}^{WEA}}{\sum_i P_{BL,BNetzAc,i}^{WEA}} \cdot P_{VN,NEP}^{WEA}$$

Der Anteil der WEA-Prognose $P_{BL,BNetzAc,j}^{WEA}$ für ein Bundesland j an der Gesamtprognose $\sum_i P_{BL,BNetzAc,i}^{WEA}$ wird berechnet. Der Verteilnetzanteil (VN) der deutschlandweiten Prognose für WEA-Zubau im Szenario NEP B 2012 $P_{VN,NEP}^{WEA}$ wird anhand des errechneten Anteils skaliert. Die resultierenden WEA-Bundeslandwerte auf Verteilnetzebene sind in Tabelle 3.2 dargestellt.

Tabelle 3.2 Verteilnetzanteil der WEA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Szenario NEP B 2012

Angaben in MW	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Baden-Württemberg	588	523	1.112
Bayern	629	560	1.190
Brandenburg, Berlin	533	475	1.009
Hessen	451	402	853
Mecklenburg-Vorpommern	324	288	613
Niedersachsen, Bremen	1.270	1.131	2.403
Nordrhein-Westfalen	1.227	1.092	2.321
Rheinland-Pfalz	512	456	969
Saarland	65	58	122
Sachsen	109	97	207
Sachsen-Anhalt	414	369	784
Schleswig-Holstein, Hamburg	1.672	1.488	3.162
Thüringen	773	688	1.463
Bundesrepublik Deutschland	8.567	7.627	16.208

Regionalisierung der Bundeslandausbauwerte auf die Gemeinden

Zur weiteren Regionalisierung der Ausbauwerte wird angenommen, dass WEA ausschließlich auf landwirtschaftlich nutzbaren Flächen errichtet werden. Diese sind über die Veröffentlichung in [85] bekannt. Daher erfolgt die Schlüsselung der WEA-Ausbauwerte von der Bundesland- auf die Gemeindeebene über die verfügbaren Landwirtschaftsflächen. Landwirtschaftliche Flächen beinhalten auch Moore und Heideflächen. Moore werden als nicht nutzbare Flächen angesehen und daher nicht berücksichtigt. Da Schutzflächen gesondert ausgewiesen werden, wird zudem angenommen, dass sämtliche Heideflächen potentielle Flächen zur Nutzung von Windenergie sind. Der WEA-Ausbauwert $P_{Gem,k,NEP}^{WEA}$ einer Gemeinde k ergibt sich wie folgt:

$$P_{Gem,NEP}^{WEA} = \frac{A_{LW,BL,Gem,k}}{\sum_i A_{LW,BL,Gem,i}} \cdot P_{BL,NEP}^{WEA}$$

Der Anteil der landwirtschaftlich nutzbaren Gemeindefläche $A_{LW,BL,Gem,k}$ an der landwirtschaftlich nutzbaren Fläche des zugehörigen Bundeslandes $\sum_i A_{LW,BL,Gem,i}$ ergibt den Skalierungsfaktor für die Bundeslandprognose $P_{BL,NEP}^{WEA}$. Durch diese Schlüsselung wird sichergestellt, dass die Gemeinden mit großen landwirtschaftlich nutzbaren Flächen einen höheren Anteil der Windenergieprognose zugeteilt bekommen als eher städtisch geprägte Gemeinden.

Prüfung auf Potentialüberschreitung

In jeder Gemeinde wird nach Regionalisierung der WEA-Prognosen überprüft, ob die verfügbare landwirtschaftlich nutzbare Fläche die zugeteilte Prognose aufnehmen kann. Der Flächenbedarf für WEA beträgt nach [39] rund 7 ha/MW. Die Umlegung der Prognosen auf die Gemeinden nach dem vorgestellten Schema führt zu keinen Potentialüberschreitungen für das Szenario NEP B 2012.

3.1.2 Definition des Verteilschlüssels für PVA

Zur Bestimmung der auf Gemeindeebene regionalisierten PVA-Prognosen wird analog zur Regionalisierung der WEA von den deutschlandweiten Prognosen aus [29] ausgegangen. Die Regionalisierung der PVA-Prognose im Szenario NEP B 2012 verläuft nach dem Schema aus Abbildung 3.3.

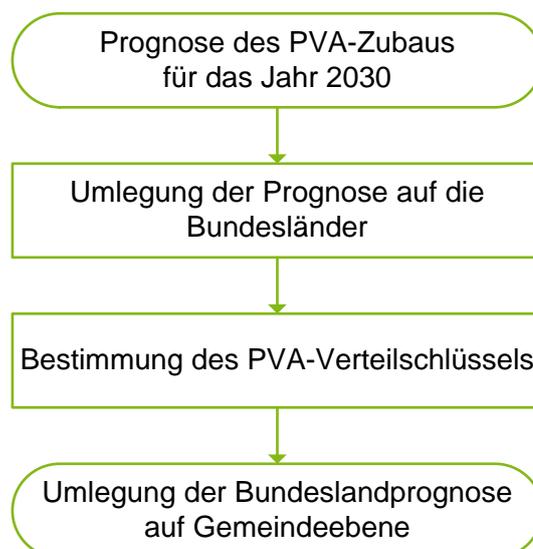


Abbildung 3.3

Regionalisierungsprozess der PVA-Ausbauwerte

PVA-Ausbauwerte auf Verteilnetzebene

Basierend auf der Auswertung von [58] beträgt der Verteilnetzan- teil von PVA 100 %.

Umlegung der Ausbauwerte auf die Bundesländer

Bei der Regionalisierung der deutschlandweiten PVA-Ausbauwerte wird für das Szenario NEP B 2012, analog zur Regionalisierung der WEA-Ausbauwerte, der PVA-Ausbauwert der Bundesländer als Gewichtungsfaktor des Zubaus verwendet. Diese sind in Tabel- le 3.3 der aktuell installierten PVA-Leistung gegenübergestellt. Dabei ergeben sich die in Tabelle 3.4 aufgezeigten PVA- Prognosen für jedes Bundesland auf Verteilnetzebene.

Tabelle 3.3

Entwicklung der installierten PVA-Leistung in den Bundesländern nach [2] [29]

Angaben in GWp	2010	2020*
Baden-Württemberg	2,9	7,2
Bayern	6,4	12,7
Brandenburg und Berlin	0,6	3,0
Hessen	0,9	3,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,3	0,5
Niedersachsen und Bremen	1,5	3,3
Nordrhein-Westfalen	1,9	4,9
Rheinland-Pfalz	0,8	2,4
Saarland	0,2	0,6
Sachsen	0,5	0,9
Sachsen-Anhalt	0,4	1,3
Schleswig-Holstein und Hamburg	0,7	1,8
Thüringen	0,3	1,5
Summe	17,4	43,4

* interpoliert aus den Werten für 2010 und 2022

Tabelle 3.4 Verteilnetzanteil der PVA-Zubauprognose auf Bundeslandebene im Szenario NEP B 2012

Angaben in MW	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Baden-Württemberg	3.404	1.556	2.399
Bayern	5.090	2.327	3.587
Brandenburg, Berlin	1.979	905	1.395
Hessen	1.971	901	1.389
Mecklenburg-Vorpommern	167	76	118
Niedersachsen, Bremen	1.488	680	1.048
Nordrhein-Westfalen	2.396	1.095	1.688
Rheinland-Pfalz	1.250	571	881
Saarland	361	165	254
Sachsen	368	168	259
Sachsen-Anhalt	738	337	520
Schleswig-Holstein, Hamburg	854	390	602
Thüringen	938	429	661
Bundesrepublik Deutschland	21.002	9.600	14.800

Regionalisierung der Bundeslandausbauwerte auf die Gemeinden

Bei dem Zubau von PVA wird davon ausgegangen, dass diese auf geeigneten Dachflächen errichtet werden. Daher dienen die Gebäude- und Freiflächen einer Gemeinde nach [85] als Grundlage zur Schlüsselung der Bundeslandausbauwerte auf Gemeindeebene. Das PVA-Potential entlang von Infrastrukturachsen wird in [79] thematisiert, kann jedoch auf Grund der vereinfachten Betrachtung und der starken regionalen Unterschiede nicht regionalisiert werden. Bekannte Projekte entlang von Infrastrukturachsen werden in den untersuchten Netzregionen berücksichtigt.

Eine ausschließliche Umlegung nach Gebäude- und Freiflächen führt zu einer Überschätzung des PVA-Potentials in städtischen Gemeinden, da divergente Eigentumsverhältnisse, Verschattungseffekte oder auch konkurrierende Flächennutzungen, beispielsweise Solarthermie, unberücksichtigt bleiben. Zur Abbildung dieser Problematik wird ein PVA-Gewichtungsfaktor G_{PVA} für eine Gemeinde eingeführt. Dieser berücksichtigt zum einen, dass mit stei-

gender Gebäude- und Freifläche $A_{G\&F}$ ein höheres Dachflächenpotential für PVA vorliegt. Zum anderen führt die Berücksichtigung der Einwohnerzahl EW dazu, dass Gemeinden mit einer hohen Gebäudefläche pro Einwohner ein tendenziell höheres PVA-Potential zugewiesen wird. Hier wird unterstellt, dass aus einer höheren Gebäude- und Freifläche pro Einwohner auf eine höhere Einfamilienhausquote und damit auf ein höheres PVA-Potential geschlossen werden kann. Das Zubau-Potential von Freiflächenanlagen wird durch das Einbeziehen der Gemeindegessamtfläche A_{Ges} berücksichtigt.

$$G_{PVA} = \frac{A_{G\&F} \cdot A_{Ges}}{EW}$$

Für eine Gewichtung der Einflussfaktoren $A_{G\&F}$, A_{Ges} und EW werden die Exponenten α und ε zur Basis der Gesamtfläche und der Einwohnerzahl eingeführt. Dabei werden PVA-Zubauwerte für die untersuchten Netzregionen mit den Zubauprognosen der beteiligten VNB verglichen. Die Parameter α und ε werden so gewählt, dass die Abweichung minimal wird. Aus dem Abgleich folgt $\alpha = 0,5$ und $\varepsilon = 0,5$. Der PVA-Gewichtungsfaktor G_{PVA} definiert sich somit zu:

$$G_{PVA} = \frac{A_{G\&F} \cdot A_{Ges}^\alpha}{EW^\varepsilon} = \frac{A_{G\&F} \cdot A_{Ges}^{0,5}}{EW^{0,5}} = \frac{A_{G\&F}}{\sqrt{EWD}}$$

mit der Einwohnerdichte EWD :

$$EWD = \frac{EW}{A_{Ges}}$$

Zur Umlegung der Bundeslandwerte $P_{BL,NEP}^{PVA}$ auf die einzelnen Gemeinden wird der Anteil einer Gemeinde $G_{Gem,k}^{PVA}$ an der Summe aller Gewichtungsfaktoren $\sum_i G_{Gem,i}^{PVA}$ berücksichtigt. Damit ergibt sich für jede Gemeinde k der folgende Prognosewert $P_{Gem,k,NEP}^{PVA}$:

$$P_{Gem,k,NEP}^{PVA} = P_{BL,NEP}^{PVA} \cdot \frac{G_{Gem,k}^{PVA}}{\sum_i G_{Gem,i}^{PVA}}$$

Prüfung der Potentialüberschreitung

Zur Validierung der Prognoseverteilung wird die Ausnutzung des PVA-Potentials in städtischen und ländlichen Regionen verglichen. Wird ein deutschlandweites PVA-Potential von 161 GWp angenommen [66], kann für jede Gemeinde gemäß ihrer Gebäude- und Freiflächen ein lokales PVA-Potential abgeleitet werden. Nach der Schlüsselung der PVA-Prognose über den Gewichtungsfaktor G_{PVA} ergibt sich bis zum Jahr 2030 in den ländlichen Regionen

eine durchschnittliche Potentialausschöpfung von ca. 63 % und in den städtischen Gebieten von 24 %. Auf Grund der hohen vorhandenen Flächenpotentiale für PVA wird keine Überschreitung des Zubau-Potentials innerhalb einer Gemeinde erreicht.

3.1.3 Verteilschlüssel für sekundäre Treiber

Bei den sekundären Treibern werden ausschließlich die Ausbauwerte für den BMA- und KWKA-Zubau regionalisiert.

Definition des Verteilschlüssels für BMA

Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass langfristig die Biomassenutzung in Deutschland gleichmäßig entsprechend der Flächenpotentiale verteilt ist. Für die elektrische Energieumwandlung in BMA wird unterstellt, dass der Primärenergieträger gleichermaßen auf forstwirtschaftlich nutzbaren Flächen $A_{FW,Gem,k}$ und landwirtschaftlich nutzbaren Flächen $A_{LW,Gem,k}$ einer Gemeinde k gewonnen wird und die Energieumwandlung in geographischer Nähe erfolgt.

Zur Regionalisierung der BMA-Prognose $P_{Gem,k,NEP}^{BMA}$ für eine Gemeinde k wird die bundesweite BMA-Prognose $P_{DE,NEP}^{BMA}$ mit dem Anteil der Flächen $A_{FW,Gem,k}$ und $A_{LW,Gem,k}$ an dem gesamtdeutschen Flächenpotential skaliert:

$$P_{Gem,k,NEP}^{BMA} = \frac{A_{LW,Gem,k} + A_{FW,Gem,k}}{\sum_i A_{LW,Gem,i} + \sum_i A_{FW,Gem,i}} \cdot P_{DE,NEP}^{BMA}$$

Definition des Verteilschlüssels für KWKA

Die Regionalisierung des für Deutschland prognostizierten KWKA-Zubaus $P_{DE,NEP}^{KWKA}$ wird anhand der Einwohneranzahl einer Gemeinde $EW_{Gem,k}$ durchgeführt. KWKA-Prognosen in den Sektoren Industrie, Gewerbe und Haushalt werden kumuliert regionalisiert. Dabei wird im Rahmen der Studie grundsätzlich davon ausgegangen, dass sich Industrie und Gewerbe mit den zugehörigen Wärmesenken dort befinden, wo die Bevölkerung in Deutschland konzentriert ist. Damit ergibt sich für jede Gemeinde k der folgende Prognosewert $P_{Gem,k,NEP}^{KWKA}$:

$$P_{Gem,k,NEP}^{KWKA} = P_{DE,NEP}^{KWKA} \cdot \frac{EW_{Gem,k}}{\sum_i EW_{Gem,i}}$$

3.2 Regionalisierung der Treiber im Bundesländerszenario

Die Regionalisierung der Ausbauwerte im Bundesländerszenario erfolgt analog zu der des Szenario NEP B 2012. Bei gleichen Verteilungsschlüsseln für die Regionalisierung von PVA und WEA ergeben sich die in Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 aufgezeigten Bundeslandwerte auf Verteilnetzebene. Die Umlegung der Prognosen für PVA und WEA auf Gemeindeebene führt zu keinen Potentialüberschreitungen.

Tabelle 3.5 Verteilnetzanteil der WEA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Bundesländerszenario

Angaben in MW	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Baden-Württemberg	1.525	1.430	1.430
Bayern	1.716	1.621	1.621
Brandenburg, Berlin	1.621	1.430	2.955
Hessen	953	1.049	2.955
Mecklenburg-Vorpommern	1.907	1.907	1.907
Niedersachsen, Bremen	3.718	3.718	3.718
Nordrhein-Westfalen	2.955	2.955	2.860
Rheinland-Pfalz	1.430	1.430	2.955
Saarland	286	286	286
Sachsen	286	286	286
Sachsen-Anhalt	1.239	1.144	1.239
Schleswig-Holstein, Hamburg	5.148	3.432	4.290
Thüringen	2.193	2.193	2.955
Bundesrepublik Deutschland	24.979	22.881	29.460

Tabelle 3.6 Verteilnetzanteil der PVA-Zubauwerte auf Bundeslandebene im Bundesländerszenario

Angaben in MW	2011-2015	2016-2020	2021-2030
Baden-Württemberg	3.400	2.200	2.900
Bayern	5.100	3.300	4.200
Brandenburg, Berlin	1.600	900	700
Hessen	1.100	1.300	1.600
Mecklenburg-Vorpommern	1.100	600	1.000
Niedersachsen, Bremen	1.900	1.100	1.700
Nordrhein-Westfalen	2.000	1.300	1.700
Rheinland-Pfalz	2.000	1.200	1.500
Saarland	500	300	400
Sachsen	300	200	200
Sachsen-Anhalt	200	200	200
Schleswig-Holstein, Hamburg	300	1.100	2.100
Thüringen	1.000	500	1.500
Bundesrepublik Deutschland	20.500	14.200	19.700

3.3 Identifikation von repräsentativen Netzgebietsklassen

Für die weitere Analyse ist die Klassifizierung der Gemeinden in Netzgebietsklassen (NGK) sinnvoll. Als Grundlage dienen die Strukturmerkmale der Gemeinden sowie die heutige Situation und zukünftige Entwicklung bei der Wind- und Solarenergienutzung. Eine NGK kann eine Vielzahl merkmalsähnlicher Netzgebiete subsumieren. Die Netze einer Netzgebietsklasse weisen bezüglich mehrerer Merkmale nur eine geringe Streuung auf und können in verschiedenen Untersuchungsregionen auftreten.

3.3.1 Klassifizierung der deutschen Verteilnetze nach Strukturmerkmalen

Zur Beschreibung der Lastsituation eines Netzgebietes werden alle deutschen Gemeinden zunächst anhand des Strukturmerkmals Einwohnerdichte (EWD) analysiert. In [86] werden die Ge-

meinden in drei Klassen aufgeteilt: ländliche, halbstädtische und städtische Gebiete. Zur Erhöhung des Detailgrads wird eine feinere Unterteilung in fünf Strukturklassen angesetzt, die wie in Tabelle 3.7 dargestellt durch die EWD definiert sind.

Tabelle 3.7

Zuordnung der Gemeinden in Strukturklassen

Strukturklasse	EWD [EW/km ²]	Anzahl Gemeinden	Anteil an Gesamtzahl
A	0 bis 149	7.807	67,8 %
B	150 bis 299	2.045	17,8 %
C	300 bis 499	820	7,1 %
D	500 bis 999	580	5,0 %
E	größer 1000	264	2,3 %

Die Vorsortierung der Gemeinden ist notwendig, da sie ein stark prägendes Merkmal für die Beschreibung der Versorgungsaufgabe auf Gemeindeebene ist. Im Rahmen der Clusteranalyse (s. Abschnitt 3.3.2) würden die Netzgebietsklassen ohne Vorsortierung allein auf unterschiedlichen EWD basieren.

Die Strukturklasse A umfasst 67,8 % aller Gemeinden und weist eine Einwohnerdichte von weniger als 150 EW/km² auf. Die Strukturklasse A ist folglich die ländlichste der fünf Strukturklassen. Die Strukturklasse E mit einer EWD größer als 1000 Einwohnern/km² beschreibt folglich die am dichtesten besiedelten städtischen Gebiete in Deutschland. Die Strukturklassenzuordnung der Gemeinden ist in Abbildung 3.4 für Deutschland dargestellt.

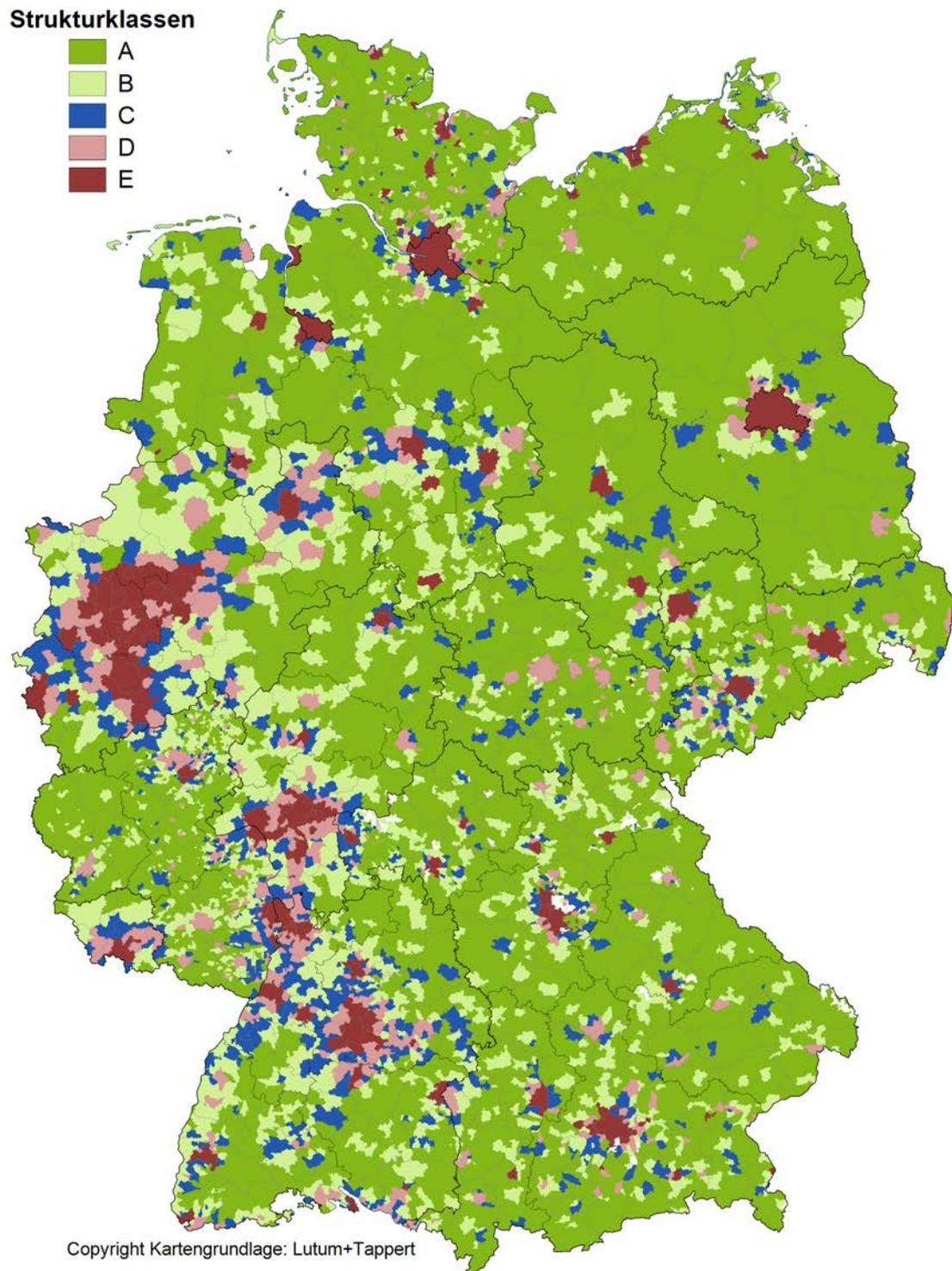


Abbildung 3.4 Strukturklassenzuordnung aller deutschen Gemeinden

3.3.2 Clusteranalyse

Nach der Klassifizierung der Gemeinden wird in jeder Strukturklasse eine Clusteranalyse anhand der Strukturmerkmale der Gemeinden sowie der zukünftigen Entwicklung bei der Wind- und Solarenergienutzung durchgeführt.

Das Ziel einer Clusteranalyse ist die Erzeugung einer Gruppenstruktur in einer Menge von Objekten. Für jedes Objekt ist eine Menge von numerischen Merkmalen bekannt. Dabei werden die Objekte derart klassifiziert, dass die Objekte der gleichen Klasse möglichst ähnlich und die Objekte verschiedener Klassen möglichst unähnlich sind. Für die Durchführung der Clusteranalyse wird der partitionierende Modellansatz des *K-Means*-Verfahrens nach [7] verwendet. Gemeinden können dabei als Punkte in einem mehrdimensionalen Vektorraum aufgefasst werden. Für jedes Cluster kann ein Clusterzentrum identifiziert werden, welches als repräsentativ für alle enthaltenen Gemeinden angenommen wird. Als Distanzmaß dient die euklidische Distanz zwischen den einzelnen Gemeinden und den Clusterzentren. [7] [48]

Da in der Studie sowohl der heutige Ausbauzustand als auch die Entwicklung der primären Treiber betrachtet werden, erfolgt die Clusteranalyse in einem vierdimensionalen Raum.

Sämtliche Merkmale sind aus Gründen der Vergleichbarkeit auf die jeweilige Gemeindefläche bezogen. Für jedes Merkmal wird somit ein Leistungsdichtewert berechnet.

Diese Leistungsdichtewerte werden auf den deutschlandweiten Leistungsdichtedurchschnitt des jeweiligen Energieträgers im Jahr 2010 bezogen.

Die durchschnittliche PVA-Leistungsdichte aller Gemeinden beträgt $54,3 \text{ kW/km}^2$ im Jahr 2010. Bei der WEA-Leistungsdichte für das Jahr 2010 ergibt sich ein Durchschnittswert von $94,8 \text{ kW/km}^2$. Der Zubau von PVA und WEA innerhalb einer Gemeinde kann als Vielfaches γ des Bezugswertes im Jahr 2010 in Leistungsdichteklassen (LDK) abgebildet werden. In Tabelle 3.8 sind die Kategorien der LDK definiert.

Tabelle 3.8

Kategorisierung der LDK

LDK	Intervall von γ	Bedeutung
nv	$\gamma < 0,1$	Prägung nicht vorhanden
g	$0,1 \leq \gamma < 0,6$	geringe Leistungsdichte
d	$0,6 \leq \gamma < 2,0$	durchschnittliche Leistungsdichte
h	$2,0 \leq \gamma < 4,0$	hohe Leistungsdichte
sh	$4,0 \leq \gamma < 5,0$	sehr hohe Leistungsdichte
eh	$5,0 \leq \gamma$	extrem hohe Leistungsdichte

Es wird festgelegt, dass eine NGK mindestens 2 % aller Gemeinden umfasst, um einen repräsentativen Charakter des Clusters zu gewährleisten. Die Anzahl der Cluster k ist bei den Strukturklassen B, C, D, E kleiner als bei der Strukturklasse A.

Die genaue Vorgehensweise bei der Ermittlung der NGK innerhalb einer Strukturklasse wird im Folgenden am Beispiel der ländlichen Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012 dargestellt.

Clusteranalyse der Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012

Der ländlich geprägten Strukturklasse A werden 7807 Gemeinden zugeordnet. Aus dem vierdimensionalen Ergebnisraum der Clusteranalyse sind in Abbildung 3.5 die PVA- und WEA-Leistungsdichten für das Ausgangsjahr 2010 dargestellt. Die Punktwolken repräsentieren die Gemeinden in den identifizierten NGK, Kreuze markieren die identifizierten Clusterzentren. Überschneidungen der Punktwolken oder der Clusterzentren in der Abbildung resultieren aus der Reduktion des vierdimensionalen Ergebnisraumes auf die zwei Dimensionen in der Darstellung.

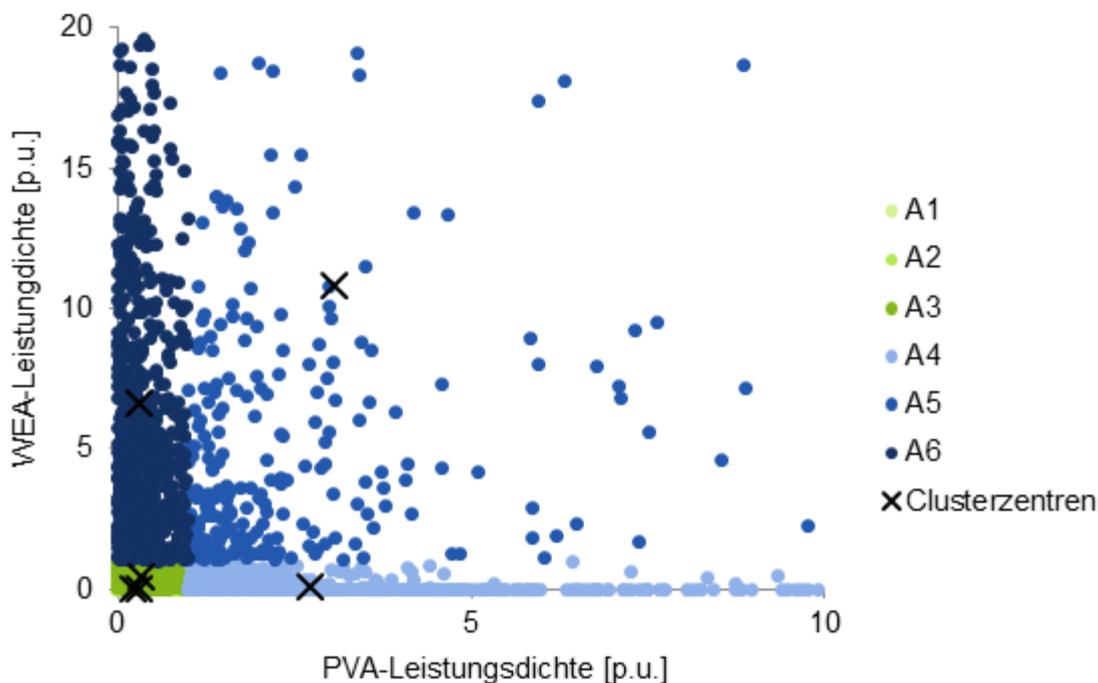


Abbildung 3.5 NGK in der Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010

Auf Grund der hohen Anzahl an Gemeinden innerhalb der Strukturklasse A werden Gemeinden mit einer überdurchschnittlichen PVA- bzw. WEA-Leistungsdichte drei separaten Clustern zugewiesen. Somit ergibt sich eine stark windgeprägte Netzgebietsklasse A6 und eine stark photovoltaikgeprägte Netzgebietsklasse A4. Zudem können 292 Gemeinden mit einer überdurchschnittlichen PVA- und WEA-Leistungsdichte identifiziert werden. Diese werden der Netzgebietsklasse A5 zugewiesen.

In Abbildung 3.6 sind die Gemeinden der Cluster A1, A2 und A3 mit einer unterdurchschnittlichen PVA- und WEA-Leistungsdichte dargestellt.

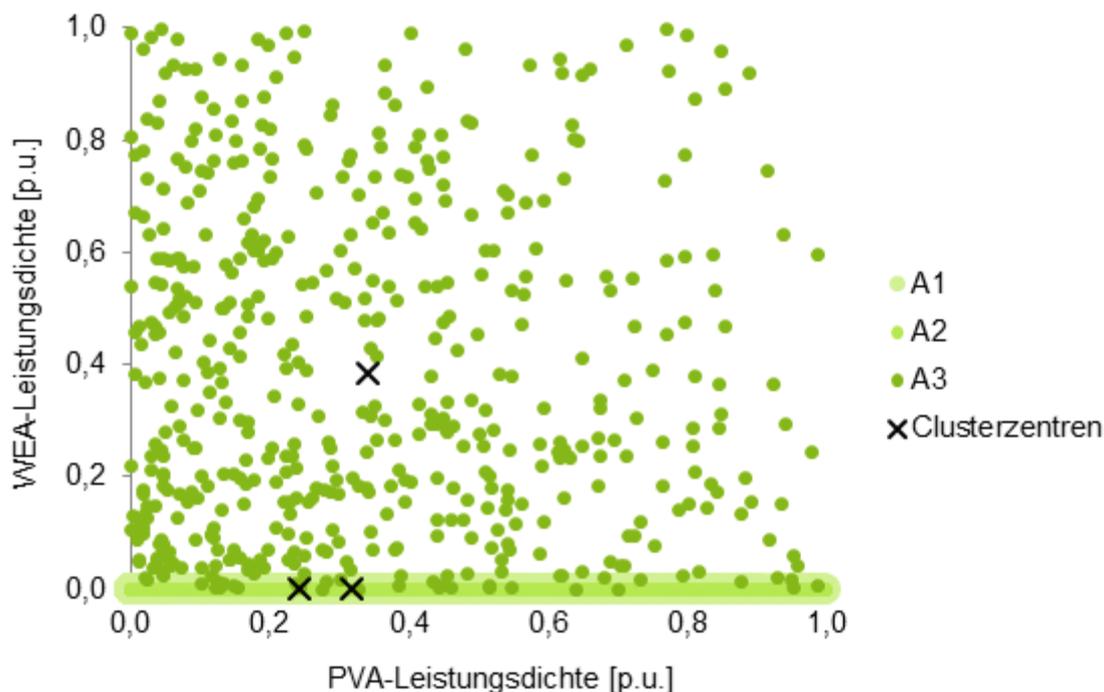


Abbildung 3.6 NGK A1, A2 und A3 für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010 (Ausschnitt aus Abbildung 3.5)

Der NGK A3 werden 519 Gemeinden zugeordnet, in denen bereits heute WEA und PVA installiert sind. In den NGK A1 und A2 waren im Jahr 2010 noch keine WEA installiert, zudem weisen sie eine ähnliche PVA-Prägung auf. Dementsprechend überlagern sich die beiden NGK in der Abbildung 3.6. Der unterschiedliche Zubau von WEA in den Gemeinden bis zum Jahr 2030 führt zur Bildung der zwei NGK, wie in Abbildung 3.7 deutlich wird. Durch die Zuweisung der regionalisierten Ausbauwerte erreichen Gemeinden mit einer heute unterdurchschnittlichen WEA- und PVA-Prägung im Jahr 2030 Leistungsdichten, die einem Vielfachen des heutigen deutschlandweiten Durchschnitts aller Gemeinden entsprechen. In Abbildung 3.8 ist die zukünftige Entwicklung der WEA- und PVA-Leistungsdichte in allen Gemeinden der Strukturklasse A zusammengefasst.

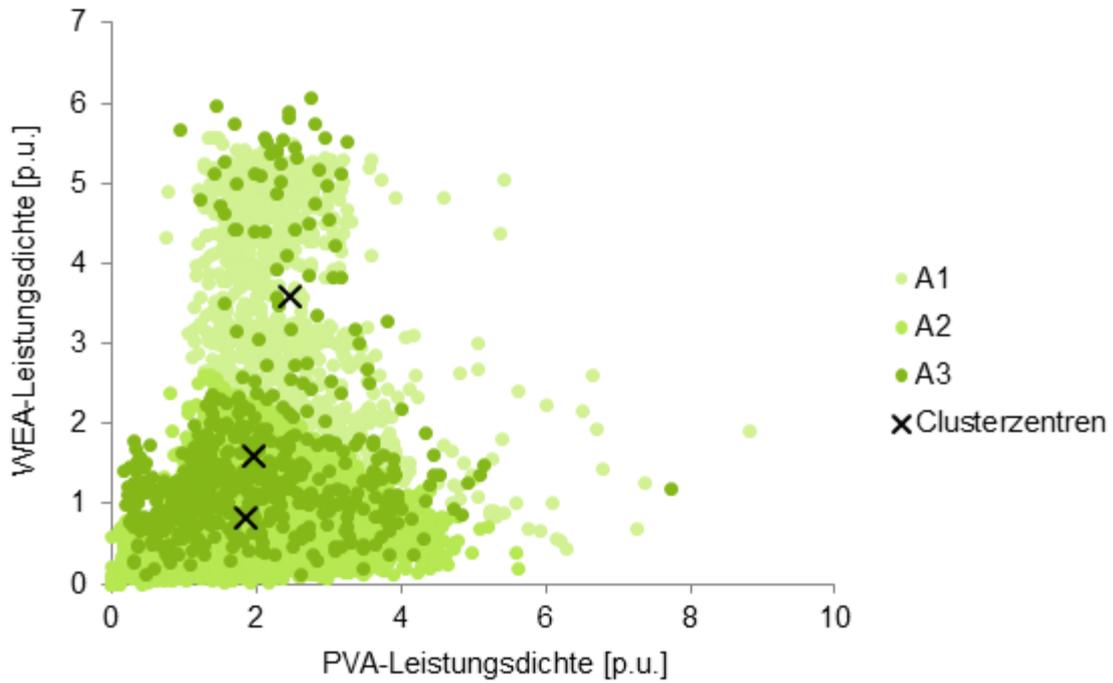


Abbildung 3.7 NGK A1, A2 und A3 für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030

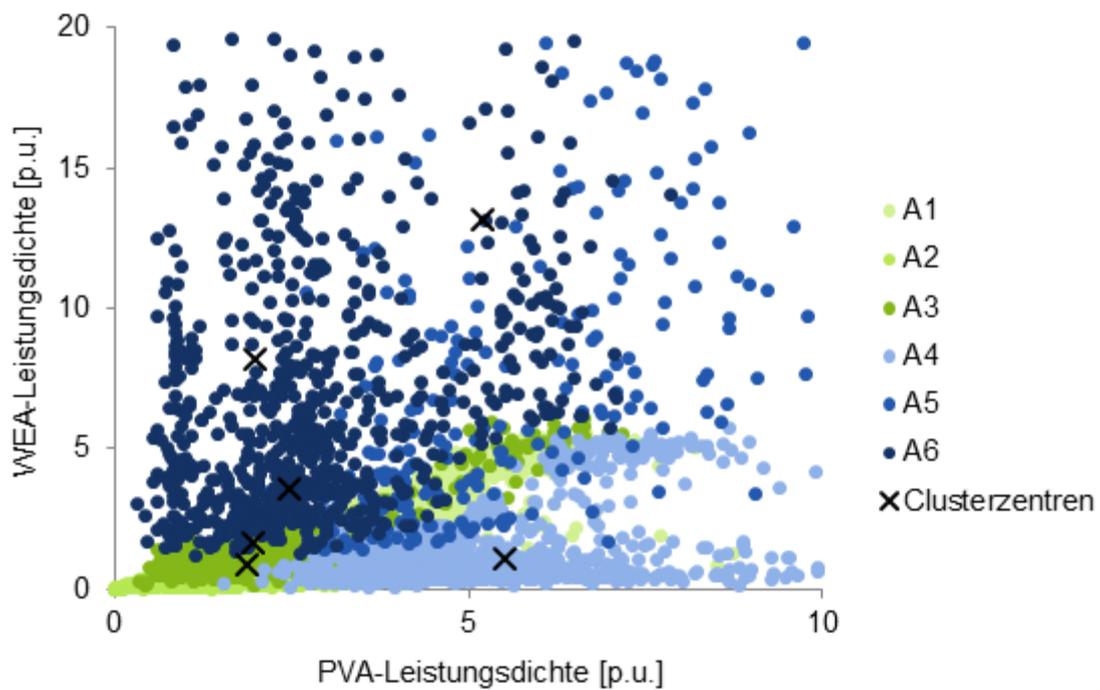


Abbildung 3.8 NGK in der Strukturklasse A für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030

3.3.3 Ergebnisse der Clusteranalyse für das Szenario NEP B 2012

Insgesamt werden in der Clusteranalyse für das Szenario NEP B 2012 elf NGK identifiziert. Innerhalb der städtisch geprägten Strukturklassen D und E lassen sich keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der Entwicklung der Wind- und Solarenergienutzung und des heutigen Ausbauszustands identifizieren. Damit ergibt sich in diesen Strukturklassen jeweils nur eine Netzgebietsklasse, die ausschließlich durch die Einwohnerdichte der Gemeinden charakterisiert ist.

Das Ergebnis der Clusteranalyse in den fünf Strukturklassen für das Szenario NEP B 2012 ist in Tabelle 3.9 dargestellt. Die Koordinaten der Clusterzentren werden als Vielfaches des deutschlandweiten Durchschnittswerts für PVA- und WEA-Leistungsdichten im Jahr 2010 angegeben.

Die Gemeindezuordnung zu den NGK wird in Abbildung 3.9 gezeigt. Die WEA- und PVA-Leistungsdichten für die Jahre 2010 und 2030 sind, bezogen auf die durchschnittlichen Leistungsdichtewerte aus 2010, in Abbildung 3.10 bis Abbildung 3.13 dargestellt.

Tabelle 3.9

Koordinaten der Clusterzentren aller identifizierten NGK im Szenario NEP B 2012

NGK	Anzahl	γ PVA [p.u.]		γ WEA [p.u.]	
		2010	2030	2010	2030
A1	956	0,3	2,5	0,0	3,6
A2	3.789	0,2	1,9	0,0	0,8
A3	519	0,3	2,0	0,4	1,6
A4	1.459	2,7	5,5	0,0	1,1
A5	292	3,1	5,2	10,8	13,1
A6	792	0,3	2,0	6,6	8,2
B1	1.600	1,2	4,1	0,0	1,0
B2	445	1,1	3,5	3,0	4,3
C1	820	1,5	4,8	1,5	2,4
D1	580	1,5	5,4	0,4	1,3
E1	264	1,5	5,5	0,3	1,0

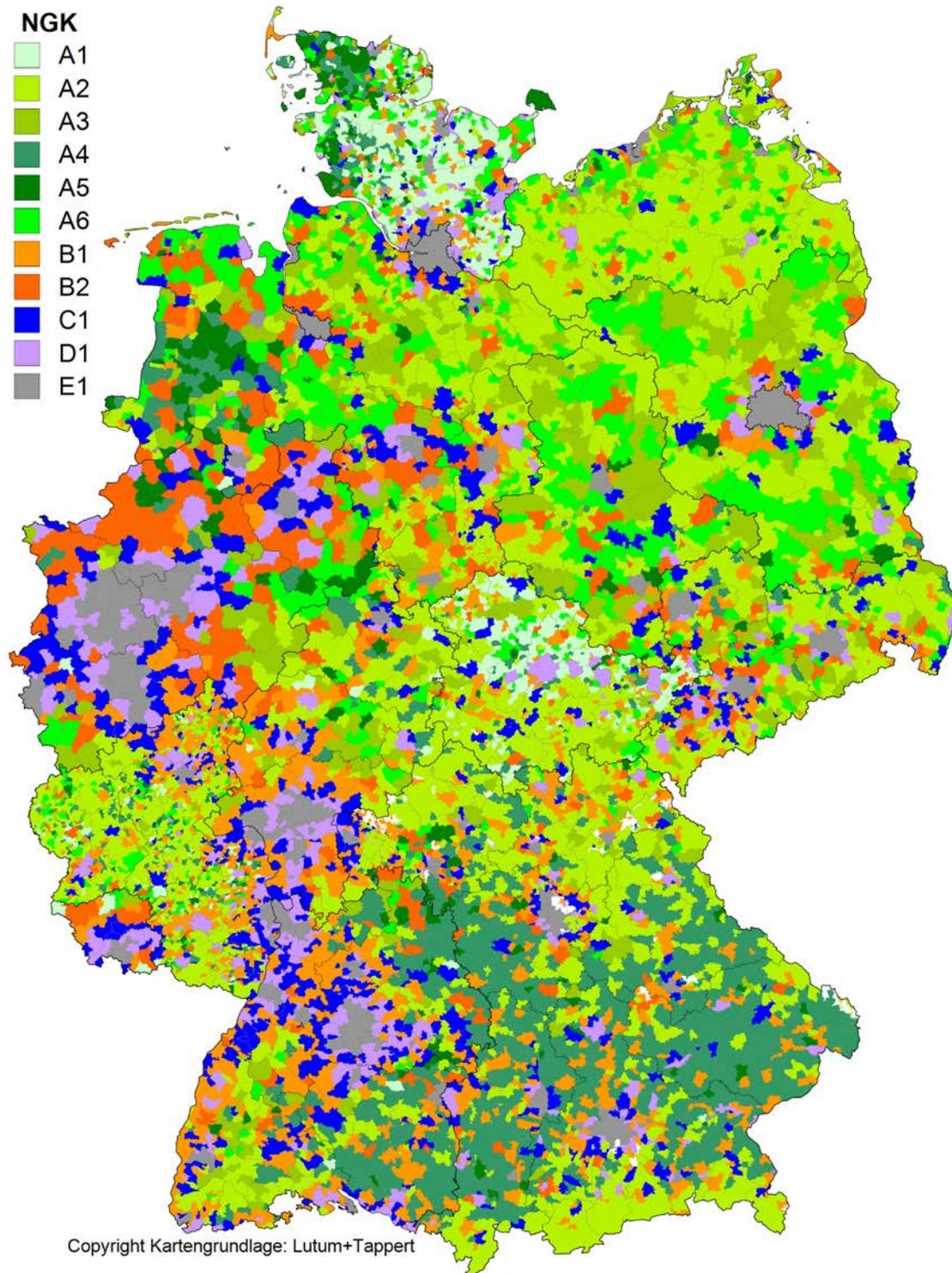


Abbildung 3.9 Verteilung der NGK in Deutschland im Szenario NEP B 2012

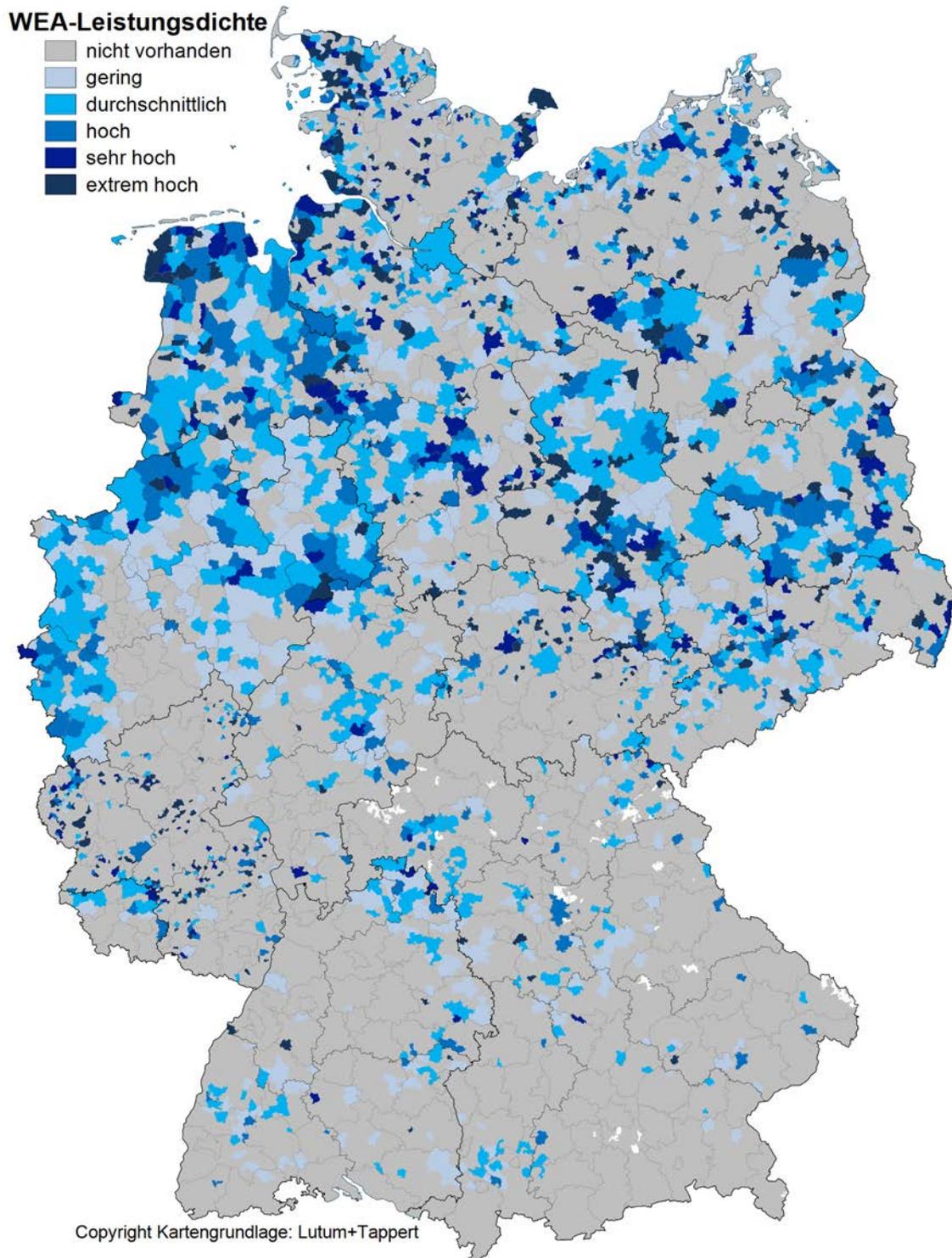


Abbildung 3.10 WEA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010

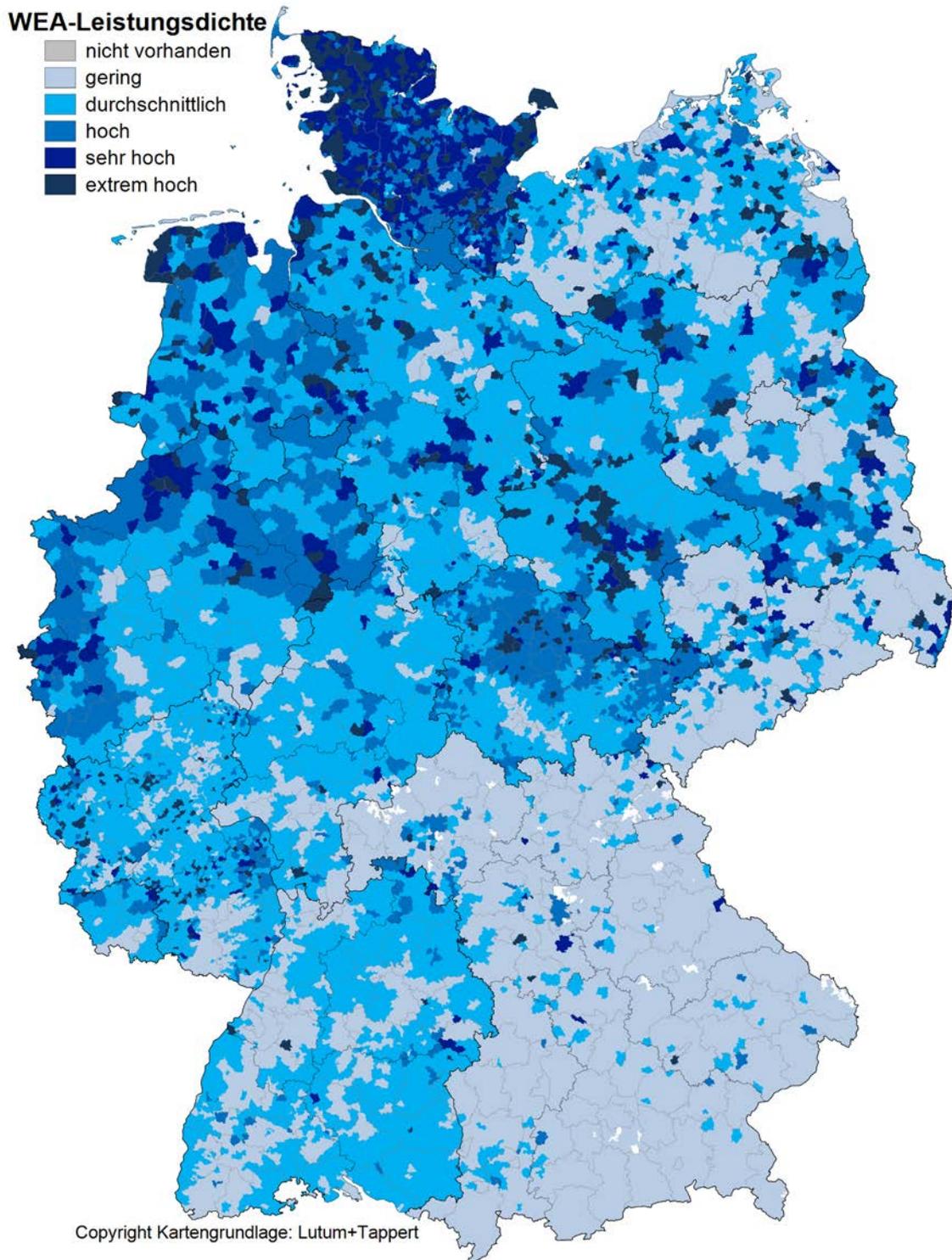


Abbildung 3.11 WEA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030

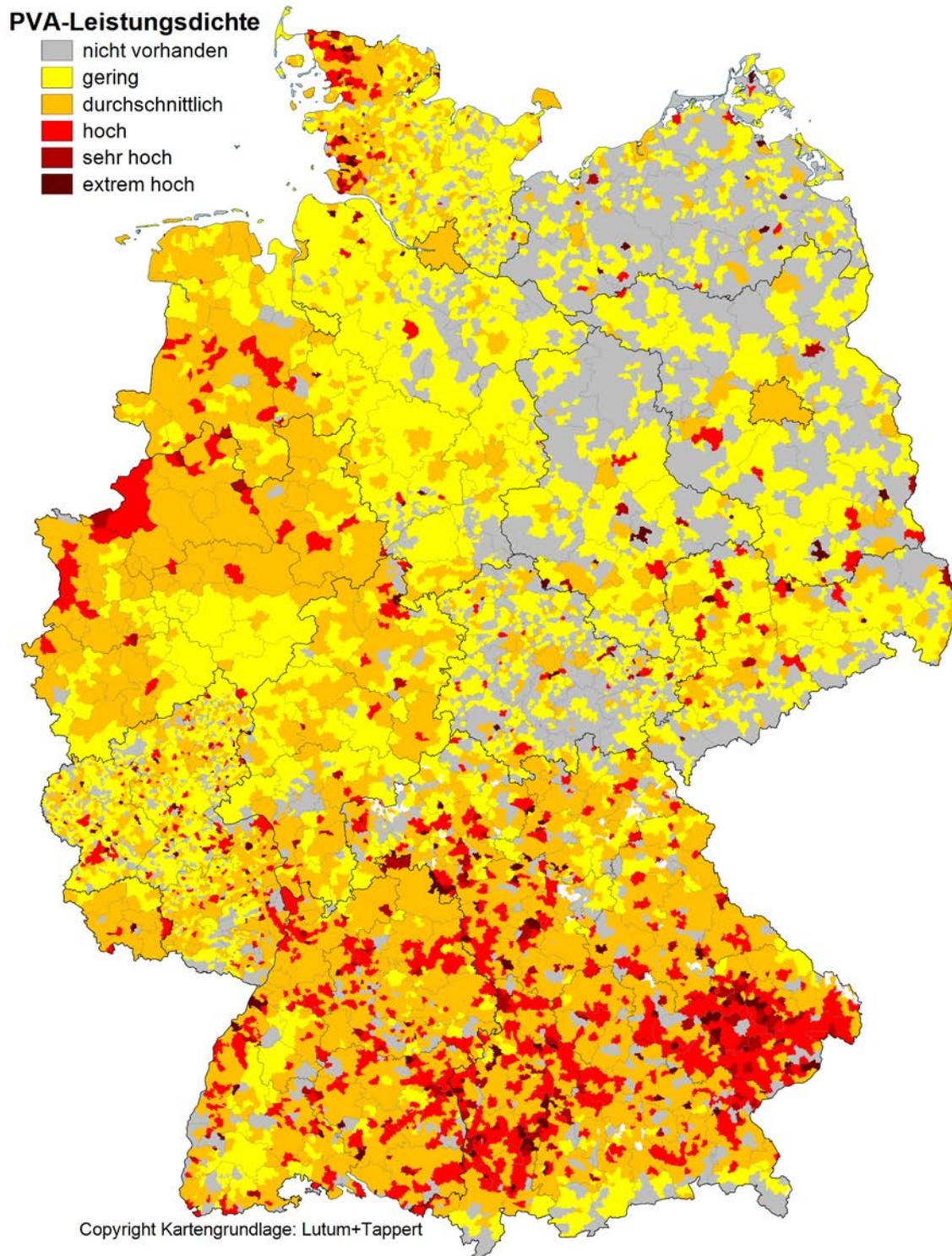


Abbildung 3.12 PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2010

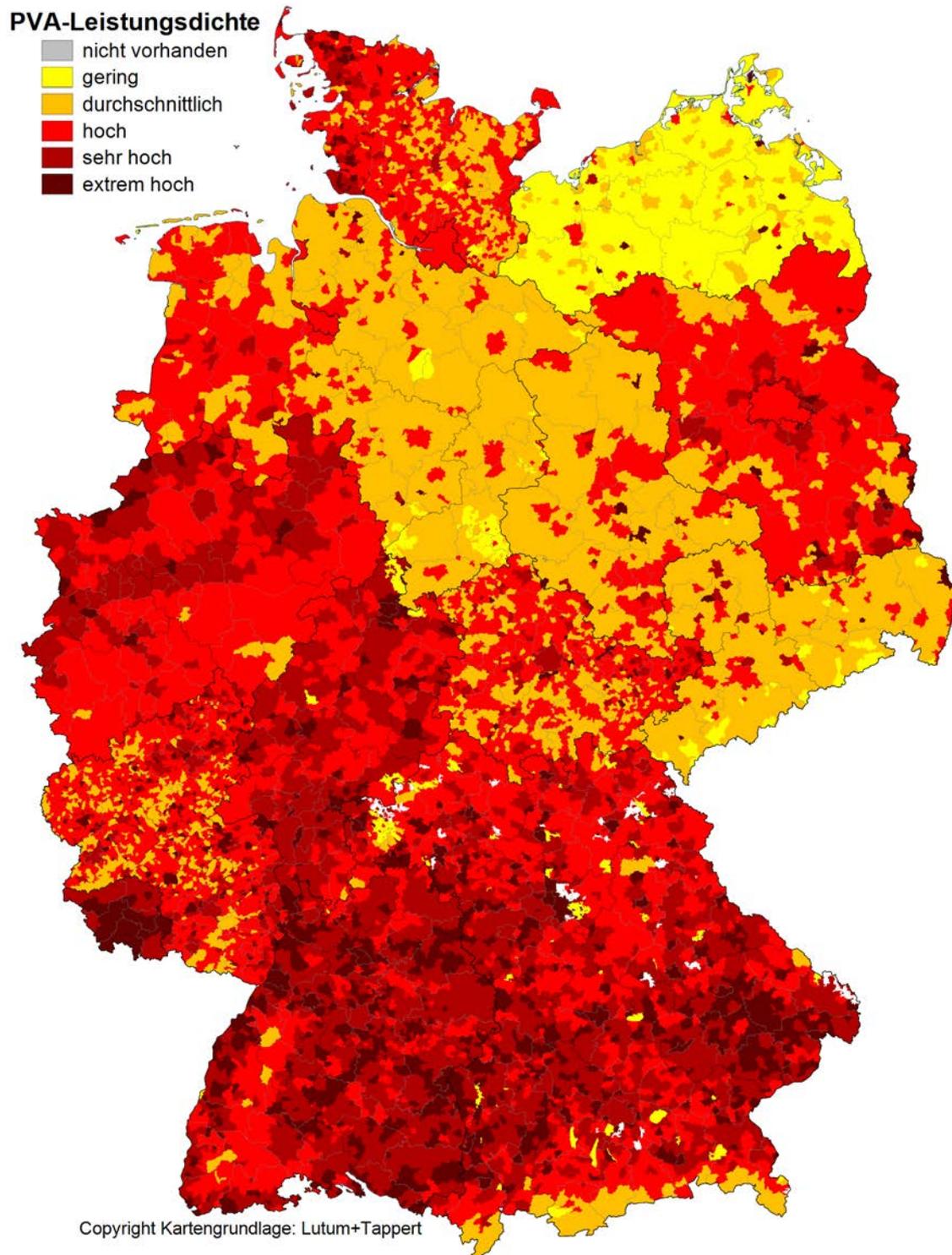


Abbildung 3.13 PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030

3.3.4 Ergebnisse der Clusteranalyse für das Bundesländerszenario

Insgesamt werden in der Clusteranalyse für das Bundesländerszenario elf NGK identifiziert. Die Zuordnung der Gemeinden zu repräsentativen Clusterzentren ändert sich im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 nur geringfügig.

Das Ergebnis der Clusteranalyse in den fünf Strukturklassen für das Bundesländerszenario ist in Tabelle 3.10 dargestellt. Die Koordinaten der Clusterzentren werden als Vielfaches des deutschlandweiten Durchschnittswerts für PVA- und WEA-Leistungsdichten im Jahr 2010 angegeben. Die Karten mit den PVA- und WEA-Leistungsdichten in den Gemeinden sowie den Netzgebietsklassen befinden sich im Anhang 9.1.

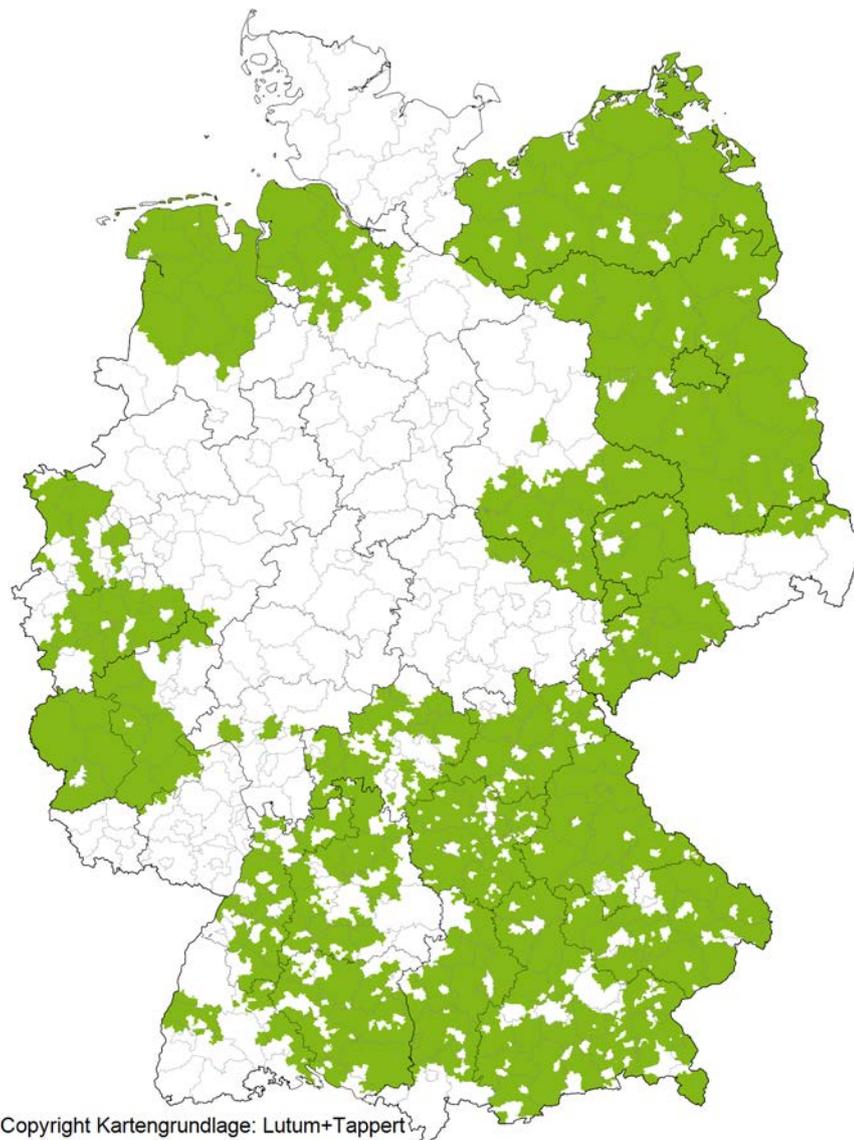
Tabelle 3.10

Koordinaten der Clusterzentren aller identifizierten NGK im Bundesländerszenario

NGK	Anzahl	γ PVA [p.u.]		γ WEA [p.u.]	
		2010	2030	2010	2030
A1	1.102	0,3	3,8	0,0	7,6
A2	3.643	0,2	2,7	0,0	2,2
A3	519	0,3	2,5	0,4	3,3
A4	1.459	2,7	6,3	0,0	2,4
A5	292	3,1	6,3	10,8	16,0
A6	792	0,3	2,7	6,6	10,5
B1	1.588	1,2	4,9	0,1	1,8
B2	457	1,0	4,9	2,6	7,8
C1	820	1,5	5,8	1,5	3,7
D1	580	1,5	6,3	0,4	2,4
E1	264	1,5	6,3	0,3	1,8

3.4 Bildung von Untersuchungsregionen

Auf Grundlage der identifizierten NGK werden in den Versorgungsgebieten der beteiligten VNB Untersuchungsregionen ausgewählt. Dabei wird darauf geachtet, dass jede NGK ausreichend repräsentiert wird. Die Versorgungsgebiete der an der Studie teilnehmenden VNB sind in Abbildung 3.14 eingefärbt und decken einen Großteil des deutschen Verteilnetzes ab. Die Darstellung des Versorgungsgebietes basiert auf den Netzgebieten in der Niederspannung.



Copyright Kartengrundlage: Lutum+Tappert

Abbildung 3.14 Niederspannungsnetzgebiete der an der Studie beteiligten VNB

Innerhalb des Versorgungsgebiets eines VNB werden unter Berücksichtigung der identifizierten NGK Gemeinden ausgewählt und zu Untersuchungsregionen zusammengefasst. Besonders geeignet sind Gemeinden, die nah am repräsentativen Clusterzentrum liegen. Da eine NGK in unterschiedlichen Regionen Deutschlands auftreten kann, wird zusätzlich darauf geachtet, jede Netzgebietsklasse mehrfach in verschiedenen Versorgungsgebieten zu untersuchen. So können neben den in der Clusteranalyse berücksichtigten Merkmalen Lastdichte, Erneuerbare-Energien-Einspeisung und Erneuerbare-Energien-Prognose auch weitere regionale Unterschiede identifiziert und in der Analyse einer Untersuchungsregion berücksichtigt werden. Dabei werden somit beispielsweise historisch bedingte Netzstrukturen, Netzausbauzustände und unterschiedliche Planungsgrundsätze der VNB berücksichtigt und die spezifischen regionalen Prägungen dadurch in den NGK herausgemittelt.

Die Anzahl der untersuchten Gemeinden in den identifizierten Untersuchungsregionen variiert in Abhängigkeit der Netzebene. Bedingt durch die Netztopologie der 110-kV-Netzebene ist es beispielsweise erforderlich, großräumige Netzstrukturen mit einer hohen Anzahl unterlagerter Gemeinden zu betrachten.

3.5 Hochrechnung der Ergebnisse

Die Netzgebietsklassen ermöglichen die Hochrechnung von Ergebnissen aus den Untersuchungsregionen auf größere Netzgebiete, auch wenn diese nicht vollständig untersucht werden. Daher ist es im Anschluss an die Netzanalyse der Studie möglich, die Ausbauwerte je Spannungsebene auf das gesamte deutsche Verteilnetz hochzurechnen. Dabei werden je nach Größe des untersuchten Netzgebiets zwei Fälle unterschieden.

Fall 1: Untersuchtetes Netzgebiet kleiner/gleich Gemeindegebiet

In NS-Netzen und städtischen MS-Netzen ist das untersuchte Netzgebiet kleiner oder gleich dem Gemeindegebiet. Um das Ergebnis einer Untersuchung auf das gesamte Gemeindegebiet hochzurechnen, muss daher der untersuchte Anteil der Gemeinde bestimmt werden. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis von Transformatorsammenleistung (ONS in NS, UW in MS) des untersuchten Netzgebiets zur Transformatorsammenleistung der Ge-

meinde. Anhand des ermittelten Anteils wird das Ergebnis für das gesamte Gemeindegebiet errechnet.

Fall 2: Untersuchtetes Netzgebiet größer als Gemeindegebiet

Ein untersuchtes HS- oder ländliches MS-Netzgebiet ist größer als ein Gemeindegebiet. Einem UW sind somit mehrere Gemeinden oder Gemeindeteile unterlagert. Folglich muss das ermittelte Ergebnis für ein untersuchtes UW anteilig auf die unterlagerten Gemeinden verteilt werden. Verantwortlich für den Netzausbau im UW-Gebiet ist der Zubau von DEA. Daher wird der Anteil der Zubauprognosen einer jeden Gemeinde an den Zubauprognosen des UW berechnet. Dieser Anteil wird zur verursachungsgerechten Umlegung der Ergebnisse für das UW-Gebiet auf die Gemeinden verwendet.

Durch Division der Summe aller Gemeindeausbauwerte derselben NGK durch die Summe aller Gemeindeflächen dieser NGK ergibt sich ein gemittelter, flächennormierter Ausbaubedarf für diese NGK.

Hochrechnung auf das Verteilnetz für Bundesländer und DE

Durch die beschriebene Methodik ist es möglich, über die Aufteilung der Gemeinden in NGK ein Ergebnis für das deutsche Verteilnetz oder das Verteilnetz einzelner Bundesländer zu errechnen. Dazu muss zunächst die Fläche einer jeden Gemeinde mit dem gemittelten, flächennormierten Ergebniswert der zugehörigen NGK multipliziert werden. Die Summe über alle resultierenden Gemeindegewinne ergibt das Ergebnis für Deutschland.

Um ein Ergebnis für ein Bundesland zu bestimmen, muss die Summe aller resultierenden Ergebnisse der Gemeinden des betrachteten Bundeslandes gebildet werden. Hierbei ist zu beachten, dass die NGK-Ergebnisse keine spezifischen Bundeslandergebnisse sind, sondern über alle Untersuchungsgebiete in Deutschland gemittelt wurden. Regionale Spezifika können somit über die NGK nicht mehr ihren Ursprungsregionen zugeordnet werden. Somit ist die Genauigkeit der Bundeslandergebnisse gegenüber den Ergebnissen für Deutschland stark eingeschränkt.

Bei der Analyse der NS- und MS-Ebene in einer Netzregion werden zwei unterschiedliche Ansätze für die Berechnung des Netzausbedarfs verwendet (vgl. Kapitel 5). Für die Hochrechnung wird

der Mittelwert aus den Ergebnissen beider Untersuchungsmethoden gebildet.

3.6 Bewertung der Methodik

Die Versorgungsaufgabe in Deutschland ist durch regionale Merkmale wie Einwohnerdichte, installierte WEA- oder PVA-Leistung geprägt. Zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs für Deutschland werden Netzgebietsklassen identifiziert, die typische Versorgungsaufgaben als Cluster im Datenraum der Versorgungsaufgabe repräsentieren. Als Datengrundlage für die Clusteranalyse der Gemeinden werden ausschließlich öffentlich verfügbare und durchgängig für Deutschland vorliegende Daten verwendet. Die Datenbasis bilden dabei [58] und [84].

Es ist erforderlich, dass die Regionalisierung der Treiberwerte zu den Netzstrukturen des Verteilnetzes passt. Die Versorgungsaufgabe der Niederspannungsnetze definiert sich aus der zu versorgenden Gemeinde. Mittelspannungsnetze können einzelne oder mehrere Gemeinden versorgen. Hochspannungsnetze versorgen in der Regel gemeindeübergreifende Strukturen. Die Versorgungsaufgabe an den HS-Netzknoten wird durch die unterlagerte Gemeindestruktur bestimmt. Die Regionalisierung wird auf Gemeindeebene durchgeführt, da die Änderung der Versorgungsaufgabe aus eben genannten Gründen auf allen Netzebenen am sinnvollsten beschrieben werden kann.

Ein wichtiges Kriterium für die Beschreibung der Gemeindestruktur und der zugehörigen Versorgungsaufgabe ist die Einwohnerdichte. Diese ist ein so stark prägendes Merkmal, dass sie nicht direkt in die Clusteranalyse einfließt, sondern eine Vorsortierung der Gemeinden notwendig macht. In der Clusteranalyse würden die Netzgebietsklassen andernfalls allein durch die Einwohnerdichte und nicht durch die Entwicklung von DEA definiert sein.

In Kapitel 2 sind als primäre Treiber der Versorgungsaufgabe PVA und WEA identifiziert worden. Anhand des aktuellen Ausbauzustandes und der Entwicklung bis zum Jahr 2030 dieser Merkmale wird eine Clusteranalyse durchgeführt. Die sekundären Treiber können den Gemeinden gesondert zugeordnet werden. Dabei wird zum Beispiel die regionale Lastentwicklung nicht berücksichtigt, da sie gegenüber den Treibern der Erneuerbaren Energien, die in dieser Studie untersucht werden sollen, weit geringer ausfällt.

Da öffentlich verfügbare Daten nicht durchgängig vorliegen, die Prognosen für die Entwicklung von DEA auf Gemeindeebene abbilden, basiert die Regionalisierung der Treiber Solar- und Windenergienutzung auf den bundeslandspezifischen Ausbauprognosen und den heutigen Flächennutzungen. Dabei ist insbesondere die Regionalisierung auf Bundesländer über die eigenen Länderprognosen mit einer großen Unsicherheit verbunden, da diese stark von politischen Rahmenbedingungen geprägt sind.

Die ausschließliche Berücksichtigung von Dach- und Freiflächenpotentialen führt zu einer vergleichsweise starken Zunahme der PVA in den Netzgebietsklassen mit hoher Einwohnerdichte, also den städtischen Gebieten. Aus der Literatur sind keine Ansätze oder Untersuchungen bekannt, die in Stadt- und Landverteilungen bezüglich PVA-Zubaus unterscheiden. Um der heute ersichtlichen Entwicklung eher im ländlichen Bereich Rechnung zu tragen, wurde ein entsprechender Verteilschlüssel erarbeitet, der einen ländlichen Ausbau stärker berücksichtigt. Über diesen Schlüssel wird in Gemeinden mit hoher Einwohnerdichte bzw. mit daraus resultierender, geringerer Gebäudefläche pro Einwohner die zugewiesene PVA-Leistungsdichte reduziert. In ländlichen Gebieten mit geringerer Einwohnerdichte resultiert folglich eine höhere PVA-Leistungsdichte. Der Verteilschlüssel wurde anhand der durch die VNB bereitgestellten Prognosen plausibilisiert.

Die Regionalisierung der WEA-Ausbauwerte erfolgt über die verfügbaren Landwirtschaftsflächen einer Gemeinde. Die Methodik berücksichtigt somit keine Prüfung auf tatsächliche und wirtschaftliche Nutzbarkeit der Flächen. Auch fließen Windeignungsflächen der regionalen Planungsgesellschaften nicht in die Methodik ein, weil deutschlandweit keine einheitlichen Daten zur Verfügung stehen. Daher wird die Prognose in den Gemeinden gleichmäßig verteilt und lokale Verdichtungen bleiben unberücksichtigt. Im Rahmen der Analyse in den Untersuchungsregionen werden jedoch anhand von Kartenmaterial geeignete Freiflächen und damit Standorte für die Errichtung von WEA in den Gemeinden identifiziert. Somit finden die im Rahmen der Methodik zur Bestimmung von Netzgebietsklassen nicht erfassten regionalen Besonderheiten in der netztechnischen Bewertung Berücksichtigung.

Zusätzlich zu den primären Treibern werden die Ausbauwerte der sekundären Treiber KWKA und BMA, ebenfalls auf Gemeindeebene regionalisiert. Aufgrund ihres geringen Einflusses auf die Versorgungsaufgabe werden diese jedoch nicht als Eingangsgrößen

für die Clusteranalyse berücksichtigt. Die Regionalisierung von BMA und KWKA erfolgt anhand der verfügbaren Landwirtschaftsflächen bzw. der Einwohnerzahl auf Gemeindeebene. Dabei bleibt bei der Regionalisierung von KWKA weitestgehend unberücksichtigt, dass insbesondere in Ballungsgebieten Fernwärmenetze vorhanden sind. Damit kann es durch die angewandte Verteilung zu einer lokalen Überschätzung des KWKA-Potentials kommen, wenn die eingesetzten Anlagen nicht in den Verteilnetzen angeschlossen werden. Andere Schlüssel zur regionalen Verteilung von KWKA-Potentials sind jedoch aus Studien nicht bekannt.

Sind die einzelnen Daten für Struktur und Versorgungsaufgabe sowie die Prognosen der Erneuerbaren Energien den Gemeinden zugeordnet, müssen hieraus repräsentative Netzgebietsklassen ermittelt werden. Da im Analyseschritt für jede Netzgebietsklasse mehrere repräsentative Netze aus mehreren Untersuchungsregionen gerechnet werden, ist die Anzahl der gebildeten Netzgebietsklassen ein Kompromiss aus Detaillierungsgrad und Handhabbarkeit.

Die Netzgebietsklassenbildung erfolgt anhand des Eingangsdatenraums aus Einwohnerdichte sowie heutiger und zukünftiger Solar- und Windenergienutzung, da diese die wesentlichen Einflussfaktoren sind. Hierzu findet zunächst eine Voraufteilung in fünf Strukturklassen A bis E nach der Einwohnerdichte der Gemeinden statt, wodurch eine Aufteilung in städtische (C, D und E) und ländliche Gebiete (A, B) erzielt wird. Die Aufteilung ist derart gewählt, dass von hoher bis zu niedriger Einwohnerdichte in jeder Strukturklasse mehr Gemeinden enthalten sind. Mehrere Strukturklassen sind sinnvoll, da insbesondere viele ländliche Gemeinden unterschiedliche Charakteristiken aufweisen, wohingegen die wenigen Großstädte eine ähnliche Charakteristik haben. Innerhalb der Strukturklassen werden mittels Clusteranalyse insgesamt elf Netzgebietsklassen ermittelt. Die Strukturklasse A ist mit sechs Netzgebietsklassen (A1 bis A6) feiner aufgelöst als die anderen Strukturklassen. Dies ist sinnvoll, da sich im ländlichen Raum bei schwächeren Netzen die Veränderung der identifizierten Treiber wesentlich stärker auswirkt. Des Weiteren decken die Netzgebietsklassen der Strukturklasse A mehr als zwei Drittel der deutschen Fläche ab und haben somit großen Einfluss auf den Verteilnetzausbaubedarf. Abschließend müssen Untersuchungsregionen festgelegt werden, um damit Netzdaten für die jeweiligen Netzgebietsklassen bereitzustellen. Jede Netzgebietsklasse muss durch mehrere Gemein-

den in regional unterschiedlichen Untersuchungsregionen repräsentiert sein. Bei der konkreten Auswahl der Untersuchungsge-
meinden ist jedoch darauf zu achten, dass repräsentative Ge-
meinden verwendet werden. Repräsentativ bedeutet hierbei, dass
die Versorgungsaufgabe der ausgewählten Gemeinde nicht einem
Extremfall entspricht, sondern idealer Weise in der Nähe des Clus-
terschwerpunktes liegt, d.h. die typischen Eigenschaften der Netz-
gebietsklasse besitzt.

Der Netzausbaubedarf der berechneten Netze wird als repräsentativ für alle Gemeinden derselben Netzgebietsklassen angenommen. Für bestimmte Regionen, Bundesländer oder ganz Deutschland kann anhand der bekannten Durchmischung aus Netzgebietsklassen eine Hochrechnung des Netzausbaubedarfs durchgeführt werden. Ein Umrechnen der Endergebnisse der Hochrechnung auf kleine Gebiete mit wenigen Netzgebietsklassen ist im Vergleich zu Regionalstudien nicht mehr aussagekräftig. Dabei gehen lokale Spezifika, die bei der Bildung von NGK berücksichtigt werden, durch Mittelwertbildung verloren.

Kernaussagen

Die deutschlandweiten, primären Treiber wurden auf die Gemeinden umgerechnet, um die Entwicklung der Versorgungsaufgabe zu definieren. Die Gemeinden wurden mittels einer Clusteranalyse elf Netzgebietsklassen zugeordnet, die durch spezifische Versorgungsaufgaben geprägt sind.

Die Untersuchungsregionen decken diese Netzgebietsklassen derart ab, dass für jede Netzgebietsklasse Netzdaten von unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern erhoben werden können. Hierdurch ist sichergestellt, dass sich repräsentative Durchschnittsergebnisse für die Netzgebietsklassen ergeben.

Aus den untersuchten Gemeinden aller Netzgebietsklassen kann der Netzausbedarf für Deutschland hochgerechnet werden.

Da das Verfahren auf der Durchmischung von Untersuchungen in vielen Gebieten basiert, ist ein Umrechnen auf kleine Gebiete mit wenigen Netzgebietsklassen nicht möglich, da sich hierbei starke Abweichungen gegenüber den lokalen Gegebenheiten ergeben.

4 Planungs- und Ausbaugrundsätze

Leitgedanken

Für die Studie werden realistische Planungsgrundsätze und standardisierte realitätsnahe Netzausbauvarianten definiert, die dem heutigen Stand der Technik entsprechen und die den Netzanalysen der Studie zu Grunde liegen. Die netzplanerischen und normativen Vorgaben sind hierbei streng von Betriebsgrundsätzen und den monetären Risikobetrachtungen des Asset Managements zu trennen. Der Netzbetrieb benötigt zwingend ausreichende Reserven, die durch die Planungsgrundsätze sichergestellt werden müssen. Technische und betriebliche Flexibilitäten wie temporäre Abweichungen von planerischen Auslegungsgrenzen unterliegen den Betriebsentscheidungen und können die zeitliche Planung im Asset Management beeinflussen, jedoch nicht für die Planung verwendet werden.

4.1 NS-/MS-Planungsgrundsätze

Zu Beginn werden Netzstrukturen der NS- und MS-Ebene dargestellt und die Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen aufgezeigt. Nachfolgend werden verschiedene Netzausbauvarianten diskutiert.

4.1.1 Netzformen der NS- und MS-Ebene

NS- und MS-Netze werden als Strahlennetze, offene Ringe, geschlossene Ringe, Maschennetze, Tripelnetze, Stützpunktnetze oder Liniennetze geplant. Neben diesen Reinformen, die in Abbildung 4.1 dargestellt sind, gibt es Mischformen und Ausprägungsvarianten, die allerdings auf die Grundformen zurückgeführt werden können. [70]

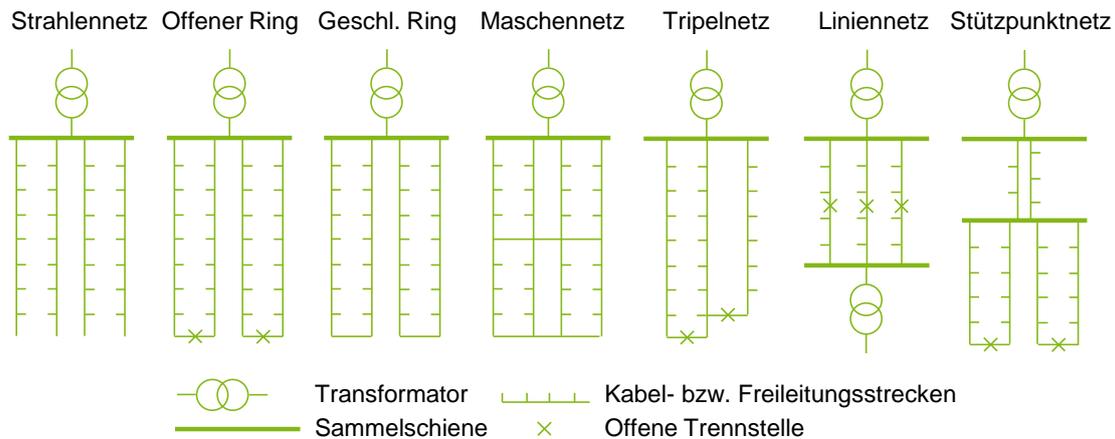


Abbildung 4.1 Typische NS- und MS-Verteilnetzstrukturen

Die im Normalbetrieb zulässige Belastung der Stränge und Transformatoren wird wesentlich durch das genutzte Betriebskonzept beeinflusst. Abgesehen vom Strahlennetz kann mit den verschiedenen Netzstrukturen eine (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher erreicht werden. Daher muss für den (n-1)-Fall eine ausreichende Reserve bereitgehalten werden.

4.1.2 Gründe für Netzverstärkungsmaßnahmen in der NS- und MS-Ebene

Im Folgenden werden die im Rahmen der Studie angesetzten maximal zulässigen Betriebsmittelbelastungen sowie weitere Ursachen für Netzverstärkungsmaßnahmen spezifiziert.

Betriebsmittelbelastung

Die (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher in der MS ist ein angewandter Planungsgrundsatz. Daher muss für den (n-1)-Fall eine ausreichende Reserve bereitgehalten werden. Hierzu wird bei HS/MS-Transformatoren, MS-Kabeln und MS-Freileitungen im (n-1)-Fall kurzzeitig eine Belastung von 120 % der Bemessungscheinleistung bei Last (Belastungsgrad $m = 0,7$) zugelassen. Aus der maximal zulässigen Belastung im (n-1)-Fall folgt für den Normalbetrieb eine maximal zulässige Belastung von 60 %.

Der (n-1)-sichere Netzanschluss von DEA ist derzeit kein Planungsgrundsatz. Im Rückspeisefall wird im ungestörten Betrieb somit bei HS/MS-Transformatoren, MS-Kabeln und MS-Freileitungen eine maximal zulässige Belastung von 100 % zugelassen. Im (n-1)-Fall werden alle DEA vom Netz getrennt, um eine

Überlastung von Betriebsmitteln durch Rückspeisung zu vermeiden und die Versorgung der Verbraucher sicherzustellen. In diesem Fall sind vom VNB keine Entschädigungszahlungen an die Betreiber der DEA zu entrichten, da durch diese Maßnahme nach EnWG³ die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung gewährleistet wird. Für die Maßnahme muss eine Ansteuerbarkeit der Anlagen durch den VNB vorhanden sein. Dies wird in der Studie angenommen, um den Netzausbau gering zu halten.

Der (n-1)-sichere Anschluss von Verbrauchern und DEA ist in der NS kein angewandter Planungsgrundsatz. Daher können die MS/NS-Transformatoren, NS-Kabel und NS-Freileitungen sowohl im Starklast- als auch im Rückspeisefall bis 100 % der Bemessungsscheinleistung belastet werden.

Zusammenfassend sind in Abbildung 4.2 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen am Beispiel eines offenen MS-Rings und eines unterlagerten NS-Strahlennetzes für den ungestörten Betrieb dargestellt.

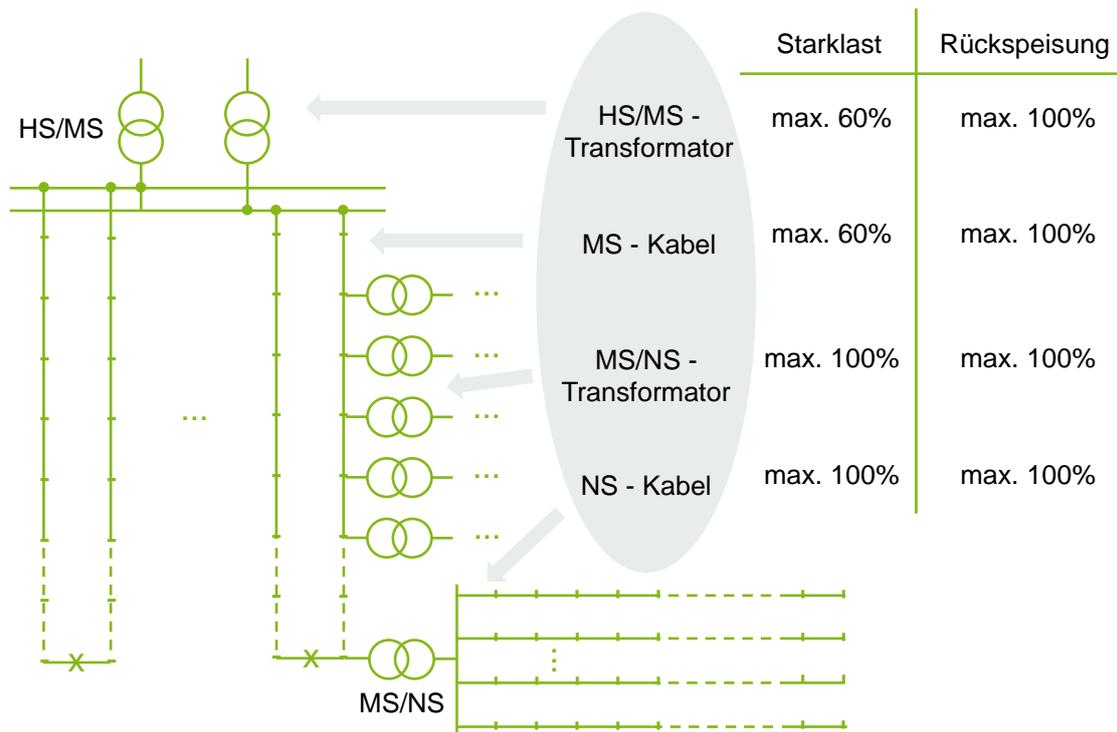


Abbildung 4.2

Zulässige Betriebsmittelbelastungen im ungestörten Netzbetrieb

³ § 14 Abs. 1 EnWG: Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist

Tritt eine Grenzwertüberschreitung der zulässigen Betriebsmittelbelastung auf, werden Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt.

Anschlussrichtlinien in NS und MS

Neben der thermischen Belastung ist die Spannungsänderung der zweite maßgebliche Auslegungsparameter. Das 3 %- und 2 %-Spannungskriterium der Anschlussrichtlinien für DEA im NS- und MS-Netz wird häufig als technische Grenze der Netzaufnahmefähigkeit für DEA bezeichnen [63]. In [88] wird diesbezüglich folgende Formulierung verwendet:

„Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen (mit Anschlusspunkt in der Niederspannung) verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in einem Niederspannungsnetz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.“

Die vom BDEW im Jahr 2008 erstellte Richtlinie für Erzeugungsanlagen am MS-Netz nutzt eine identische Formulierung, lässt allerdings eine Spannungsänderung von lediglich 2 % in der MS zu [32]. Durch die VDE AR 4105 und die BDEW-Richtlinie wird somit, wie in Abbildung 4.3 dargestellt, eine entkoppelte Bewertung der NS- und MS-Ebene ermöglicht.

Ein Überschreiten des 2 %- bzw. 3 %-Spannungskriteriums stellt somit einen weiteren Grund für Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

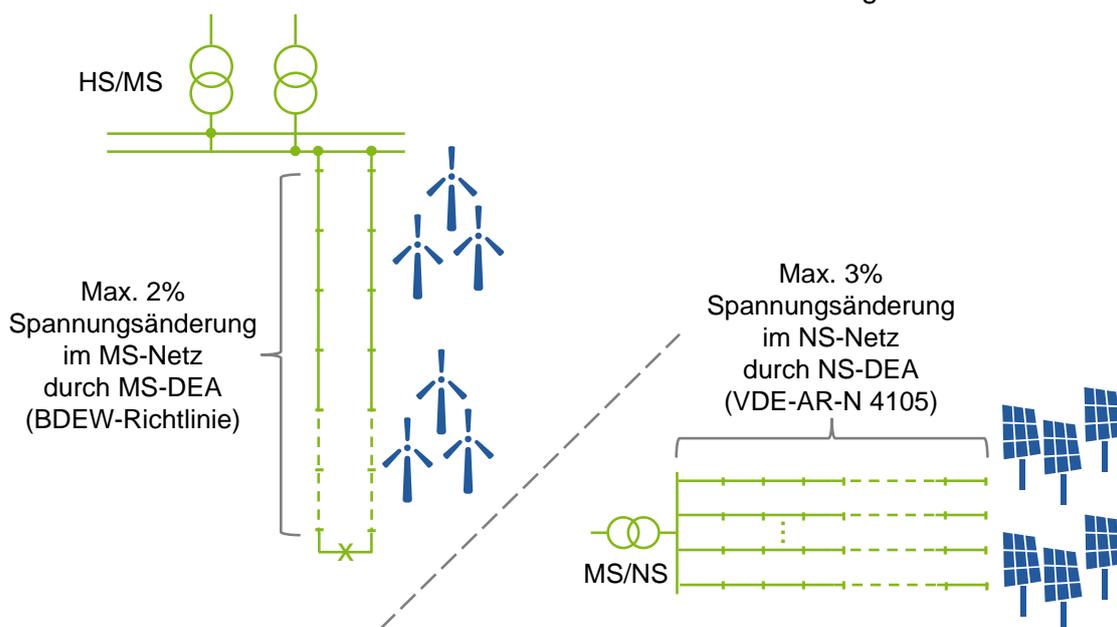


Abbildung 4.3

Zulässige Spannungsänderungen bei Anschluss von DEA in der NS und MS [32] [88]

EN 50160

Die EN 50160 beschreibt die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität beim Verbraucher. Die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden beträgt nach EN 50160 $U_N \pm 10\%$ der Nennspannung. Das Spannungsband von $U_N \pm 10\%$ wird vom VNB auf die NS- und die MS-Ebene aufgeteilt [71].

In dieser Studie wird für die Basisvarianten folgende Aufteilung des Spannungsbandes festgelegt:

- $\pm 4\%$ für die NS-Ebene
- $\pm 2\%$ für die MS/NS-Umspannebene
- $\pm 4\%$ für die MS-Ebene

Hierbei wird der Spannungsabfall in der MS/NS-Umspannebene eher hoch angesetzt. Die Stromkompoundierung der HS/MS-Transformatoren sowie die statische Anpassung der Stufung der MS/NS-Transformatoren werden im Rahmen der Studie implizit durch idealisierte Spannungswertvorgaben aus den höheren Spannungsebenen abgebildet. Reserven für unsymmetrische Belastungen und Messungenauigkeiten werden nicht explizit berücksichtigt. In Summe sind somit realistische, den Normen entsprechende, Planungsgrundlagen definiert.

Eine Verletzung des Spannungsbandes von $U_N \pm 10\%$, unter Berücksichtigung der Aufteilung auf die Spannungsebenen, stellt einen weiteren Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

Zusammenfassung der Ursachen für Netzausbaumaßnahmen

Im Folgenden werden die zuvor beschriebenen Ursachen für Netzausbaumaßnahmen für die Spannungsebenen zusammengefasst:

- 1. Prüfung: Betriebsmittelüberbelastung
- 2. Prüfung: 2 %/3 %-Spannungskriterium [32] [88]
- 3. Prüfung: $U_N \pm 10\%$ [71]

4.1.3 Standard-NS-Netzausbauvarianten

Nachfolgend werden die Standard-NS-Netzausbauvarianten am Beispiel von NS-Strahlennetzen dargestellt. Bei der Darstellung der Standard-Netzausbauvarianten wird ein einheitlicher Kabelquerschnitt unterstellt. Die Standard-Netzausbauvarianten können auf andere Netzstrukturen übertragen werden.

Der Zubau von DEA in der NS-Ebene kann durch die Rückspeisung elektrischer Leistung zu einer kritischen Belastung oder kritischen Spannung in einzelnen NS-Strängen führen. Im Rahmen der Standardausbauvarianten der Studie wird eine kritische Strangbelastung durch eine Parallelleitung über die halbe Stranglänge behoben. Bei kritischen Spannungsverhältnissen kommt eine Parallelleitung über zwei Drittel der Stranglänge zum Einsatz. Der NS-Strang wird durch Einfügen einer Trennstelle in zwei unkritische NS-Stränge überführt. Die Realisierung einer NS-Parallelleitung ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

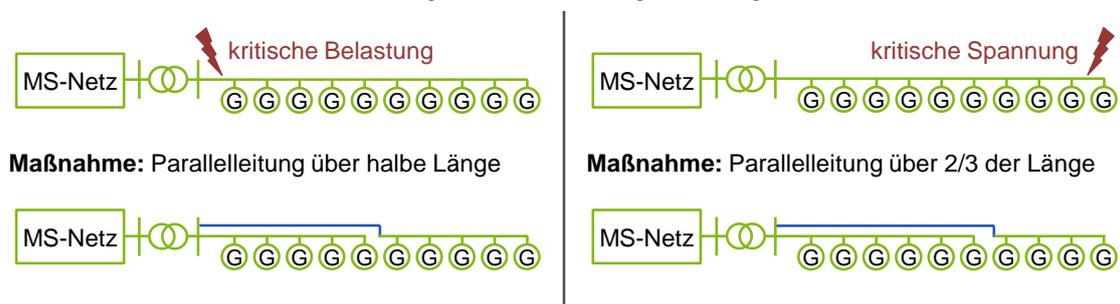


Abbildung 4.4

NS-Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung

Eine kritische Strangbelastung tritt bei homogen verteilten DEA identischer Leistungsklasse am ersten Leitungsabschnitt nach dem Abgangsfeld einer ONS auf. Für diesen Fall wird durch die Parallelleitung über die halbe Stranglänge eine gleichmäßige Verteilung des Leistungsflusses auf den ursprünglichen Abgang und den zusätzlichen Parallelabgang erreicht. Somit steht sowohl auf den ursprünglichen Abgang als auch auf den zusätzlichen Parallelabgang ausreichend Anschlusskapazität für weitere DEA zur Verfügung. Bei gleichen Rahmenbedingungen treten Spannungsbandverletzungen am Ende eines Stranges auf. Durch eine Parallelleitung über zwei Drittel der Stranglänge wird der Leistungsfluss über die Längsimpedanz reduziert und die Längsimpedanz insbesondere bei Minderquerschnitten im ursprünglichen Strang deutlich reduziert.

Führt der Zubau von DEA in der NS-Ebene durch die Rückspeisung zu einer kritischen Belastung oder kritischen Spannung bei mehreren räumlich benachbarten NS-Strängen einer ONS, wird eine zusätzliche Abspannung aus der MS-Ebene eingerichtet. Dazu werden die kritischen NS-Stränge bei der halben Stranglänge aufgetrennt und mit der neuen ONS, wie in Abbildung 4.5 dargestellt, verbunden.

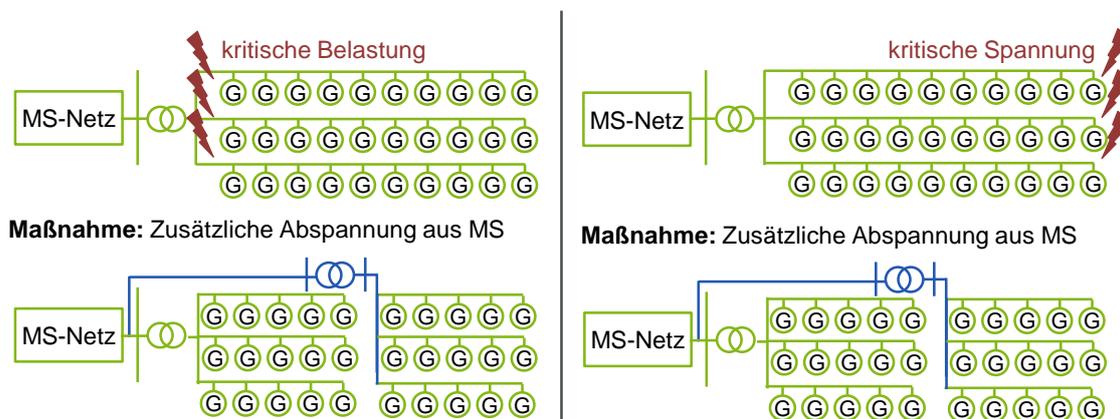


Abbildung 4.5 NS-Netzverstärkung durch zusätzliche Abspannung

Die Rückspeisung von DEA (Anschluss in der NS-Ebene) kann zu einer kritischen Belastung der MS/NS-Transformatoren führen. Sofern die kritische Belastung bei einem Transformator mit geringer Nennleistung auftritt, wird dieser durch einen Standard-Transformator höherer Nennleistung ersetzt. Wird durch den weiteren Zubau von DEA auch bei dem Ersatztransformator eine kritische Belastung erreicht, so wird ein weiterer Standard-Transformator parallel installiert.

4.1.4 Standard-MS-Netzausbauvarianten

Nachfolgend werden Standard-MS-Netzausbauvarianten am Beispiel von offenen MS-Ringen dargestellt. Diese können wie in der NS auf andere Netzformen übertragen werden.

Die Rückspeisung von DEA kann bei hoher lokaler Anlagendichte in der MS-Ebene zu einer kritischen Strangbelastung oder kritischen Spannung führen. Sofern die kritische Strangbelastung oder Strangspannung beim Netzkonzept des offenen MS-Rings nur auf einem Halbring auftritt, kann durch die Verlegung der offenen Trennstelle eine gleichmäßigere Aufteilung der Leistungsflüsse auf beide Halbringe erreicht werden. Diese Maßnahme wird jedoch als Betriebsreserve angenommen und im Rahmen der Studie nicht als Planungsvariante berücksichtigt.

Eine weitere Möglichkeit die Spannungsbandverletzung im MS-Netz zu beheben ist eine partielle Parallelleitung entsprechend Abbildung 4.6. Bis zum Anschlusspunkt der Parallelleitung werden keine weiteren ONS angebunden, da dies zusätzliche Investitionen für die Kabelanbindung in der ONS verursacht. Am Anschlusspunkt wird eine zusätzliche Trennstelle im kritischen Strang einge-

fügt. Der vom HS/MS-Umspannwerk entferntere Teil des kritischen MS-Strangs wird mit der neuen Parallelleitung verbunden.

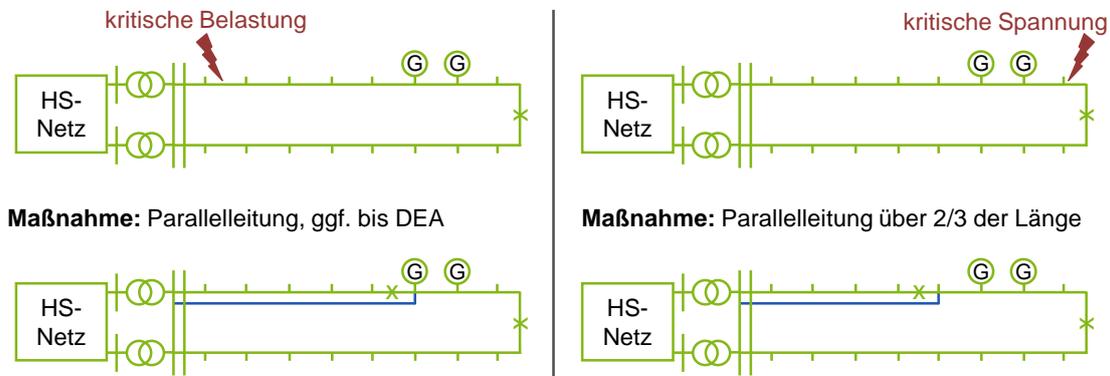


Abbildung 4.6 MS-Netzverstärkung durch partielle Parallelleitung

Durch die Parallelleitung und die Umstrukturierung des MS-Netzes werden die kritische Belastung des MS-Strangs und die Spannungsbandverletzung behoben, sodass die Aufnahmekapazität für DEA erhöht wird.

Die dargestellte Netzverstärkungsmaßnahme kann auf weitere Netzformen übertragen werden. Da Strahlennetze, offene Tripel- und Liniennetze im ungestörten Betrieb wie offene Ringe betrieben werden und sich lediglich in der für den Fehlerfall vorhandenen Schaltreserve unterscheiden, können auch diese Netze durch eine Parallelleitung mit zusätzlicher Trennstelle verstärkt werden. Stützpunktnetze können als ausgelagerte Sammelschiene mit abgehenden offenen Ringnetzen interpretiert werden. Die Stammstrecke zwischen dem HS/MS-Umspannwerk und der ausgelagerten Sammelschiene kann bedarfsgerecht durch Parallelleitungen verstärkt werden. Bei Netzstrukturen wie geschlossenen Ringen und Maschennetzen können kritische Betriebszustände teilweise durch das Schließen neuer Maschen behoben werden. Allerdings ist die Wirkung dieser Maßnahmen begrenzt, da sie stark von der Topologie des einzelnen Netzes und den auftretenden Betriebszuständen beeinflusst wird. Dagegen werden durch das Legen einer Parallelleitung auch bei vermaschten Netzstrukturen kritische Betriebszustände sicher behoben. Diese Netzverstärkungsmaßnahme ist somit für alle Netzformen geeignet.

Eine Alternative zur partiellen Parallelleitung ist die Realisierung eines neuen MS-Rings. Bei dieser Variante entsteht im Vergleich zur partiellen Parallelleitung ein geringfügig höherer Investitionsbedarf, da eine Parallelleitung bzw. ein Parallelkabel üblicherweise im selben Kabelgraben verlegt wird. Die Netzkonfiguration wird so

angepasst, dass das Netz mit kritischem Halbring in ein Netz mit zwei unkritischen, offenen Ringen überführt wird. Die Netzverstärkungsmaßnahme ist in Abbildung 4.7 dargestellt.

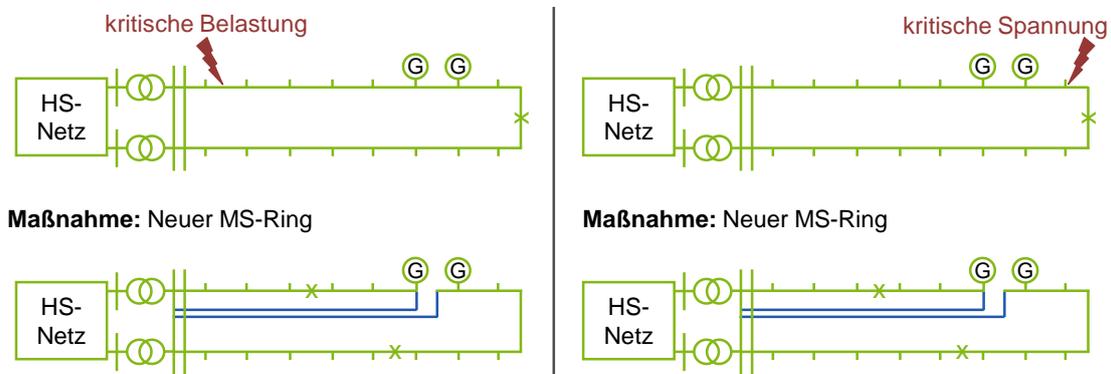


Abbildung 4.7 MS-Netzverstärkung durch neuen MS-Ring

Im Rahmen dieser Studie wird die Realisierung eines zusätzlichen MS-Rings durchgeführt, wenn die Netzverstärkung mit einem einfachen Parallelkabel nicht ausreichend ist.

Die Rückspeisung von DEA kann zu einer kritischen Belastung der HS/MS-Transformatoren führen. Analog zur NS-Ebene wird bei Überschreiten der kritischen Belastung ein Standard-Transformator mit höherer Nennleistung eingesetzt. Wird durch den weiteren DEA-Zubau auch bei dem Ersatztransformator eine kritische Belastung erreicht, wird ein weiterer Standard-Transformator parallel installiert.

Wenn diese Ausbaumaßnahmen nicht ausreichen, um Verletzungen der zulässigen Betriebsmittelbelastungen oder Spannungsgrenzen zu beheben, wird ein neues Umspannwerk errichtet. Der Anschlusspunkt wird so gewählt, dass aus Sicht der MS-Ebene der größte Vorteil für das Netz entsteht. Die Maßnahme ist in Abbildung 4.8 dargestellt.

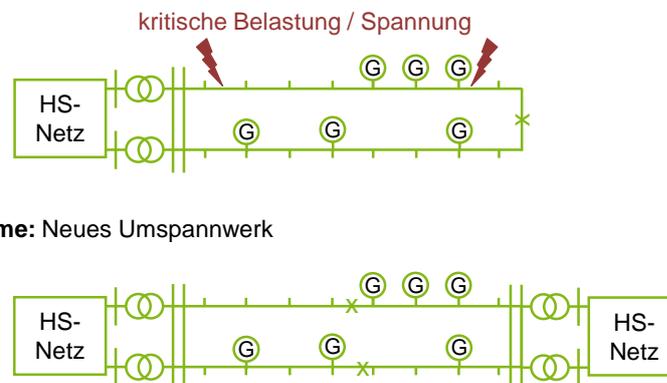


Abbildung 4.8 MS-Netzverstärkung durch neues Umspannwerk

4.1.5 Primärtechnische Betriebsmittel

Für die Umsetzung der Netzverstärkungsmaßnahmen bei der Analyse in der NS- und MS-Ebene werden einheitlich die Betriebsmittel nach Tabelle 4.1 eingesetzt.

Tabelle 4.1

Standardbetriebsmittel in der NS- und MS-Ebene

Betriebsmitteltyp	Betriebsmittel
NS-Kabel	NAYY 4x150
MS/NS-Transformator	Bemessungsleistung 630 kVA
MS-Kabel	NA2XS2Y, 3x1x185
HS/MS-Transformator	Bemessungsleistung 40 MVA

Da der Einsatz von Kabeln im Vergleich zur Errichtung von Freileitungstrassen mit einer höheren Akzeptanz in der Bevölkerung verbunden ist, werden Netzverstärkungsmaßnahmen in der NS- und MS-Ebene ausschließlich durch Kabel realisiert.

4.1.6 Sekundär- und Schutztechnik

Der Netzanschluss von DEA kann die Selektivität von Schutzauflösungen in einzelnen Netzbereichen beeinflussen, so dass Anpassungen des Schutzkonzeptes notwendig werden. Eine Betrachtung der Sekundärtechnik erfolgt im Rahmen dieser Studie nicht. Des Weiteren entstehen durch DEA bei den notwendigen primärtechnischen Veränderungen wesentlich höhere Ausgaben als im Bereich der sekundärtechnischen Veränderungen. Die sekundärtechnischen Investitionen werden daher für die Standardausbauvarianten nur pauschal ohne Betriebskosten berücksichtigt.

4.1.7 Betriebsfälle für die Netzplanung

Elektrische Verteilnetze müssen im Starklastfall und im Rückspeisefall im Hinblick auf die Versorgungsqualität den qualitativen Mindestanforderungen nach Abschnitt 4.1.2 entsprechen. Zur Dimensionierung von NS- und MS-Netzen werden für die auslegungsrelevanten Starklast- und Rückspeisefälle die Skalierungsfaktoren nach Tabelle 4.2 angesetzt. Die angegebenen Faktoren beziehen sich hierbei auf die installierten Leistungen und Prognosen des Energieträgers in der jeweiligen Untersuchungsregion.

Tabelle 4.2 Skalierungsfaktoren in der NS und MS für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung

Angaben in %	Niederspannung		Mittelspannung	
	Starklastfall	Rückspeisefall	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	1	0,10	1	0,15
WEA	-	-	0	1
PVA	0	0,85	0	0,85
BMA	0	1	0	1
KWKA	0	1	0	1
Wasserkraft	1	1	1	1

Nach [76] können bestehende PVA für Netzberechnungen mit maximal 85 % der Modulleistung angesetzt werden. Dies ist durch Untersuchungen zur maximalen Globalstrahlung, zur Wechselrichterdimensionierung sowie durch die Auswertung von Messdaten belegt.

In der MS-Ebene kommt es zu einer stärkeren Durchmischung des stochastischen Verhaltens der Verbraucher. Daher wird im Rückspeisefall in der MS ein höherer Lastanteil als in der NS berücksichtigt.

4.2 HS-Planungsgrundsätze

Hochspannungsnetze sind wie die unterlagerten Netze historisch gewachsen und nach regionalen Anforderungen geplant worden. Durch die aufwendigeren Genehmigungsverfahren und vergleichsweise höheren Investitionen für Änderungen in der Netztopologie können die Netze nur langsamer an sich ändernde Versorgungsaufgaben angepasst werden, wodurch sie generell einen individuelleren Charakter aufweisen als NS- und MS-Netze.

Für die Studie müssen dennoch einheitliche Planungsgrundsätze festgelegt werden, die ein standardisiertes Vorgehen für den Netzausbau erlauben, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Im Folgenden werden die Ursachen für Netzverstärkungsmaßnahmen in der HS-Ebene aufgezeigt und das gestufte Vorgehen der standardisierten Netzausbauvarianten beschrieben. Des Weiteren werden standardisierte Betriebsmittel zur Netzverstärkung

festgelegt und die für die Netzplanung relevanten Betriebsfälle definiert.

4.2.1 Gründe für Netzausbaumaßnahmen in der HS

Der (n-1)-sichere Betrieb ist ein aktueller Planungsgrundsatz in der 110-kV-Ebene. Dies gilt sowohl für den Starklast- als auch für den Rückspeisefall. Aus diesem Grund werden Ausfallrechnungen zur Dimensionierung der Netze durchgeführt. In der Ausfallanalyse werden alle Leitungen der 110-kV-Ebene und zusätzlich alle Transformatoren, die eine Verbindung zum Übertragungsnetz herstellen, berücksichtigt.

Die maximal zulässige Belastung der Betriebsmittel beträgt in der Planung im Normal- und (n-1)-Fall grundsätzlich 100 %. Als zulässiges Spannungsband wird in der Studie $U_N \pm 6$ kV festgelegt, wodurch der HS/MS-Trafo die Spannung auf der Unterspannungsseite so ausregeln kann, dass eine ausreichende Reserve für den Spannungsabfall in unterlagerten Netzen zur Verfügung steht.

Der Ausfall eines 380-kV-Netzverknüpfungspunktes wird dem erweiterten (n-1)-Kriterium zugeordnet, da üblicherweise mehrere Betriebsmittel beteiligt sind. Dieser Fall muss allerdings im Starklastfall nicht ohne Versorgungsunterbrechung beherrscht werden. Zur Wiederversorgung sind zusätzliche Schalthandlungen wie die Kopplung benachbarter Netzgruppen zulässig. Die Prüfung des erweiterten (n-1)-Kriteriums wird auf Grund nicht verfügbarer Netzdaten benachbarter Netzgruppen nicht durchgeführt.

4.2.2 Primärtechnische Betriebsmittel in der HS

Für die Netzanalyse werden im Rahmen der Studie Standardbetriebsmittel für Freileitungen und Kabel angesetzt, die Tabelle 4.3 zu entnehmen sind. Die Ausbaumaßnahmen werden in allen Untersuchungsregionen mit identischen Betriebsmitteln durchgeführt, um eine Vergleichbarkeit der Investitionen zu gewährleisten. Bei Kabeln wird aufgrund der Verlegeart und möglicherweise auftretenden Mehrfachbündeln und reduzierter Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens, die Stromtragfähigkeit auf 80 % des Nennwertes gesetzt.

Tabelle 4.3

Verwendete Standardbetriebsmittel für die Netzausbauplanung in der HS

Angaben in kA	I_{Nenn}	$I_{\text{zulässig}}$
HS-Freileitung 265/35 Al/St Einerbündel	0,68	0,68
HS-Freileitung 265/35 Al/St Zweierbündel	1,36	1,36
HS-Kabel N2XS(FL)2Y 3x1x800RM/50	0,89	0,712
HS-Kabel N2XS(FL)2Y 3x1x630RM/50	0,83	0,664

4.2.3 Sekundär- und Schutztechnik

Analog zu den Annahmen in der NS- und MS-Ebene wird auch in der HS-Ebene die Sekundärtechnik nicht gesondert betrachtet, die Investitionen jedoch pauschal ohne Betriebskosten berücksichtigt (vgl. Kapitel 6.2).

Bedingt durch den notwendigen Netzausbau, insbesondere durch einen verstärkten Einsatz von Kabeln, kann durch die Erhöhung der Leitererdkapazität eine Anpassung des Schutzsystems erforderlich werden. Bei einer geringen Erhöhung sind zusätzlich die Drosselspulen anzupassen. Bei umfangreichen Änderungen kann eine Umstrukturierung der Netzgruppen oder deren Verkleinerung notwendig werden. Dies wird im Rahmen der standardisierten Ausbauvarianten der Studie nicht berücksichtigt.

4.2.4 Standard-HS-Netzausbauvarianten

Hochspannungsnetze haben sich in der Vergangenheit typischerweise mit der Versorgungsaufgabe entwickelt und sind individuell gemäß der regionalen Gegebenheiten geplant worden. Die optimierte Netzentwicklung wird von Planungsabteilungen über Jahre hinweg erarbeitet. Im Gegensatz dazu müssen in dieser Studie vereinfachte, aber trotzdem realistische Planungsansätze festgelegt werden. Aus Gründen der Anwendbarkeit auf alle Untersuchungsregionen wird eine eingeschränkte Auswahl an Betriebsmitteln verwendet. Die Planungsgrundsätze beschränken sich auf den bedarfsgerechten Zubau neuer Leitungen und 380-kV-Netzverknüpfungspunkte (NVP), nehmen jedoch keine strukturelle Netzoptimierung vor.

In Abbildung 4.9 wird schematisch das Vorgehen der standardisierten Netzausbauplanung in der Hochspannungsebene gezeigt.

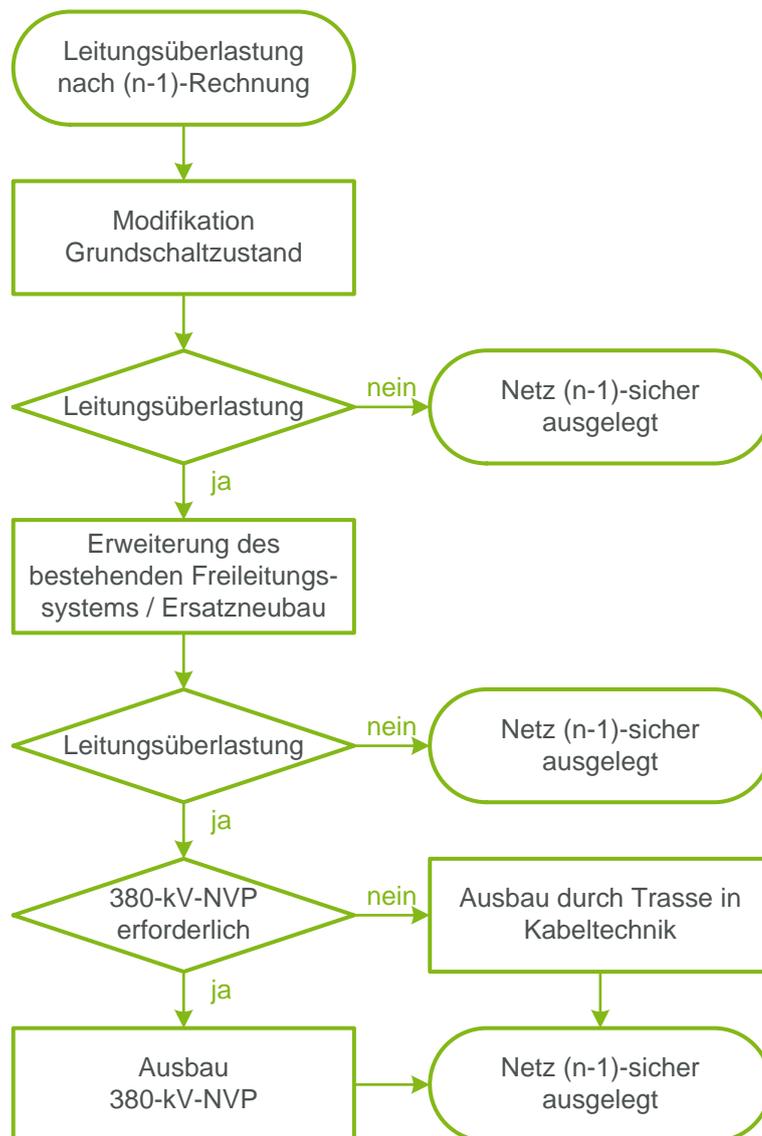


Abbildung 4.9

Planungsprozess für den Netzausbau in der HS-Ebene

Im ersten Schritt erfolgt die Überprüfung, ob eine einfache Modifikation des Schaltzustandes des Netzes eine Verminderung der Überlastung hervorruft. Die Modifikation hat in der Regel nur einen geringen Einfluss auf die Belastungen der Leitungen. Hierbei werden beispielsweise Sammelschienenkupplungen geschlossen oder die Anbindung von Umspannwerken modifiziert, um die Leistungsflüsse im vorhandenen Netz gleichmäßig auf alle Systeme einer Trasse zu verteilen.

In einem zweiten Schritt werden überlastete Einfachsysteme zu Doppelsystemen mit identischer Beseilung ausgebaut. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Masten das zweite System ohne Zusatzmaßnahmen tragen können. Die Investitionen ergeben sich daher nur aus den Leiterseilen und ihrer Montage. Da bereits viele

Trassen mit Doppelsystemen bestückt sind, ist diese Maßnahme nur in wenigen Fällen einzusetzen. Durch das Hinzufügen des zweiten Systems werden die Impedanz-Verhältnisse im Netz stark beeinflusst, so dass nach jeder Ausbaumaßnahme eine erneute (n-1)-Ausfallanalyse und eine erneute Identifikation der Engpässe bzw. Überlastungen durchzuführen ist.

Treten weiterhin Überlastungen nach der Erweiterung des Netzes auf, so werden die betroffenen Systeme zunächst durch ein Doppelsystem mit einem Leiterseil bestehend aus einem Einfachseil 265/35 Al/St mit einer Stromtragfähigkeit von 680 A ersetzt. Reicht der Ersatzneubau mit dem zugrundeliegenden Einfachseil nicht aus, wird ein Zweierbündel Al/St 265/35 mit einer Stromtragfähigkeit von 2x680 A verwendet, welches bereits über die heute üblichen Maßnahmen der Netzplanung hinausgeht und nur in Ausnahmefällen auf sehr stark belasteten Trassen zum Einsatz kommt.

Die Verwendung von Viererbündeln erhöht die Übertragungsfähigkeit einer Trasse, führt jedoch in (n-1)-Fällen zu sehr hohen ausfallenden Übertragungskapazitäten, was eine Neukonzipierung des bestehenden Netzes erfordern würde. Sie werden daher in den Standard-Netzausbauvarianten nicht eingesetzt.

Sonstige Technologien wie Hochtemperaturleiterseile oder Leiterseilmonitoring werden nicht berücksichtigt. Sie sind aus heutiger Sicht dem Netzbetrieb vorbehalten, um auf Abweichungen von der prognostizierten Versorgungsaufgabe zu reagieren. Eine dauerhafte höhere Strombelastung würde die Netzverluste erhöhen. Auch die höhere Feldbelastung schränkt eine Nutzung vorhandener Korridore ein. Ein flächendeckender Einsatz ist in naher Zukunft nicht absehbar und ist daher auch nicht als Standardausbauvariante vorgesehen. Sowohl Mehrfachbündel als auch Hochtemperaturleiterseile werden in Kapitel 7.2 in der Variantenrechnung betrachtet. Sind die bisher genannten Maßnahmen nicht ausreichend, wird der Bau eines neuen 380-kV-NVP oder der Einsatz von Kabeltechnik überprüft.

Ein neuer 380-kV-NVP wird im Rahmen dieser Studie nur dann angenommen, wenn eine 380-kV-Freileitungstrasse in der Nähe der Überlastung vorhanden oder geplant ist. Ein neuer NVP stellt eine niederohmige Verbindung zum Übertragungsnetz dar und beeinflusst somit die Belastungssituation im 110-kV-Netz, wodurch zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich werden können. Ist die Errichtung eines 380-kV-NVP nicht möglich, da kein geeig-

tes 380-kV-Netz in der Nähe ist, so erfolgt der Ausbau im Rahmen der Studie auf der 110-kV-Netzebene. Hieraus wird bereits ersichtlich, dass zukünftig verstärkt auf die Wechselwirkung zwischen diesen Netzebenen zu achten ist. Hierdurch würde sich ein Teil der berechneten Investitionen von der Verteil- auf die Übertragungsebene verschieben und müssten in den dortigen Netzausbauplänen berücksichtigt werden.

Kabel weisen im Vergleich zu Freileitungen eine erheblich geringere Impedanz auf. So führt der Einsatz von Kabelsystemen parallel zu bestehenden Freileitungen zu einer wesentlichen Entlastung der Freileitung bei hoher Auslastung des neuen Kabelsystems. Aus diesem Grund sind neue Kabeltrassen so zu wählen, dass der neue Leistungsfluss sich angemessen auf das bestehende Netz und die neue Kabeltrasse aufteilt. Zur Berücksichtigung der Geländetopologie wird im Rahmen der Studie ein Umwegefaktor von 1,2 im Vergleich zur Freileitungstrasse definiert. Ausbaumaßnahmen, die im gleichen Zeitschritt an den betroffenen Freileitungen durchgeführt wurden, werden wieder zurück genommen.

Bei der Entscheidung zwischen einem neuen 380-kV-NVP und zusätzlichen Kabeltrassen sind neben den technischen Randbedingungen zur Realisierung auch die Folgemaßnahmen im 110-kV-Netz zu berücksichtigen. Somit kommen Kabel tendenziell bei geringeren Leitungsüberlastungen zum Einsatz. Bereits im selben Zeitschritt durchgeführte Maßnahmen, die nach der Errichtung eines neuen 380-kV-NVP oder einer neuen Kabeltrasse nicht mehr für einen (n-1)-sicheren Betrieb erforderlich sind, werden zurück genommen.

Die Übertragungskapazität von getätigten Netzausbaumaßnahmen wird möglicherweise nicht vollständig benötigt und steht somit für die Integration weiterer DEA zur Verfügung. Aus diesem Grund ist der Ausbaubedarf von der Vorbelastung des Netzes abhängig und erfolgt stufenweise.

4.2.5 Betriebsfälle für die HS-Netzplanung

Die Planung elektrischer Versorgungsnetze muss über eine Vielzahl an Einspeise-Lastszenarien eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität gewährleisten. Aus diesem Grund werden die Netze für extreme Belastungssituationen dimensioniert. Diese auslegungsrelevanten Belastungssituationen entsprechen üblicherweise einem Starklastfall und einem Rückspeisefall,

der eine geringe Last bei gleichzeitig hoher DEA-Einspeisung aufweist. In Tabelle 4.4 werden die im Rahmen dieser Studie angesetzten Auslegungsszenarien für die HS-Ebene dargestellt. Die angegebenen Skalierungsfaktoren beziehen sich hierbei auf die installierten Leistungen und Prognosen des Energieträgers in der jeweiligen Untersuchungsregion.

Tabelle 4.4

Skalierungsfaktoren in der HS für Einspeisung und Last bezogen auf die installierte Leistung

Last / DEA	Starklastfall	Rückspeisefall
Last	1	0,35
WEA	0	1
PVA	0	0,85
BMA	0	0,80
KWKA	0	0,80
Wasserkraft	0	0,80

Als Starklastfall wird üblicherweise ein reiner Lastfall ohne Einspeisung aus DEA angesetzt. Im Rückspeisefall wird auf Grund von Durchmischungseffekten und möglichen Industriekunden angenommen, dass die Last auf 35 % des Spitzenlastwertes skaliert werden kann.

Die eingespeisten Leistungen aus Wasserkraft, Biomasse, Geothermie und KWKA werden aufgrund saisonaler Schwankungen oder marktorientierter Fahrweise mit reduzierter Leistungseinspeisung basierend auf Erfahrungswerten der VNB angesetzt.

4.3 Bewertung der Planungs- und Ausbaugrundlagen

Für sämtliche Netzausbaumaßnahmen ist festzuhalten, dass zwischen Betrieb, Asset Management und Netzplanung unterschieden werden muss. Beispielsweise sind kurzfristige Überlastungen betrieblich akzeptabel, müssen jedoch bei sorgfältiger Planung vermieden werden. Der Betrieb benötigt um handlungsfähig zu bleiben, Reserven für unerwartete Ereignisse sowie Zustände, die von den Planungsvorgaben abweichen. Letztere können unsymmetrische Betriebszustände oder höhere Gleichzeitigkeiten bei der Netzbelastung sein.

Das Asset Management bestimmt neben der reinen Planung die zeitliche Umsetzung von Maßnahmen. Das bedeutet, dass Verletzungen von Planungsgrenzen für kurze Zeiträume in Kauf genommen werden, wenn Betriebsmittel ohnehin ausgetauscht werden müssen oder Netzumstrukturierungsmaßnahmen anstehen. In dieser Studie wird jedoch davon ausgegangen, dass in einem planerischen Schritt alle Grenzen sicher eingehalten und die Maßnahmen auch innerhalb des zugehörigen Betrachtungsintervalls durchgeführt werden. Da die Betrachtungsintervalle fünf und zehn Jahre betragen, entfällt die Berücksichtigung des Einflusses des Asset Managements. Die notwendigen betrieblichen Reserven müssen ebenfalls in jedem Schritt vollständig sichergestellt sein.

Im Rahmen dieser Studie werden ausgewählte, voneinander unabhängige Gebiete untersucht. Daher können grundsätzlich Umstrukturierungen des gesamten Versorgungsgebietes eines Verteilnetzbetreibers nicht berücksichtigt werden. Weiterhin werden die Auswirkungen zusätzlicher DEA und der durchgeführten Netzausbauten auf die Kurzschlussleistung und die Schutzkonzepte der Netzgebiete nicht untersucht.

Für den Planungsvorgang in der Studie werden gegenüber der Praxis vereinfachende Annahmen getroffen. Eine vereinheitlichte Vorgehensweise ermöglicht den Vergleich der Untersuchungsregionen. Dabei wird nicht impliziert, dass alle VNB in Zukunft einheitliche Planungsgrundsätze verwenden, da regionale, historische und betriebliche Gegebenheiten individuelle Maßnahmen erfordern. Die hier standardisierte Vorgehensweise der Netzausbauplanung spiegelt die heutigen technisch sinnvollen Planungsprozesse in den wesentlichen Punkten wieder.

Weiterhin wird in der NS-Ebene eine symmetrische Netzbelastung angenommen. Die Anbindung kleiner PVA wurde in der Vergangenheit häufig einphasig durchgeführt. Für die Untersuchung werden neben den DEA-Neuinstallationen die Bestandsanlagen in der Studie ebenfalls als dreiphasig angeschlossen angenommen, so dass sich immer eine symmetrische Belastung der Stränge ergibt.

Im Gegensatz zum Starklastfall wird im Rückspeisefall in der MS-Ebene eine Netzbelastung von 100 % zugelassen. Eine (n-1)-sichere Versorgung ist, entsprechend der aktuellen Anschlussrichtlinien ([32] [88]) für DEA, nicht vorgesehen.

Der Ausbau des Netzes innerhalb der bereits bestehenden Trassen ist vorrangiges Ziel der HS-Planungsgrundsätze. Neue Trassen werden nur für Kabel errichtet. Weiterhin kann der dadurch

erhöhte Kabeleinsatz die Modifikationen des Schutzkonzeptes der 110-kV-Netze oder eine neue Aufteilung der Netzgruppen erforderlich machen, was im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet werden kann.

Die sich ergebenden Abweichungen gegenüber dem realen Planungsprozess werden im Rahmen der Betrachtungsgenauigkeit als gering eingestuft.

Kernaussagen

Die für diese Studie definierten Planungsgrundsätze erlauben eine standardisierte und realitätsnahe Netzausbauplanung. Abweichungen gegenüber dem realen Planungsvorgang beruhen auf der begrenzten Auswahl an Betriebsmitteln und den nicht vollständig optimierten Netzstrukturen.

Alle Planungsgrundsätze sind derart für die einzelnen Spannungsebenen definiert, dass sie den heutigen Standards und Normen sowie dem *Best Practice* der beteiligten VNB entsprechen. Bei Auslegungsfreiheiten werden die Festlegungen derart getroffen, dass sich ein geringer Netzausbaubedarf ergibt. Die auf diesen Planungsgrundsätzen basierenden Ergebnisse ergeben somit einen realistischen Mindestbedarf für den Netzausbau basierend auf dem Stand der Technik. Die sich aufgrund der Planungsgrundsätze ergebenden Netzausbaumaßnahmen dieser Studie sind streng von Maßnahmen des Asset Managements (z.B. zeitliche Maßnahmenverschiebung bei geringen Planungswertüberschreitungen) und des Netzbetriebs (z.B. kurzzeitige Grenzwertüberschreitung) abgegrenzt.

5 Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Leitgedanken

Die Studie basiert auf einer möglichst breiten Verwendung realer Netzdaten. Eingangsdaten für die Netzanalyse müssen in eine rechenfähige, digitalisierte Form überführt werden. Die zukünftige, sich ändernde Versorgungsaufgabe durch Erneuerbare Energien, muss geeignet durch räumlich verteilte, konkrete Anlagen dargestellt werden.

Zur Bewertung einer größeren Netzdatenmenge wird neben der Detailanalyse auf Mittel- und Niederspannungsebene eine zweite Methodik, die sogenannte Grenzkurvenanalyse, angewandt. Beide Analyseverfahren werden miteinander für einzelne Netzgebieten abgeglichen, um eine möglichst hohe Untersuchungsgenauigkeit bei maximaler Datenbasis zu erzielen.

Die Hochspannungsebene muss im Kontext der Versorgungsaufgabe der unterlagerten Netzebenen und des Übertragungsnetzes modelliert werden, um den Ausbaubedarf durch die Detailanalyse realistisch bestimmen zu können.

5.1 Modellierung von DEA

Im Folgenden werden die Ausbauwerte für DEA in konkrete Anlagengrößen überführt, um diese bei den Netzberechnungen verwenden zu können. Des Weiteren werden die rechtlichen Rahmenbedingungen zum Anschluss von DEA nach EEG diskutiert und typische Netzanschlusspunkte für DEA in Abhängigkeit ihrer Nennleistung abgeleitet.

5.1.1 Diskretisierung von DEA-Ausbauwerten auf Anlagenebene

Um eine geeignete Diskretisierung der Nennleistungen für PVA und WEA zu erreichen, werden die Netzanschlüsse der DEA aus dem Jahr 2010 ausgewertet.

Photovoltaik-Anlagen

In Abbildung 5.1 ist die Verteilung der Netzneuanschlüsse der PVA in Abhängigkeit ihrer Nennleistung als Histogramm auf Basis von [58] dargestellt. 90 % aller in 2010 neu angeschlossenen PV-Anlagen weisen eine Nennleistung von weniger als 50 kW auf.

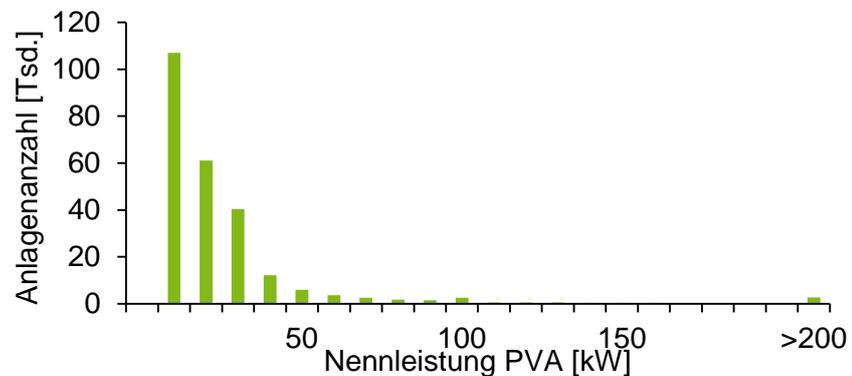


Abbildung 5.1 Histogramm der PVA-Nennleistungen (Inbetriebnahme 2010)

In Abbildung 5.2 wird auf derselben Datengrundlage wie in Abbildung 5.1 die Verteilung der Netzneuanschlüsse der PVA in Abhängigkeit ihrer Nennleistung abgebildet, wobei der Leistungsbe-
reich bis 50 kW mit einer höheren Auflösung dargestellt wird.

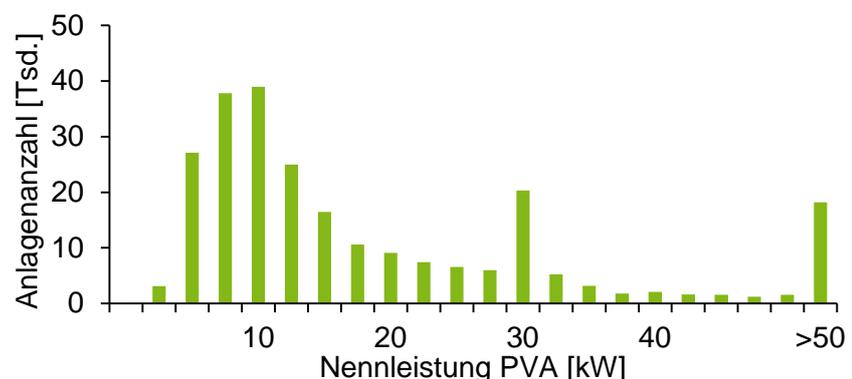


Abbildung 5.2 Histogramm der PVA-Nennleistungen kleiner 50 kW (Inbetriebnahme 2010)

Auf Grundlage der Auswertung von [58] wird eine Diskretisierung der PVA-Nennleistung im Rahmen der Studie auf 5 kW, 10 kW und 30 kW angenommen. Die Nennleistung von größeren PVA mit

Netzanschluss in der MS- oder HS-Ebene ist projektspezifisch. Für die Spannungsebenen wird ein prozentualer Anteil der Anlagenleistungen, die in diesen Ebenen angeschlossen sind, vom VNB bereitgestellt oder aus der heutigen Verteilung abgeleitet und somit die installierte Leistung für eine Untersuchungsregion bestimmt. In der HS-Ebene wird diese Leistung auf Anlagen mit Nennleistungen zwischen 15 MW und 30 MW aufgeteilt. Der Anschluss erfolgt an einem ländlichen UW.

Windenergieanlagen

In Abbildung 5.3 ist die Verteilung der Netzneuanschlüsse der WEA aus dem Jahr 2010 in Abhängigkeit ihrer Nennleistung als Histogramm auf Basis von [58] dargestellt. Im Jahr 2010 weisen 77 % aller neu angeschlossenen WEA eine Nennleistung von 2,0 MW bis 2,75 MW auf.

Im Rahmen der Studie wird im Hinblick auf technologische Entwicklungen die WEA-Nennleistung auf 3 MW diskretisiert. Auf die Einführung weiterer Diskretisierungsstufen kann für Einzelanlagen verzichtet werden, da Anlagen mit einer wesentlich größeren oder wesentlich kleineren Nennleistung nur einen sehr geringen Anteil an Netzanschlussbegehren aufweisen. Windparks werden aus Einzelanlagen zusammengesetzt. Windparks in der HS-Ebene werden mit einer Nennleistung von 15 MW und 30 MW realisiert. Das Repowering wird implizit berücksichtigt, da der Leistungszuwachs in der Prognose enthalten ist.

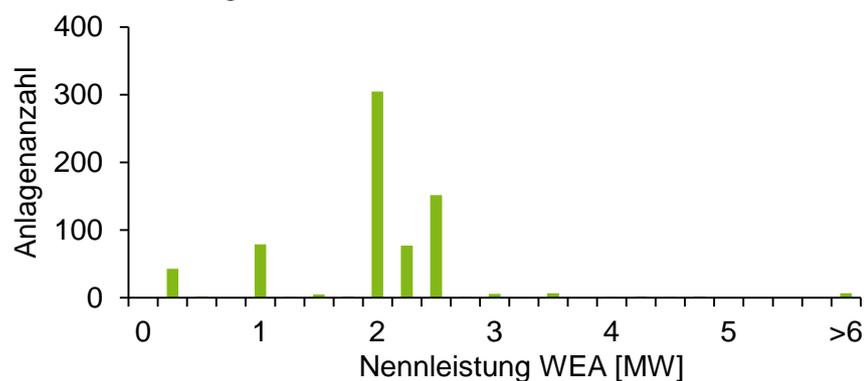


Abbildung 5.3 Histogramm der WEA-Nennleistungen (Inbetriebnahme 2010)

Biomasseanlagen

In Abbildung 5.4 und Abbildung 5.5 werden die Verteilung der Netzneuanschlüsse der NS- und MS-BMA aus dem Jahr 2010 in Abhängigkeit ihrer Nennleistung als Histogramm dargestellt.

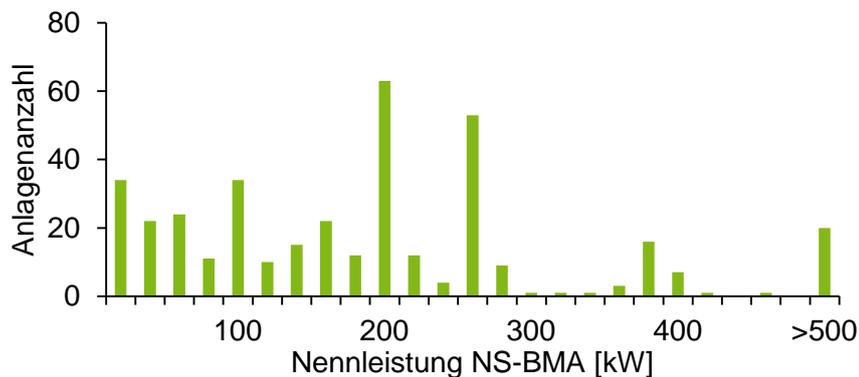


Abbildung 5.4

Histogramm der BMA-Nennleistungen in der NS-Ebene (Inbetriebnahme 2010)

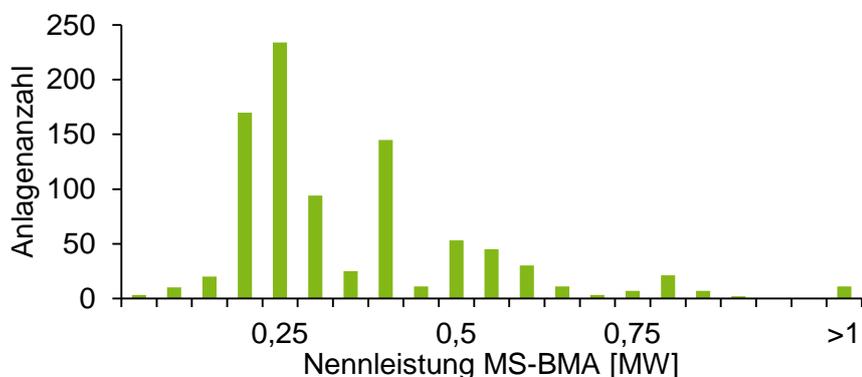


Abbildung 5.5

Histogramm der BMA-Nennleistungen in der MS-Ebene (Inbetriebnahme 2010)

Nach [58] wurden im Jahr 2010 1279 neue BMA errichtet. Davon wurden 71 % in der MS und 29 % in der NS angeschlossen. Die diskreten Anlagengrößen für BMA werden aufgeteilt in 50 kW und 200 kW in der NS, sowie 400 kW in der MS.

5.1.2 Geeignete Netzverknüpfungspunkte

Zur Bestimmung geeigneter Netzverknüpfungspunkte wird der rechtliche Rahmen zum Anschluss von DEA dargestellt. Des Weiteren werden die Grundzüge der wirtschaftlichen Bewertung von Netzverknüpfungspunkten aufgezeigt.

Rechtlicher Rahmen zum Anschluss von regenerativen DEA nach EEG

Der Netzanschluss von regenerativen DEA ist durch das EEG⁴ geregelt, für KWKA werden analoge Anschlussrichtlinien ange-

⁴ § 5 EEG

nommen. In Abbildung 5.6 wird der Prozessablauf für den Netzan-
schluss dargestellt.

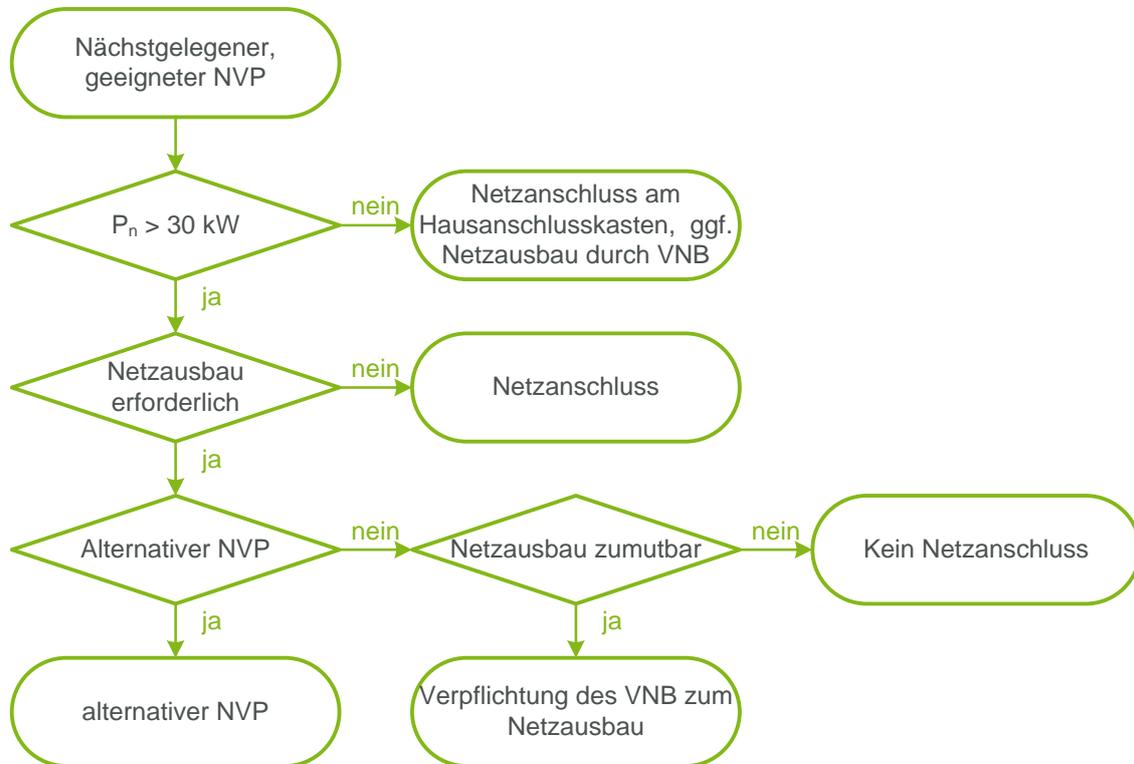


Abbildung 5.6 Vorgehensweise beim Anschluss von DEA nach EEG^{7,8,9}

Die VNB sind zum Anschluss von DEA an den nächstgelegenen, hinsichtlich der Spannungsebene technisch geeigneten Netzverknüpfungspunkt verpflichtet.

DEA mit einer Nennleistung bis 30 kW werden über den vorhandenen Hausanschluss an das Netz angebunden. Resultiert aus dem Netzanschluss von DEA ein Netzausbaubedarf, sind VNB nach EEG⁵ dazu verpflichtet ihre Netze zu optimieren, zu verstärken oder auszubauen.

Für DEA mit einer Nennleistung größer 30 kW gilt der Netzverknüpfungspunkt mit der kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage als grundsätzlich geeignet, wenn der Anschluss im Hinblick auf die Spannungsebene möglich ist. Sofern der Anschluss der Anlage keinen Netzausbau erfordert, erfolgt der Netzanschluss unverzüglich.

Wird durch den Anschluss von DEA ein Netzausbau erforderlich, kann nach EEG⁶ geprüft werden, inwieweit dem Anlagenbetreiber

⁵ § 9 Abs. 1, 2 EEG

⁶ § 5 Abs. 3 EEG

durch den VNB ein alternativer Netzanschlusspunkt zugewiesen werden kann. Um einen alternativen Netzanschlusspunkt zuzuweisen, muss eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung durchgeführt werden. Ist der Investitionsbedarf für einen alternativen Netzverknüpfungspunkt (unabhängig von der Kostenteilung auf VNB und Anlagenbetreiber) insgesamt geringer, wird dem Anlagenbetreiber der alternative Netzverknüpfungspunkt zugewiesen. Bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung werden für den Anlagenbetreiber neben den Investitionen für die längere Netzanschlussleitung auch die höheren Leitungsverlustkosten auf der längeren Netzanschlussleitung berücksichtigt.

Kann einem Anlagenbetreiber kein alternativer Netzverknüpfungspunkt zugewiesen werden, wird geprüft, inwieweit der Netzausbau für den VNB wirtschaftlich zumutbar ist. Ist der Netzausbau für den VNB nicht wirtschaftlich zumutbar, entfällt nach EEG⁷ die Verpflichtung des VNB zur Optimierung, Verstärkung oder zum Ausbau des Netzes. In diesem Fall ist der Netzanschluss von DEA nicht möglich.

Ist der Netzausbau für den VNB wirtschaftlich zumutbar, ist er nach EEG^{8,9} verpflichtet geeignete technische Maßnahmen zu ergreifen, um den Netzanschluss von DEA zu ermöglichen.

Aus den rechtlichen Vorgaben und der technischen Bewertung der Anschlusskapazität von Verteilnetzen resultieren geeignete Anschlusspunkte in Abhängigkeit der Nennleistung der DEA wie im Folgenden dargestellt.

Netzverknüpfungspunkt nach wirtschaftlicher Bewertung

Die Bestimmung des Netzanschlusspunktes für Anlagen größer 30 kW erfolgt nach einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung. Auf Grund der Komplexität des Verfahrens zur Identifikation des geeigneten Netzverknüpfungspunktes und der unterschiedlichen Interessen der Anlagen- und Verteilnetzbetreiber folgt in vielen Fällen eine gerichtliche Klärung.

Dabei wird das 3 %- bzw. 2 %-Spannungskriterium der Richtlinien [32] und [88] für Erzeugungsanlagen am NS- bzw. MS-Netz übli-

⁷ § 9 Abs. 3 EEG

⁸ § 5 Abs. 4 EEG

⁹ § 9 Abs. 1, 2 EEG

cherweise als technische Grenze der Netzaufnahmefähigkeit für DEA betrachtet [63]. Beide Richtlinien formulieren allerdings auch, dass VNB eine durch DEA hervorgerufene Spannungsänderung von mehr als 3 % bzw. 2 % zulassen können. Eine wirtschaftliche Bewertung der individuellen Netzanschlusspunkte wird in der Studie nicht durchgeführt. In Abhängigkeit der Nennleistung der DEA wird nach Tabelle 5.1 der Netzanschluss gewährt, die Ausgaben dafür trägt der Anlagenbetreiber.

Tabelle 5.1

Netzanschlusspunkte für DEA

	MS (10 kV)	MS (20 kV)	MS (30 kV)
Hausanschluss	$P \leq 30 \text{ kW}$	$P \leq 30 \text{ kW}$	$P \leq 30 \text{ kW}$
NS-Netz	$P \leq 100 \text{ kW}$	$P \leq 100 \text{ kW}$	$P \leq 100 \text{ kW}$
ONS (NS-SS)	$P \leq 300 \text{ kW}$	$P \leq 300 \text{ kW}$	$P \leq 300 \text{ kW}$
MS-Netz	$P \leq 3 \text{ MW}$	$P \leq 6 \text{ MW}$	$P \leq 15 \text{ MW}$
UW (MS-SS)	$P \leq 15 \text{ MW}$	$P \leq 20 \text{ MW}$	$P \leq 30 \text{ MW}$
HS-Netz	$P > 15 \text{ MW}$	$P > 20 \text{ MW}$	$P > 30 \text{ MW}$

5.1.3 Blindleistungsverhalten

Für die Untersuchungen in den Basisszenarien wird bei den DEA ein konstanter Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ angenommen, Bestands-Anlagen werden mit $\cos(\varphi) = 1,0$ angesetzt.

Neuanlagen werden mit einem für das Verteilnetz günstigen Leistungsfaktor nach Tabelle 5.2 betrieben. Dabei werden grundsätzlich die geltenden Richtlinien [32] und [88] berücksichtigt. Die genannten Grenzen sind Randbedingungen für die Modellierung. In realen Netzsituationen können sich gegebenenfalls abweichende Anforderungen ergeben.

Tabelle 5.2

Leistungsfaktoren von Neuanlagen nach [32] [88]

	Leistungsfaktor von Neuanlagen
NS-PVA	0,90 ind. ($P_{\text{Nenn}} \geq 13,8 \text{ kW}$) 0,95 ind. ($P_{\text{Nenn}} < 13,8 \text{ kW}$)
MS-PVA	0,95 ind.
HS-PVA	0,95 ind. - 0,95 kap.
NS-WEA	0,95 ind.
MS-WEA	0,95 ind.
HS-WEA	0,95 ind. - 0,95 kap.
NS-BMA	0,95 ind.
MS-BMA	0,95 ind.

5.2 NS-Netzanalyse

In dieser Studie werden mit der Detailanalyse und der sogenannten Grenzkurvenanalyse (GKA) zwei voneinander unabhängige Methoden verwendet, die den Ausbau- und Anpassungsbedarf der deutschen Niederspannungsnetze bei der prognostizierten Versorgungsaufgabe ermitteln. In diesem Kapitel werden die Vorgehensweisen der beiden Analysemethoden vorgestellt und die getroffenen Annahmen erläutert.

5.2.1 NS-Detailanalyse

In der Detailanalyse werden Niederspannungsnetze, die bei den beteiligten VNB angefragt wurden, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und der Topologie detailliert analysiert. Bei vielen VNB liegen die Netzdaten nur als Karte oder digital in Geoinformationssystemen vor. Die Daten müssen somit für die Analyse zunächst aufbereitet werden. Weiterhin wird die Vorgehensweise bei der Zuordnung der DEA-Prognosen in die betrachteten Niederspannungsnetze dargestellt.

Aufbereitung der Netzdaten

Die VNB haben bei den Niederspannungsnetzen eine sehr inhomogene Datenlage. Sofern bei den VNB geeignete rechenfähige Netze für die im Rahmen der Studie verwendeten Netzberechnungsprogramme vorliegen, können diese direkt importiert und

verwendet werden. Im Idealfall liegen die Netze lagerichtig mit Auszügen aus dem Geoinformationssystem (GIS) vor.

Das entwickelte universelle Datenaustauschformat erlaubt den Import rechenfähiger Netze aus den Netzberechnungsprogrammen der VNB. Beim Import geht die lagerichtige Topologie der Netze verloren, weshalb detaillierte Lagekarten der Leitungen für die weitere Verwendung erforderlich sind.

Wenn die Netze nur als digitale Karten in einem GIS vorliegen, müssen diese manuell im Netzberechnungsprogramm nachgebildet werden. Die Vorgehensweise wird an einem Beispiel dargestellt.

Digitalisierung von NS-Netzen

Basierend auf der digitalen Ortsnetzkarte wird im verwendeten Netzberechnungsprogramm die Topologie nachgebildet. Eingetragene Leitungstypen und DEA mit Leistungsangabe vereinfachen die exakte Nachbildung. Die Schaltzustände werden aus den gelieferten Netzkarten abgeleitet und nach Möglichkeit berücksichtigt. Eine konsequent angewendete Nomenklatur bei der Benennung der Betriebsmittel vereinfacht anschließende automatisierte Verfahren im Netzberechnungsprogramm.

Wenn keine anderen Werte angegeben sind, wird an jedem eingezeichneten Hausanschluss ein fester Leistungswert eingestellt. In der Niederspannung findet in der Regel keine Leistungswertfassung einzelner Kunden statt. Angelehnt an [70] wird pro Hausanschluss ein Spitzenlastanteil von 2 kW angenommen. Dieser Wert ist für Haushalte mit einem Elektrifizierungsgrad 3 angegeben, der auch eine elektrische Warmwasserbereitung berücksichtigt. Da keine geeigneten Werte für Kleingewerbe existieren und aus den Karten die Nutzung der Gebäude nicht hervorgeht, werden alle Hausanschlüsse gleich behandelt.

Die nachgebildeten NS-Netze aus dem GIS sind die Basis für die Detailanalyse der NS. In Abbildung 5.7 wird exemplarisch die Überführung der geographischen Netzdaten in das Netzberechnungsprogramm dargestellt.

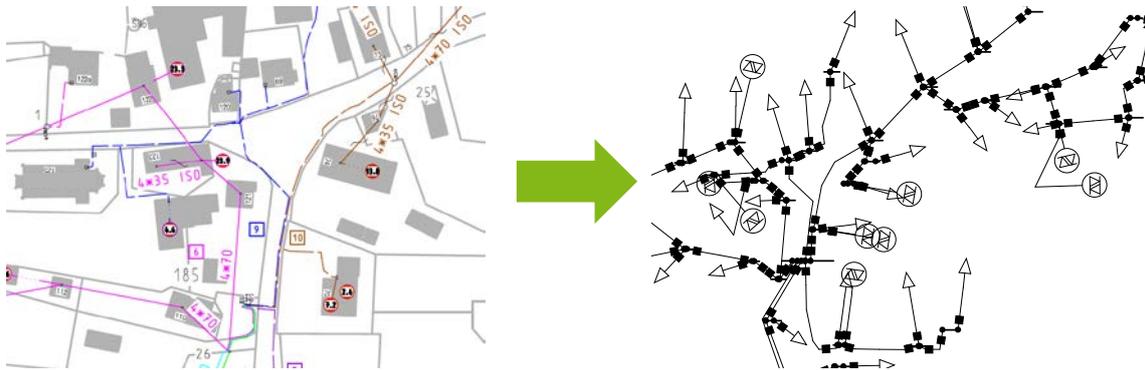


Abbildung 5.7 Überführung der Netzinformationen aus lagerichtigem Kartenmaterial in das Netzberechnungsprogramm

Umlegung der Gemeindeprognosen auf die NS-Netzbereiche

Die Ausbauwerte für 2015, 2020 und 2030 liegen für die verschiedenen DEA und Spannungsebenen gemeindescharf vor. Über das Verhältnis der Transformator-nennleistung einer ONS zur summierten Nennleistung aller Transformatoren einer Gemeinde wird jeder ONS ein Anteil der Gemeindeprognose zugewiesen. Somit erhalten ONS gleicher Nennleistung einen identischen Wert für den Zubau von DEA. Diese Umlegung erfolgt für den Zubau von PVA, KWKA und BMA. Der resultierende Wert für die verschiedenen Szenario-Stützjahre wird in die im Abschnitt 5.1.1 vorgestellten Anlagengrößen (5, 10 oder 30 kW) quantisiert und zufällig auf die von der Station abgehenden Stränge verteilt. Dabei korreliert die Größe der zugeteilten PVA mit der Größe der verfügbaren Dachflächen. In Abbildung 5.8 wird exemplarisch das Ergebnis für die drei Szenario-Stützjahre dargestellt.

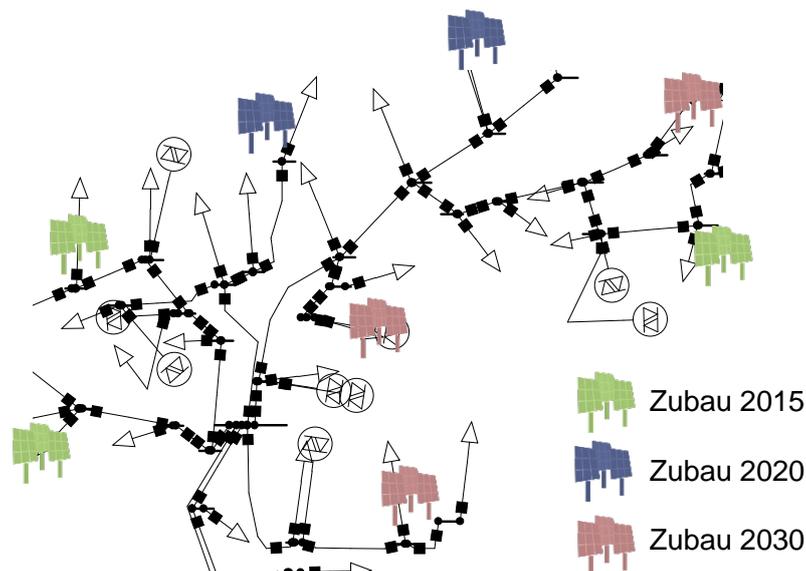


Abbildung 5.8 Exemplarischer Zubau von PVA in den Stützjahren

Bestimmung des Ausbaubedarfs

In den Stützjahren werden in der Niederspannung drei Betriebsfälle gerechnet. Für jeden Betriebsfall wird eine komplexe Leistungsflussrechnung durchgeführt und überprüft, ob die in den Planungsgrundsätzen festgelegten betrieblichen Rahmenbedingungen eingehalten werden. Die Starklast- und Rückspeisefälle entsprechen Tabelle 4.2. In dem dritten Betriebsfall wird geprüft, ob die Spannungsanhebung durch DEA die Anforderungen nach [88] erfüllt. Bei einer Überschreitung der Grenzwerte werden die standardisierten Netzausbauvarianten angewendet.

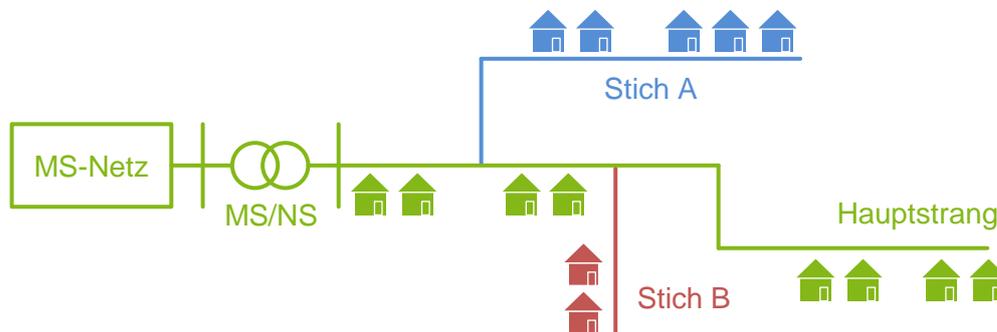
5.2.2 NS-Grenzkurvenanalyse

Die GKA [52] [10] ist eine weitere Methode zur Bewertung der Auswirkungen des DEA-Zubaus auf die Verteilnetze. Mit der GKA kann die Leistungsfähigkeit von elektrischen Verteilnetzen dargestellt werden, indem Grenzwerte für die maximal übertragbare elektrische Leistung bestimmt werden. Dabei werden sowohl die thermischen Grenzen der Betriebsmittel als auch die Grenzen, die aus den Mindestanforderungen an die statische Spannungshaltung folgen, berücksichtigt.

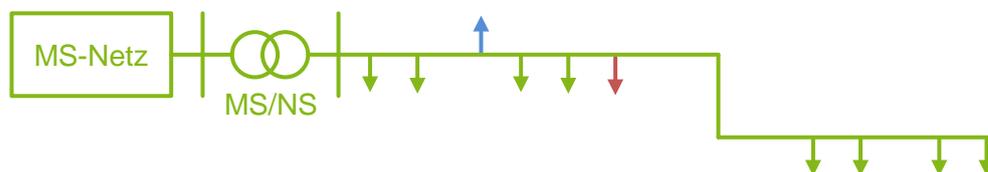
Umwandlung der Netztopologie

Die GKA ermöglicht die Analyse großer Netzbereiche. Dazu werden reale Netztopologien in vereinfachte Strukturen überführt. In Abbildung 5.9 wird die Überführung am Beispiel verzweigter Strahlennetze dargestellt. Komplexere Netzformen wie offene Ring-, Tripel- oder Liniennetze werden analog überführt, da die Leitungsabschnitte bis zur offenen Trennstelle als Strahlen betrachtet werden können. Geschlossene Ringe, Maschennetze und Stützpunktnetze können mit der GKA nicht abgebildet werden. Da Strahlennetze, offene Ring-, Tripel- oder Liniennetze die dominierenden Netzformen der NS sind kann die Analysemethodik der GKA in der Studie verwendet werden.

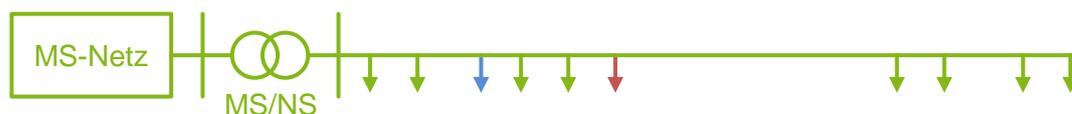
Reale Netzstruktur



1. Modellierung der abgehenden Stiche als Lasten am Hauptstrang



2. Bestimmung der elektrischen Leitungslänge aus topologischem Leitungsverlauf



3. Überführung der realen Lastverteilung in eine gleichmäßige Lastverteilung



Abbildung 5.9 Umwandlung der Netztopologie für die GKA

Zur Bewertung realer Netzstrukturen werden die vom Hauptstrang abgehenden Stiche als Lasten am Hauptstrang modelliert (Abbildung 5.9, 1. Schritt). Damit kann ein Netzverstärkungsbedarf des Hauptstrangs identifiziert werden, der durch Lasten oder DEA des Hauptstrangs und der abgehenden Stiche hervorgerufen wird. Ein eventueller Netzverstärkungsbedarf in abgehenden Stichaussläufern kann durch die GKA nicht identifiziert werden. Da zur technischen Netzbewertung des Hauptstranges ausschließlich die elektrische Länge des Stranges relevant ist, wird diese aus dem topologischen Leitungsverlauf bestimmt (Abbildung 5.9, 2. Schritt). Des Weiteren wird die reale Lastverteilung entlang eines Stranges in eine typische Lastverteilung überführt (Abbildung 5.9, 3. Schritt). Die reale Verteilung der DEA wird ebenfalls in eine typische Verteilung überführt. Somit können reale Netzstrukturen in vereinfachte

Netzstrukturen überführt werden, die durch folgenden Parametersatz beschrieben werden:

- Leitungslänge
- dominierender Kabeltyp
- Leistung und Verteilung der Lasten
- Leistung und Verteilung der DEA

Um eine höhere Betrachtungsgenauigkeit zu erreichen, werden im Rahmen dieser Studie zusätzlich der Freileitungsanteil des Hauptstranges und der dominierende Freileitungstyp erfasst. Damit können reale Netzstrukturen mit Freileitungsanteilen im vereinfachten Modell nachgebildet werden.

Die Leitungsparameter zur Beschreibung der NS-Netze werden im Rahmen dieser Studie von den beteiligten VNB erhoben. Die kumulierte Leistung der Verbraucher eines NS-Strangs wird aus der Anzahl der Wohneinheiten über eine Gleichzeitigkeitsfunktion ermittelt, da bislang in der NS-Ebene keine Leistungswerte erfasst werden. Dabei wird die bei Mehrfamilienhaussiedlungen im Vergleich zu Einfamilienhaussiedlungen höhere Anzahl von Wohneinheiten pro Hausanschluss berücksichtigt.

Die Gleichzeitigkeitsfunktion $g(n)$ bestimmt die Gleichzeitigkeit des elektrischen Leistungsbedarfs für n Wohneinheiten. Die Parameter $g_\infty = 0,17$ und $x = 0,75$ sowie die Jahreshöchstlast einer Wohneinheit $P_{max,WE} = 4,5 \text{ kW}$ werden nach [89] gewählt.

$$g(n) = g_\infty + \frac{1 - g_\infty}{n^x}$$

Aus dem Produkt der Jahreshöchstlast einer Wohneinheit $P_{max,WE}$ mit der Anzahl der n Wohneinheiten eines Stranges und der Gleichzeitigkeitsfunktion $g(n)$ kann die kumulierte Leistung der Verbraucher eines NS-Strangs bestimmt werden.

$$P = P_{max,WE} \cdot n \cdot g(n)$$

Die kumulierte installierte Leistung der verschiedenen DEA eines Stranges wird aus GIS-Plänen und den Erzeugerdatenbanken der VNB separat bestimmt und den entsprechenden Strängen zugewiesen.

Innerhalb einer Spannungsebene können Stränge mit identischer Netzstruktur, identischen Kabel- bzw. Freileitungstypen und identischem Verkabelungsgrad zu einem einheitlichen Netzkonzept zusammengefasst werden. Stränge desselben Netzkonzepts können in einem Grenzkurvendiagramm dargestellt und bewertet werden.

Grenzkurvendiagramm

Bei dieser Analysemethode beschreiben Grenzkurven die mit einem Netzkonzept maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge. In Abbildung 5.10 sind exemplarische Grenzkurvenverläufe für den Starklast- und den Rückspeisefall eines Netzkonzeptes dargestellt.

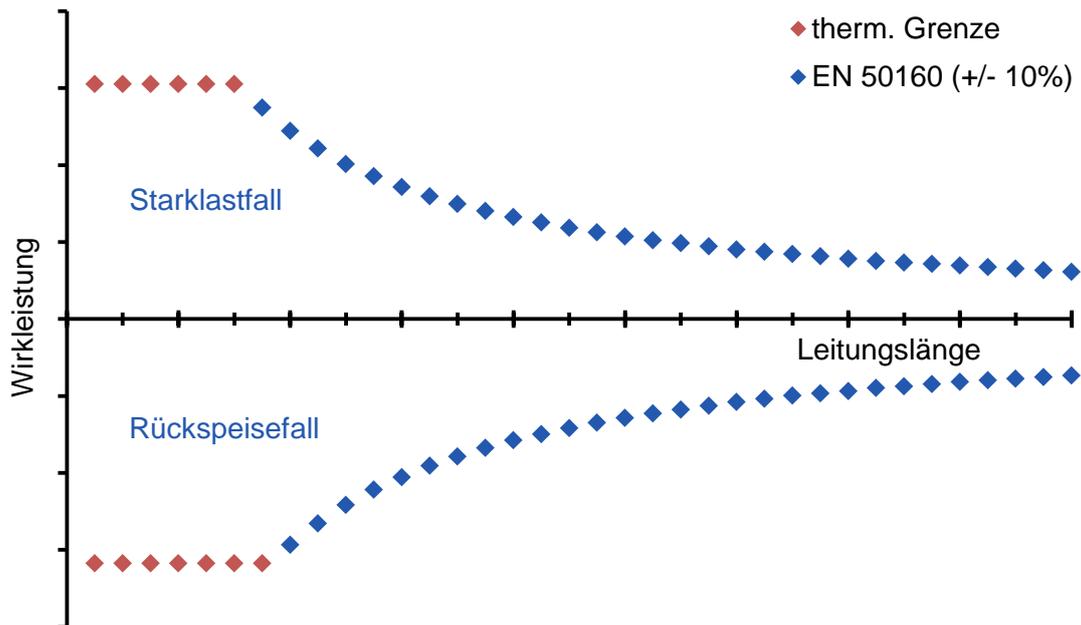


Abbildung 5.10 Schematische Darstellung der Grenzkurvenverläufe

Die Grenzkurven für den Starklast- und den Rückspeisefall weisen für kurze Leitungslängen einen horizontalen Verlauf auf. In diesem Bereich wird die Übertragungskapazität durch die maximale Betriebsmittelbelastung begrenzt. Die Grenzen des Spannungsbandes werden nicht erreicht. Für größere Leitungslängen weisen die Grenzkurven einen nicht linear ansteigenden bzw. abfallenden Verlauf auf. In diesem Bereich wird die übertragbare Wirkleistung durch die Grenzen des Spannungsbandes begrenzt. Die maximal zulässige Betriebsmittelbelastung wird nicht erreicht.

Die Betriebszustände eines Stranges werden bei der GKA, wie in Abbildung 5.11 dargestellt, durch zwei Wertepaare pro Strang beschrieben. Dabei wird das Wertepaar aus der Leitungslänge und der Leistung im dimensionierungsrelevanten Lastfall im Starklastbereich eingetragen. Im Rückspeisebereich des Grenzkurvendiagramms wird das Wertepaar aus der Leitungslänge und der Leistung im Rückspeisefall eingetragen.

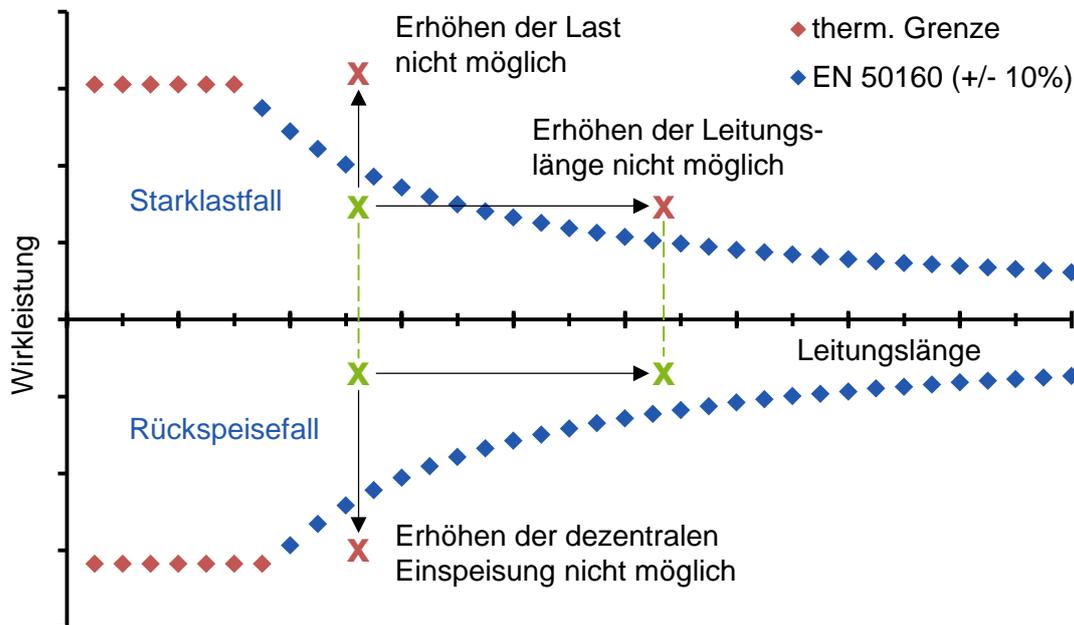


Abbildung 5.11 Schematische Darstellung der Betriebszustandsbewertung

Betriebszustände innerhalb der Grenzkurven erfüllen sämtliche technische Nebenbedingungen. Veränderungen im Netz können bei der GKA durch Entwicklungspfade von Arbeitspunkten abgebildet werden. Sofern ein Entwicklungspfad eines zunächst zulässigen Arbeitspunktes beispielsweise durch Zubau von DEA die Grenzkurve schneidet, ist dieser für das betrachtete Netzkonzept nicht zulässig. Somit stellt das Überschreiten der Grenzkurve eine Ursache für Netzverstärkungsmaßnahmen dar.

Bestimmung von Grenzkurven

Die Grenzkurven für ein bestimmtes Netzkonzept können mit einem numerischen oder analytischen Verfahren bestimmt werden. Beim numerischen Verfahren wird das zu bewertende Netzkonzept unter Berücksichtigung der Netzstruktur sowie der Verteilung von Lasten und Energieumwandlungsanlagen in einem Netzberechnungsprogramm modelliert. In Abbildung 5.12 ist eine vereinfachte Netzstruktur mit gleichmäßiger Lastverteilung dargestellt. Dabei sind die Leitungslänge L und die kumulierte Leistung P aller Lasten oder DEA steuerbare Parameter.

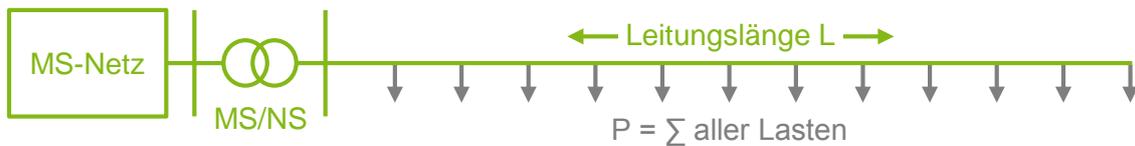


Abbildung 5.12 Vereinfachte Netzstruktur für das numerische Verfahren

Durch Anwendung des in Abbildung 5.13 beschriebenen numerischen Verfahrens kann die mit einem Netzkonzept übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge bestimmt werden.

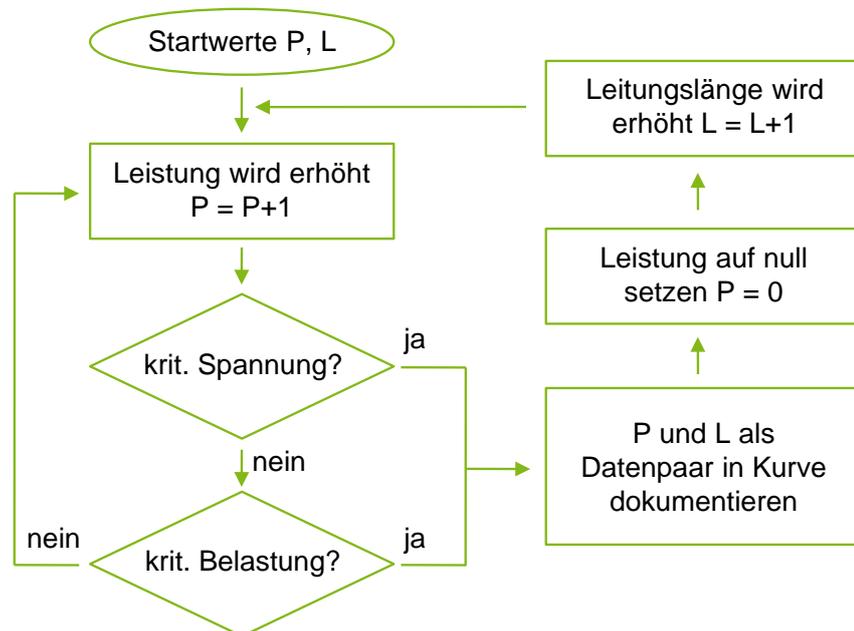


Abbildung 5.13 Vorgehensweise beim numerischen Grenzkurvenverfahren

Die Leitungslänge L wird auf einen geeigneten Startwert gesetzt und anschließend entweder die Leistung P der DEA oder der Verbraucher sukzessiv erhöht, bis ein kritischer Spannungswert am Ende des Stranges oder ein kritischer Belastungswert entlang des Stranges erreicht wird. Bei einer kritischen Spannung oder einer kritischen Belastung werden der aktuelle Leistungswert und die Leitungslänge als Datenpaar in der Kurve dokumentiert. Anschließend wird die Leistung auf null gesetzt und die Leitungslänge erhöht, um wie zuvor das nächste Datenpaar der Grenzkurve zu bestimmen.

Das analytische Verfahren zur Bestimmung von Grenzkurven ist in [52] beschrieben. Beim analytischen Verfahren werden vereinfachte Netzstrukturen mit typischer Lastverteilung, wie sie beim numerischen Verfahren angewandt werden, in vereinfachte Ersatzschaltbilder überführt. Die Netzstrukturen werden dabei soweit

vereinfacht, dass sie durch eine Ersatzlast mit kürzerer Leitungslänge abgebildet werden können. In Abbildung 5.14 wird der Übergang auf das Ersatzschaltbild für das analytische Verfahren dargestellt.

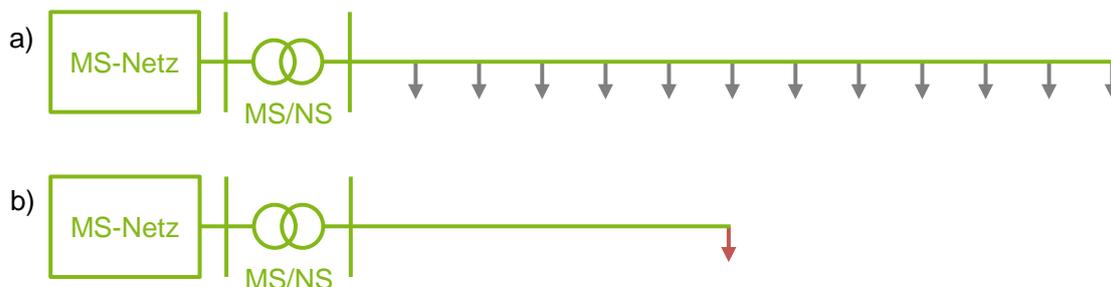


Abbildung 5.14 Übergang zum Ersatzschaltbild für das analytische Verfahren

Nach [70] zeigt ein Strang a) mit homogener Lastverteilung dasselbe physikalische Verhalten wie ein Strang b) mit halber Länge und einer Punktlast am Leitungsende. Dieser physikalische Zusammenhang wird durch den Lastangriffsfaktor ε_{Last} beschrieben. Damit wird ε_{Last} in Abhängigkeit der Lastverteilung wie folgt definiert:

- homogene Verteilung: $\varepsilon_{Last} = 0,5$
- punktförmig am Ende: $\varepsilon_{Last} = 1,0$

Für homogen oder punktförmig verteilte DEA ergeben sich für den Rückspeisefall entsprechende Angriffsfaktoren ε_{DEA} . Die Angriffsfaktoren können im analytischen Modell frei gewählt werden, um die realen Netzverhältnisse bestmöglich abzubilden.

Im Rahmen dieser Studie wird für die GKA das analytische Verfahren genutzt. Die Last- und DEA-Angriffsfaktoren werden nach Netzen der Detailanalyse parametrisiert. Dazu werden die Last- und DEA-Angriffsfaktoren der Detailnetzstränge mehrerer Netzgebieten bestimmt. Da die bestimmten Last- und DEA-Angriffsfaktoren eine gewisse Streuung aufweisen, werden durchschnittliche Angriffsfaktoren für die analytische GKA gewählt. Durch die Festlegung durchschnittlicher Angriffsfaktoren wird der Netzverstärkungsbedarf bei einzelnen Strängen über- und bei anderen Strängen unterschätzt. Bei größeren Netzbereichen kompensieren sich diese Effekte, sodass ein realistischer Netzverstärkungsbedarf ermittelt werden kann. [53]

Anwendung der Grenzkurvenanalyse

Bei der Anwendung der GKA wird jeder Strang eines Versorgungsgebietes einem Netzkonzept zugeordnet. Für die in einem Versorgungsgebiet auftretenden Netzkonzepte werden die entsprechenden Grenzkurven bestimmt. Damit ist für jeden Strang eines Versorgungsgebietes die passende Grenzkurve bestimmt. Die zu einem Netzkonzept gehörenden Stränge werden dann mit der Stranglänge, der auftretende Jahreshöchstlast und der im Jahresverlauf maximal auftretenden Rückspeisung in dem zuvor ermittelten Grenzkurvenendiagramm eingetragen. Dies ist schematisch in Abbildung 5.15 dargestellt.

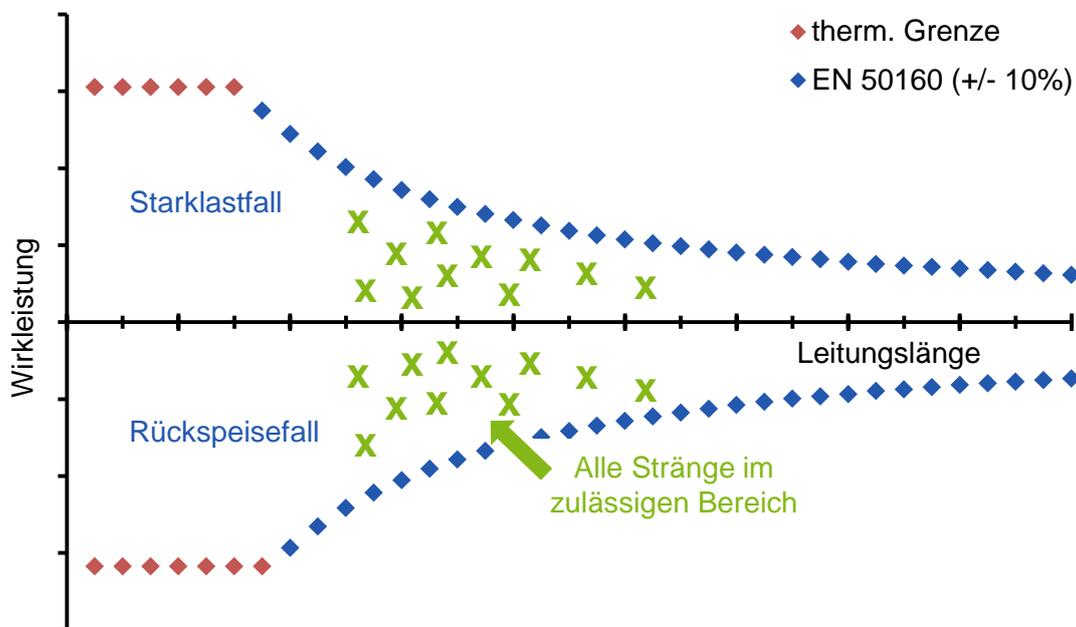


Abbildung 5.15 Schematische Darstellung des Grenzkurvenendiagramms für den Ausgangszustand

Die aktuelle Versorgungssituation wird somit für ein Netzkonzept eines Netzgebiets durch eine Punktewolke im zugehörigen Grenzkurvenendiagramm beschrieben. Anhand des Abstands eines Datenpaars zur Grenzkurve kann die für jeden Strang verbleibende Anschlusskapazität für weitere DEA oder Lasten abgeschätzt werden.

Der Zubau der prognostizierten DEA-Leistung bewirkt eine Verschiebung der Punktewolke. Sofern Stränge nach dem DEA-Zubau die Grenzkurve überschreiten, wird eine Netzverstärkung dieser kritischen Stränge gemäß den Standard-NS-Netzausbauvarianten erforderlich (Abbildung 5.16). Sofern ein Strang auf

Grund hoher DEA-Einspeisung einen kritischen Betriebszustand aufweist, wird der kritische Strang in zwei unkritische Stränge überführt (Abbildung 5.17).

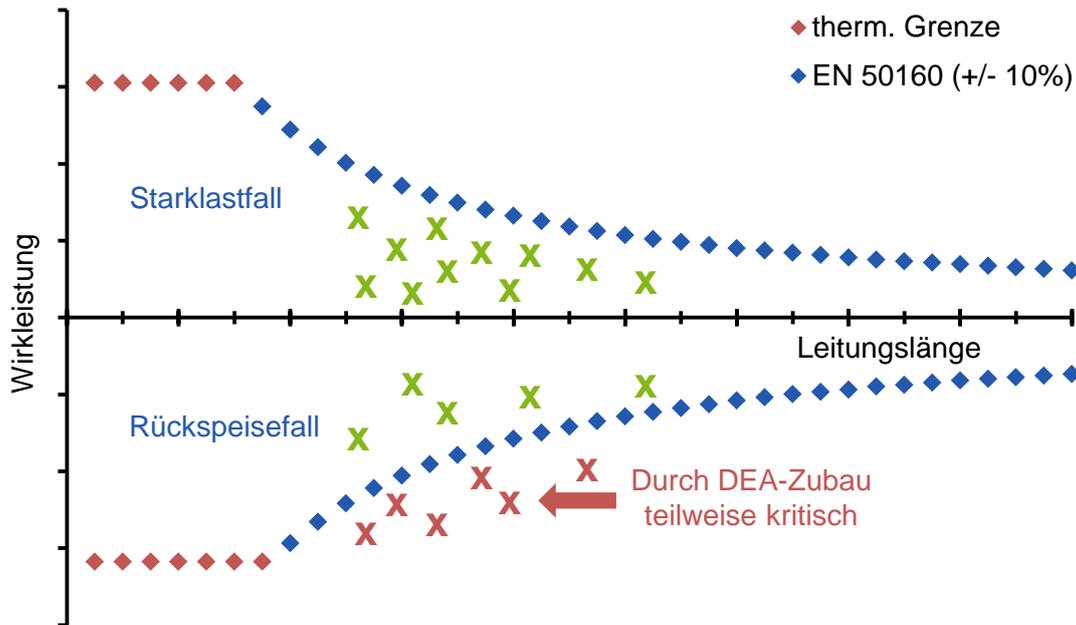


Abbildung 5.16 Schematische Darstellung des Grenzkurvendiagramms für den DEA-Zubau

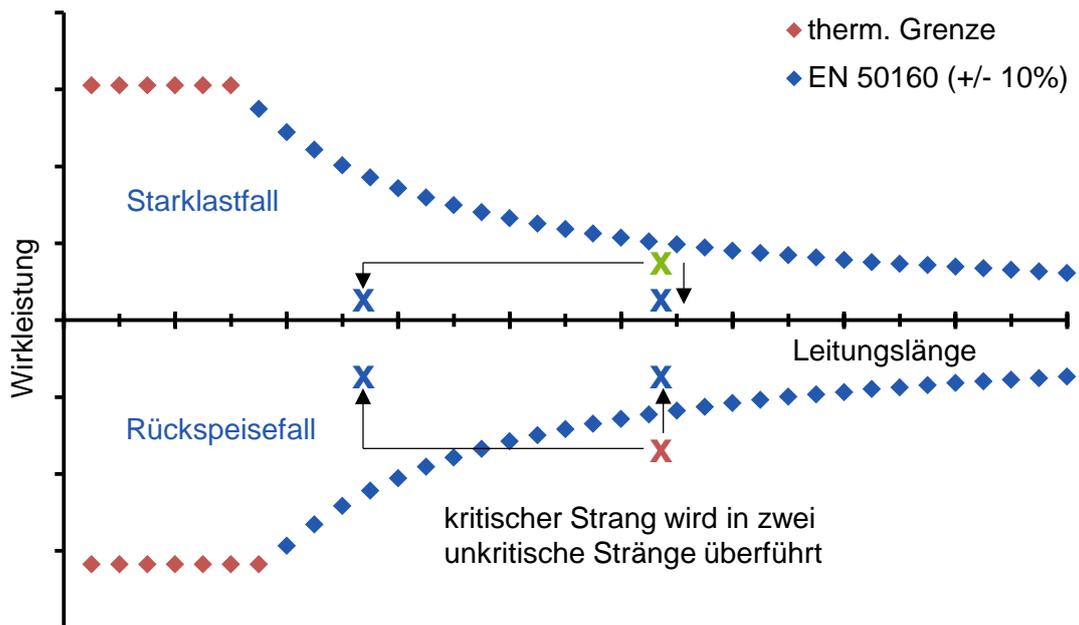


Abbildung 5.17 Schematische Darstellung von Netzverstärkungsmaßnahmen

Das im Rahmen der Netzverstärkungsmaßnahme parallel gelegte Kabel übernimmt auf Grund der zusätzlich eingeführten Trennstelle einen Teil des ursprünglichen Leistungsflusses. Daher wird der ursprünglich kritische Strang weniger stark belastet, sodass ein zulässiger Betriebszustand erreicht wird. Ein kritischer Strang wird somit in zwei unkritische Stränge überführt.

Sofern durch den DEA-Zubau bei Transformatoren ein kritischer Betriebszustand erreicht wird, wird auch hier eine Netzverstärkung erforderlich. Durch die Aufteilung des verfügbaren Spannungsbandes auf die Netz- und Umspannebenen hat der Tausch oder Zubau eines Transformators keinen Einfluss auf die Übertragungskapazität der unterlagerten Leitungen, sodass bei einer Verstärkung von Transformatoren keine neuen Grenzkurven bestimmt werden müssen.

Zuteilung von DEA in der NS-GKA

Die Zuordnung der Prognosen erfolgt für ONS in der GKA analog zur Detailanalyse. Die DEA-Prognosen für die Stützjahre 2015, 2020 und 2030 liegen regionalisiert und nach Spannungsebenen getrennt vor. Über das Verhältnis der Transformatorleistung einer ONS zur summierten Nennleistung aller Transformatoren einer Gemeinde wird jeder ONS ein Anteil der Gemeindeprognose zugewiesen. Somit erhalten ONS gleicher Nennleistung einen identischen Prognosewert für den DEA-Zubau. In Anhang 9.2 werden mit Hilfe der GKA die Auswirkungen einer inhomogenen Verteilung der Prognosen auf die ONS untersucht.

Anschließend werden die Prognosewerte der ONS auf die unterlagerten Stränge verteilt und auf reale Anlagengrößen diskretisiert. Zur strangscharfen Zuteilung können die folgenden Verteilschlüssel genutzt werden:

- Verteilung nach Stranglänge
- Verteilung nach Last
- homogene Verteilung

Die homogene Verteilung der Anlagen wird nicht genutzt, da durch die Verteilung nach Stranglänge oder die Verteilung nach Last die Auftrittswahrscheinlichkeit der Anlagen besser abgebildet werden kann. Für die strangscharfe Zuteilung der PVA werden in Abhängigkeit der Anlagennennleistung folgende Verteilschlüssel verwendet:

- PVA bis 10 kW: Verteilung nach Last
- PVA ab 10 kW: Verteilung nach Stranglänge

Bei der Verteilung nach Last wird die auftretende Jahreshöchstlast als Maß für die Anzahl der durch einen Strang versorgten Wohneinheiten interpretiert. Es wird angenommen, dass die Auftrittswahrscheinlichkeit von PVA geringer Nennleistung mit der Anzahl der versorgten Wohneinheiten korreliert.

Bei der Verteilung nach Stranglänge wird angenommen, dass die Auftrittswahrscheinlichkeit von PVA hoher Nennleistung mit der Stranglänge korreliert. Vergleichsweise kurze Stränge im innerstädtischen Bereich erhalten folglich weniger leistungsstarke PVA-Einspeisung als vergleichsweise lange Stränge in ländlichen Gebieten. Bei der Anlagenverteilung nach Stranglänge wird zusätzlich berücksichtigt, dass Parallelkabel aus Netzverstärkungsmaßnahmen nicht prognosebehaftet sind.

Die Zuordnung von KWKA zu den einzelnen Strängen erfolgt ebenfalls in Abhängigkeit der aufgetretenen Jahreshöchstlast. KWEA und BMA werden dagegen in Abhängigkeit der Stranglänge den Strängen einer ONS zugeordnet. Bei DEA, die direkt in der MS/NS-Umspannebene angeschlossen werden, entfällt die Zuordnung der Anlagen zu einzelnen Strängen.

Ermittlung der NS-Angriffsfaktoren für die GKA

In dieser Studie wird die Ermittlung des Netzverstärkungsbedarfs durch die Detail- und Grenzkurvenanalyse parallel durchgeführt. Beide Methoden sind voneinander unabhängig und ermöglichen so eine wechselseitige Absicherung der Untersuchungsergebnisse. Zum Vergleich wird ein Versorgungsgebiet aus mehreren Netzgebietsklassen mit beiden Untersuchungsmethoden analysiert. Von 38 Ortsnetztransformatoren werden die unterlagerten NS-Netze mit insgesamt 222 Abgängen verglichen.

Basierend auf den realen Netzdaten der Detailanalyse werden die Eingangsdaten für die GKA erhoben. Aus der Lage der Lasten und DEA an den Strängen werden die Last- und DEA-Angriffsfaktoren bestimmt und im Histogramm Abbildung 5.18 dargestellt.

Im Folgenden wird die Ermittlung der DEA-Angriffsfaktoren beschrieben. Das arithmetische Mittel der DEA-Angriffsfaktoren beträgt 0,56 und der Median liegt bei 0,54.

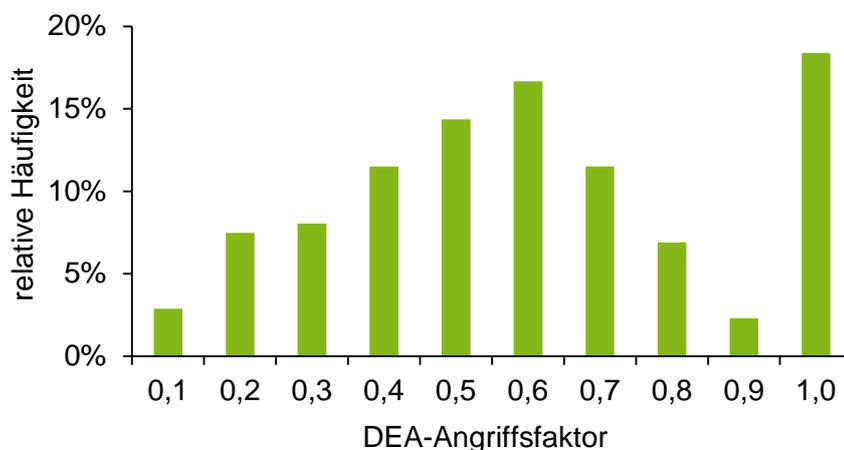


Abbildung 5.18 Ermittelte Häufigkeitsverteilung der DEA-Angriffsfaktoren in der NS

Die Häufigkeitsverteilung des DEA-Angriffsfaktors besitzt ein Maximum bei 1,0 auf Grund der Überlagerung zweier Effekte.

Zum einen ergibt sich bei einigen Strängen durch die stochastische Verteilung, dass nur eine DEA am Strangende installiert ist. Zum anderen werden größere NS-Verbraucher wie öffentliche Gebäude, Gewerbe und landwirtschaftliche Betriebe wegen des höheren Leistungsbedarfs häufig direkt an eine ONS angeschlossen. Sofern bei diesen Gebäuden eine DEA errichtet wird, befindet sich diese am Ende des jeweiligen Stranges, der somit einen DEA-Angriffsfaktor von 1,0 aufweist. Dieser Sonderfall wurde bei der Ermittlung der durchschnittlichen Angriffsfaktoren nicht berücksichtigt. Für den vorliegenden Datensatz wird mit der GKA der erforderliche Netzverstärkungsbedarf mit verschiedenen Parametrierungen bestimmt. Dabei werden exakte sowie pauschale Angriffsfaktoren verwendet. Der resultierende Netzverstärkungsbedarf für die untersuchten NS-Netze ist in Tabelle 5.3 dargestellt.

Tabelle 5.3 Auswirkung des DEA-Angriffsfaktors auf den Ausbaubedarf

Methoden und Parametrierung	Ausbaubedarf [m]	Abweichung zur Detailanalyse [%]
NS-Detailanalyse	1.460	-
GKA mit exakten Angriffsfaktoren	1.322	-10
GKA mit $\varepsilon_{DEA} = 0,40$	713	-51
GKA mit $\varepsilon_{DEA} = 0,45$	1.039	-29
GKA mit $\varepsilon_{DEA} = 0,50$	1.360	-7
GKA mit $\varepsilon_{DEA} = 0,55$	1.621	+11
GKA mit $\varepsilon_{DEA} = 0,60$	2.456	+68

Nach der DA beträgt der ermittelte Netzverstärkungsbedarf 1.460 m NS-Kabel. Wenn bei jedem Strang die exakten Angriffsfaktoren verwendet werden, wird mit der GKA ein Netzverstärkungsbedarf von 1.322 m NS-Kabel bestimmt. Damit fällt der Netzverstärkungsbedarf bei der GKA um 10 % geringer als bei der Detailanalyse aus. Dies ist durch die Unterschätzung des Netzverstärkungsbedarfs bei einzelnen Strängen mit langen Stichausläufern und leistungsstarken DEA begründet. Gleichzeitig wird der Netzverstärkungsbedarf bei Strängen mit stark wechselnden Querschnitten teilweise überschätzt, da in der GKA ausschließlich dominierende Kabel- bzw. Freileitungstypen verwendet werden.

Für größere Netzdatenmengen, wie sie im Rahmen der Studie betrachtet werden, ist eine exakte Bestimmung der Last- und DEA-Angriffsfaktoren für jeden NS-Abgang nicht möglich. Basierend auf der statistischen Auswertung der Angriffsfaktoren wird der Netzverstärkungsbedarf für pauschal angesetzte Angriffsfaktoren ermittelt. Die GKA reagiert sensitiv auf Änderungen des DEA-Angriffsfaktors. Im Bereich von 0,50 bis 0,55 ist der Netzverstärkungsbedarf mit der DA vergleichbar. Vor dem Hintergrund der statistischen Auswertung, der ungewissen zukünftigen Entwicklung der DEA-Angriffsfaktoren und der Untersuchung der Auswirkungen der Parametrierung der DEA-Angriffsfaktoren wird der DEA-Angriffsfaktor auf 0,55 festgelegt. Der höhere Wert kann außerdem durch die häufig bei ländlichen Strukturen am Strangende größeren für PVA verfügbaren Dach- und Freiflächen begründet werden. Der im Vergleich zum DEA-Angriffsfaktor geringere Lastangriffsfaktor von 0,40 bildet die Positionierung von ONS im Lastschwerpunkt und die insbesondere bei ländlichen Strukturen geringere Siedlungsdichte am Strangende ab.

Durch die statistische Auswertung von Angriffsfaktoren und die Definition pauschaler Angriffsfaktoren liefern die Detail- und die Grenzkurvenanalyse ein vergleichbares Ergebnis. Gleichzeitig bleibt die Unabhängigkeit der Bewertungsverfahren erhalten. Damit stehen die DA zur exakten Nachbildung von lokalen Versorgungsaufgaben und die GKA zur automatisierten Untersuchung großer Netzdatenmengen zur Verfügung.

5.2.3 Datengrundlage in der NS

Die Datenbasis für die Untersuchungen in der NS setzt sich nach Tabelle 5.4 zusammen. Durch die hohe Anzahl der untersuchten Netze ist eine breite Grundlage geschaffen. Neben der Berücksichtigung lokaler Besonderheiten werden so die in Kapitel 3.3 gebildeten NGK gut repräsentiert. Jede NGK tritt bei mindestens zwei VNB auf.

Tabelle 5.4

Datengrundlage für die NS-Netzanalyse

	DA	GKA
Anzahl VNB	10	13
Anzahl Gemeinden	34	190
Anzahl ONS	177	826
Kumulierte ONS-Leistung	73 MVA	190 MVA
Leitungskilometer	359 km	1500 km

5.3 MS-Netzanalyse

Wie in der Niederspannungsanalyse werden für die Mittelspannung ebenfalls die Detail- und Grenzkurvenanalyse als sich ergänzende Methoden verwendet.

5.3.1 MS-Detailanalyse

Unter Berücksichtigung lokaler und regionaler Gegebenheiten können in der Detailanalyse Mittelspannungsnetze bewertet werden. Die Vorgehensweise bei der Aufbereitung von Netzdaten und der Zuweisung von Lasten sowie DEA wird in diesem Kapitel beschrieben.

Aufbereitung der Netzdaten

Für die Detailanalyse in der Mittelspannung sind rechenfähige Netze zwingend erforderlich, da die manuelle Nachbildung eines Netzbereichs der Mittelspannung im gegebenen Studienzeitrahmen nicht möglich ist. Sofern die VNB ein, von den Standard-Netzberechnungsprogrammen der Studie abweichendes Programm verwenden, müssen die Netzdaten aufbereitet werden. Aus Gründen der Inkompatibilität zwischen den Datenformatinterpretationen der einzelnen Netzberechnungsprogramme wurde hierfür ein Importformat für Netzdaten entwickelt. Insbesondere bei den

importierten Netzdaten sind von den zu analysierenden Netzbereichen detaillierte Lagekarten und Stromkreispläne erforderlich. Nur so kann eine Anpassung an lokale Gegebenheiten gewährleistet werden.

Für eine optimale Abbildung des realen Netzes sollten die bestehenden DEA der unterlagerten NS-Netze als Ersatzeinspeisungen an den ONS in der MS mit berücksichtigt werden. Eine detaillierte Nachbildung aller unterlagerten Niederspannungsnetze ist im Rahmen dieser Studie auf Grund der Datenlage bei den VNB nicht möglich.

Die importierten Netze wurden dahingehend validiert, dass sie den realen Zustand korrekt abbilden. Dazu gehörte neben der Prüfung der Leistungsflussergebnisse auch die Überprüfung der Schaltzustände im ungestörten Betrieb.

Skalierung der Lasten

In den MS-Netzen der VNB liegen heute nur in Ausnahmefällen Leistungswerte in den ONS vor. In der Regel wird der Betrag des Maximalstroms der ONS mit Schleppzeigerinstrumenten gemessen. Diese Werte werden häufig nicht zentral erfasst und haben nur eine geringe Aussagekraft über den maximal auftretenden Betriebsstrom, da Fehlerströme ebenfalls erfasst werden. Für die Ermittlung der Lasten an den einzelnen ONS im MS-Netz wird ein Skalierungsfaktor M aus den Daten der VNB berechnet, mit dem die ONS-Nennleistung $P_{ONS,k}$ für eine ONS k skaliert wird. Der Skalierungsfaktor beschreibt für das Netz eines UW j das Verhältnis zwischen maximal auftretender Last am UW $P_{UW,j}$ und der Summe der Nennleistung aller in dem Netzgebiet installierten ONS $\sum_i P_{ONS,i}$. Er variiert für die VNB und liegt in einer Größenordnung von 0,3 bis 0,5. Sofern keine detaillierten Daten zur Verfügung stehen, werden die an den ONS angeschlossenen Niederspannungslasten $P_{ONS,k,real}$ auf folgende Weise berechnet:

$$P_{ONS,k,real} = \frac{P_{UW,j}}{\sum_i P_{ONS,i}} \cdot P_{ONS,k}$$

Zuteilung der Zubauwerte für PVA

Der Ausbau der Leistung aller PVA innerhalb einer Gemeinde richtet sich nach dem in Kapitel 5.2.1 berechneten Wert. Die zusätzlich von den VNB zur Verfügung gestellten Prognosen $P_{PVA,VNB}$

enthalten Informationen zur Aufteilung auf die Spannungsebenen (A_{NS} , A_{MS}). Dieses Verhältnis wird auf den gemeinschaftlich prognostizierten Wert $P_{PVA,Gem}$ übertragen und auf die NS- und MS-Ebene umgerechnet:

$$P_{PVA,Gem,NS} = P_{PVA,Gem} \cdot A_{NS}$$

$$P_{PVA,Gem,MS} = P_{PVA,Gem} \cdot A_{MS}$$

Die bestimmte Summenleistung der Mittelspannungsanlagen $P_{PVA,Gem,MS}$ wird auf sinnvolle Anlagengrößen aufgeteilt. Wenn die prognostizierte Mittelspannungsleistung einer Gemeinde zu niedrig für eine konkrete Anlage ist, werden die Leistungen mehrerer Gemeinden, die durch das UW versorgt werden, zusammengefasst. Die Anlagen werden anschließend als Großanlagen an geeigneten Stellen im Netz installiert. Anhand der zur Verfügung gestellten Karten werden, soweit erkennbar, Konversionsflächen und Streifen an Infrastrukturachsen bevorzugt bebaut.

Die Niederspannungsanlagen werden in der MS durch die beschriebene Vorgehensweise ebenfalls berücksichtigt. An jeder identifizierten ONS wird die Summenleistung aller unterlagerten Anlagen $P_{PVA,ONS}$ angeschlossen:

$$P_{PVA,ONS} = M \cdot P_{PVA,Gem,NS}$$

Zuteilung der Zubauwerte für WEA

Bei der Verteilung der prognostizierten Leistung bei WEA wird ähnlich wie bei der Zuordnung der PVA vorgegangen. Die prognostizierte Leistung pro Gemeinde wird mit der Prognose über die Verteilung auf die Spannungsebenen der VNB verrechnet. Für die Verteilung in der Fläche werden wieder feste Anlagengrößen gewählt. Wird in einer Gemeinde der Wert für eine Anlage unterschritten, werden die Prognosen der umliegenden Gemeinden mit berücksichtigt und ein gemeinsamer Windpark an geeigneter geographischer Stelle im Netz errichtet. Der daraus resultierende Ausbaubedarf wird den Gemeinden anteilig zugeteilt. Generell wird darauf geachtet, dass die WEA auf den Flächen der Gemeinde gebündelt aufgestellt werden. Die wahrscheinlichsten und realistischen Standorte werden bei Bedarf in Absprache mit dem örtlichen VNB ermittelt.

Zuteilung der Zubauwerte für Biomasse- und KWK-Anlagen

Die Vorgehensweise bei der Zuordnung der Prognose bei BMA und KWKA erfolgt nach dem gleichen Muster wie bei PVA und WEA.

Bestimmung des Ausbaubedarfs

Nach der Zuteilung der Ausbauwerte für die Stützjahre 2015, 2020 und 2030 wird der Netzausbaubedarf für die einzelnen Stützjahre aufeinander aufbauend bestimmt. Dieses Vorgehen wird gewählt, da die heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen eine Betrachtung eines größeren Zeithorizontes nicht erlauben. Somit erfolgt ausschließlich ein ereignisorientierter Netzausbau. Wenn bei der Durchführung von Leistungsflussrechnungen entweder thermische Grenzen, das zulässige Spannungsband oder die Anschlussrichtlinien verletzt werden, wird in den betroffenen Bereichen das Netz nach den vorgestellten Planungsgrundlagen ausgebaut.

Die Optimierung des Schaltzustandes wird in der Netzplanung nicht berücksichtigt, da diese als Freiheitsgrad für den Netzbetrieb erforderlich sind.

5.3.2 MS-Grenzkurvenanalyse

Die Methodik der MS-GKA entspricht in wesentlichen Teilen der Methodik der NS-GKA. Daher werden nachfolgend nur die methodischen Besonderheiten der MS-GKA bei der Umwandlung der Netztopologie und der Zuteilung von DEA beschrieben.

Umwandlung der Netztopologie

Bei der MS-GKA werden reale Netzstrukturen in vereinfachte Netzstrukturen überführt. Für die Überführung komplexerer realer Netzstrukturen gelten die gleichen Grundsätze wie bei der NS-GKA. Dazu wird bei der MS-GKA folgender Parametersatz genutzt:

- Leitungslänge
- dominierender Kabeltyp
- dominierender Freileitungstyp
- Freileitungsanteil
- Leistung im Starklastfall
- Leistung im Rückspeisefall
- Leistung der DEA mit Anschluss in der MS-Ebene

Die Leistung im Starklast- oder Rückspeisefall kann aus der Messwerterfassung der Netzführung angegeben werden, da die MS-Abgangsfelder der HS/MS-Umspannwerke häufig leistungsgemessen sind. Die Leistung der DEA mit Anschluss in der MS-Ebene wird aus den Netzplänen bestimmt.

Zuteilung von DEA in der MS-GKA

Bei der Zuordnung der Ausbauwerte für HS/MS-Umspannwerke wird in der GKA nach städtischen und ländlichen Versorgungsgebieten differenziert. In ländlich geprägten Versorgungsgebieten werden durch ein HS/MS-Umspannwerk mehrere Gemeinden versorgt. In diesem Fall werden die gemeindeschaffen Prognosen für den DEA-Zubau der versorgten Gemeinden auf das HS/MS-Umspannwerk aggregiert. Bei städtischen Versorgungsgebieten versorgt ein HS/MS-Umspannwerk nur einen Teil der Gemeinde. In diesem Fall wird die Gemeindeprognose über den Verteilschlüssel der HS/MS-Transformator-Nennleistungen auf die einzelnen HS/MS-Umspannwerke verteilt. Dabei wird jedem Umspannwerk ein Anteil der Gemeindeprognose zugewiesen, der über das Verhältnis der Transformator-Nennleistung des jeweiligen Umspannwerks zur summierten Transformator-Nennleistung der jeweiligen Gemeinde bestimmt wird.

Anschließend werden die Prognosewerte für DEA mit Anschluss in der HS/MS-Umspannebene, die bereits den Umspannwerken zugewiesen sind, diskretisiert. Sofern der Prognosewert für DEA mit Anschluss in der HS/MS-Umspannebene kleiner als die typische Anschlussgröße in der HS/MS-Umspannebene ist, wird keine Anlage gebaut. Dieser Prognosewert wird auf ein benachbartes HS/MS-Umspannwerk, das sich im Versorgungsgebiet des gleichen VNB befindet, übertragen.

Des Weiteren werden die MS-WEA-Prognosewerte, die bereits den Umspannwerken zugewiesen sind, auf reale WEA-Größen diskretisiert und dem jeweils längsten Strang eines Umspannwerks zugewiesen. Durch dieses Vorgehen werden der Zubau von Einzelanlagen und der Zubau von kleineren Windparks abgebildet.

Die Prognosewerte für MS-PVA und MS-BMA werden über den Verteilschlüssel der Stranglänge auf die Stränge der HS/MS-Umspannwerke verteilt und anschließend diskretisiert. Dabei wird jedem MS-Strang ein Anteil der HS/MS-Umspannwerksprognose zugewiesen, der über das Verhältnis der Länge des jeweiligen MS-

Abgangs zur summierten Länge aller Abgänge des HS/MS-Umspannwerks bestimmt wird. Bei einem Prognosewert kleiner der typischen Anlagengröße kann keine Anlage errichtet werden. Diese Prognosewerte werden einem benachbarten Strang oder einem benachbarten HS/MS-Umspannwerk zugeordnet.

Die Zuordnung der MS-WEA, MS-PVA und MS-BMA in Abhängigkeit der Stranglänge auf einzelne Stränge ist geeignet, da MS-WEA, MS-PVA und MS-BMA einen hohen Flächenbedarf aufweisen und die längeren Stränge eines HS/MS-Umspannwerks in Gebiete mit ausreichenden Freiflächen führen.

Anlagen mit Anschluss in der NS-Ebene sowie Anlagen, die Verbraucher mit Wärme versorgen, werden dagegen in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast auf die Stränge der HS/MS-Umspannwerke verteilt, da die Jahreshöchstlast mit der Anzahl der versorgten Wohneinheiten korreliert. Dabei wird jedem MS-Strang ein Anteil der HS/MS-Umspannwerksprognose zugewiesen, der über das Verhältnis der Jahreshöchstlast des jeweiligen MS-Abgangs zur summierten Jahreshöchstlast aller Abgänge des jeweiligen HS/MS-Umspannwerks bestimmt wird.

DEA werden in Abhängigkeit der Stranglänge bzw. der Jahreshöchstlast wie folgt zugeordnet:

Stranglänge:

- MS-WEA
- MS-PVA
- MS-BMA

Jahreshöchstlast:

- NS-PVA
- MS-KWKA
- NS-KWKA

Bei der Anlagenverteilung nach Stranglänge wird zusätzlich berücksichtigt, dass Parallelkabel aus Netzverstärkungsmaßnahmen nicht prognosebehaftet sind.

Last und DEA-Angriffsfaktoren

Analog zur NS-GKA werden auch bei der MS-GKA pauschale Last- und DEA-Angriffsfaktoren festgelegt. Für die MS-GKA werden $\varepsilon_{Last} = 0,40$ und $\varepsilon_{DEA} = 0,55$ verwendet.

Die Festlegung des Lastangriffsfaktors auf 0,40 bildet die Positionierung von HS-/MS-Umspannwerken im Lastschwerpunkt und die

insbesondere bei ländlichen Strukturen geringere Siedlungs- und Lastdichte am Strangende ab. Dies wird durch an einzelnen MS-Strängen exemplarisch ermittelte ε_{Last} bestätigt.

Der DEA-Angriffsfaktor wird in der MS-Ebene durch die Rückspeisung aus der NS-Ebene und den direkt in der MS-Ebene angeschlossenen DEA beeinflusst. MS-DEA mit hoher Nennleistung können häufig nicht in unmittelbarer Nähe zu HS/MS-Umspannwerken errichtet werden. Die UW liegen historisch bedingt im Lastschwerpunkt und erst am Strangende sind ausreichende Freiflächen für diese Anlagen verfügbar. Daher wird im Rahmen dieser Studie ein MS-DEA-Angriffsfaktor von $\varepsilon_{DEA} = 0,55$ verwendet.

5.3.3 Datengrundlage in der MS

Die Datenbasis für die Untersuchungen in der MS setzt sich nach Tabelle 5.5 zusammen. Durch die hohe Anzahl der untersuchten Netze ist eine breite Grundlage geschaffen. Neben der Berücksichtigung lokaler Besonderheiten werden so die in Kapitel 3.3 gebildeten NGK gut repräsentiert. Jede NGK tritt bei mindestens zwei VNB auf.

Tabelle 5.5

Datengrundlage für die MS-Netzanalyse

	DA	GKA
Anzahl VNB	10	13
Anzahl Gemeinden	99	1490
Anzahl Umspannwerke	20	170
Kumulierte Transformatorleistung	1416 MVA	10248 MVA
Leitungskilometer	2472 km	14000 km

5.4 HS-Netzanalyse

Die Analyse der HS-Ebene unterliegt anderen Bedingungen als die der NS und MS. Bedingt durch die vermaschte Netzstruktur wird ausschließlich die Detailanalyse verwendet.

Unter Berücksichtigung lokaler und regionaler Gegebenheiten können Hochspannungsnetze anhand der Detailanalyse bewertet werden. Die Vorgehensweise bei der Aufbereitung von Netzdaten, die Zuweisung von Lasten sowie DEA und die Nachbildung des Übertragungsnetzes werden nachfolgend beschrieben.

Aufbereitung der Netzdaten

Für die Netzausbauplanungen werden rechenfähige Netze in den verwendeten Netzberechnungsprogrammen sowie ein Netzplan, der eine geographische und schematische Darstellung der Netzregion widerspiegelt, benötigt.

Der Import der VNB-Datensätze in die verwendeten Programme ist mit einem partiellen Datenverlust verbunden, so dass eine manuelle Nachbearbeitung der Datensätze unerlässlich ist. Die graphische Darstellung des Netzes muss immer manuell rekonstruiert werden, was mit einem beträchtlichen Zeitaufwand verbunden ist.

Zuteilung der Lasten und DEA

Die heutigen Lastwerte und installierten Leistungen der DEA werden aus übermittelten Datensätzen der VNB übernommen, um eine hohe Präzision beizubehalten. Die Zuteilung der prognostizierten zusätzlichen DEA-Leistungen erfolgt mit Hilfe einer von den VNB zur Verfügung gestellten Zuordnung der versorgten Gemeinden zu den entsprechenden 110-kV-Netzknoten. Der VNB ist aber nicht zwangsläufig auch Mittel- und Niederspannungsversorger, weshalb diese Zuordnung teilweise anhand öffentlich zugänglicher Quellen und Erfahrungswerte durch die zuständigen VNB abgeschätzt wird.

Die Aufteilung der zuzubauenden DEA-Leistungen in den Gemeinden auf die Spannungsebenen erfolgt anhand prozentualer Faktoren, die durch die VNB geliefert werden. Die prognostizierte DEA-Leistung der Gemeinden in der HS wird über alle Gemeinden, die von einem UW versorgt werden, zu sinnvollen Leistungsklassen zwischen 15 MW und 30 MW aggregiert und am UW angeschlossen. Falls diese Leistungsklassen nicht erreicht werden, werden die Gemeinden mehrerer UW bei der Aggregation berücksichtigt. Der Anschluss dieser Großanlagen erfolgt ausschließlich an ländlichen Umspannwerken mit einem hohen prognostizierten Zubau des jeweiligen Energieträgers. Diese werden als spannungsgeregelt modelliert, wobei eine Berücksichtigung der Blindleistungsgrenzen nach [90] erfolgt.

Nachbildung des Übertragungsnetzes

Die Berücksichtigung des Übertragungsnetzes ist für die Betrachtung und Auslegung der 110-kV-Netze durch die Auswirkungen von übergeordneten Leistungstransfers und die damit verbunde-

nen hervorgerufenen Leistungsflüsse in das 110-kV-Netz von hoher Bedeutung. Die Übertragungsnetzdarstellung ist ebenso für die Errichtung zusätzlicher Verknüpfungspunkte zur 110-kV-Ebene relevant. Eine Ersatzdarstellung, bestehend aus Ersatzlängszweigen und Ersatzspannungsquellen, ist nur teilweise Liefergegenstand der VNB.

Ist das Übertragungsnetz nicht Bestandteil der Datenlieferung, erfolgt eine Ersatzdarstellung durch Nachbildung anhand von öffentlich zugänglichem Kartenmaterial. Die korrekte Nachbildung wurde validiert. Zusätzlich werden aufbauend auf den Auslegungsszenarien auch Belastungsszenarien für das Übertragungsnetz entwickelt. Diese bilden typischerweise bei hoher WEA Einspeisung einen Nord-Süd-Transit nach.

Die Freileitungen werden mit typischen Leitungsparametern sowohl für die 380-kV- als auch 220-kV-Ebene nachgebildet. Die Parameter können Tabelle 5.6 entnommen werden.

Tabelle 5.6

Standardfreileitungen in der 220-kV- und 380-kV-Ebene

	R [Ω /km]	X [Ω /km]	B [μ F]	I _{Nenn} [kA]
380 kV	0,025	0,25	0,0137	2,6
220 kV	0,080	0,32	0,0115	1,3

Bei der Berücksichtigung von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz muss zwangsläufig auch der Belastungsfall dieses Netzes an die neue Netzsituation angepasst werden, wodurch die Wirkung der Ausbaumaßnahme auf den unterlagerten Netzausschnitt reduziert wird. Dies ist in den Untersuchungsregionen mit einer Ersatzdarstellung des Übertragungsnetzes nur sehr begrenzt möglich, da zukünftige Szenarien für diese Ersatzdarstellung durch die VNB nicht bereitgestellt werden können. Eine manuelle Modifikation der Ersatzdarstellung ist nur für geringe Änderungen mit einer vertretbaren Genauigkeit und Aussagefähigkeit durchzuführen und beschränkt sich auf zusätzliche 380-kV-NVP die bereits durch die zuständigen VNB bekannt geben wurden.

Während der Zeitschritte der Untersuchung werden somit die entwickelten Belastungsszenarien für das Übertragungsnetz konstant gehalten, da der Fokus dieser Studie auf der Bestimmung des Ausbaubedarfs des Verteilnetzes liegt. Durch die unveränderten Randbedingungen wird gewährleistet, dass die Ergebnisse der

verschiedenen Untersuchungsregionen untereinander vergleichbar sind. Eine Ausnahme bilden neu hinzugefügte 380-kV-NVP, welche allerdings ausschließlich in Korridoren von bereits vorhandenen Leitungen des Übertragungsnetzes eingefügt werden.

Datengrundlage in der HS

Die Datenbasis für die Untersuchungen in der HS setzt sich nach Tabelle 5.7 zusammen. Durch die hohe Anzahl der untersuchten Netze ist eine breite Grundlage geschaffen. Neben der Berücksichtigung lokaler Besonderheiten werden so die in Kapitel 3.3 gebildeten NGK gut repräsentiert.

Tabelle 5.7

Datengrundlage für die HS-Netzanalyse

	DA
Anzahl VNB	7
Anzahl Gemeinden	3011
Kumulierte HöS/HS-Transformatorleistung	29820 MVA
Kumulierte Systemkilometer	19791 km

5.5 Bewertung der Netzanalyse

Diese Studie verwendet im Gegensatz zu anderen Studien, die auf einzelnen typischen oder generischen Netzstrukturen oder Referenznetzen basieren, eine breite Basis realer Netzdaten. Durch die hohe Anzahl der an der Studie beteiligten VNB werden Netzdaten aus unterschiedlichen Regionen Deutschlands berücksichtigt. Somit werden lokale oder regionale Spezifika abgebildet. Gleichzeitig haben diese keinen überproportionalen Einfluss auf das Gesamtergebnis dieser Studie.

Zur NS- und MS-Netzbewertung werden mit der Detailanalyse und der GKA zwei voneinander unabhängige Methoden verwendet, wodurch eine hohe Betrachtungsbreite erreicht wird. Die NS- und MS-Detailanalyse werden mit der komplexen Leistungsflussberechnung durchgeführt. Die Versorgungsaufgabe der Netze wird durch den Zubau von PVA und WEA sowie weiteren Treibern verändert. Dabei wird bei der Verteilung der DEA die Bebauungsstruktur des jeweiligen Gebietes berücksichtigt, sodass eine realitätsnahe Positionierung möglich ist. Für die neuen Netzsituationen werden unter Einhaltung der festgelegten Planungsgrundsätze typische Ausbauvarianten berechnet. Da die Planungsgrundsätze

derart definiert sind, dass sie dem heutigen Stand der Technik und der betrieblichen Praxis der beteiligten VNB entsprechen, ist der berechnete Ausbaubedarf somit als realistisch und repräsentativ anzusehen.

Im Zeitrahmen der Studie kann in der NS- und MS-Detailanalyse nur eine begrenzte Anzahl von Netzen analysiert werden. Daher wird zusätzlich die GKA als zweiter Untersuchungspfad genutzt. Die GKA ermöglicht eine automatisierte Analyse großer Datenmengen. Hierbei werden reale Netze in vereinfachte Strukturen und Kenngrößen überführt. Es gelten dieselben Planungsgrundsätze und die daran angepassten standardisierten Netzausbauvarianten wie bei der Detailanalyse. Die Verteilung der DEA-Prognosen auf einzelne HS/MS- und MS/NS-Stationen erfolgt bei der GKA identisch zur Detailanalyse. Zur weiteren Verteilung der DEA-Prognosen von Stationen auf Stränge werden geeignete topologische und betriebliche Verteilschlüssel genutzt. Diese Verteilschlüssel bilden die Auftrittswahrscheinlichkeit von DEA in angemessener Weise ab.

Ein Genauigkeitsverlust ist durch die Überführung realer Netze in vereinfachte Strukturen und Kenngrößen bei der GKA unvermeidbar. Nach Parametrierung und Validierung konnte jedoch gezeigt werden, dass die Abweichungen im Bereich von $\pm 10\%$ ausreichend gering sind. Die Methodik ermöglicht auch die flexible Durchführung von Variantenrechnungen für die Veränderung der Versorgungsaufgabe oder die Anpassungen von Planungsgrundsätzen.

Durch die hohe Anzahl von NS-Netzen und deren Betriebsmitteln in Deutschland kann im Rahmen dieser Studie nur ein verhältnismäßig geringer Anteil der NS-Netze untersucht werden. Daraus resultiert, dass der untersuchte Anteil der NS-Netze trotz großer absoluter Netzdatenmengen gering ist. Dennoch ist der Realitätsbezug weit höher, als bei der üblichen schematischen Betrachtungen auf der Basis von Modellnetzen.

Die HS-Ebene kann auf Grund der vermaschten Netzstruktur ausschließlich mit einer Detailanalyse betrachtet werden. Anhand realer Netze wird mit einer standardisierten Netzausbauplanung der Ausbaubedarf bestimmt. Neben typischen Freileitungen werden auch neue Kabeltrassen und Verknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz errichtet. Für die HS-Analyse ist eine knotenscharfe Zuteilung des prognostizierten DEA-Zubaus notwendig. Die gemeindeschaffen Prognosen werden durch Knotenzuordnung der

Gemeinden im Netz berücksichtigt. Die Leistung der Anlagen, die direkt in der HS-Ebene angeschlossen sind, wird anhand eines VNB-spezifischen prozentualen Faktors bestimmt. Die Zuteilung erfolgt realitätsnah anhand lokaler Charakteristika. Die Modellierung des Blindleistungsverhaltens orientiert sich an aktuellen Normen.

Die Abbildung des Übertragungsnetzes erfolgt, soweit möglich und zulässig, mit Netzdaten der VNB. Ist dies nicht möglich, wird das Übertragungsnetz durch eine Ersatzdarstellung, welche auf öffentlichen Quellen basiert, nachgebildet. Die Genauigkeit ist für die Bestimmung des Ausbaubedarfes im Verteilnetz ausreichend. Durch die Anforderungen der Verteilnetzebene ergibt sich ein Ausbaubedarf auf der Übertragungsnetzebene. Dieser ist nicht Gegenstand der Studie. Der Ausbaubedarf der einzelnen Spannungsebenen ist von dem der anderen abhängig. Insbesondere ein verzögerter oder unterlassener Ausbau in der Übertragungsnetzebene hat einen erhöhten Ausbaubedarf in der HS-Ebene zur Folge.

Kernaussagen

Mit der Detailanalyse und der Grenzkurvenanalyse werden zwei voneinander unabhängige Methoden zur Netzbewertung in der Mittel- und Niederspannungsebene verwendet. Durch die wechselseitige Validierung der Detailanalyse und der Grenzkurvenanalyse wird eine hohe Betrachtungsgenauigkeit bei einer großen Netzdatenmenge erreicht. In der HS-Ebene wird ausschließlich die Detailanalyse durchgeführt.

Die DEA werden nach realistischen Vorgaben modelliert und in den jeweiligen Netzen gemäß den Ausbauwerten der Szenarien verteilt. Zu erwartende Anlagengrößen und deren Verteilung sowie der Anschluss von Windparks oder Freiflächen-PVA auf höheren Spannungsebenen werden realistisch modelliert.

In Summe liegt somit eine stringente Methodik über alle Spannungsebenen vor, die in der Lage ist, eine große Zahl von Verteilnetzbereichen bezüglich der sich zukünftig verändernden Versorgungsaufgabe zu untersuchen und den Netzausbaubedarf realistisch abzuschätzen.

6 Ausbaubedarf der Verteilnetze

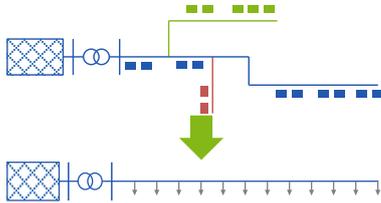
Leitgedanken

Mittels Clusteranalyse wurden Netzgebietsklassen ermittelt und daraus Untersuchungsregionen identifiziert, in denen eine große Zahl realer Netze gemäß den Treibern sowie der festgelegten Methodik analysiert wurden. Basierend auf den Ergebnissen der Netzbewertung in den Untersuchungsregionen werden der Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf für ganz Deutschland für das Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario hochgerechnet. Der Netzausbaubedarf wird in Form von Betriebsmittelmengen sowie der zu tätigen Investitionen dargestellt und bewertet.

6.1 Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Basierend auf der in Kapitel 5 vorgestellten Methodik wird der Ausbau- und Verstärkungsbedarf in den Verteilnetzen ermittelt. Die Vorgehensweise für die Detailanalyse ist in Abbildung 6.1, für die GKA in Abbildung 6.2, anhand der NS-Ebene exemplarisch dargestellt. Das Ergebnis der beiden Methoden ist der Ausbaubedarf in den einzelnen NGK, der anschließend monetär bewertet wird.

1. Aufbereitung der Netzdaten

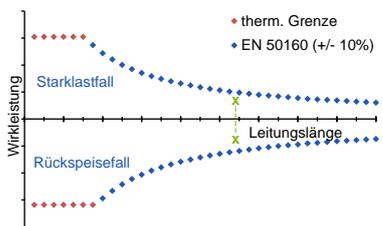


Datenlieferung:

- Parametersatz der Netzstränge (u.a. Länge, Typ, Lastleistung, DEA-Leistung)
- Liste der ONS pro Gemeinde

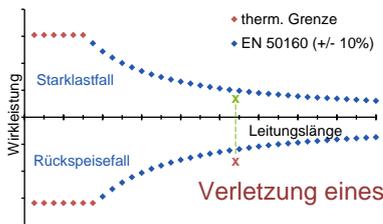
Resultat: Ersatzdarstellung der Netzstränge der Ist-Situation

2. Darstellung der Netzstränge im Grenzkurvendiagramm



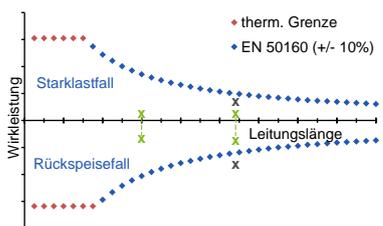
- Jeder Strang bekommt eine eigene Grenzkurve
- Stränge gleicher Charakteristik können in einem Diagramm dargestellt werden
- Ein Strang wird durch ein Kreuzpaar dargestellt

3. Verteilung der DEA-Zubauprognosen



- Verteilung der DEA-Zubauprognosen auf die Stränge nach Kapitel 5
- Bestimmung des Einflusses des DEA-Zubaus auf die betroffenen Stränge

4. Netzausbau



- Behebung der Verletzungen der Spannungskriterien (hier durch Verlegen eines Parallelkabels nach Kapitel 4, dargestellt durch zwei neue Kreuzpaare)

5. Erfassung des Netzausbaus

Gemeinde: Musterdorf

Netzgebiet: ONS 3

NGK: A2

Anteil an Gemeinde: 5%



0 neue Transformatoren



0,4 km Kabel

- Eintragung des Ausbaubedarfs in eine Tabelle
- Hochrechnung auf die Gemeinde
- Mittelwertbildung mit den Ergebnissen aus anderen Gemeinden derselben NGK
- Hochrechnung des Mittelwerts auf alle Gemeinden der NGK

Abbildung 6.2

Übersicht über die Vorgehensweise bei der GKA (am Beispiel der NS)

6.2 Monetäre Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs

Für die wirtschaftliche Bewertung des Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarfs müssen die durchgeführten Maßnahmen monetär bewertet werden. Daher werden Einzelpositionen gebildet, die sich aus den definierten Standardausbauvarianten ergeben.

Die Zuordnung der eingesetzten Betriebsmittel für die Standardnetzausbauvarianten zu der NS-, MS- und HS-Ebene (s. Tabelle 4.1 und Tabelle 4.3) sind in Abbildung 6.3 dargestellt und kann anhand von Tabelle 6.1 monetär bewertet werden. Die je Position angegebenen Investitionen beinhalten sowohl die notwendigen Ausgaben für das Betriebsmittel als auch weitere Ausgaben, die im Rahmen der Kostenrechnung als Gemeinkosten angesetzt werden. Letzteres sind beispielsweise Ausgaben für Planung, Errichtung und Personal. Bei der monetären Bewertung der konventionellen Maßnahmen werden für die Betriebsmittel Werte aus dem Jahr 2011 zugrunde gelegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die inflationsbereinigten Preise keinen signifikanten Änderungen im Betrachtungszeitraum unterliegen. Die Ausgaben werden auf das Jahr 2010 bezogen.

Die einzelnen Positionen wurden von der TU Dortmund ermittelt und anschließend mit den Erfahrungswerten der beteiligten VNB und Prüfgutachter plausibilisiert.

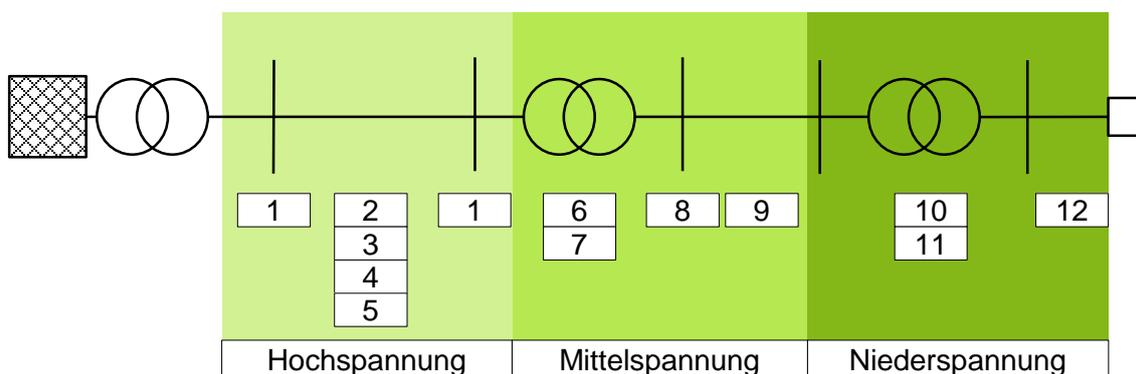


Abbildung 6.3

Zuordnung eingesetzter Betriebsmittel zu der NS-, MS- und HS-Ebene

Tabelle 6.1 Monetäre Bewertung konventioneller Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen

	Nr.	Betriebsmittel	Beschreibung	EWD ≤ 500 EW/km ²	EWD > 500 EW/km ²
HS-Ebene	1	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	700 Tsd. €	1.000 Tsd. €
	2	Kabel	Kabel Erdarbeiten Erdschlusskompensation	800 Tsd. €/km	1.300 Tsd. €/km
	3	Freileitung-Erweiterung	Leitung	60 Tsd. €/km	60 Tsd. €/km
	4	Freileitung-Ersatzneubau (Einerbündel)*	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	400 Tsd. €/km	400 Tsd. €/km
	5	Freileitung-Ersatzneubau (Zweierbündel)*	Leitung Provisorium Erdschlusskompensation	520 Tsd. €/km	520 Tsd. €/km
MS-Ebene	6	Umspannwerk	Transformatoren Transformatorfelder Sekundärtechnik Gebäude Grund und Boden	2.500 Tsd. €	3.500 Tsd. €
	7	Transformatortausch/ Zusatztransformator	Transformator Fundament Transformatorfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	1.000 Tsd. €	1.200 Tsd. €
	8	Abgangsfeld	Sammelschiene (anteilig) Kupplungsfeld Leitungsfeld Sekundärtechnik Grund und Boden	70 Tsd. €	100 Tsd. €
	9	Kabel	Kabel Erdarbeiten Grund und Boden Erdschlusskompensation	80 Tsd. €/km	140 Tsd. €/km

NS-Ebene	10	Ortsnetzstation	Transformator		
			MS-Schaltanlage	30	40
			NS-Verteilung	Tsd. €	Tsd. €
			Sekundärtechnik		
	Gebäude				
	11	Transformatortausch	Transformator	10	10
Sekundärtechnik			Tsd. €	Tsd. €	
12	Kabel	Kabel	60	100	
		Erdarbeiten	Tsd. €/km	Tsd. €/km	

* Der angegebene Investitionsbedarf für alle Kabel und Freileitungen ist auf die Trassenlänge bezogen. Bei einer Berechnung der Investitionen beim Freileitungs-Ersatzneubau für eine gegebene Systemlänge ist darauf zu achten, dass eine Trasse aus zwei Systemen besteht.

Der angegebene Investitionsbedarf für alle Kabel und Freileitungen ist auf die Trassenlänge bezogen. Unter Ersatzneubau wird das Ersetzen einer vorhandenen Freileitung durch eine Freileitung mit größerem Leiterquerschnitt auf gleicher Trasse (inkl. Demontage des alten Systems und Errichtung eines Provisoriums) verstanden. Ein Kilometer Ersatzneubau einer HS-Freileitung bezieht sich also auf die Errichtung eines Doppelsystems mit zwei Leitungen. Unter der Erweiterung einer HS-Freileitung wird die Beseilung eines zweiten Stromkreises auf eine vorhandene, einfach belegte Doppelleitungstrasse verstanden. Die Erweiterung einer Freileitung und auch der Bau eines Kabels beinhalten hingegen nur die Errichtung eines Systems. Neue Freileitungstrassen werden nicht erschlossen, da davon ausgegangen wird, dass bei neuen Trassen zukünftig nur Kabel genehmigungsfähig sind. Die Sekundärtechnik wird pauschal in den Einzelpositionen berücksichtigt.

6.3 Ergebnisse für Szenario NEP B 2012

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Hochrechnung gemäß der Methodik aus Kapitel 3.5 für das Szenario NEP B 2012 vorgestellt. Diese werden zunächst für das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland, anschließend separat für die Bundesländer dargestellt.

Investitionsbedarf in Deutschland

Der notwendige Investitionsbedarf für Netzausbau und Netzverstärkung in deutschen Verteilnetzen als Folge des Zubaus von DEA ist in Abbildung 6.4 getrennt nach Spannungsebenen aufgetragen.

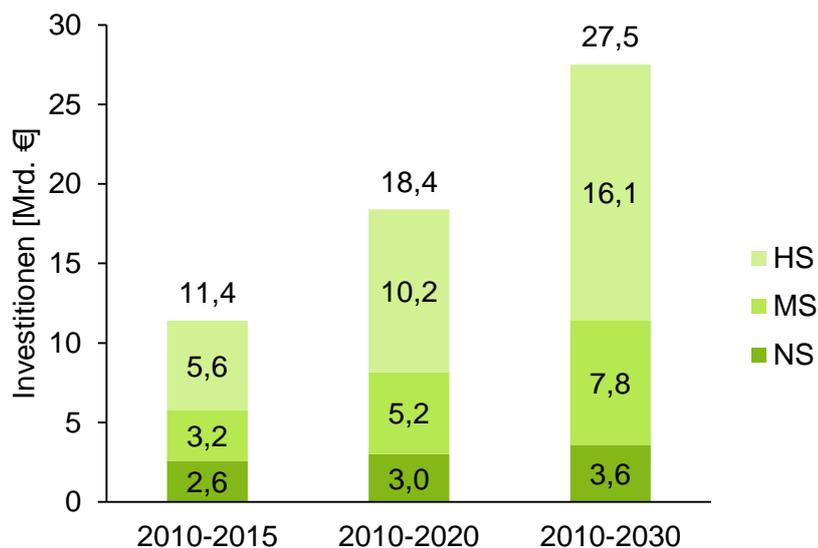


Abbildung 6.4

Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung in Deutschland für das Szenario NEP B 2012

Bis zum Jahr 2030 besteht auf Basis der zugrunde liegenden Ausbaumwerte ein Investitionsbedarf in die elektrischen Verteilnetze von etwa 27,5 Mrd. €. Höhere Betriebskosten sowie notwendige generelle Erweiterungen der Sekundärtechnik, z.B. der Netzleittechnik zur Überwachung größerer Netzmengen, sind hierin nicht enthalten, da dieses außerhalb des Betrachtungsrahmens der Studie liegt. Etwa 13 % der Investitionen fallen in der NS-Ebene, 29 % in der MS-Ebene und 58 % in der HS-Ebene an. Pro Einwohner in Deutschland ergibt sich bei einer Gesamteinwohnerzahl von 81,7 Mio. nach [84] ein Anteil von etwa 337 € bis zum Jahr 2030. Dies entspricht einer jährlichen Belastung pro Einwohner¹⁰ von 16,85 €. Bezogen auf die zugebaute Leistung aus DEA ergibt sich ein Anteil von etwa 331 €/kW.

Durch den Zubau von DEA sind über die Zeitschritte zunehmend bidirektionale Leistungsflüsse im Verteilnetz zu beobachten. Eine Folge daraus ist, dass bei der Netzplanung häufig nicht mehr der

¹⁰ Aus der Belastung pro Einwohner lassen sich nicht direkt die Entwicklungen der Netznutzungsentgelte ableiten, da diese regional variieren.

Starklastfall sondern der Rückspeisefall auslegungsrelevant ist. Durch diese Entwicklung verändert sich die klassische Aufgabe des Verteilnetzes, die in der Vergangenheit die unidirektionale Verteilung der Energie zu den Letztverbrauchern war. Bereits heute besteht zusätzlich die Anforderung an die Verteilnetze, dezentral, auf niedrigen Spannungsebenen bereitgestellte Energie in die überlagerten Spannungsebenen weiterzuleiten. Der Begriff der Versorgungsaufgabe ist somit weiter zu fassen und setzt sich aus dem Verteilen und Einsammeln elektrischer Energie zusammen.

Hierdurch ist auch zu erklären, warum der Ausbaubedarf von der NS- zur HS-Ebene ansteigt. Die Belastung der höheren Spannungsebenen im Rückspeisefall kann nicht mehr unabhängig von den unterlagerten Spannungsebenen gesehen werden. Insbesondere in der HS-Ebene resultiert der Ausbaubedarf im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall aus allen DEA der unterlagerten Spannungsebenen. Generell reicht es jedoch nicht aus, Investitionen nur in einer Spannungsebene zu tätigen, da die Probleme lokal in den unterschiedlichen Spannungsebenen auftreten. Ein Ausbau in der HS-Ebene löst keine Spannungsprobleme in der NS-Ebene.

In der Vergangenheit wurden die NS-Netze ohne rechnergestützte Netzberechnungen und daher mit großen Reserven für zukünftige Lastentwicklungen konzipiert und geplant. Dadurch bestehen auch zunächst große Reserven für den Zubau von DEA. Dies zeigt auch die Analyse der vorhandenen Anschlusskapazitäten in der NS im Anhang 9.3. Für die Verletzung von thermischen Grenzen muss die DEA-Leistung die in der Planung angesetzte Lastleistung überschreiten, was in den einzelnen Strängen hohe Zubauwerte erfordert. Die in der Studie angesetzte gleichmäßige, gewichtete Verteilung der DEA-Gemeindeprognosen auf die ONS vermeidet lokale Schwerpunkte DEA-Leistung. Durch die Analyse der heutigen DEA-Verteilung ausgewählter Gemeinden wurde diese Annahme validiert. Der Ausbaubedarf wird in der NS vor allem durch die Verletzung der Spannungskriterien in ländlichen Gebieten hervorgerufen. Insgesamt ist der Ausbaubedarf in der Niederspannung daher gering.

Der ermittelte Ausbaubedarf in der MS fällt prozentual höher aus, da dort die DEA-Zubauwerte aus der NS-Ebene und der MS-Ebene berücksichtigt werden. Bedingt durch teurere Betriebsmittel und die bessere Planungs- und Messdatenlage werden die MS-

Netze mit geringeren Reserven ausgelegt. Obwohl DEA nicht (n-1)-sicher angeschlossen werden, weisen die MS-Netze einen hohen Investitionsbedarf auf. Ergänzend werden im Anhang 9.3 die vorhandenen Anschlusskapazitäten der in der GKA untersuchten Netzgebiete analysiert.

Der höchste Investitionsbedarf liegt in der HS-Ebene. In der HS sind die Netze rechnergestützt geplant und nur mit geringen Reserven ausgestattet. Die Überlagerung der DEA-Zubauwerte aus der NS, MS und HS kombiniert mit den in der Studie angenommenen Auslegungsszenarien verursachen einen hohen Investitionsbedarf in der HS, da in einigen untersuchten Netzgebieten die Leistung der zugebauten DEA zwei- bis dreimal so hoch ist wie die maximal auftretende Last.

In Tabelle 6.2, Tabelle 6.3 und Tabelle 6.4 sind die Ergebnisse der Hochrechnung für Deutschland im Detail für alle drei Spannungsebenen getrennt nach Stadt und Land dargestellt. Ländliche Gebiete setzen sich hierbei durch die NGK A1 bis A6, B1, B2 und C1 zusammen, städtische Gebiete aus den NGK D1 und E1. In Tabelle 6.4 sind zusätzlich die erforderlichen zahlenmäßigen 380-kV-NVP aufgeführt, die jedoch nicht monetär bewertet werden.

Tabelle 6.2 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der NS-Ebene (Szenario NEP B 2012)

Niederspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	4.256	4.366	4.826
	Land	34.417	40.380	46.737
Transformator-Leistung [MVA]	Stadt	523	523	523
	Land	5.337	6.353	15.513
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,4	0,4	0,5
	Land	2,2	2,6	3,1
	Gesamt	2,6	3,0	3,6

Tabelle 6.3 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der MS-Ebene (Szenario NEP B 2012)

Mittelspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	798	1.046	2.814
	Land	19.030	41.809	69.237
Abgangsfeld [Stk.]	Stadt	81	102	233
	Land	1.954	3.448	5.463
Transformator-Leistung [MVA]	Stadt	11.873	11.873	11.938
	Land	36.195	37.782	41.221
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,5	0,5	0,8
	Land	2,7	4,7	7,0
	Gesamt	3,2	5,2	7,8

Neben den notwendigen Investitionen sind auch die zu installierenden Betriebsmittelmengen angegeben. Die Längenangaben bei Freileitungen und Kabeln sind Angaben der Systemlänge. Deutlich wird in den Tabellen, dass das Netz vorwiegend in ländlichen Regionen ausgebaut werden muss. Die zuvor beschriebene Veränderung der Versorgungsaufgabe ist in diesen Gebieten von besonderer Relevanz. Grund hierfür sind schwache Netzstrukturen, geringe Lasten und hohe DEA-Einspeisungen.

In den vergangenen Jahren wurden bereits viele DEA in den Verteilnetzen installiert. Überschreitet dabei die Rückspeiseleistung der DEA die Spitzenlast nicht, ergibt sich kein zusätzlicher Netzausbaubedarf, da die Starklastsituation weiterhin der netzauslegungsrelevante Fall ist. Wenn die Rückspeiseleistung die Spitzenlast überschreitet, kann dies zusätzlichen Netzausbaubedarf zur Folge haben.

Tabelle 6.4 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der HS-Ebene (Szenario NEP B 2012)

Hochspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	270	597	1.102
	Land	2.406	5.576	9.992
FL-Erweiterung [km]	Stadt	128	214	299
	Land	1.019	1.637	2.226
FL-Einerbündel [km]	Stadt	440	772	855
	Land	3.195	5.600	6.156
FL-Zweierbündel [km]	Stadt	890	1.238	1.696
	Land	7.262	9.747	13.283
Abgangsfeld [Stk.]	Stadt	63	107	174
	Land	536	911	1.464
380-kV-Station [Stk.]	Stadt	1	1	1
	Land	13	17	17
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,7	1,3	2,2
	Land	4,9	8,9	13,9
Gesamt		5,6	10,2	16,1

Der hohe Zubau von DEA in den vergangenen Jahren hat die bislang vorhandene Netzreserve aufgezehrt. Bereits im Basisjahr 2010 kann gemäß der Methodik der Studie ein Investitionsbedarf von 6,1 Mrd. € ermittelt werden. Etwa 26 % dieser Ausgaben fallen in der NS-Ebene, 26 % in der MS-Ebene und 48 % in der HS-Ebene an. Dieser Investitionsbedarf ist im Betrachtungsintervall 2010 bis 2015 enthalten und ergibt sich einerseits aus der Umstellung auf einheitliche Planungsgrundsätze nach Kapitel 4, die als Basis der Studienmethodik festgelegt wurden. Für diejenigen Netzbetreiber, die heute weniger strikte Planungsgrundsätze als der Durchschnitt haben, ergibt sich aus der Methodik scheinbar ein sofortiger Ausbaubedarf. Des Weiteren spiegelt dieser Wert zum Teil aber auch eine geringere betriebliche Reserve heutiger Netze wieder, die sich durch die rasante Zunahme der DEA ergeben hat. Dieser für den Startzeitpunkt der Betrachtung berechnete Netzausbau muss in den Folgejahren stattfinden, um die Reserve gemäß den Planungs- und Betriebsgrundsätzen wieder herzustellen. Wie groß die beiden genannten Anteile sind, kann nicht quantifiziert werden.

Investitionsbedarf nach Bundesländern

Die Methodik erlaubt anhand der NGK-spezifischen Durchschnittswerte eine Ergebnisdarstellung auf Bundeslandebene.

Zwar berücksichtigt die Analyse lokale Spezifika in den jeweiligen Untersuchungsregionen, jedoch werden diese für die NGK gemittelt. Durch diese Mittelwertbildung eines durchschnittlichen Ausbauwertes für jede NGK sind regionale Angaben für die Bundesländer nur näherungsweise möglich und nicht mit den Ergebnissen von Regionalstudien vergleichbar.

Der Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf insgesamt und pro Einwohner ist in Abbildung 6.5 für das Szenario NEP B 2012 mit den Istzuständen und angenommenen Zubauwerten für WEA und PVA für die einzelnen Bundesländer dargestellt. Aus der Belastung pro Einwohner lassen sich nicht direkt die Entwicklungen der Netznutzungsentgelte ableiten, da diese regional variieren. Außerdem ist zu beachten, dass die Bundesländer Berlin und Brandenburg, Niedersachsen und Bremen sowie Schleswig-Holstein und Hamburg im Rahmen der Regionalisierung gemeinsam betrachtet werden. Die Belastung pro Einwohner für Brandenburg wäre aufgrund der im Vergleich zu Berlin geringen Einwohnerdichte daher größer als bei der gemeinsamen Betrachtung in Abbildung 6.5. Für Berlin wäre die Belastung pro Einwohner entsprechend geringer.

Ein Bundesland setzt sich aus verschiedenen NGK zusammen. Der Flächenanteil einer jeden NGK ist für die einzelnen Bundesländer bekannt. Jede NGK besitzt einen flächenbezogenen Ausbauwert je Spannungsebene, anhand dessen der Ausbaubedarf des Bundeslandes bestimmt werden kann. Durch die Analyse der verschiedenen Untersuchungsregionen verteilt in ganz Deutschland erfolgt auf NGK-Ebene eine Mittelwertbildung des Ausbaubedarfs. Regionale Besonderheiten und Strukturen, die in den Untersuchungsregionen erkennbar waren, können aus den Ergebnissen der NGK nicht mehr konkret abgeleitet werden.

Bei der Interpretation der Bundeslandergebnisse sind somit die Einflussfaktoren auf die NGK zu beachten. Es besteht kein direkter, kausaler Zusammenhang zwischen NGK und regionalen Zubauwerten. Dies ist insbesondere darin begründet, dass der Ausgangszustand der Netze innerhalb einer NGK inhomogen ist. Unterschieden werden kann beispielsweise zwischen Netzen mit vergleichsweise alten und modernisierten Betriebsmitteln. Zudem können Netze hinsichtlich der Einspeisung aus DEA hohe Reser-

ven aufweisen, wenn ein industrieller Strukturwandel stattgefunden hat oder das Netzgebiet eine starke Lastprägung aufweist.

Auch kann die unterschiedliche Reserve der ausgebauten Netze im Jahr 2030 variieren, da der Netzausbau gemäß der definierten Maßnahmen in diskreten Stufen erfolgt.

Die Methodik der überregionalen Mittelwertbildung hat jedoch den Vorteil, dass regionale Besonderheiten und die genannten Unterschiede der Netze herausgemittelt werden und bei der Hochrechnung auf Deutschland lokale Besonderheiten nicht überbewertet werden. Bei kleineren Gebieten hingegen ist dadurch die Genauigkeit der Ergebnisse gegenüber Regionalstudien eingeschränkt.

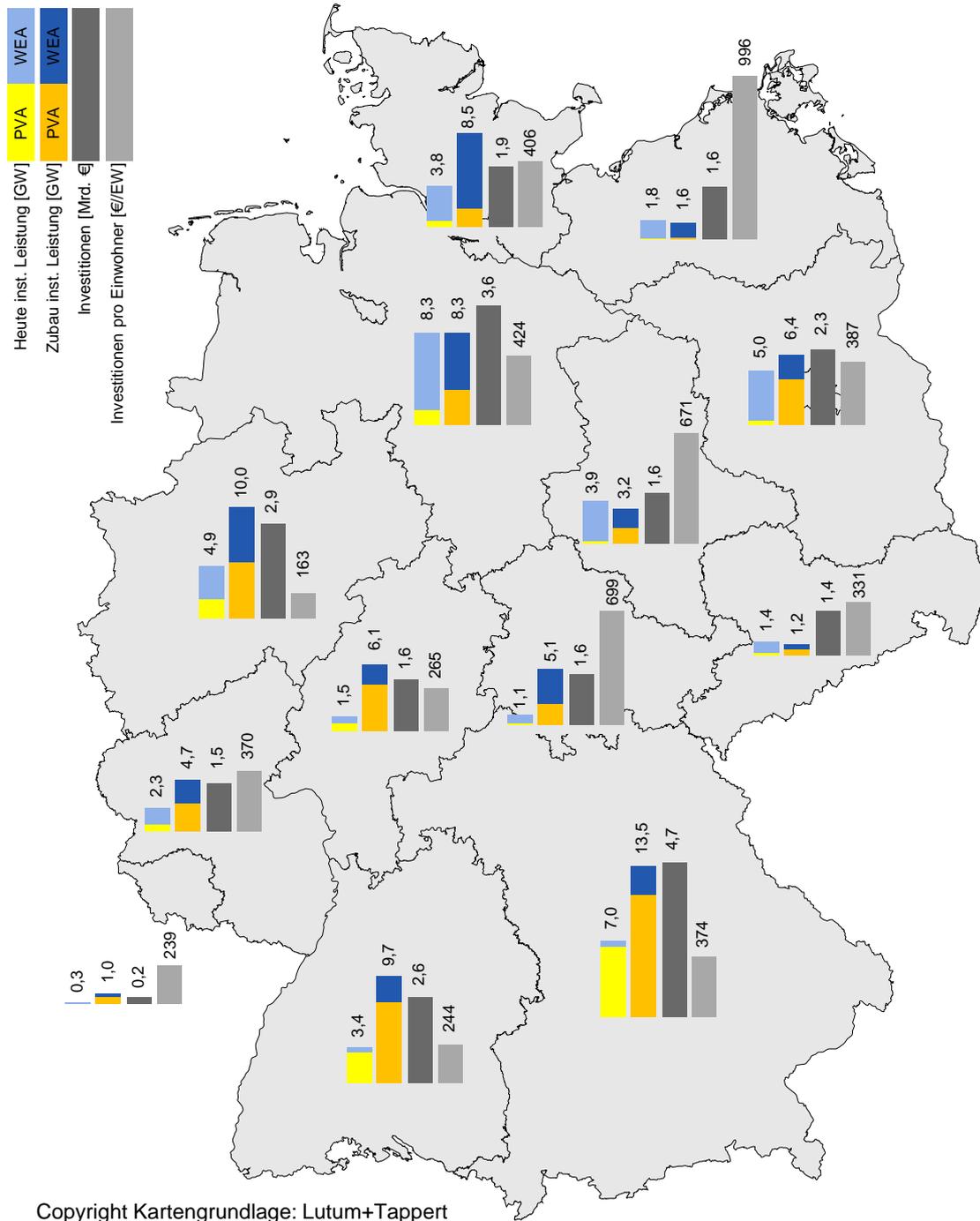


Abbildung 6.5 Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung insgesamt und pro Einwohner in den Bundesländern für das Szenario NEP B 2012 im Jahr 2030

6.4 Ergebnisse für Bundesländerszenario

Bedingt durch die höheren Zubauwerte für DEA im Bundesländerszenario ergibt sich ein, im Vergleich zum Szenario NEP B 2012, höherer Ausbaubedarf. Der notwendige Investitionsbedarf für Netzausbau und Netzverstärkung in deutschen Verteilnetzen als Folge des Zubaus von DEA im Bundesländerszenario ist in Abbildung 6.6 getrennt nach Spannungsebenen aufgetragen.

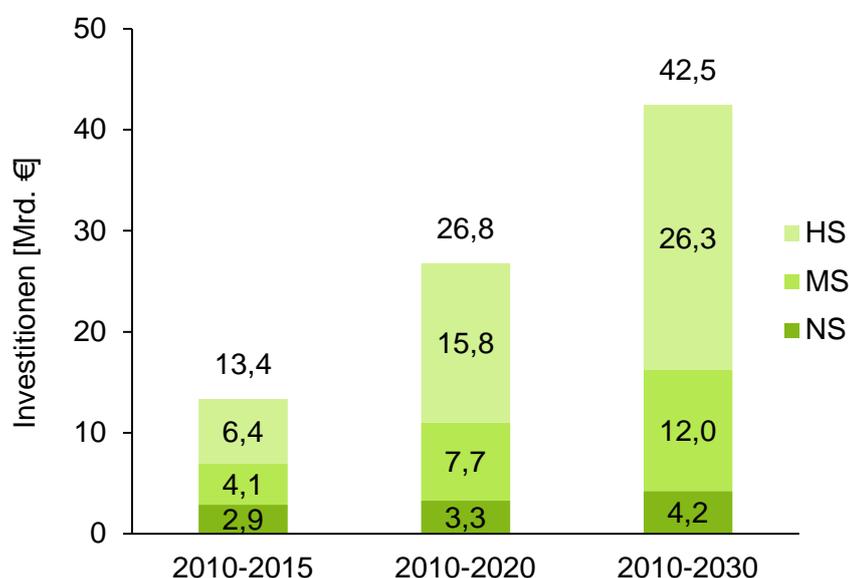


Abbildung 6.6

Investitionsbedarf für die Verteilnetzverstärkung in Deutschland für das Bundesländerszenario

Bis zum Jahr 2030 besteht auf Basis der zugrunde liegenden Ausbaumerte ein Investitionsbedarf in die elektrischen Verteilnetze von etwa 42,5 Mrd. €. Höhere Betriebskosten sowie generelle Erweiterungen der Sekundärtechnik sind hierin nicht enthalten, da dieses außerhalb des Betrachtungsrahmens der Studie liegt. Etwa 10 % der Investitionen fallen in der NS-Ebene, 28 % in der MS-Ebene und 62 % in der HS-Ebene an. Pro Einwohner in Deutschland ergibt sich bei einer Gesamteinwohnerzahl von 81,7 Mio. nach [84] ein Anteil von etwa 520 € bis zum Jahr 2030. Dies entspricht einer jährlichen Belastung pro Einwohner¹¹ von 26,00 €. Bezogen auf die zugebaute Leistung aus DEA ergibt sich ein Anteil von etwa 310 €/kW.

¹¹ Aus der Belastung pro Einwohner lassen sich nicht direkt die Entwicklungen der Netznutzungsentgelte ableiten, da diese regional variieren.

In Tabelle 6.5, Tabelle 6.6 und Tabelle 6.7 sind die Ergebnisse der Hochrechnung für Deutschland für das Bundesländerszenario im Detail für alle drei Spannungsebenen getrennt nach Stadt und Land dargestellt. Besonders die hohen WEA-Zubauwerte in diesem Szenario verursachen einen hohen Netzausbau- und –verstärkungsbedarf in der HS, so dass die in der Studie verwendeten Planungsgrundsätze an ihre Grenzen kommen.

Tabelle 6.5 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der NS-Ebene (Bundesländerszenario)

Niederspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	4.256	4.366	4.962
	Land	36.986	43.258	52.337
Transformator-Leistung [MVA]	Stadt	523	523	523
	Land	12.333	13.584	33.454
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,4	0,4	0,5
	Land	2,4	2,8	3,7
Gesamt		2,9	3,3	4,2

Tabelle 6.6 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der MS-Ebene (Bundesländerszenario)

Mittelspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	983	1.585	3.628
	Land	28.728	69.417	113.599
Abgangsfeld [Stk.]	Stadt	123	205	394
	Land	3.123	6.176	9.783
Transformator-Leistung [MVA]	Stadt	11.896	11.896	12.142
	Land	36.848	39.984	47.171
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,5	0,6	0,9
	Land	3,6	7,1	11,1
Gesamt		4,1	7,7	12,0

Tabelle 6.7 Notwendiger Investitionsbedarf für Netzausbau und -verstärkung in Deutschland in der HS-Ebene (Bundesländerszenario)

Hochspannung		2010-2015	2010-2020	2010-2030
Kabel [km]	Stadt	318	1.076	1.843
	Land	2.699	9.179	16.602
FL-Erweiterung [km]	Stadt	103	267	364
	Land	920	2.151	2.940
FL-Einerbündel [km]	Stadt	576	1.103	1.495
	Land	3.945	7.617	10.356
FL-Zweierbündel [km]	Stadt	1.035	1.754	2.729
	Land	8.583	13.883	21.010
Abgangsfeld [Stk.]	Stadt	58	162	266
	Land	458	1.310	2.239
380-kV-Station [Stk.]	Stadt	1	1	2
	Land	10	13	21
Investitionen [Mrd. €]	Stadt	0,9	2,3	3,7
	Land	5,6	13,5	22,6
Gesamt		6,4	15,8	26,3

Weitere 380-kV-Stationen und ein regionaler Ausbau des 380-kV-Netzes wären unbedingt erforderlich, so dass sich ein Teil der Investitionen des HS-Verteilnetzes in die HöS-Netzebene verlagern würde.

Analog zu Abbildung 6.5 wird in Abbildung 6.7 für das Bundesländerszenario der Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf insgesamt und pro Einwohner mit den Istzuständen und Zubauwerten für WEA und PVA für die Bundesländer dargestellt.

Dem Bundesländerszenario liegen im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 deutlich höhere Ausbauwerte für die Nutzung Erneuerbarer Energien zugrunde. Dadurch wird ein höherer Investitionsbedarf bei Netzausbau und Netzverstärkung hervorgerufen. In Abbildung 6.8 sind die Ergebnisse der beiden Basisszenarien gegenübergestellt. Durch den Einfluss der DEA der unterlagerten Spannungsebenen wirkt sich eine Erhöhung der DEA-Prognosen auf den Investitionsbedarf der höheren Spannungsebenen stärker aus.

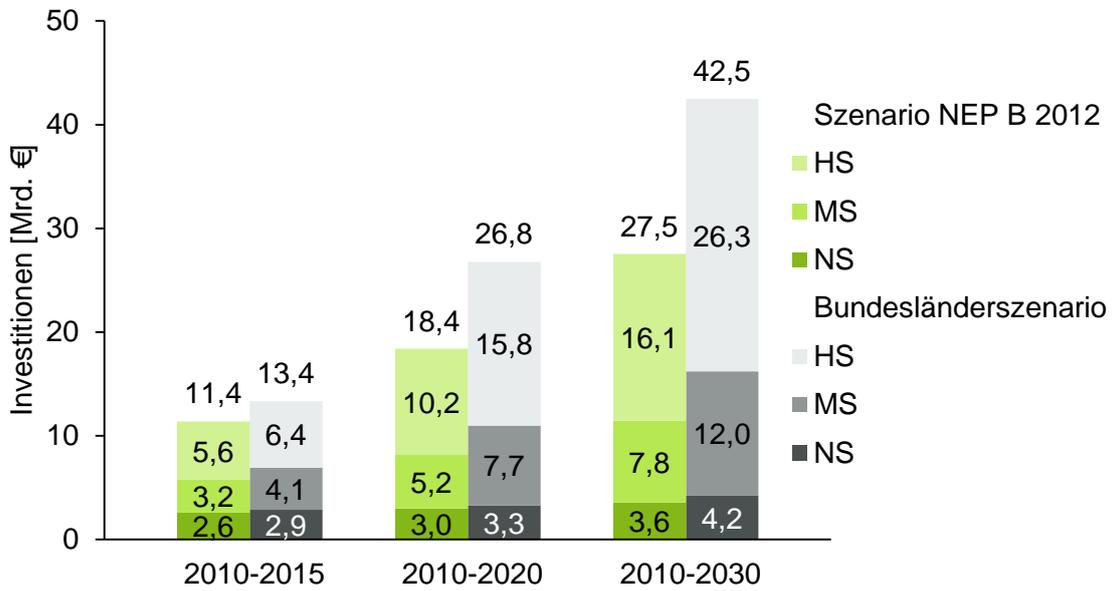


Abbildung 6.8 Investitionsbedarf für das Szenario NEP B 2012 und für das Bundesländerszenario in den deutschen Verteilnetzen

Ein direkter Vergleich, wie sich der Investitionsbedarf in Abhängigkeit der installierten DEA-Leistung in den Basisszenarien ändert, ist in Abbildung 6.9 dargestellt. Es zeigt sich ein nahezu linearer Verlauf der Investitionen über den angenommenen Zubauwerten.

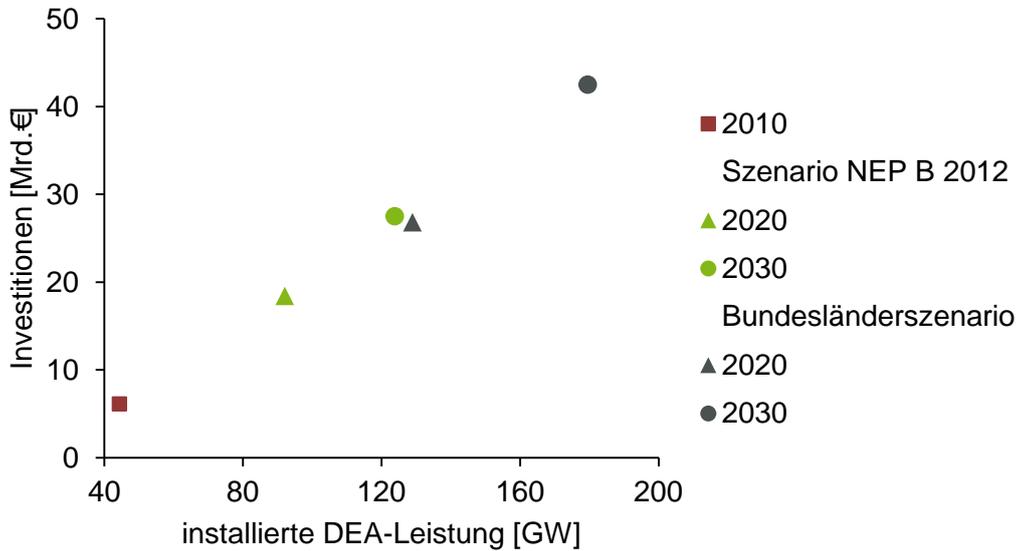


Abbildung 6.9 Investitionsbedarf der Basisszenarien in Abhängigkeit der installierten DEA-Leistung

6.5 Bewertung des Ausbaubedarfs

Die Hochrechnung der Ergebnisse aus den Untersuchungsregionen auf Deutschland weist die erforderlichen Investitionen beim Netzausbau in den Spannungsebenen der Verteilnetze aus. Mit der beschriebenen Methodik werden die lokalen Besonderheiten aus den einzelnen Untersuchungsregionen berücksichtigt. Durch die Analyse jeder NGK in mehreren Untersuchungsregionen werden die lokalen Besonderheiten jedoch nicht überbewertet.

Auf Basis der Ergebnisse in den Untersuchungsregionen wird über die NGK der Ausbaubedarf für Deutschland berechnet und mit typischen Investitionen für die verwendeten Betriebsmittel zum erforderlichen deutschlandweiten Investitionsbedarf verrechnet. Dieser stellt ausschließlich die erforderlichen Investitionen bis zu den jeweiligen Stützjahren dar. Der Restwert der Betriebsmittel am Ende des Betrachtungszeitraums wird nicht bewertet und wie die Betriebskosten nicht berücksichtigt. Detailliertere Betrachtungen werden im regulatorischen Studienteil durchgeführt. Durch die verwendete Datenbasis der Studie werden alle auftretenden NGK ausreichend repräsentiert. Da die regionale Durchmischung der NGK variiert, werden bei einer Zurückrechnung der deutschlandweiten Ergebnisse auf kleinere Gebiete wie Bundesländer regionale Besonderheiten nur eingeschränkt dargestellt. Die so entstandenen Verteilungen der erforderlichen Investitionen haben nur indikativen Charakter.

Der Netzausbaubedarf in den Untersuchungsregionen wurde nach den in Kapitel 4 vorgestellten Planungsgrundsätzen bestimmt. Durch die statische Ausbauplanung werden Aspekte wie die dynamische Systemstabilität, das Kurzschlussverhalten oder die Anpassung von Schutzkonzepten vernachlässigt, die in der Praxis zusätzlich zu berücksichtigen sind. Die verwendeten Planungsgrundsätze sehen keine strukturellen Änderungen in den Netzen vor. So könnten Optimierungen der Netztopologie, das Umstrukturieren von einzelnen Netzgruppen oder Spannungsebenen die erforderlichen Investitionen reduzieren. Es wurden keine Sonderformen wie Industrienetze oder spezielle Spannungsebenen analysiert, um eine Verzerrung der Ergebnisse zu vermeiden. Gerade in der MS-Ebene gibt es mehrere Nennspannungen, die unterschiedliche Betriebsmittelinvestitionen erfordern. Daher wird für Deutschland von einer gleichen Häufigkeitsverteilung der MS-Nennspannung wie in den Untersuchungsregionen ausgegangen.

Die Prognosen für die Versorgungsaufgabe wurden, wie beschrieben, auf die Untersuchungsregionen verteilt. Die Anlagengrößen der DEA wurden dabei den Spannungsebenen angepasst. Der angenommene PVA-Zubau wurde in der NS beispielsweise auf Dachanlagen verteilt, in den höheren Spannungsebenen MS und HS als Freiflächenanlagen berücksichtigt. Dabei erfolgte eine Verteilung nach Flächenpotentialen in den deutschen Gemeinden. Eine Wirtschaftlichkeitsprüfung der Standorte fand jedoch nicht statt. Dadurch entstehen keine neuen lokalen Verdichtungen, wie sie stellenweise bereits existieren. Der Netzausbaubedarf wird mit dieser Vorgehensweise somit nicht überschätzt, da keine neuen expliziten Extremfälle generiert werden.

Durch die separate Ausweisung der bereits im Ausgangsjahr der Studie erforderlichen Netzausbaumaßnahmen wird deutlich, dass bereits heute in einigen Netzen die betriebliche Reserve nach den angenommenen Planungsgrundsätzen ausgenutzt wird und die Netze verstärkt werden müssen. Zusätzlich kann so der Einfluss der Planungsgrundsätze der VNB herausgefiltert und eine Vergleichbarkeit zwischen den Untersuchungsregionen hergestellt werden. Durch die konsequente Anwendung der Planungsgrundsätze wird die erforderliche Betriebsreserve eingehalten. Die Standardausbauvarianten lösen die aufgetretenen Verletzungen der Planungskriterien solide und erzeugen einen realistischen Ausbaubedarf in den Untersuchungsregionen.

Der in den Stützjahren 2015, 2020 und 2030 erforderliche Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf wird in allen untersuchten Netzebenen nahezu ausschließlich durch den Zubau von DEA hervorgerufen. In seltenen Fällen ist auf Grund der Umstellung der Planungsgrundsätze ein lastbedingter Ausbau in städtischen Netzgebieten erforderlich.

Das Untersuchungsergebnis in der NS stützt sich auf einen großen Umfang realer Netze. In Relation zu den absoluten Leitungskilometern in der NS ist der Anteil jedoch gering, so dass die Hochrechnung sensitiv auf kleine Änderungen in den untersuchten Netzgebieten reagiert. Beispielsweise hat der Austausch eines Transformators durch die Hochrechnung auf Deutschland einen großen Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Durch den größeren Anteil der Untersuchungsregionen am gesamten MS-Netz in Deutschland reagiert die Hochrechnung weniger sensitiv auf Änderungen als in der NS. Der Zubau neuer ONS in den MS-Netzen findet nicht statt, da keine Kenntnisse über Neu-

baugebiete vorlagen. Die unterlagerten NS-DEA werden an den ONS berücksichtigt. DEA in der MS werden an geeigneten Standorten installiert. Die festgelegten Planungsgrundsätze stellen konservative Netzverstärkungsmaßnahmen dar. Der erforderliche Investitionsbedarf kann in den Untersuchungsregionen als realistisch bewertet werden und mit Hilfe der Hochrechnung auf Deutschland übertragen werden.

In der HS wird ein signifikanter Anteil des gesamten HS-Netzes in Deutschland untersucht. Die Ergebnisse aus der Hochrechnung der unterschiedlichen Untersuchungsregionen sind daher repräsentativ. Verschiedene historisch gewachsene HS-Netze werden auf Basis eines realistischen Abbilds des praktischen Planungsprozesses untersucht. Der Zubau von DEA in der HS erfolgte an den geeigneten, ländlich geprägten Umspannwerken. Durch die Betrachtung von einzelnen Netzgruppen konnten die Potentiale von Umstrukturierungen der Netzgruppen nicht untersucht werden. Das erweiterte (n-1)-Kriterium wurde nicht betrachtet, da dieses nur für den Lastfall relevant ist und ab dem Stützjahr 2015 der Rückspeisefall in der HS auslegungsrelevant ist. Zusätzlich wären Informationen zu betrieblichen Besonderheiten in den Netzen im Störfall erforderlich gewesen. Die realistische Vorgehensweise bei der Netzverstärkung mit konsequent angewendeten Maßnahmen ergibt für die deutschlandweite Hochrechnung realistische Werte für den Investitionsbedarf in den HS-Netzen. Die HS-Ergebnisse zeigen, dass die Anbindung der HS an das Übertragungsnetz deutlich verstärkt werden muss, um die dezentral eingespeiste Leistung zu den entfernten, städtischen Lastzentren zu transportieren. Hieraus ergibt sich ein Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz, der nicht Gegenstand der Betrachtung ist und gesondert zu ermitteln ist.

Kernaussagen

Aus der Hochrechnung der Ergebnisse der Netzentwicklung in den einzelnen Netzgebietsklassen ergibt sich im Szenario NEP B 2012 ein deutschlandweiter Investitionsbedarf von 27,5 Mrd. Euro und im Bundesländerszenario von 42,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030. Im Szenario NEP B 2012 entfällt davon über die Hälfte auf die Hochspannungsebene, fast ein Drittel auf die Mittelspannungsebene und ca. ein Achtel auf die Niederspannungsebene. Durch die höheren DEA-Zubauwerte verschiebt sich der Investitionsbedarf im Bundesländerszenario, so dass rund zwei Drittel in der HS, rund ein Viertel in der MS und knapp zehn Prozent in der NS anfallen.

Da das Verfahren auf der Durchmischung von Untersuchungen in vielen Gebieten basiert, ist ein Umrechnen auf kleine Gebiete mit wenigen Netzgebietsklassen nicht möglich, da sich hierbei starke Abweichungen gegenüber den lokalen Gegebenheiten ergeben.

7 Varianten der Basisszenarien

Leitgedanken

Neben dem Szenario NEP B 2012 und dem Bundesländerszenario werden Änderungen der Planungsgrundsätze, innovative Technologien und Änderungen einzelner sekundärer Treiber als Varianten berechnet. Die technischen Varianten und Innovationen weichen von den heutigen normativen Vorgaben und Standardbetriebsmitteln ab. Der Einfluss auf den Netzentwicklungsbedarf wird abgeschätzt.

Die Varianten mit alternativen Treibern zeigen die Änderung des Netzentwicklungsbedarfs für zukünftig mögliche, jedoch schwer zu prognostizierende Entwicklungen in den Bereichen Lastentwicklung und -steuerung sowie Speichern auf.

7.1 Ziele und Randbedingungen

Ziel der Betrachtung jeder Variante ist die Ermittlung der Auswirkungen auf die notwendigen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen und auf den resultierenden Investitionsbedarf gegenüber den Basisszenarien.

Die durch die verschiedenen Variantenrechnungen aufgezeigten Änderungen des Investitionsbedarfs können kombiniert, aber keinesfalls addiert werden, da die Variantenrechnungen die isolierte Wirkung einzelner Mechanismen aufzeigen und Netzverstärkungsmaßnahmen nichtlinear in diskreten Stufen erfolgen.

Aufgrund der Komplexität der Berechnungen werden für die Varianten teilweise nur exemplarische Netze oder nur einzelne Untersuchungsregionen untersucht. Das bedeutet, dass die Ergebnisse nur Indikationen für das Potential der Veränderung der Investitionen sind und eine geringere Genauigkeit als die der Untersuchungen der Basisszenarien aufweisen.

Technische Varianten und Netzinnovationen

Technische Alternativen für die Planung von Verteilnetzen, die in Zukunft denkbar und absehbar sind, können den Ausbaubedarf reduzieren. Diese Alternativen sollten technologisch realisierbar und wirtschaftlich abbildbar sein. In dieser Studie werden nur die technischen Alternativen untersucht, für die in Zukunft ein wirtschaftlicher Einsatz nicht auszuschließen ist. Ebenfalls ist abzuwägen, ob sich bei der damit verbundenen Einsparung konventioneller Netzausbaumaßnahmen ähnliche Sicherheits- und Verfügbarkeitsniveaus beim Betrieb der Netze erreichen lassen. Die folgenden Varianten des Szenario NEP B 2012 werden untersucht.

- Innovative Netztechnologien
- Anpassung der technischen Richtlinien
- Leistungssteuerung bei DEA
- Vorausschauende Netzausbauplanung

Die Variantenrechnung „Innovative Netztechnologien“ wird zusätzlich auch für das Bundesländerszenario durchgeführt.

Variantenrechnung für alternative Treiber

Neben den prognostizierbaren Treibern gibt es eine Reihe von Herausforderungen für das Netz, die schwierig zu prognostizieren sind oder deren Prognosen aufgrund möglicher Technologiesprünge als höchst unsicher anzusehen sind. Diese Treiber werden im Rahmen der folgenden Variantenrechnungen basierend auf dem Szenario NEP B 2012 einzeln betrachtet.

- Intelligentes Management von Lasten
- Speichertechnologien
- Lastreduktion durch Effizienzsteigerung

7.2 Innovative Netztechnologien

Im Rahmen dieser Variante wird untersucht, ob neue Netztechnologien mit innovativen Betriebsmitteln den Ausbaubedarf in den Verteilnetzen reduzieren können. Dabei übertreffen die eingesetzten Betriebsmittel den Stand der Technik. Des Weiteren werden für diese Variante die Grenzen der aktuell geltenden technischen Richtlinien als nicht verbindlich angesehen.

Da der erforderliche Netzausbau in der NS- und MS-Ebene im Wesentlichen durch Verletzung der Spannungskriterien hervorge-

rufen wird, regeln die betrachteten innovativen Betriebsmittel in der NS- und MS-Ebene ausschließlich direkt oder indirekt die Spannung. Die in [71] vorgegebenen Spannungsintervallgrenzen können durch Spannungsregler, Blindleistungskompensationsanlagen oder regelbare Ortsnetzstationen unabhängiger ausgenutzt werden, wodurch die Aufnahmefähigkeit der Netze steigt. Die Verwendung von innovativen Betriebsmitteln in der NS- und MS-Ebene kann somit den Netzausbaubedarf der durch eine Verletzung der vorgegebenen Spannungsintervallgrenzen hervorgerufen wird, reduzieren. Ein durch thermische Überlastungen hervorgerufener Ausbaubedarf kann durch diese Betriebsmittel nicht reduziert werden.

In der HS-Ebene wird das Potential von Hochtemperaturleiterseilen und Mehrfachbündelleitern, bestehend aus heutigen typischen Einzelleitern, untersucht. Die maximale Stromtragfähigkeit eines Freileitungssystems wird durch diese beiden Optionen signifikant erhöht.

Der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln ist nur sinnvoll, wenn der Investitionsbedarf unter dem des konventionellen Netzausbaus liegt oder weniger neue Trassen erforderlich sind. Neben den höheren Investitionen ist es in der Praxis erforderlich, auch die höheren Betriebs- und Wartungskosten sowie die teilweise geringere Lebensdauer der innovativen Betriebsmittel zu berücksichtigen, die innerhalb des technischen Teils der Studie nicht betrachtet werden. Der regulatorische Teil geht hierauf detaillierter ein und stellt fest, dass der Einsatz innovativer Betriebsmittel auch unter Berücksichtigung der kürzeren Nutzungsdauer vorteilhaft sei (siehe Abschnitt 14.3.1).

Die verschiedenen innovativen Betriebsmittel und der notwendige Investitionsbedarf werden im Folgenden vorgestellt. Anschließend wird der optimierte Einsatz der neuen Netztechnologien in ausgewählten NS-, MS- und HS-Netzen für die Stützjahre des Szenarios NEP B 2012 und des Bundesländerszenarios untersucht und bewertet.

Innovative Betriebsmittel in der NS- und MS-Ebene

Ein einfacher und günstiger Ansatz zur Spannungsregelung in der NS und MS ist die indirekte Beeinflussung über die Wechselrichter (WR) der DEA. Stand der Technik ist der Einsatz von Vierquadrantenstellern, die ein beliebiges Verhältnis zwischen Wirk- und Blind-

leistung zulassen. Bislang ist es für den Betreiber von MS-DEA vorgeschrieben, ein Intervall von $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ ind.}$ bis $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ kap.}$ bereitstellen zu können. NS-DEA müssen leistungsabhängig einen Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 1$, $\cos(\varphi) = 0,95 \text{ ind.}$ oder $\cos(\varphi) = 0,90 \text{ ind.}$ einhalten. Wird diese Anforderung an die WR der DEA erweitert, um ein Leistungsfaktorintervall von $\cos(\varphi) = 0,9 \text{ ind.}$ bis $\cos(\varphi) = 0,9 \text{ kap.}$ bereitstellen zu können, erhöht dies die Beherrschbarkeit lokaler Spannungsüberhöhungen am Netzverknüpfungspunkt.

In dieser Variante wird davon ausgegangen, dass Neu- und Bestandsanlagen diese Auflagen direkt erfüllen, wodurch für den Netzbetreiber keine zusätzlichen Investitionen entstehen. Bedingt durch die begrenzte Lebensdauer der WR wird davon ausgegangen, dass ab dem Jahr 2020 die WR aller Bestandsanlagen ausgetauscht sind. Die entstehenden Kosten tragen die Anlagenbesitzer, sie fallen demnach nicht dem Netzausbaubedarf zu. Das auszuschöpfende Potential von Altanlagen-WR ist jedoch eine theoretische und optimistische Annahme, da die Anlagen einem Bestandsschutz unterliegen und VNB nicht beim Austausch des WR unterrichtet werden. Wenn diese Maßnahme noch nicht ausreicht, kann die Spannung mit zusätzlichen Betriebsmitteln entweder direkt oder indirekt geregelt werden.

Konzepte zur direkten Spannungsregelung können die Ausgangsspannung durch die EN 50160 [71] im begrenzten Bereich von $U_N \pm 10 \%$ regeln. Regelbare Ortsnetzstationen (rONS) entkoppeln das unterlagerte NS-Netz von den Spannungsschwankungen der höheren Spannungsebenen und erlauben das volle Ausschöpfen des gesamten Spannungsintervalls von $U_N \pm 10 \%$. Bei einer flächendeckenden Verwendung im MS-Netz kann auch dort das komplette Spannungsband ausgenutzt werden. Alternativ können Spannungsregler in den betroffenen NS- oder MS-Strängen dezentral installiert werden. Die in der Variante betrachteten Spannungsregler können das Spannungsintervall von $U_N \pm 10 \%$ an ihrem Knoten ausregeln.

Zusätzlich erlaubt eine koordinierte Spannungsregelung neben der optimierten Ausnutzung des Spannungsintervalls eine Berücksichtigung der Kombination von Starklastfall in einem Strang und Rückspeisefall in einem anderen Strang des gleichen Netzbereichs. Basierend auf der Messung an verschiedenen Netzpunkten kann die koordinierte Spannungsregelung die optimale Sollspan-

nung an der Sammelschiene des UW oder der ONS einstellen. Neben der Überwachung der Spannung kann diese Technologie zusätzlich auch die lokale Koordinierung von Last- oder Einspeisemanagement unterstützen.

Bei der indirekten Spannungsregelung wird mit Kompensationsanlagen der am Netzanschlusspunkt resultierende Leistungsfaktor beeinflusst. Kompensationsanlagen können mittels schaltbarer Kapazitäten und Induktivitäten oder leistungselektronischer Komponenten sowie als Hybridsystem realisiert werden. Die Anlagen werden so dimensioniert, dass für das Blindleistungsverhalten das gesamte Intervall des Leistungsfaktors von $\cos(\varphi) = 0,9 \text{ ind.}$ bis $\cos(\varphi) = 0,9 \text{ kap.}$ am Netzanschlusspunkt bei maximaler thermischer Belastung des betroffenen Stranges eingestellt werden kann.

In Tabelle 7.1 wird der Investitionsbedarf für spannungsregelnde Betriebsmittel dargelegt. Die zur Sollwertermittlung im Starklast- und Rückspeisefall erforderliche Mess- und Kommunikationstechnik ist hierbei berücksichtigt. In den Untersuchungen wird jeweils die günstigste, verfügbare Technologie verwendet, um die vorliegende Spannungsbandverletzung zu beheben. Der angegebene Investitionsbedarf ergibt sich aus Anfragen bei Herstellern und bekannten Demonstrationsprojekten mit Blick auf den studienrelevanten Zeithorizont.

Tabelle 7.1 Monetäre Bewertung der innovativen Netztechnologien in der NS und MS

Typ	Investitionen [Tsd. €]	Technische Nutzungsdauer [a]
Spannungsregler im NS-Strang	15	15
Umrüstung zu regelbarer ONS	30	20
Spannungsregler im MS-Strang	300	20
Koordinierte Spannungsregelung im NS-Netzgebiet	30	15
Koordinierte Spannungsregelung im MS-Netzgebiet	150	15
Kompensationsanlage im NS-Strang ($Q_N = 72 \text{ kvar}$)	18	15
Kompensationsanlage im MS-Strang (10 kV, $Q_N = 2,4 \text{ Mvar}$)	600	20
Kompensationsanlage im MS-Strang (20 kV, $Q_N = 4,8 \text{ Mvar}$)	1.200	20

Die erwartete Lebensdauer der innovativen Betriebsmittel ist geringer als bei konventionellen Betriebsmitteln. Die Variante untersucht den Netzausbau mit innovativen Betriebsmitteln erst ab dem Jahr 2020, wodurch kein altersbedingter Austausch der eingesetzten, innovativen Betriebsmittel bis zum Jahr 2030 stattfindet.

Innovative Betriebsmittel in der HS-Ebene

Die maximale Stromtragfähigkeit eines Leiterseils wird durch Umgebungsbedingungen wie Umgebungstemperatur, Windstärke und Sonneneinstrahlung maßgeblich bestimmt. Abhängig von diesen Bedingungen kann die Stromtragfähigkeit höher oder niedriger ausfallen so dass beispielsweise bei hohen Windstärken höhere Betriebsmittelströme zugelassen werden können. Um zeitgenau die mögliche Belastung eines Leiterseiles zu bestimmen ist ein Freileitungsmonitoring notwendig. Prinzipiell wird beim Freileitungsmonitoring zwischen einer direkten Bestimmung der Leiterseiltemperatur durch Messung innerhalb kritischer Leitungsabschnitte und einer Abschätzung der Leiterseiltemperatur durch regionale Wetterdaten unterschieden. Durch Freileitungsmonitoring können die Leiterseile in Küstenregionen bis zu 50 %, in Süddeutschland hingegen nur bis 15 % stärker belastet werden [39]. Freileitungsmonitoring wird als betriebliche Reserve genutzt und ist aus diesem Grund nicht Gegenstand der Planungsgrundsätze. Eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit von Freileitungssystemen kann wie bereits bei den Standardausbauvarianten durch eine Erhöhung der Bündelleiterzahl erfolgen. Die gleiche Wirkung wird ebenfalls durch die Verwendung von Leiterseilen mit einem größeren Querschnitt erzielt. Der alleinige Austausch des Leiterseils durch Mehrfachbündel oder Leiterseile mit größerem Querschnitt ist in bestehenden Trassen meist nicht möglich, da aufgrund des gestiegenen Gewichts sowohl die Masten als auch die Fundamente erneuert werden müssten.

Hochtemperaturleiterseile (HTLS) haben eine höhere maximal zulässige Leiterseiltemperatur, wodurch bei gleichbleibenden Umgebungsbedingungen höhere Ströme zugelassen werden können. Heutige typische Hochtemperaturleiterseile sind vergleichbar mit Standardleiterseilen, der Kern und das außen liegende Leitermaterial sind allerdings an die höhere maximale Leiterseiltemperatur angepasst. Gewicht und Durchmesser sind mit Standardseilen vergleichbar. Je nach spezifischem Leitungstyp sind unter Um-

ständen Spezialarmaturen zur Abspannung der Leiterseile notwendig oder es sind aufgrund der höheren zulässigen Temperaturen und der resultierenden thermischen Ausdehnung zur Einhaltung des Sicherheitsabstandes zum Boden Masterhöhen, eine Abspannung des Seiles mit erhöhter Zugkraft oder eine Reduktion der maximalen Stromtragfähigkeit notwendig. Die Stromtragfähigkeit ist bei vergleichbaren Leiterquerschnitten ungefähr doppelt so hoch wie bei konventionellen Leiterseilen [93]. Höhere dauerhafte Betriebsströme verursachen höhere Wirkverluste. Die Erhöhung der Verluste wird jedoch als moderat eingestuft, da die Netze für den (n-1)-Fall dimensioniert sind und damit die üblichen Betriebsströme deutlich unterhalb der thermischen Grenzströme liegen. Bei der Durchführung einer Detailplanung hat eine Abwägung aller Faktoren zu erfolgen.

Die erhöhte Stromtragfähigkeit der Mehrfachbündel und HTLS ergibt höhere magnetische Felddichten entlang der Freileitungstrassen. Diese zusätzlichen Belastungen müssen im Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden und können eine Umrüstung bestehender Trassen verhindern.

Im Rahmen der Untersuchungen werden die zur Verfügung stehenden Betriebsmittel um Dreier- und Viererbündel des Typs 265/35 Al/St mit einer maximalen Stromtragfähigkeit von 2040 A und 2720 A pro System erweitert. Zusätzlich werden auch Hochtemperaturvarianten der Leiterseile Einerbündel 265/35 Al/St und Zweierbündel 265/35 Al/St mit einer erhöhten Stromtragfähigkeit gemäß Tabelle 7.2 untersucht. Die spezifischen Impedanzwerte der betrachteten Leiterseilvarianten unterscheiden sich nur geringfügig. Auswirkungen der höheren Leitungsströme auf die statische und dynamische Stabilität werden in der Hochspannungsebene als gering eingestuft und nicht analysiert.

Die Zusatzinvestitionen für Dreier- und Viererbündel werden mit 60 T€/km pro Stromkreis angenommen. Somit ergeben sich Gesamtinvestitionen von 640 T€/km für Dreierbündel und 760 T€/km für den Einsatz von Viererbündeln. Preislich günstige HTLS dehnen sich bei Ausnutzung der thermischen Grenzstromstärke weiter aus als konventionelle Leiterseile, weshalb Masterhöhen notwendig sind oder die maximale Stromstärke des HTLS nicht ausgenutzt werden kann. Alternativ hierzu ist der Einsatz von preislich teureren HTLS, die eine geringere thermische Ausdehnung aufweisen, möglich. Fallspezifisch können zusätzliche Investitionen für neue Masten entfallen. Aus diesem Grund werden für die Aus-

führung von Trassen in HTLS-Technik dieselben Investitionen wie für die Ausführung in konventioneller Technik bei vergleichbarer Übertragungsleistung angenommen. Bei dieser Abschätzung für HTLS werden veränderte Betriebskosten im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt.

Die spezifischen Investitionen der verschiedenen Leiterseiltechnologien sind zusammenfassend in Tabelle 7.2 pro Doppelsystem dargestellt.

Tabelle 7.2 Monetäre Bewertung innovativer Leiterseiltechnologien in der Hochspannungsebene

Angaben pro Doppelsystem	Dauerstrombelastbarkeit pro System [A]	Investitionen [Tsd. €/ km]
1x265/35 Al/St	680	400
2x265/35 Al/St	1360	520
3x265/35 Al/St	2040	640
4x265/35 Al/St	2720	760
1xHTLS Querschnitt vgl. 1x265/35 Al/St	1360	520
2xHTLS Querschnitt vgl. 2x265/35 Al/St	2720	760

7.2.1 Ergebnis für die Niederspannung

Drei Viertel der Ausbaumaßnahmen in der NS-Ebene werden im Szenario NEP B 2012 durch die Verletzung des 3 %-Kriteriums und des zulässigen Spannungsbandes hervorgerufen. Durch zwei Methoden in dieser Variante wird daher versucht, die Spannungsbandverletzungen zu beheben und gleichzeitig die Investitionen zu minimieren. Berücksichtigt werden dabei ein größeres $\cos(\varphi)$ -Intervall der WR und rONS. Die Spannungsregler und Kompensationsanlagen werden nicht weiter berücksichtigt, da diese in jedem betroffenen Strang installiert werden müssten und die Investitionen deutlich höher wären als bei WR und rONS.

Eine Verminderung des Ausbaubedarfs kann bereits durch die Erweiterung des Leistungsfaktorintervalls der regenerativen Einspeiser erreicht werden. Da das 3 %-Kriterium bereits durch bestehende Anlagen nicht immer eingehalten wird, müssten auch deren WR an das erweiterte $\cos(\varphi)$ -Intervall angepasst werden. Einige Überschreitungen der zulässigen Grenzen können somit schon effektiv behoben werden. Darüber hinaus können die WR der DEA auch als Blindleistungsregler im Starklastfall verwendet

werden, wenn keine Einspeisung stattfindet. Dadurch kann der Spannungshub zwischen Starklast- und Rückspeisefall reduziert werden. Verbleibende Grenzwertverletzungen werden durch rONS behoben.

In der zweiten Alternative wird angenommen, dass alle betroffenen ONS zu rONS umgebaut werden. Dadurch verliert sowohl das 3 %-Planungskriterium als auch die in der Studie angenommene Aufteilung des Spannungsbandes ihre Bedeutung. Somit steht ein Spannungsintervall in der NS-Ebene von $U_N \pm 10\%$ zur Verfügung. Diese Möglichkeit kann in NS-Netzen mit hohem DEA-Zubau eine günstigere Alternative zu Leitungsverstärkungsmaßnahmen sein. Ein flächendeckender Einsatz ist allerdings nicht sinnvoll, da ein inhomogener Einfluss des DEA-Zubaus auf die ONS anzunehmen ist und daher nur bestimmte ausgewählte ONS regelbar sein müssen.

Ergebnis in den untersuchten Netzregionen

Der Einsatz von neuen Netztechnologien wird exemplarisch in den Niederspannungsnetzen von 14 ONS untersucht. In den Netzen werden im Vergleich zu der konventionellen Netzplanung die beiden Ansätze mit neuen Technologien (rONS / WR + rONS) analysiert. In Abbildung 7.1 werden die Ergebnisse für die Stützjahre gegenübergestellt.

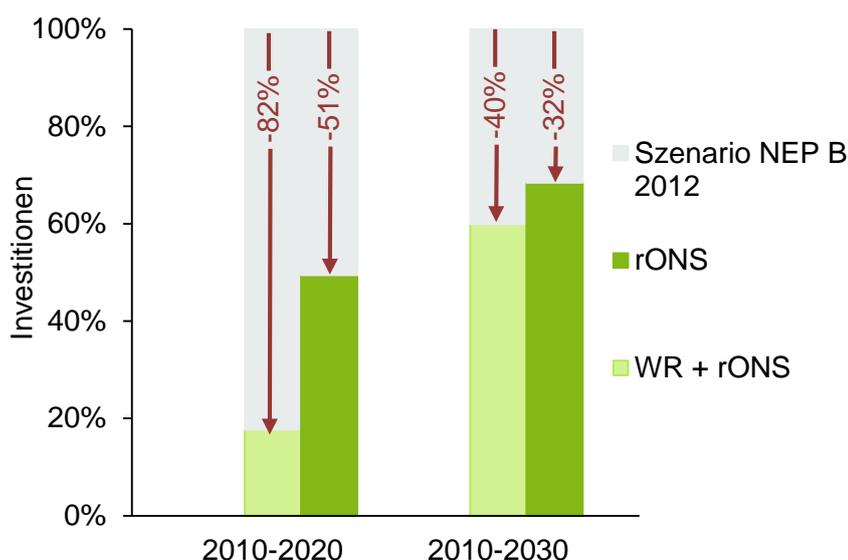


Abbildung 7.1

Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten NS-Netzgebiet für das Szenario NEP B 2012

Der konventionelle Ausbau, nach den in der Studie festgelegten Planungsgrundsätzen, hat den höchsten Investitionsaufwand. Im untersuchten Netzgebiet kann der Investitionsbedarf drastisch reduziert werden, wenn die Wechselrichter der installierten PVA mit einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,90 \text{ ind.}$ betrieben werden und rONS in den Gebieten eingesetzt werden, wo eine Neuparametrierung der WR nicht ausreicht (WR + rONS). Hierbei ist zu beachten, dass dieses Einsparpotential nur theoretisch zu erreichen ist, da auch die Bestandsanlagen modifiziert werden müssten. Die monetär aufwendigere Lösung im untersuchten Netzgebiet ist der Ersatz von bestehenden ONS, bei denen im NS-Netz Spannungskriterien verletzt werden, durch rONS. Diese Variante bietet allerdings auch die größeren zusätzlichen Reserven für einen weiteren DEA-Zubau.

Potentialabschätzung im Szenario NEP B 2012

Die dargestellten Einsparungen gelten nur für die untersuchten Netze und können nur mit begrenzter Gültigkeit auf die anderen Niederspannungsnetze hochgerechnet werden. Unter der Annahme, dass die Ersparnisse für alle NS-Netze in Deutschland gelten, kann ein theoretisches Einsparpotential mit den beschriebenen Methoden, wie in Abbildung 7.2 dargestellt, erreicht werden.

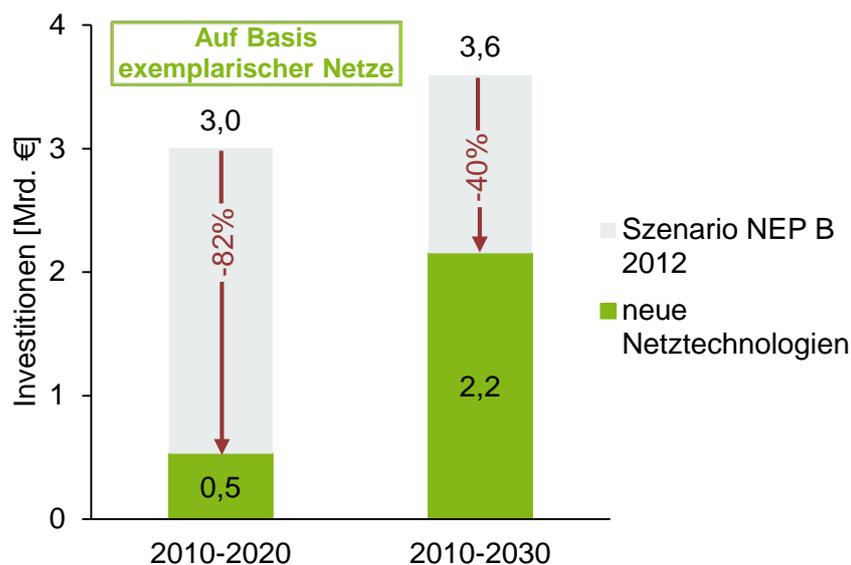


Abbildung 7.2

Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der NS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)

Potentialabschätzung im Bundesländerszenario

Mit identischen Annahmen und denselben Netzgebieten wie im Szenario NEP B 2012 wird das theoretische Einsparpotential durch den Einsatz innovativer Netztechnologien gegenüber dem Ausbaubedarf im Bundesländerszenario ermittelt. In Abbildung 7.3. ist für die unterschiedlichen Stützjahre die Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der NS-Ebene dargestellt. Das theoretische Einsparpotential liegt in einer ähnlichen prozentualen Größenordnung wie im Szenario NEP B 2012.

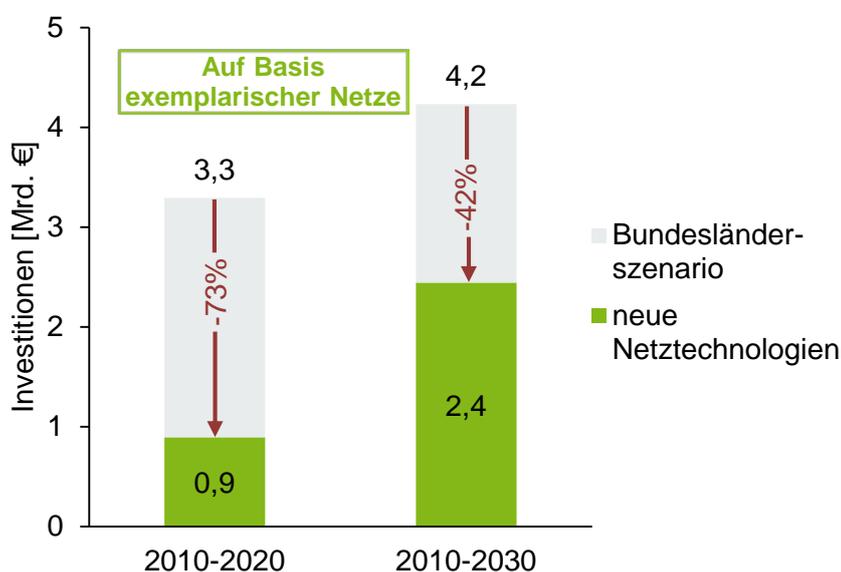


Abbildung 7.3

Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der NS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)

7.2.2 Ergebnis für die Mittelspannung

In der MS erfolgt analog zur NS ein Großteil des Ausbaubedarfs durch Verletzungen der oberen Spannungsgrenze oder der zulässigen Spannungsanhebung von 2 % durch DEA.

Eine Möglichkeit die Spannungsanhebung zu reduzieren, ist die Vergrößerung des einzuhaltenden $\cos(\varphi)$ -Intervalls der DEA-WR bis zu $\cos(\varphi) = 0,90 \text{ ind.}$ Für Neuanlagen wird eine entsprechende Umsetzung angenommen.

Zunächst werden Besonderheiten in ausgewählten Netzen vorgestellt, die verdeutlichen, dass eine Hochrechnung nur sehr vereinfacht durchgeführt werden kann und deren Ergebnis nur eine mögliche Richtgröße ist.

Ergebnis in den untersuchten Netzregionen

In einem Teilnetz des untersuchten Gebiets wurden im Szenario NEP B 2012 zwei zusätzliche Umspannwerke (UW) auf Grund von Spannungsproblemen gebaut. Diese Maßnahme kann mit neuen Netztechnologien umgangen werden. Alternativ wird dazu am UW eine direkte Spannungsregelung errichtet, die im Starklastfall auf der unterspannungsseitigen Sammelschiene auf eine höhere Spannung regelt. Damit kann bereits an vielen Stellen die 2 %-Regel eingehalten werden. An langen Leitungssträngen werden ergänzend Kompensationsanlagen nahe den Einspeisungen platziert. In Abbildung 7.4 werden die Ausgaben für diese Maßnahmen den Ausgaben für den konventionellen Netzausbau aus dem Szenario NEP B 2012 gegenübergestellt.

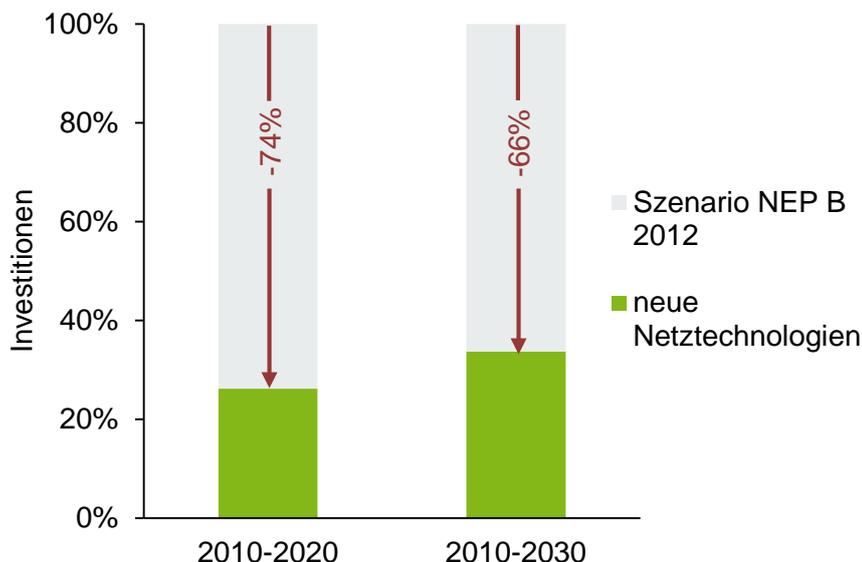


Abbildung 7.4

Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten MS-Netzgebiet 1

In dem Diagramm wird gezeigt, dass es möglich ist in ausgewählten Netzregionen durch den geschickten Einsatz neuer Technologien den Investitionsbedarf signifikant zu senken. Es gilt der Hinweis, dass das Verhältnis zwischen dem Investitionsbedarf im Szenario NEP B 2012 und der Variante nur für das ausgewählte Netz gilt. Der Einsatz von neuen Netztechnologien muss die Investitionen nicht zwangsläufig reduzieren, wie die Ergebnisse eines weiteren Mittelspannungsnetzes eines anderen Netzgebietes zeigen.

Dort ist bereits im Jahr 2020 ein signifikanter Netzausbaubedarf erforderlich. Daher wird untersucht, ob Spannungsregler in den UW oder Kompensationsanlagen den Investitionsbedarf senken

können. Der Ausbau im Szenario NEP B 2012 hat den Neubau eines weiteren UW im MS-Netz ergeben. Zusätzlich mussten einige Leitungen verstärkt werden, um die Spannungsanforderungen einzuhalten. In Abbildung 7.5 wird der Investitionsbedarf für zwei Alternativen dem konventionellen gegenübergestellt. Der Investitionsbedarf kann reduziert werden, wenn in den UW direkte Spannungsregler eingebaut werden. Das neue UW muss dennoch gebaut werden, es reduziert sich nur die erforderliche Länge neuer Leitungen. Besonders die innovative Lösung ist mit einem hohen Investitionsbedarf verbunden, wenn Kompensationsanlagen zur Behebung von Spannungsproblemen aufgestellt werden müssen. Die Spannungserhöhung ist so ausgeprägt, dass mehrere Anlagen benötigt werden, die letztlich teurer sind als der konventionelle Ausbau. In den weiteren Stützjahren ergibt sich in dem untersuchten Netz kein veränderter Netzausbau durch innovative Netzbetriebsmittel.

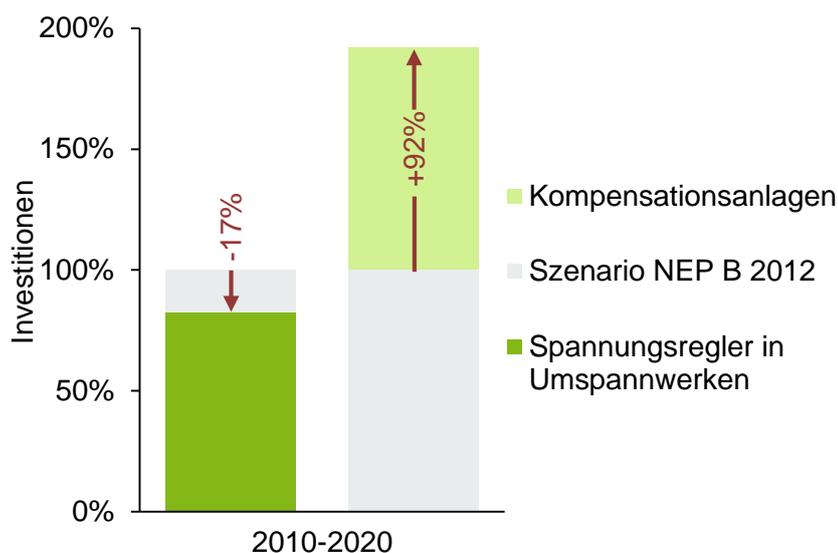


Abbildung 7.5

Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien im ausgewählten MS-Netzgebiet 2

Potentialabschätzung im Szenario NEP B 2012

Die Einsparpotentiale sind stark von den lokalen Gegebenheiten der Mittelspannungsnetze abhängig. Nicht immer führt der Einsatz von neuen Netztechnologien zu Einsparungen. Für eine Potentialabschätzung der deutschlandweiten Einsparungen wird zusätzlich zu den detailliert beschriebenen MS-Netzen ein weiteres Netz untersucht. Der Ausbaubedarf der drei Netze im Szenario NEP B 2012 wird zusammengefasst und monetär bewertet. Der

bei Verwendung innovativer Netztechnologien erforderliche Ausbaubedarf wird nach der gleichen Methode ermittelt. Es wird jeweils die Variante mit den geringsten Investitionen verwendet. Die prozentualen Einsparungen in den untersuchten Netzen im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 werden, auch wenn die Datenbasis sehr gering ist, auf den Gesamtinvestitionsbedarf in der MS übertragen und zur Potentialabschätzung für Deutschland verwendet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7.6 dargestellt.

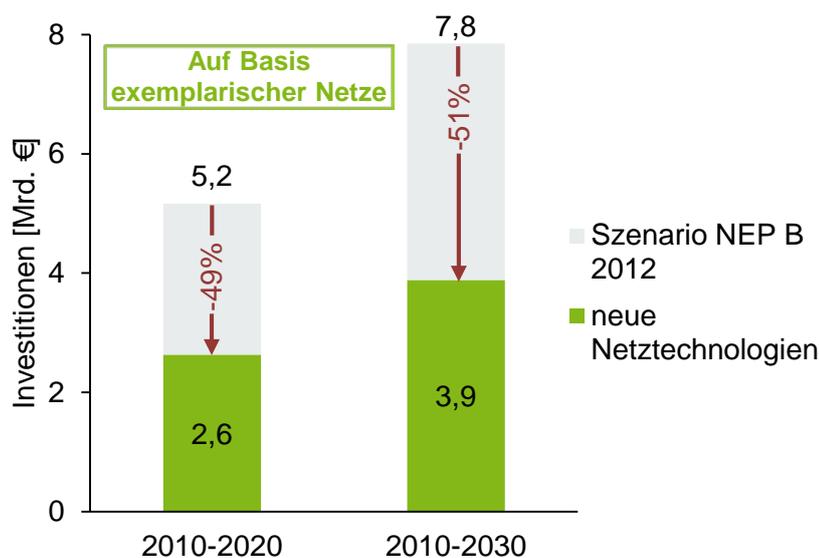


Abbildung 7.6

Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der MS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)

Resultierend aus der Untersuchung in der Mittelspannung ergeben sich mögliche Einsparungen bis zum Jahr 2030 von ca. 50 %. Diese Werte basieren auf einer geringen Datenbasis und dienen als ungefähre Richtgröße. Sie können je nach den Rahmenbedingungen in den Netzgebieten stark davon abweichen.

Potentialabschätzung im Bundesländerszenario

Mit identischen Annahmen und denselben Netzgebieten wie im Szenario NEP B 2012 wird das Einsparpotential durch den Einsatz innovativer Netztechnologien gegenüber dem Ausbaubedarf im Bundesländerszenario ermittelt. In Abbildung 7.7 ist für die unterschiedlichen Stützjahre die Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der MS-Ebene dargestellt.

Die höheren DEA-Leistungen im Bundesländerszenario verursachen häufiger eine Verletzung der thermischen Grenzen, die mit den betrachteten neuen Technologien nicht verhindert werden

kann. Dadurch ist das Einsparpotential mit innovativen Netztechnologien in der MS bei höherer installierter DEA-Leistung geringer. Anders als in der NS kann das Spannungskriterium aus [32] nur lokal effektiv behoben werden. Somit sind bei zusätzlichen Anlagen in der MS auch mehr Kompensationsanlagen erforderlich.

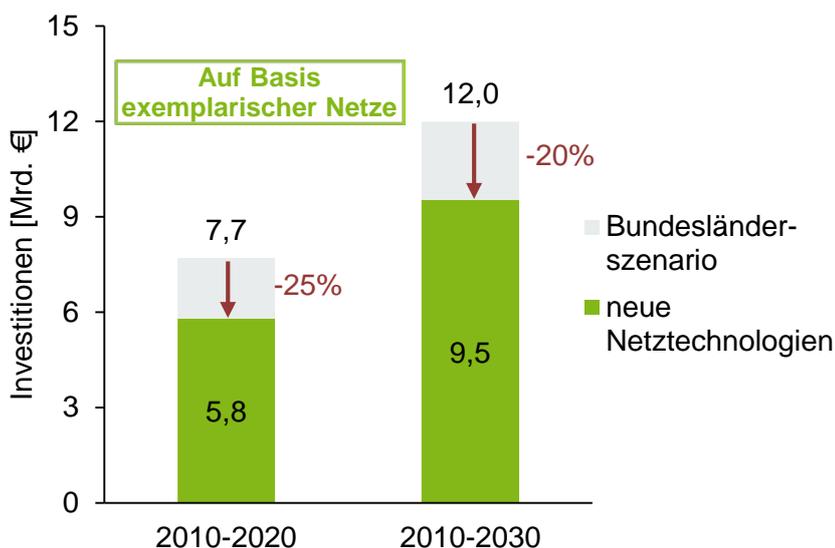


Abbildung 7.7

Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der MS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)

7.2.3 Ergebnis für die Hochspannung

Das Potential von Freileitungssystemen mit erhöhter Stromtragfähigkeit ist in zwei exemplarischen Untersuchungsregionen analysiert worden. Die Möglichkeit Freileitungssysteme mit einer höheren Stromtragfähigkeit zu verwenden, reduziert den Anteil von Ausbaumaßnahmen in Kabeltechnik. In beiden betrachteten Untersuchungsregionen sind durch den Einsatz von Mehrfachbündeln mit erhöhter Stromtragfähigkeit oder HTLS keine neuen Trassen in Kabeltechnik notwendig.

In Abbildung 7.8 werden die prozentualen Einsparungen durch Mehrfachbündel bezogen auf die Basisvariante für die Untersuchungsregionen gezeigt. Das Einsparpotential ist hierbei stark von den individuellen Eigenschaften der Netze abhängig und nur mit begrenzter Genauigkeit auf andere Netzregionen zu übertragen. Dadurch ergeben sich auch für die verschiedenen Zeitschritte unterschiedliche Einsparpotentiale. Die hohen DEA-Zubauprogno sen erfordern auch mit innovativen Netztechnologien einen hohen

Ausbaubedarf, so dass im Netz 1 die prozentualen Einsparungen im Jahr 2030 geringer als im Jahr 2020 sind.

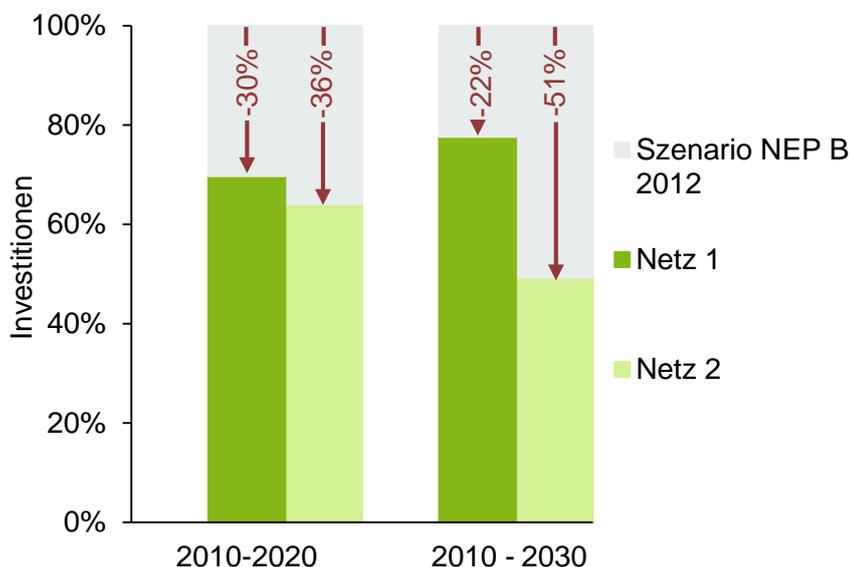


Abbildung 7.8

Vergleich des Investitionsbedarfs bei Verwendung innovativer Netztechnologien in ausgewählten HS-Netzgebieten

Potentialabschätzung im Szenario NEP B 2012

Durch Freileitungssysteme mit erhöhter Stromtragfähigkeit wird der Bedarf an neuen Kabeltrassen reduziert. Die Reduzierung des Investitionsbedarfs ist von der jeweiligen Technologie zur Erhöhung der Übertragungskapazität abhängig. Die Steigerung der Stromtragfähigkeit einer bestehenden Trasse kann zu Problemen bei der Genehmigung führen, da die Feldbelastung der Umgebung ansteigt. Aus diesem Grund könnten in der Praxis neue Kabeltrassen erforderlich werden.

Die dargestellten Einsparungen gelten für die untersuchten Netze und können nur mit begrenzter Gültigkeit auf die anderen Hochspannungsnetze hochgerechnet werden. Unter der Annahme, dass die Ersparnisse für alle HS-Netze in Deutschland gelten, kann ein gemittelttes Einsparpotential aus den beiden untersuchten Netzgebieten, wie in Abbildung 7.9 dargestellt, erreicht werden.

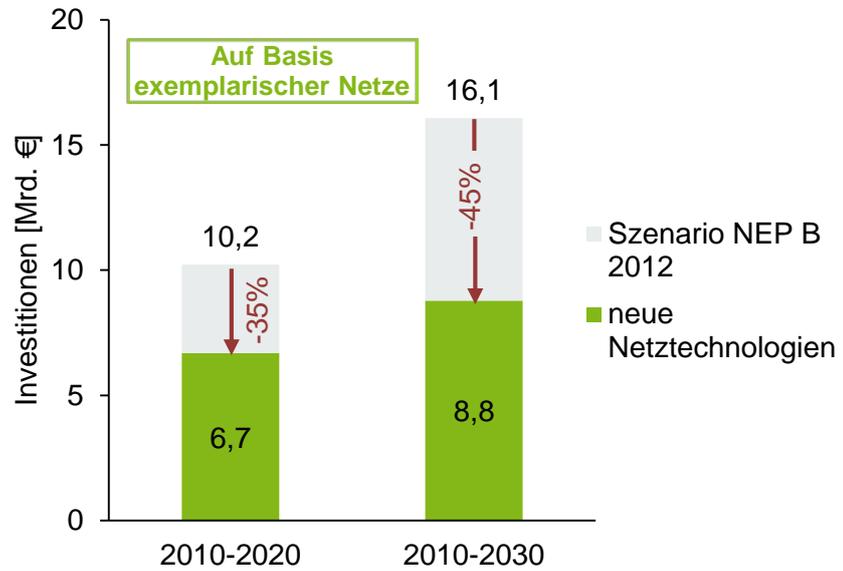


Abbildung 7.9 Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der HS für Deutschland für das Szenario NEP B 2012 (auf Basis exemplarischer Netze)

Potentialabschätzung im Bundesländerszenario

Mit identischen Annahmen und denselben Netzgebieten wie im Szenario NEP B 2012 wird das Einsparpotential durch den Einsatz innovativer Netztechnologien gegenüber dem Ausbaubedarf im Bundesländerszenario ermittelt. In Abbildung 7.10 ist für die unterschiedlichen Stützjahre die Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der HS-Ebene dargestellt.

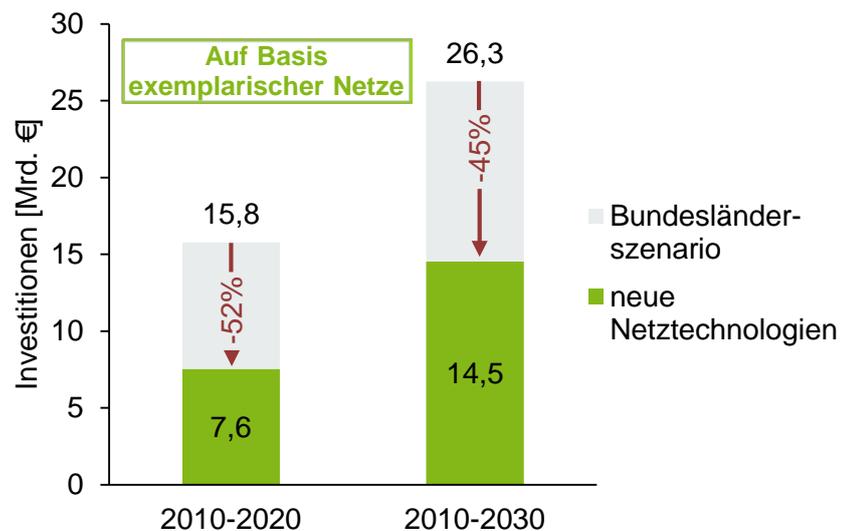


Abbildung 7.10 Potentialabschätzung bei der Verwendung innovativer Netztechnologien in der HS für Deutschland für das Bundesländerszenario (auf Basis exemplarischer Netze)

Im Bundesländerszenario müssen durch die höheren DEA-Leistungen mehr Kabeltrassen gebaut werden als im Szenario NEP B 2012. Das Einsparpotential wird höher, wenn stattdessen andere Leiterseiltechnologien mit höheren Stromtragfähigkeiten zum Einsatz kommen.

7.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Untersuchungen im Rahmen dieser Variante zeigen, dass durch Einsatz innovativer Netztechnologien in ausgewählten Netzgebieten der Investitionsbedarf gesenkt werden kann. Fallspezifisch kann notwendiger Netzausbau verzögert oder langfristig vollständig vermieden werden.

Im Netzbetrieb besteht die Möglichkeit, Spannungsbandverletzungen oder auftretende Belastungssituationen sicher zu beheben. In der NS und MS kann der Ausbaubedarf durch ein größeres Intervall für den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ mit den Grenzen 0,9 ind. bis 0,9 kap. reduziert werden. Der Einsatz von HTLS oder Mehrbündel-Seilsystemen in der HS kann den Netzausbaubedarf ebenfalls signifikant senken.

Bei allen weiteren innovativen Netztechnologien muss im Einzelfall überprüft werden, ob die Investitionen verringert werden können. Die untersuchten Beispiele zeigen, dass dies je nach Wahl der innovativen Betriebsmittel nicht in gleichem Maße der Fall ist und sogar ein höherer Investitionsbedarf entstehen kann. Die resultierenden Zahlen werden daher nur zu einer Abschätzung des Potentials verwendet.

Die höheren Zubauprognosen für DEA im Bundesländerszenario haben beim Einsatz von innovativen Netztechnologien unterschiedliche Einsparpotentiale in den Spannungsebenen zur Folge. In Abbildung 7.11 ist das Einsparpotential in den Spannungsebenen beim Einsatz von innovativen Netztechnologien gegenüber den Basisszenarien bis zum Jahr 2030 dargestellt.

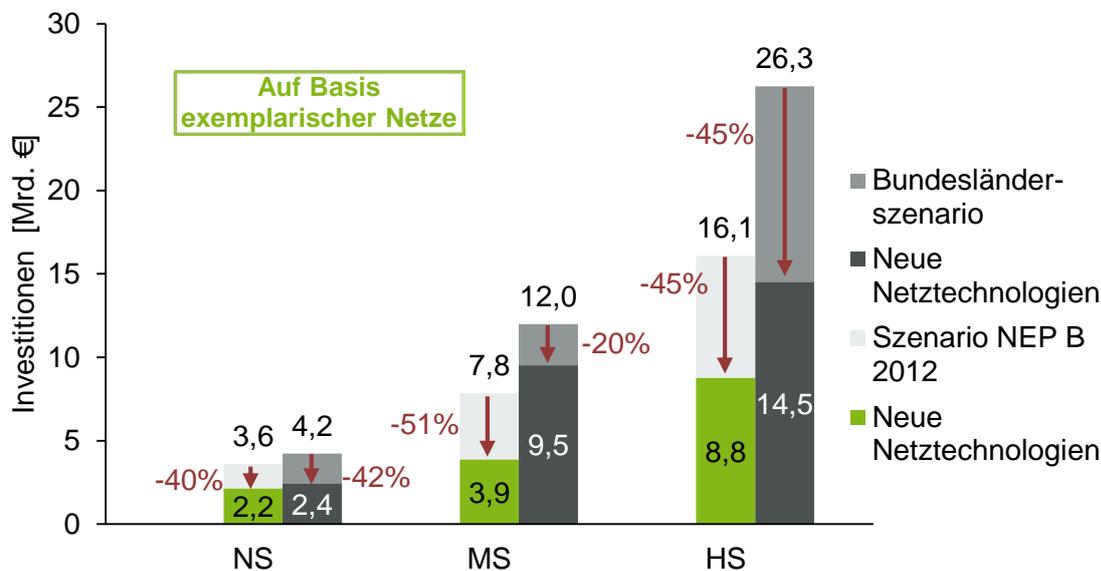


Abbildung 7.11 Einsparpotentialabschätzung beim Einsatz innovativer Netztechnologien für das Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario bis zum Jahr 2030 (auf Basis exemplarischer Netze)

Zusätzlich bedeutet der Einsatz innovativer Netztechnologien teilweise einen erhöhten Aufwand im Betrieb und der Wartung sowie eine kürzere Lebensdauer der Betriebsmittel die bei den Investitionen nicht abgebildet werden. Eine zunächst günstiger erscheinende Lösung kann daher über die Lebenszeit der Betriebsmittel im Betrieb teurer sein als eine vergleichbare Lösung mit konventionellen Betriebsmitteln. Speziell bei den Technologien auf der HS-Ebene sind die Möglichkeiten zur Genehmigung sorgfältig zu prüfen.

7.3 Anpassung der technischen Richtlinien

Im Rahmen der Variantenrechnungen zur Anpassung der technischen Richtlinien werden zwei Untersuchungsschwerpunkte gesetzt. Im ersten Betrachtungsfall werden die Auswirkungen des Verzichts auf das 3 %- bzw. 2 %-Spannungskriterium der NS- und MS-Anschlussrichtlinien [32], [88] auf den Netzverstärkungsbedarf untersucht. Wie im Szenario NEP B 2012 wird die symmetrische Aufteilung des Spannungsbandes zunächst beibehalten und die Einhaltung der EN 50160 [71] berücksichtigt. Im zweiten Betrachtungsfall wird zusätzlich zum Verzicht auf das Spannungskriterium

eine asymmetrische Aufteilung des Spannungsbandes vorgenommen und die Auswirkung auf den Netzverstärkungsbedarf untersucht.

Die in der HS-Ebene angeschlossenen DEA werden nach [90] spannungsgeregelt betrieben, wodurch kein spannungsbedingter Netzausbau erfolgt. Eine Variantenrechnung mit modifizierten technischen Richtlinien findet daher nicht statt.

Fall 1

Nach [32] und [88] darf beim ungestörten Betrieb des Netzes die von allen DEA mit Anschlusspunkt in der untersuchten Netzebene verursachte Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt einen Betrag von 3 % in der NS-Ebene und 2 % in der MS-Ebene überschreiten. Bei den durchgeführten Variantenrechnungen wird auf die Anwendung dieser Kriterien verzichtet. Analog zum Szenario NEP B 2012 wird die symmetrische Aufteilung des Spannungsbandes beibehalten und die Einhaltung der EN 50160 überprüft.

Bei der Anwendung des Spannungskriteriums sind einfache topologische Parameter des Netzes und Leistungswerte der DEA ausreichend, um einen Netzverstärkungsbedarf zu prüfen. Wenn auf die Prüfung der Spannungskriterien verzichtet wird, sind zusätzliche Aufwendungen im Bereich der Netzdokumentation und Messwerterfassung erforderlich, um detailliertere Netzberechnungen durchzuführen. So müssen bei der Netzauslegung nach EN 50160 der Einfluss der anderen Netzebenen und der Leistungsbedarf der Verbraucher bekannt sein. Der Verzicht auf die Überprüfung der Spannungskriterien hat keinen Einfluss auf die Netzverstärkungsmaßnahmen bei Verletzung der thermischen Grenzen der Betriebsmittel.

Fall 2

Zusätzlich zum Verzicht auf die Anwendung der Spannungskriterien der NS- und MS-Anschlussrichtlinien [32], [88] wird untersucht, ob eine bedarfsgerechte, asymmetrische Aufteilung des Spannungsbandes den Netzverstärkungsbedarf reduzieren kann. Daraus resultiert keine Reduktion der Versorgungsqualität, da die EN 50160 beim Endkunden weiterhin eingehalten wird. Die verwendete asymmetrische Aufteilung des Spannungsbandes wird in Tabelle 7.3 der Aufteilung des Spannungsbandes der Basisszenarien gegenübergestellt. In dieser Variante werden einspeise- und

lastgeprägte Netzregionen eine jeweils geeignete asymmetrische Aufteilung des Spannungsbandes zugewiesen.

Tabelle 7.3

Spannungsbandaufteilung unter Berücksichtigung der EN 50160

	Basis-Szenarien	einspeise-geprägt	last-geprägt
MS-Ebene	+4 % bis –4 %	+5 % bis –3 %	+3 % bis –5 %
MS-/NS-Umspannebene	+2 % bis –2 %	+2 % bis –2 %	+2 % bis –2 %
NS-Ebene	+4 % bis –4 %	+5 % bis –3 %	+3 % bis –5 %

7.3.1 Ergebnis für die Niederspannung

Zur Bewertung der NS-Netze mit den beschriebenen Annahmen der Variante werden die Detail- und die Grenzkurvenanalyse in allen Untersuchungsregionen der Studie eingesetzt. Netzverstärkungsmaßnahmen können, wie in Kapitel 4 dargestellt, durch eine kritische Belastung von Betriebsmitteln oder die Verletzung der EN 50160 hervorgerufen werden.

Die Analyse der NS-Netzverstärkungsmaßnahmen des Szenario NEP B 2012 zeigt, dass über alle Stützjahre in der NS-Ebene ein Großteil ausschließlich durch die Verletzung des Spannungskriteriums hervorgerufen wird. Eine kritische thermische Belastung von Betriebsmitteln oder die Verletzung der EN 50160 liegt in diesen Fällen nicht vor. Daher kann durch den Verzicht auf dieses Kriterium ein Großteil der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen vermieden werden. Die zusätzliche asymmetrische Aufteilung des Spannungsbandes hat einen geringeren Einfluss auf die notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen. Die über die Analysemethoden gemittelten Ergebnisse der untersuchten Netzgebiete sind in Abbildung 7.12 dargestellt.

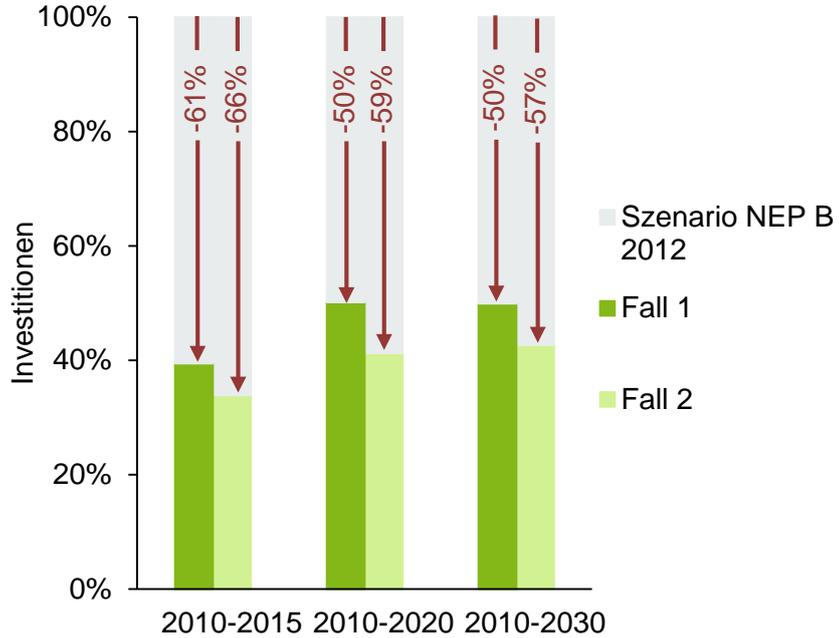


Abbildung 7.12 Einsparpotential in der NS-Untersuchungsregion durch Anpassung der technischen Richtlinien

Aus dem Einsparpotential der untersuchten Netzgebiete kann ein deutschlandweites Einsparpotential abgeschätzt werden. In der Abbildung 7.13 wird dieses Einsparpotential mit den Investitionen im Szenario NEP B 2012 verrechnet und dargestellt.

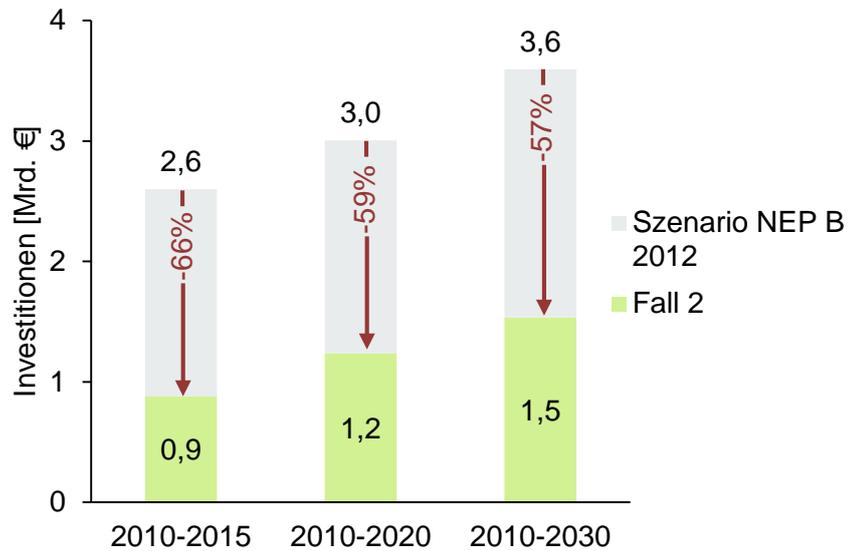


Abbildung 7.13 Deutschlandweites Einsparpotential in der NS durch Anpassung der technischen Richtlinien

7.3.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Zur Bewertung der MS-Netze mit den beschriebenen Annahmen der Variante werden die Detail- und die Grenzkurvenanalyse in allen Untersuchungsregionen der Studie eingesetzt. Netzverstärkungsmaßnahmen können, wie in Kapitel 4 dargestellt, durch eine kritische Belastung von Betriebsmitteln oder die Verletzung der EN 50160 notwendig sein.

Die Analyse der MS-Netzverstärkungsmaßnahmen des Szenario NEP B 2012 zeigt, dass über alle Stützjahre viele Maßnahmen ausschließlich durch die Verletzung der Spannungskriterien hervorgerufen werden. Wie in Abbildung 7.14 dargestellt, ist das Einsparpotential im Vergleich zur NS-Ebene wesentlich geringer. In den MS-Netzen liegen häufiger kritische thermische Belastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen der EN 50160 vor, die nach den Planungsgrundlagen aus Kapitel 4 behoben werden.

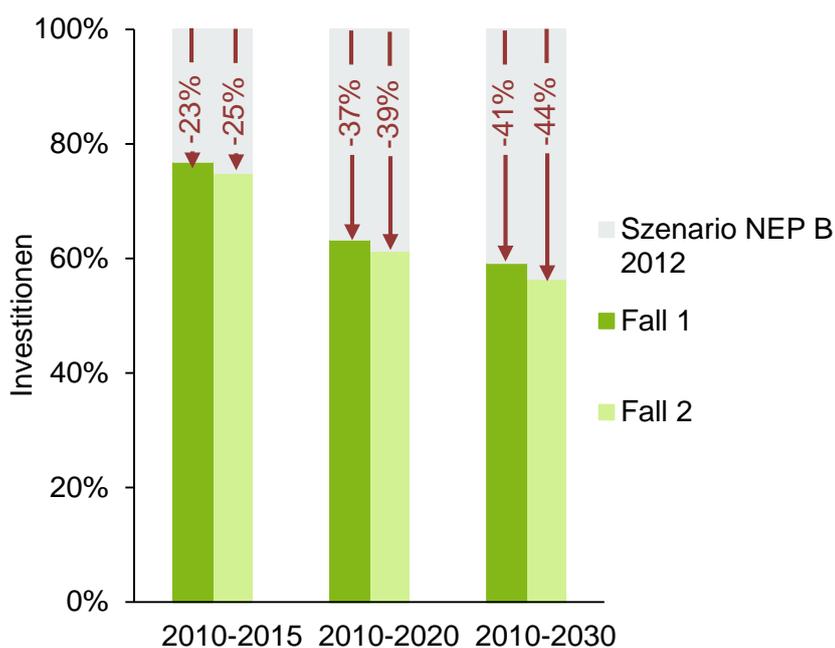


Abbildung 7.14 Einsparpotential in der MS-Untersuchungsregion durch Anpassung der technischen Richtlinien

Aus der Hochrechnung der Variantenergebnisse ergibt sich das deutschlandweite Einsparpotential. Die Investitionen im Szenario NEP B 2012 und in der Variante werden in Abbildung 7.15 verglichen.

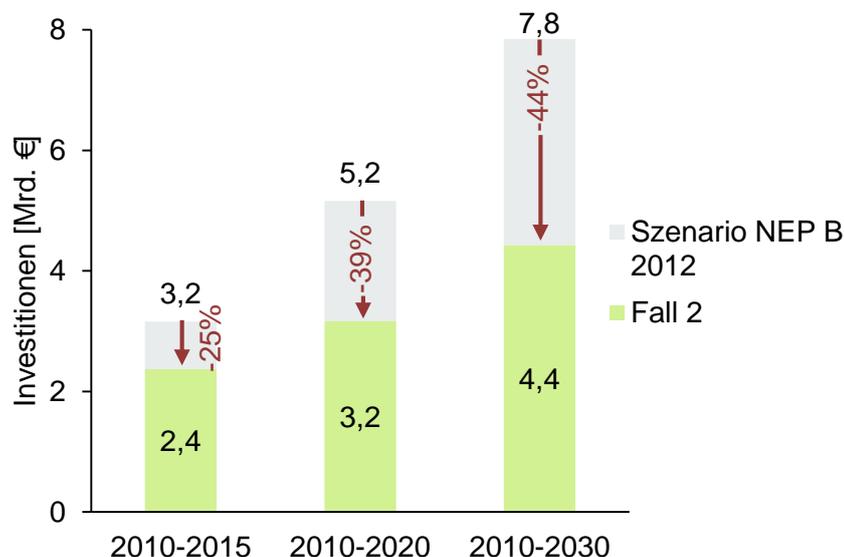


Abbildung 7.15 Deutschlandweites Einsparpotential in der MS durch Anpassung der technischen Richtlinien

7.3.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Durch Anpassung der technischen Richtlinien können Netzausbaumaßnahmen ohne zusätzliche Investitionen sowohl teilweise vermieden als auch zeitlich verzögert werden. Vor allem in der NS-Ebene kann der Netzausbaubedarf signifikant gesenkt werden, da das konsequente Berücksichtigen des 3 %-Kriteriums der Anschlussrichtlinie einen Großteil des Ausbaubedarfs bedingt. In der MS-Ebene ist das Einsparpotential geringer, da dort der Großteil der auftretenden Netzausbaumaßnahmen entweder durch die Verletzung der thermischen Belastungsgrenzen oder der EN 50160 hervorgerufen werden.

Ein Teil der berechneten Investitionen für das Basisjahr ist auf Maßnahmen zur Einhaltung der Anschlussrichtlinien zurückzuführen, die heute nicht immer eingehalten werden. Ein generelles Aufheben dieses Kriteriums ist in der Praxis schwierig umzusetzen, da flächendeckend detailliertere Netzdokumentationen und Netzberechnungen zur Auslegung sowie zusätzliche Messtechnik zur Ermittlung der Netzzustände notwendig wären. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass in vielen Fällen der zusätzliche Aufwand für die Netzdokumentation, Netzberechnung und Messtechnik geringere Kosten als die entsprechenden Netzverstärkungsmaßnahmen aufweist.

7.4 Leistungssteuerung von DEA

Durch den Zubau von DEA auf Verteilnetzebene wird der Rückspeisefall zunehmend der netzauslegungsrelevante Fall, wie im Szenario NEP B 2012 gezeigt wurde. Zur Entlastung der Netze ist eine Reduzierung der Einspeisespitzen durch Abregelung der DEA denkbar.

Nach EEG¹² ist für PVA mit einer installierten Leistung größer 30 kW eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung bereits vorgesehen. Für PVA bis 30 kW installierter Leistung müssen Anlagenbetreiber nach EEG¹³ entweder eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung oder eine generelle Einspeisedrosselung auf 70 % der theoretischen Anlagenleistung realisieren.

Die Abregelung der PVA führt im Jahresverlauf zu einer verminderten Bereitstellung elektrischer Energie. Aus der Verringerung der Erlöse durch die Energiebereitstellung oder der Zusatzinvestition in die technische Ausrüstung zur Fernsteuerung folgt ein Renditeverlust für die Anlagenbetreiber. Nach [20] soll aus der Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70 % am Netzverknüpfungspunkt eine Reduktion der jährlich eingespeisten Energiemenge von 2 % resultieren. Andere Berechnungen ergeben jedoch höhere Energieverluste im Bereich von 3 % bis 8 % und weisen aus, dass für eine Reduktion der jährlich eingespeisten Energiemenge von rund 2 % nur eine Abregelung auf etwa 85 % der Nennleistung vorgenommen werden dürfte [1].

In dieser Potentialabschätzung wird für alle PVA, auch Bestandsanlagen und Anlagen über 30 kW installierter Leistung, ab dem Jahr 2020 eine Abregelung im netzauslegungsrelevanten Fall auf 70 % der installierten Leistung angenommen. Dabei ist im Rahmen der Bewertung nicht relevant, ob diese Abregelung eine generelle oder ferngesteuerte Abregelung ist.

Auch eine Abregelung von WEA wird in dieser Variante berücksichtigt. Der geeignete Abregelungswert für WEA wird analog zur Herleitung des PVA-Abregelungswerts bestimmt und beträgt 80 % (Herleitung siehe Kapitel 9.1).

¹² § 6 Abs. 2 Nr. 1 EEG

¹³ § 6 Abs. 2 Nr. 2 EEG

In dieser Variante wird der Ausbaubedarf bei Berücksichtigung einer Leistungssteuerung bei DEA für die Stützjahre 2020 und 2030 ermittelt. Der bis zum Stützjahr 2020 erforderliche Ausbaubedarf wird dem Szenario NEP B 2012 entnommen.

7.4.1 Ergebnis für die Niederspannung

Die Abregelung der DEA in der NS-Ebene wird anhand der GKA für den vollständigen Datensatz durchgeführt, der auch dem Szenario NEP B 2012 zugrunde liegt. Dabei ergibt sich ein Einsparpotential von 8 % bis zum Jahr 2020 und 13 % bis zum Jahr 2030. Wird unterstellt, dass diese Ergebnisse auf Deutschland übertragbar sind, kann der Investitionsbedarf gemäß Abbildung 7.16 bis zum Jahr 2030 um 0,5 Mrd. € reduziert werden.

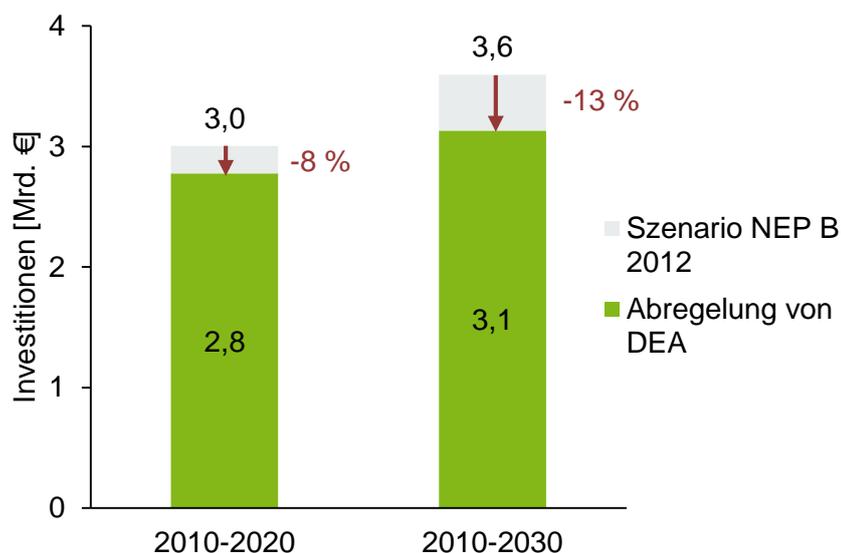


Abbildung 7.16 Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der NS-Ebene

7.4.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Analog zur NS-Ebene wird die Abregelung der DEA in der MS-Ebene anhand der GKA für den vollständigen Datensatz durchgeführt, der auch dem Szenario NEP B 2012 zugrunde liegt. Dabei ergibt sich ein Einsparpotential von 15 % bis zum Jahr 2020 und 19 % bis zum Jahr 2030. Wird unterstellt, dass diese Ergebnisse auf Deutschland übertragbar sind, kann der Investitionsbedarf gemäß Abbildung 7.17 bis zum Jahr 2030 um 1,5 Mrd. € reduziert werden.

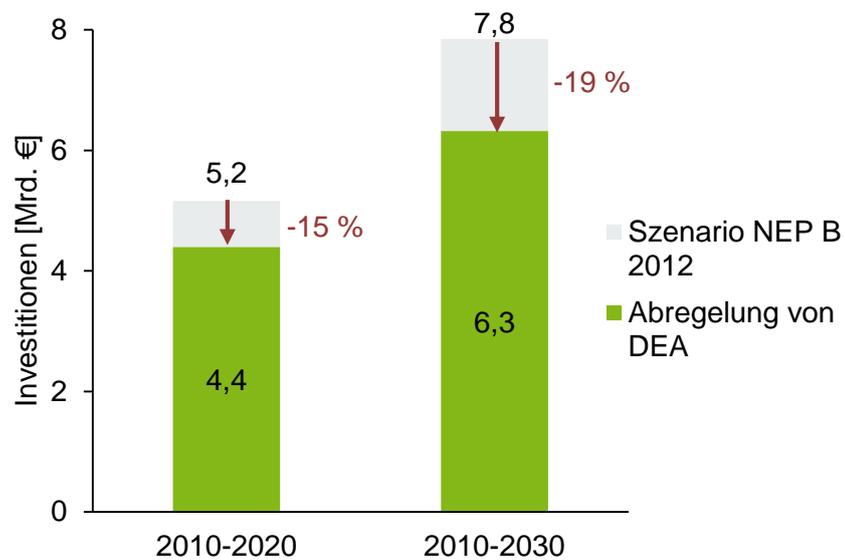


Abbildung 7.17 Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der MS-Ebene

7.4.3 Ergebnis für die Hochspannung

In der HS-Ebene werden die Auswirkungen der Abregelung von DEA in einem vorwiegend WEA- und einem PVA-geprägten Netzgebiet untersucht. Im WEA-geprägten Netzgebiet kann der Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 um etwa 35 % und im PVA-geprägten Gebiet um etwa 16 % reduziert werden. Die Einsparpotentiale durch DEA-Abregelung in den untersuchten Netzgebieten sind von der jeweiligen Vorbelastung der Netze abhängig. Netzausbaumaßnahmen können somit bei einer nur geringfügig reduzierten Netzbelastung durch DEA-Abregelung nicht mehr notwendig sein.

Gilt das mittlere Einsparpotential aus beiden untersuchten Netzgebieten für Deutschland, so sinkt der Investitionsbedarf gemäß Abbildung 7.18 im HS-Netz bis zum Jahr 2030 von 16,1 Mrd. € im Szenario NEP B 2012 auf 12,8 Mrd. €

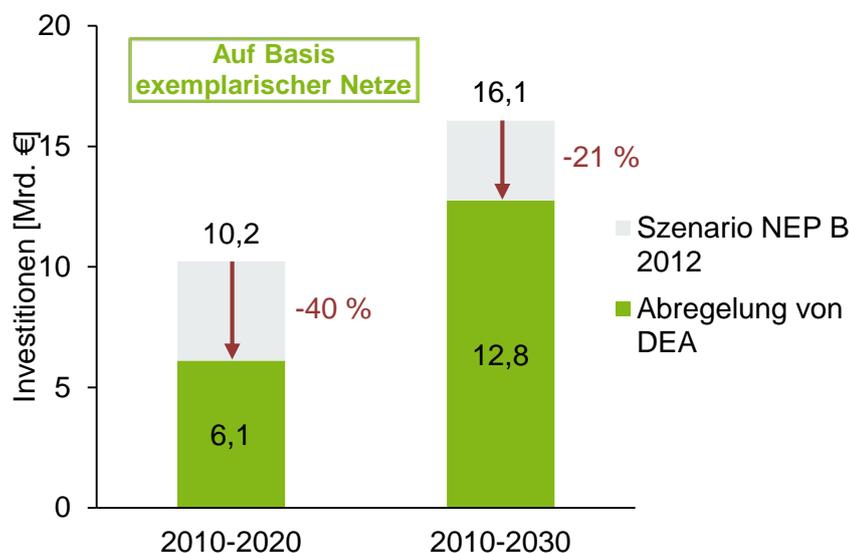


Abbildung 7.18 Einsparpotential durch Leistungssteuerung von DEA in der HS-Ebene

7.4.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Netzausbaubedarf kann durch Abregelung von DEA reduziert werden, da die Netze auf Leistungsspitzen ausgelegt werden. Die Abregelung von DEA ermöglicht neben der Vermeidung auch eine zeitliche Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen. Der Investitionsbedarf reduziert sich über alle Spannungsebenen gegenüber dem Szenario NEP B 2012 bis zum Jahr 2030 um etwa 19 %. Im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 sinkt dabei die von den DEA bereitgestellte Energie um lediglich 2 %. Somit kann durch eine vergleichsweise einfach umsetzbare Maßnahme ein hohes Einsparpotential bei nur geringen Energieverlusten erzielt werden. Die Abregelung selbst ist nur mit äußerst geringem Investitionsbedarf verbunden. Eine Bewertung der volkswirtschaftlichen Wirkung der Abregelung von DEA wird an dieser Stelle nicht vorgenommen.

Bis zum Jahr 2030 entsteht durch Abregelung von DEA ein Energieverlust von 35 TWh. Bezogen auf die Einsparungen in Höhe von 5,3 Mrd. € ergibt sich ein Einsparpotential pro nicht eingespeister Energie von 150 €/MWh. Diesem Potential liegt die Annahme zugrunde, dass PVA rund 683 Volllaststunden und WEA rund 1567 Volllaststunden erreichen (abgeleitet aus [22]).

Durch intelligentes Einspeisemanagement unter Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) könnte der Energieverlust reduziert werden, da nur in kritischen Netzsituationen gezielt abgeregelt werden müsste. Es ist jedoch zu beachten,

dass der Bedarf an IKT zusätzliche Investitionen bedingt, die jedoch deutlich unter den Investitionen für primärtechnische Betriebsmittel liegen.

7.5 Vorausschauende Netzausbauplanung

In dieser Variante wird untersucht, ob der Netzausbau durch vorausschauende Ausbaumaßnahmen reduziert werden kann. Im Szenario NEP B 2012 erfolgt die Berechnung des Netzausbaubedarfs somit, wie in Abbildung 7.19 a) dargestellt, für jedes Stützjahr basierend auf der Datengrundlage des vorherigen. Hierbei wird die bisherige Netzentwicklung, jedoch keine zukünftigen Entwicklungen berücksichtigt. Netzausbaumaßnahmen die in vorherigen Stützjahren ausgebaut wurden, können in Folgejahren erneut überlastet sein und müssen demnach erneut ausgebaut werden. Hierdurch sind gegebenenfalls Investitionen mehrfach zu tätigen. In dieser Variante wird der monetäre Vorteil einer vorausschauenden Netzausbauplanung für exemplarische Netzgebiete der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene ermittelt.

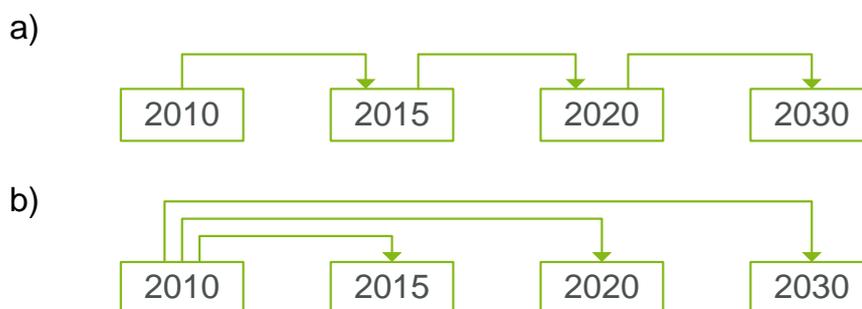


Abbildung 7.19

Berechnungsschritte im Szenario NEP B 2012 (a) und in der Variante vorausschauende Netzausbauplanung (b)

Im Gegensatz zu der Vorgehensweise im Szenario NEP B 2012 wird der Netzausbaubedarf in dieser Variante wie Abbildung 7.19 b) dargestellt ermittelt. Die kumulierten Zubauprognozen bis zum jeweiligen Stützjahr werden in den Netzen immer ausgehend vom Netz mit dem Ausbauzustand des Jahres 2010 nach Umstellung auf die neuen Planungs- und Betriebsgrundsätze berücksichtigt. Für die entstanden Versorgungsaufgaben werden die Netze, wie im Szenario NEP B 2012, nach den Planungsvarianten aus Kapitel 4 ausgebaut.

Es werden ausgewählte Netzgebiete untersucht, bei denen im Szenario NEP B 2012 erforderliche Ausbaumaßnahmen in mehreren Stützjahren überarbeitet wurden und somit eine vorausschauende Netzplanung sinnvoll ist.

7.5.1 Ergebnis für die Niederspannung

Die Verteilung der DEA in den Niederspannungsnetzen ist in der Studie zufällig. Aus diesem Grund sind bei den meisten Netzen in den Stützjahren unterschiedliche Leitungsstränge vom Zubau betroffen, weshalb keine Leitungen wiederholt ausgebaut werden und diese Netzgebiete somit keine Vorteile aus der vorausschauenden Netzplanung erzielen können. In der Niederspannung kann daher nur in einem Netzgebiet untersucht werden, ob eine vorausschauende Netzplanung zu Einsparungen bei den Investitionen führt.

In diesem ausgewählten Niederspannungsnetz ist es im Jahr 2015 des Szenario NEP B 2012s erforderlich, einige Trassen mit zusätzlichen Kabeln zu verstärken. Die gleiche Region wird im Jahr 2020 durch den Zubau von neuen ONS verstärkt, um die erneut aufgetretenen Spannungsbandverletzungen zu beheben. Dieser Verletzung der Planungsgrundsätze kann in diesem Sonderfall nicht wirtschaftlich vertretbar durch eine Verstärkung der bestehenden Kabeltrassen entgegengewirkt werden. Wenn direkt mit der höheren DEA-Leistung der Stützjahre 2015 und 2020, beziehungsweise 2015, 2020 und 2030 vorausschauend geplant wird, können durch eine geschickte Positionierung der neuen ONS die erforderlichen Kabelkilometer reduziert werden. In den betrachteten NS-Untersuchungsregionen trat der wiederholte Ausbau von Leitungen nur in wenigen Regionen auf.

Auch wenn davon ausgegangen wird, dass das Verhältnis zwischen den Regionen mit und ohne ein Potential bei der vorausschauenden Netzplanung repräsentativ für Deutschland ist, kann das daraus entstandene Ergebnis nur als exemplarisch angesehen werden. Die Reduktion der Investitionen für die Niederspannungsebene ist in Abbildung 7.20 dargestellt. Obwohl die Reduktion der Investitionen vergleichsweise gering ist, zeigt diese Variante, dass eine langfristige und vorausschauende Planung bei bekannten hohen Prognosen unnötigen Netzausbau vermeiden kann.

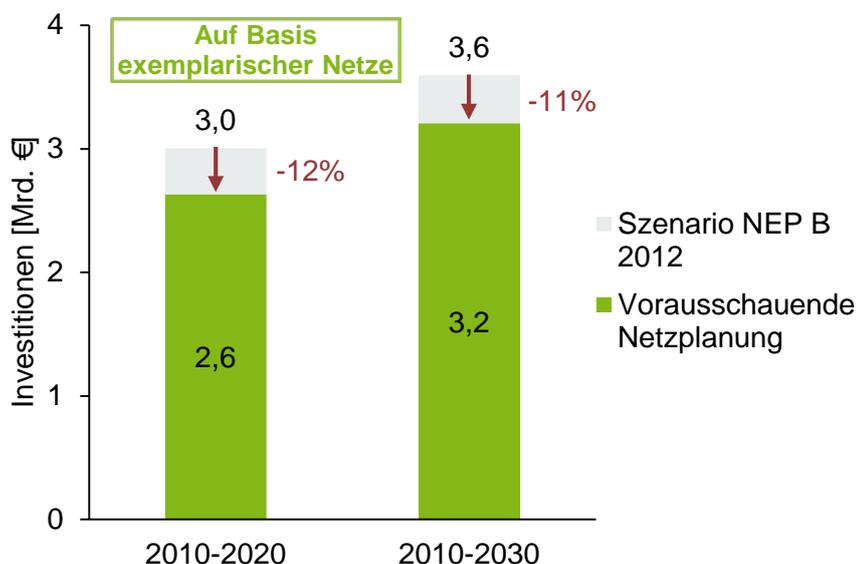


Abbildung 7.20 Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der NS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)

7.5.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Ein Großteil des Ausbaubedarfs in den Mittelspannungsnetzen wird durch die Verletzung der oberen Grenze des Spannungsintervalls oder die strikte Einhaltung des 2 %-Kriteriums hervorgerufen. Dadurch sind vor allem weit vom UW entfernte Netzknoten betroffen. Wie in der Niederspannungsanalyse sind aber auf Grund der stochastischen Verteilung in den Stützjahren unterschiedliche Stränge vom Zubau betroffen. In einem ausgewählten Netz kann ebenso in der Mittelspannung demonstriert werden, dass eine vorausschauende Planung den Ausbaubedarf reduzieren kann. In Abbildung 7.21 wird die mögliche Reduktion der Investitionen in den Mittelspannungsnetzen durch vorausschauende Planung dargestellt. Bei langfristigen Planungen kann in der Mittelspannung prozentual mehr eingespart werden, als bei den mittelfristigen Planungshorizonten zwischen den Stützjahren der Studie.

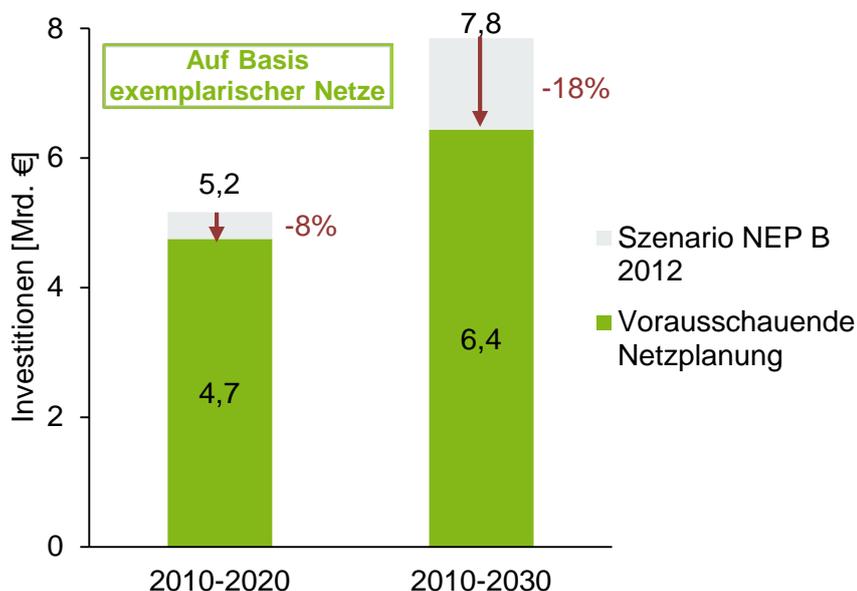


Abbildung 7.21

Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der MS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)

7.5.3 Ergebnis für die Hochspannung

Die Überschreitung der maximal zulässigen Betriebsmittelbelastung ist die Hauptursache für notwendige Netzausbaumaßnahmen in der Hochspannungsebene. Im Szenario NEP B 2012 erfolgt eine konsequente Umrüstung der überlasteten Leitungen auf einen Leitungstyp mit der nächsthöheren Tragfähigkeit bei dem keine Überlastung auftritt. In den folgenden Stützjahren können diese ertüchtigten Leitungen erneut überlastet werden und somit einen weiteren Ausbau erforderlich machen. In allen Untersuchungsregionen der Hochspannungsebene werden wiederholte Ausbaumaßnahmen in aufeinanderfolgenden Stützjahren durchgeführt.

Im Rahmen dieser Variante sind zwei exemplarische Untersuchungsregionen der Hochspannung detailliert betrachtet und analysiert worden. Die Reduktion des Investitionsbedarfs, die durch die vorausschauende Netzplanung in den untersuchten Netzgebieten erreicht werden kann, ist für die Jahre 2020 und 2030 in Abbildung 7.22 dargestellt. Sie wird maßgeblich durch den zielgerichteten Ausbau auf die notwendige Stromtragfähigkeit der Freileitungstrassen des Betrachtungsjahres erreicht. Die vorausschauende Netzplanung hat in den untersuchten Regionen keinen Einfluss auf die erforderlichen Kabeltrassen.

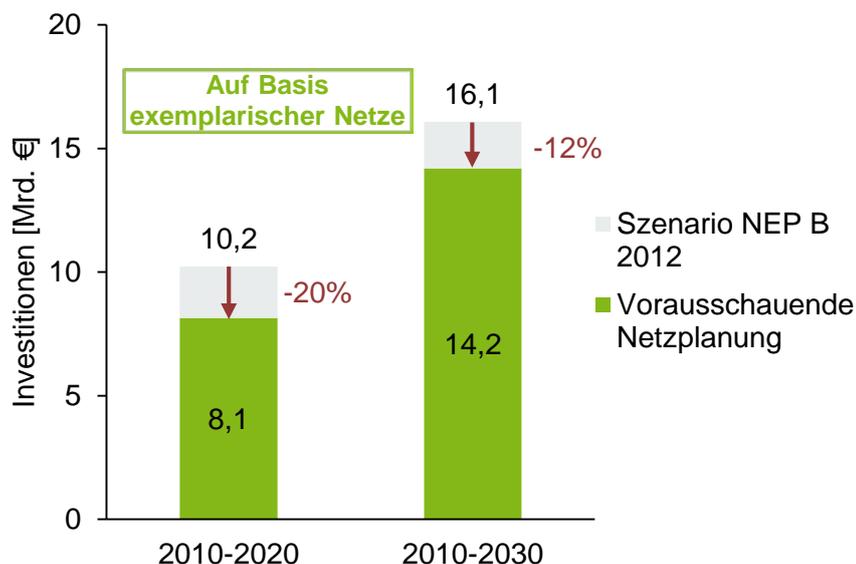


Abbildung 7.22 Einsparpotential durch vorausschauende Netzplanung in der HS-Ebene in Deutschland (auf Basis exemplarischer Netze)

Unter der Annahme, dass sich in den nicht im Detail untersuchten Netzgebieten in Deutschland ein ähnliches Potential abschätzen lässt, kann für das Hochspannungsnetz eine Reduktion des Investitionsbedarfs um ca. 20 % für das Jahr 2020 und ca. 12 % für das Jahr 2030 erreicht werden.

7.5.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die an ausgewählten Netzgebieten erstellten Ergebnisse dieser Variante zeigen, dass mit zunehmender Planungssicherheit der Netzausbau optimiert und der entstehende Investitionsbedarf durch die Vermeidung von Mehrfachinvestitionen gesenkt werden kann.

Auch wenn die Ergebnisse nur eine grobe Abschätzung der Einsparungen geben können, zeigen die ausgewählten Netzgebiete, dass Reduktionen der Investitionen von bis zu 20 % möglich sind. Das Einsparpotential von bis zu 20 % bedingt jedoch die Kenntnis über die Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den nächsten 20 Jahren. Diese Grundvoraussetzung ist jedoch in der Praxis nur teilweise gegeben.

Bereits in den Basisszenarien wird durch die Zeitschritte von 5 bzw. 10 Jahren eine vorausschauende Planung unterstellt, wodurch Mehrfachinvestitionen in diesen Zeitschritten vermieden werden. In der betrieblichen Praxis können jedoch selbst in einem 5-Jahres-Zeitraum Mehrfachinvestitionen nicht völlig ausgeschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund könnte die vorausschauende Netzplanung in Netzgebieten Anwendung finden, die nahezu ausschließlich als Sammelnetze für DEA betrieben werden und hohe Prognosen als sehr wahrscheinlich gelten.

7.6 Intelligentes Management von Lasten

Der Ausgleich der DEA-Einspeisung und die Anpassung der Lasten an die Energiebereitstellung können in Zukunft großräumig über Marktsignale erfolgen. Lastzentren in den Städten und Gebiete mit hohen DEA-Einspeisungen müssen über das Netz ausgeglichen werden. Demand-Side-Management (DSM) ist die Nutzung von Lastflexibilitäten aufgrund äußerer Vorgaben wie tariflichen Anreizen oder Steuerimpulsen und ermöglicht so einen Ausgleich zwischen Bereitstellung und Last. Lasten von Haushalten, des Gewerbes und der Industrie lassen sich hierdurch um Zeiträume von Viertelstunden bis hin zu mehreren Stunden verschieben.

Grundsätzlich ist auch eine Betrachtung von steuerbaren Einspeisern wie BMA oder KWKA denkbar. Der Einfluss auf den Netzausbaubedarf wird jedoch auf Grund der Marktstrukturen und Einsatzstrategien als gering bewertet und in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

In dieser Variante wird der Einfluss des DSM auf den Netzausbaubedarf bestimmt. Die Betrachtung erfolgt für den vollständigen Datensatz der GKA für die Jahre 2020 und 2030.

Zielsetzung des DSM

Im Rahmen dieser Studie wird zwischen dem Einsatz des DSM basierend auf Marktanreizen und dem Einsatz basierend auf Netzanreizen unterschieden.

Im Fall des marktorientierten Einsatzes reagieren die Lasten nur auf Anreize seitens eines Energiemarktes. Im lokalen Starklastfall kann dabei das Netz zusätzlich belastet werden, wenn die Lasten beispielsweise aufgrund eines deutschlandweit vorhandenen Überschusses an erneuerbar bereitgestellter Energie zugeschaltet werden. Im lokalen Rückspeisefall kann eine hohe, deutschlandweite Nachfrage nach elektrischer Leistung zu Marktanreizen füh-

ren, durch welche Lasten abgeschaltet werden und das Netz lokal zusätzlich belastet wird.

Im Fall des netzorientierten Einsatzes wird DSM nur netzentlastend eingesetzt. Das Netz kann entlastet werden, wenn Lasten im Starklastfall zur lokalen Optimierung abgeschaltet oder im Rückspeisefall zugeschaltet werden.

Auswirkung des DSM

In Tabelle 7.4 wird die prozentuale Veränderung der Lasten durch DSM bei Einsatz nach Markt- bzw. Netzanreizen für den Starklast- und den Rückspeisefall für die NS- und MS-Ebene aufgeführt. Der angegebene Prozentwert beschreibt die prozentuale Veränderung der Last durch DSM im Vergleich zum Szenario NEP B 2012. Die Werte wurden durch Zeitreihensimulationen einer laufenden Forschungsarbeit an der TU Dortmund ermittelt (Herleitung siehe Kapitel 9.5).

Tabelle 7.4 Prozentuale Veränderung der Lasten durch DSM

Angaben in %		Starklastfall		Rückspeisefall	
		2020	2030	2020	2030
NS	Marktanreiz	+1	+18	(Änderung nicht relevant)	
	Netzanreiz	(Änderung nicht relevant)		+10	+60
MS	Marktanreiz	+6	+8	(Änderung nicht relevant)	
	Netzanreiz	(Änderung nicht relevant)		+7	+8
HS	Marktanreiz	(Änderung nicht relevant)		(Änderung nicht relevant)	
	Netzanreiz	(Änderung nicht relevant)		(Änderung nicht relevant)	

Der Einfluss des DSM auf den Rückspeisefall bei Einsatz nach Marktanreizen ist in der NS- und MS-Ebene nicht relevant, da im Rückspeisefall in beiden Spannungsebenen nur eine sehr geringe Last vorliegt und DSM nur einen sehr geringen prozentualen Einfluss auf diese Last nimmt. Im Starklastfall resultiert eine Erhöhung der Last, die bei einzelnen Netzen auslegungsrelevanten Charakter bekommen kann.

Hingegen ist der Einfluss des DSM auf den Starklastfall in der NS- und MS-Ebene bei Einsatz nach Netzanreizen nicht auslegungsrelevant. Ziel des DSM wäre die Reduktion der Last im Starklastfall, wobei bei Annahme einer konstanten Last bis 2030 das heute be-

stehende Netz weiterhin ausreichend stark wäre und keine Netzverstärkung resultierte. Einsparungen wären hier lediglich bei den Erneuerungsmaßnahmen realisierbar, die im Rahmen der Studie jedoch nicht abgeschätzt wird. In auslegungsrelevanten Rückspeisefällen kann durch DSM die Last erhöht werden. Die Erhöhung der Last kann den Betrag der Rückspeisung reduzieren und Netzverstärkungsmaßnahmen vermeiden.

In der HS-Ebene hat DSM keine nennenswerten Auswirkungen auf den Ausbaubedarf, da sich die auslegungsrelevanten Belastungssituationen und somit die Knotennettoleistungen nur sehr geringfügig ändern. Die Änderungen der Last betragen im 110-kV-Netz nur wenige Prozentpunkte bezogen auf die Jahreshöchstlast. Der Rückspeisefall ist aufgrund der hohen DEA-Leistung in allen Untersuchungsregionen auslegungsrelevant. Die geringe Lasterhöhung führt nicht zu einer Reduktion der Belastung im Rückspeisefall. Dadurch können keine Einsparungen durch DSM in der HS-Ebene erzielt werden, weshalb in der Folge keine Ergebnisse für die HS-Ebene aufgeführt werden.

7.6.1 Ergebnis für die Niederspannung

Die Auswirkungen von markt- und netzgetriebenem DSM auf den Netzausbau werden in der Niederspannung mit Hilfe der GKA untersucht. Bedingt durch die große Datengrundlage der GKA können die Ergebnisse zur Potentialabschätzung direkt auf Deutschland hochgerechnet werden.

In Abbildung 7.23 sind die Auswirkungen eines marktgetriebenen DSM auf den deutschlandweiten Netzausbaubedarf dargestellt. Während bis zum Jahr 2020 nur ein geringfügig höherer Ausbaubedarf auftritt, erhöht sich dieser um 90 % im Jahr 2030.

Der auffällig hohe Anstieg des Investitionsbedarfs zwischen den Jahren 2020 und 2030 ist durch die in Stufen erfolgende Netzausbauplanung erklärbar. So führt die Erhöhung der Lasten im Starklastfall durch den Einsatz von DSM zu einem lastbedingten Netzausbau in lastgeprägten Regionen. In diesen Regionen sind die Netze auf den Starklastfall ausgelegt und werden nahe der planerischen Grenzen betrieben, so dass durch eine geringe Änderung der Last Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden.

Zur Vermeidung dieser Folgen sollte das DSM bezüglich der Netzbelastung begrenzt werden. Das bedeutet, dass DSM zur überwiegenden Zeit marktgetrieben erfolgt jedoch teilweise netzgetrie-

ben eingeschränkt werden muss. Eine Koordination zwischen DSM und dem Netz ist unbedingt erforderlich. Alternativ kann durch den Einsatz von innovativen Netztechnologien der lastbedingte Ausbau vermieden werden. So kann fallspezifisch auf eine unsymmetrische Aufteilung des Spannungsbands in Verbindung mit IKT zurückgegriffen oder rONS eingesetzt werden, wobei die Wirtschaftlichkeit jeweils zu prüfen ist.

Erfolgt DSM netzgetrieben, sind nur sehr geringe Einsparungen gegenüber dem Szenario NEP B 2012 sichtbar. In Abbildung 7.24 sind die Ergebnisse bei netzgetriebenem DSM dargestellt.

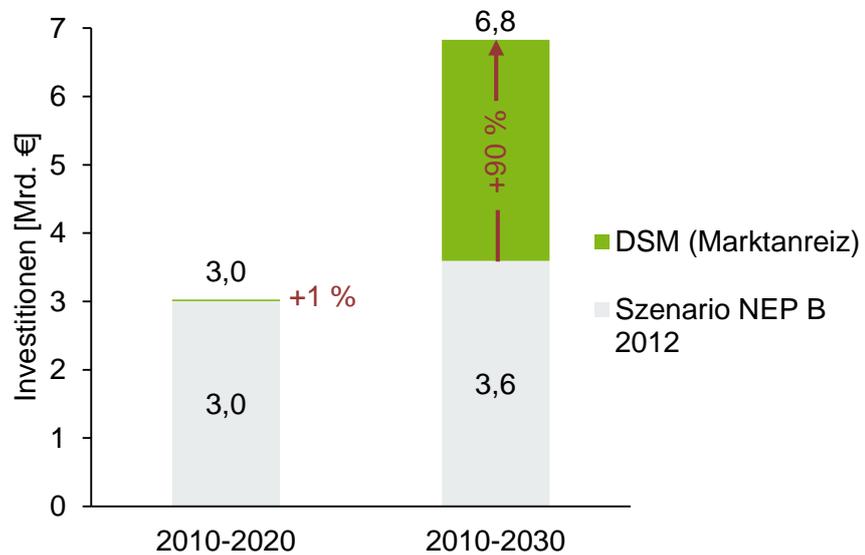


Abbildung 7.23 Auswirkungen von marktgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der NS-Ebene

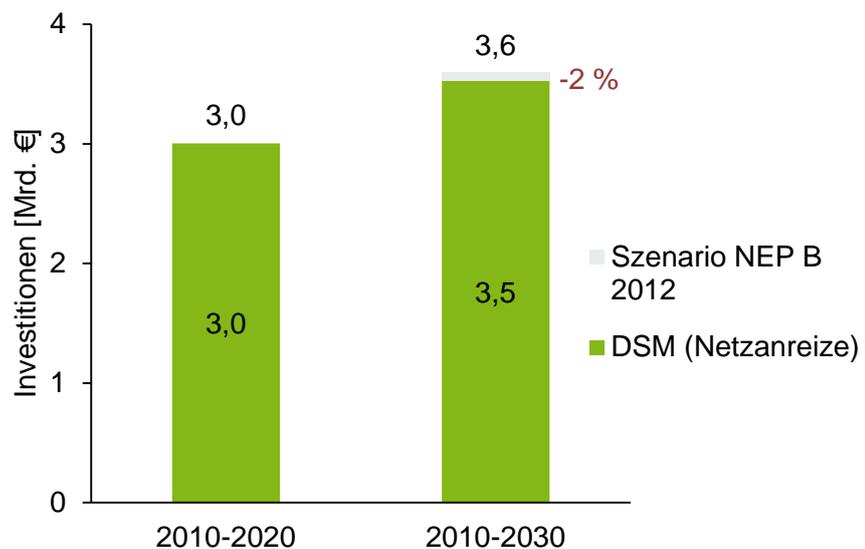


Abbildung 7.24 Auswirkungen von netzgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der NS-Ebene

7.6.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Die Auswirkungen von markt- und netzgetriebenem DSM auf den Netzausbau werden in der Mittelspannung mit Hilfe der GKA untersucht. Bedingt durch die große Datengrundlage der GKA können die Ergebnisse direkt auf Deutschland zur Potentialabschätzung hochgerechnet werden. In Abbildung 7.25 und in Abbildung 7.26 sind die Auswirkungen des marktgetriebenen und netzgetriebenen DSM auf den deutschlandweiten Netzausbaubedarf dargestellt. In beiden Fällen ändert sich der Netzausbaubedarf durch den Einsatz von DSM gegenüber dem Szenario NEP B 2012 nur geringfügig.

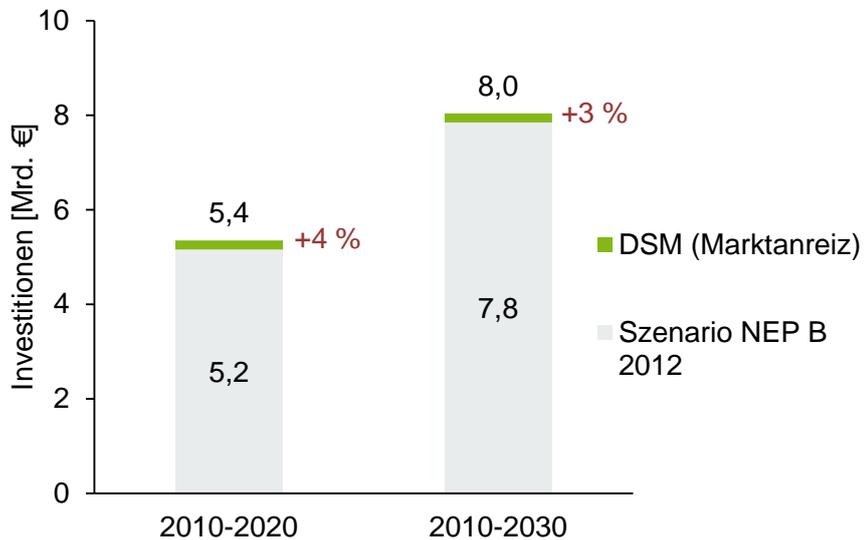


Abbildung 7.25 Auswirkungen von marktgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der MS-Ebene

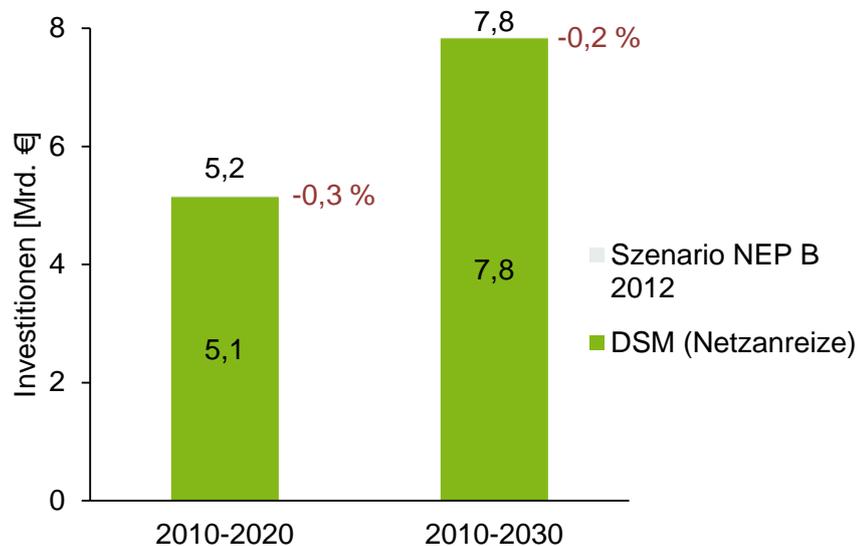


Abbildung 7.26 Auswirkungen von netzgetriebenem DSM auf den Investitionsbedarf in der MS-Ebene

7.6.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Es ist schwierig abzuschätzen, wann und in welchem Umfang sich ein Lastmanagement oder die Lastbeeinflussung durch flexible Tarife durchsetzen wird. Grundsätzlich können Lasten markt- oder netzgetrieben gesteuert werden. Durch Zeitreihensimulationen über beispielhafte Jahre wurde die Änderung der Netzauslegungsfälle für den Spitzenlast und Rückspeisefall bei markt- oder netzgetriebenem Lastmanagement ermittelt. Die Potentiale eines wechselseitig netz- bzw. marktgetriebenen DSM wurden nicht separat untersucht, da sie zwischen den beiden Grenzfällen des allein netz- oder marktgetriebenen Einsatzes liegen werden.

Die Variantenrechnung zeigt, dass DSM nur in der NS- und MS-Ebene signifikant Einfluss auf den Netzausbaubedarf hat. In der HS-Ebene ändern sich die Knotennettoleistungen nur geringfügig. Konkret sind beim netzgetriebenen DSM in NS-Ebene bis zum Jahr 2030 Einsparungen von 2 % und in der MS-Ebene von 0,2 % zu erwarten. Der ausschließlich marktgetriebene Einsatz des DSM würde in der NS-Ebene einen Anstieg des Investitionsbedarfs bis zum Jahr 2030 um 90 % und in der MS-Ebene um 3 % bewirken.

Die beiden Betriebsfälle des DSM wurden hier isoliert voneinander betrachtet. Bei einer praktischen Umsetzung können beide Zielsetzungen in Abhängigkeit der Netzbelastungssituation eingesetzt werden. Damit kann marktgetriebenes DSM in seltenen Belastungsfällen durch netzgetriebenes DSM abgelöst werden.

7.7 Speichertechnologien

Zukünftig ist eine flächendeckende Integration von dezentralen Speichern in den Verteilnetzen denkbar. Diese hätte einen entscheidenden Einfluss auf die Versorgungsaufgabe und somit auch auf die Netzplanung. Ein derartiges Szenario wird in dieser Variante analysiert. Wichtig für die Netzauslegung sind dabei insbesondere Informationen über die Speicherleistung und den Speicherbetrieb. Die Auswirkungen eines Speichers auf das Netz sind im Wesentlichen unabhängig von der eingesetzten Speichertechnologie.

Speicherbetrieb

In der Studie wird angenommen, dass dezentrale Speicher ähnlich den DSM-Lasten in Kapitel 7.6 markt- oder netzorientiert betrieben werden können.

Im Fall der marktorientierten Betriebsweise reagieren die Speicher nur auf Anreize seitens eines Energiemarktes. Im Starklastfall können dezentrale Speicher im Lastbetrieb das Netz zusätzlich belasten, wenn sie beispielsweise aufgrund eines deutschlandweit vorhandenen Überschusses an erneuerbar bereitgestellter Energie als Lasten betrieben werden. Im Rückspeisefall kann eine hohe, deutschlandweite Nachfrage nach elektrischer Leistung zu Marktanreizen führen, durch welche die Speicher in das Netz einspeisen und es lokal zusätzlich belasten. Gleiches kann für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen wie Regelenergie gelten.

Im Fall der netzorientierten Betriebsweise werden dezentrale Speicher nur netzentlastend betrieben. Im Starklastfall können sie das Netz entlasten, wenn sie zur lokalen Optimierung Leistung in Lastnähe bereitstellen. Im Rückspeisefall kann das Netz lokal entlastet werden, wenn die Einspeisung aus DEA bereits vor Ort zum Teil durch den Speicher aufgenommen wird. Ein solcher Speicher entlastet dann immer auch die überlagerte Spannungsebene.

Speicherdimensionierung

In der NS-Ebene werden Speicher mit einer Leistung von 100 % der installierten PVA-Leistung angenommen. Die Speicherkapazität muss ausreichend dimensioniert sein, um die Mittagsspitze bei hoher PVA-Einspeisung mit 35 % der Anlagenleistung vollständig aufzunehmen. Ein derartiger Speicher kann folglich die Einspeiseleistung einer PVA im Spitzenlastfall um etwa ein Drittel reduzieren. Derartig dimensionierte Speicher entsprechen typischen Anlagen, die bereits heute vereinzelt am Markt angeboten werden.

In der MS- und HS-Ebene werden zusätzlich Speicher bei WEA installiert, die einen größeren Energiegehalt in Bezug zur Leistung benötigen. Daher wird von Speichern mit einer Leistung von nur 20 % der WEA-Leistung ausgegangen.

Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass bei 20 % aller DEA im Jahr 2020 und 50 % aller DEA im Jahr 2030 ein Speicher installiert ist.

7.7.1 Ergebnis für die Niederspannung

Die Integration dezentraler Speicher wird anhand aller vorliegenden NS-Netze mit der GKA bewertet. Im Rahmen der Methodik werden die oben getroffenen Annahmen auf eine PVA-Einspeisung im Strang umgerechnet.

Zusätzliche Netzbelastung durch dezentrale Speicher

Bei marktgetriebenem Speichereinsatz und einem Wechselspiel mit überregionalen Last, Solar- und Windszenarien können sich folgende auslegungsrelevante Situationen ergeben. Im Jahr 2020 speisen 20 % und im Jahr 2030 speisen 50 % der PVA im Rückspeisefall gleichzeitig mit dem zugehörigen Speicher mit 185 % der installierten PVA-Leistung ein. Die restlichen 80 % beziehungsweise 50 % der PVA speisen wie im Szenario NEP B 2012 mit 85 % der installierten Leistung ein. Daraus ergibt sich für das Jahr 2020 eine durchschnittliche Einspeisung von 105 % der installierten PVA-Nennleistung im Rückspeisefall. Für das Jahr 2030 beträgt die durchschnittliche Einspeisung 135 % der installierten PVA-Nennleistung. Des Weiteren kann im Starklastfall der Leistungsfluss in den Netzen durch das Laden der Speicher erhöht werden.

In Abbildung 7.27 ist der zusätzliche Investitionsbedarf durch die Integration von netzbelastenden Speichern in der NS-Ebene dargestellt. Bis zum Jahr 2030 steigt der Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 um 194 % an.

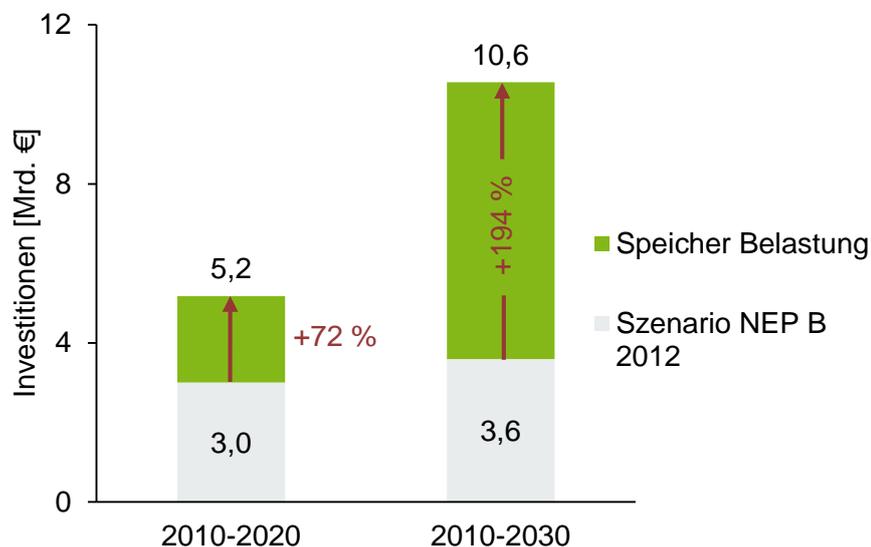


Abbildung 7.27

Zusätzlicher Investitionsbedarf in der NS-Ebene durch die Integration netzbelastender Speicher

Netzentlastung durch dezentrale Speicher

Beim netzentlastenden Einsatz der Speicher gilt im Jahr 2020 eine durchschnittliche Einspeisung der PVA von 78 % ihrer installierten Nennleistung. Im Jahr 2030 sinkt diese Einspeisung auf 68 % der installierten PVA-Nennleistung. Die Auswirkungen der Speicher im

Starklastfall werden nicht gesondert betrachtet, da die vorhandenen Netze bereits auf die anliegende Last ausgelegt sind.

In Abbildung 7.28 ist das Einsparpotential durch die Integration netzentlastender Speicher in der NS-Ebene dargestellt. Bis zum Jahr 2030 kann der Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 um 15 % reduziert werden.

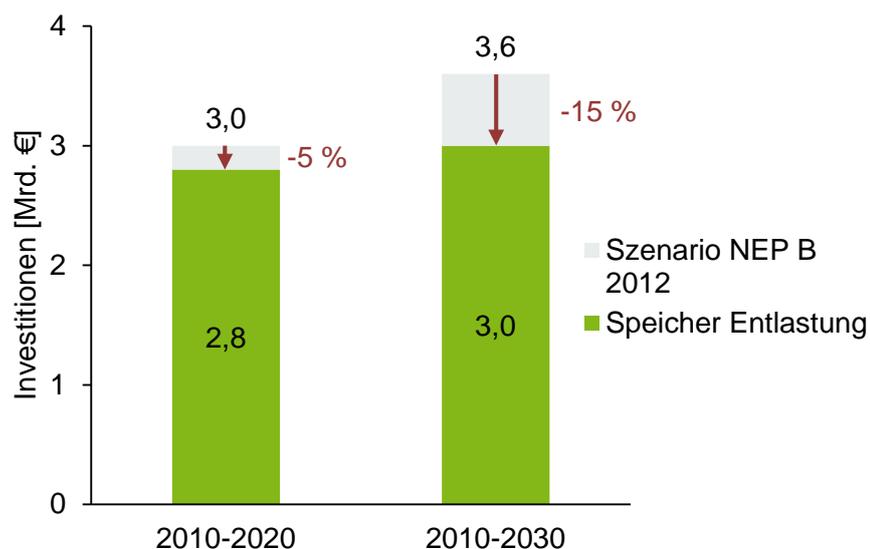


Abbildung 7.28 Einsparpotential in der NS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher

7.7.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Die Integration dezentraler Speicher wird anhand aller vorliegenden MS-Netze mit der GKA bewertet. Wie in der NS-Ebene werden im Rahmen der Methodik die zuvor getroffenen Annahmen auf eine Einspeisung im Strang umgerechnet. Bei der netztechnischen Bewertung der MS-Ebene werden die Speicher der MS- und der NS-Ebene berücksichtigt.

Zusätzliche Netzbelastung durch dezentrale Speicher

Beim marktgetriebenen und damit potenziell netzbelastenden Einsatz der Speicher gilt im Jahr 2020 eine durchschnittliche Einspeisung der PVA von 105 % und der WEA von 104 % ihrer installierten Nennleistung. Im Jahr 2030 steigt diese Einspeisung für PVA auf 135 % und für WEA auf 110 % der installierten Nennleistung. Des Weiteren wird im Starklastfall der Leistungsfluss in den Netzen durch das Laden der Speicher erhöht.

In Abbildung 7.29 ist der zusätzliche Investitionsbedarf durch die Integration von netzbelastenden Speichern in der MS-Ebene dar-

gestellt. Bis zum Jahr 2030 steigt der Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 um 32 % an.

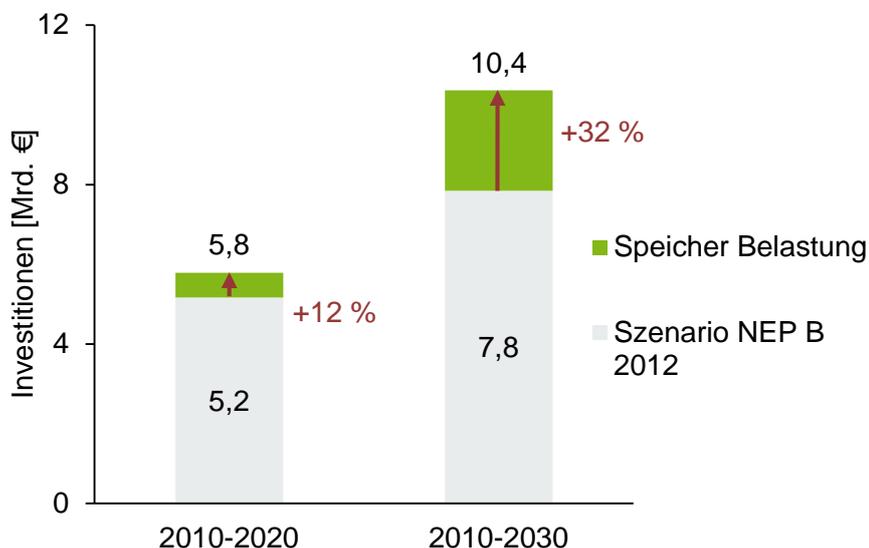


Abbildung 7.29

Zusätzlicher Investitionsbedarf in der MS-Ebene durch die Integration netzbelastender Speicher

Netzentlastung durch dezentrale Speicher

Beim netzentlastenden Einsatz der Speicher gilt im Jahr 2020 eine durchschnittliche Einspeisung der PVA von 78 % und der WEA von 96 % ihrer installierten Nennleistung. Im Jahr 2030 sinkt diese Einspeisung für auf 68 % und für WEA auf 90 % der installierten Nennleistung. Die Auswirkungen der Speicher im Starklastfall werden nicht gesondert betrachtet, da die vorhandenen Netze bereits auf die anliegende Last ausgelegt sind.

In Abbildung 7.30 ist das Einsparpotential durch die Integration netzentlastender Speicher in der MS-Ebene dargestellt. Bis zum Jahr 2030 kann der Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 um 12 % reduziert werden.

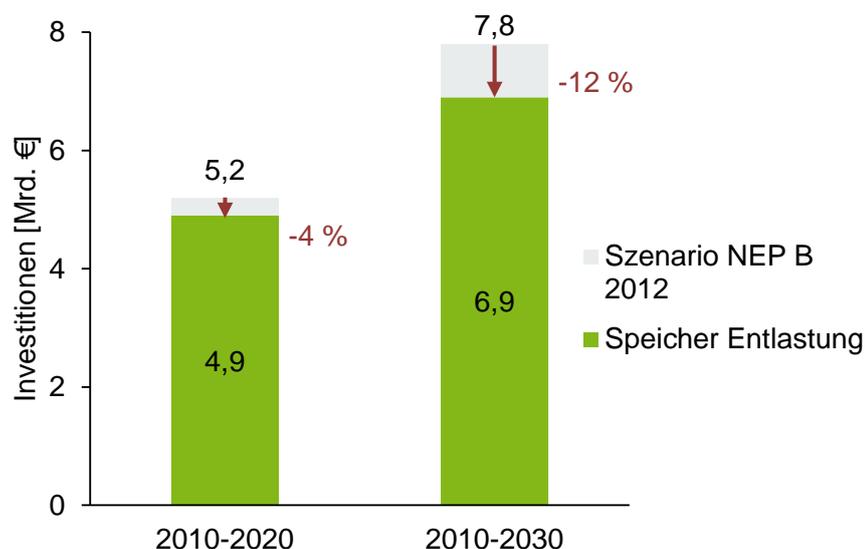


Abbildung 7.30 Einsparpotential in der MS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher

7.7.3 Ergebnis für die Hochspannung

Die Integration dezentraler Speicher wird anhand von zwei durch DEA geprägten HS-Netzen bewertet. In der Variante wird von einer Speichermöglichkeit an jedem Umspannwerk ausgegangen. Für diese Speicher wird angenommen, dass sie 20% der dort installierten WEA-Leistung und 30% der PVA-Leistung aufnehmen können. Die DEA in den unterlagerten Spannungsebenen werden gemäß der obigen NS- und MS-Betrachtungen mit Speichern versehen.

Zusätzliche Netzbelastung durch dezentrale Speicher

Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung der gespeicherten Energie ausschließlich zu Zeiten erfolgt, in denen die eingespeiste WEA- und PVA-Leistung unterhalb der auslegungsrelevanten Leistungswerte liegt. Aus diesem Grund verursachen dezentrale Speicher in diesem Anwendungsfall keine zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen im Lastfall. Die Rückspeiseerhöhung durch marktgetriebenen Speichereinsatz wird für diese Speicher ausgeschlossen, da als primäres Speichereinsatzziel die Glättung der Einspeiseleistung von WEA angenommen wird.

Netzentlastung durch dezentrale Speicher

In Abbildung 7.31 ist das Einsparpotential durch die Integration netzentlastender Speicher in der HS-Ebene dargestellt. Bis zum

Jahr 2030 kann der Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 um 21 % reduziert werden.

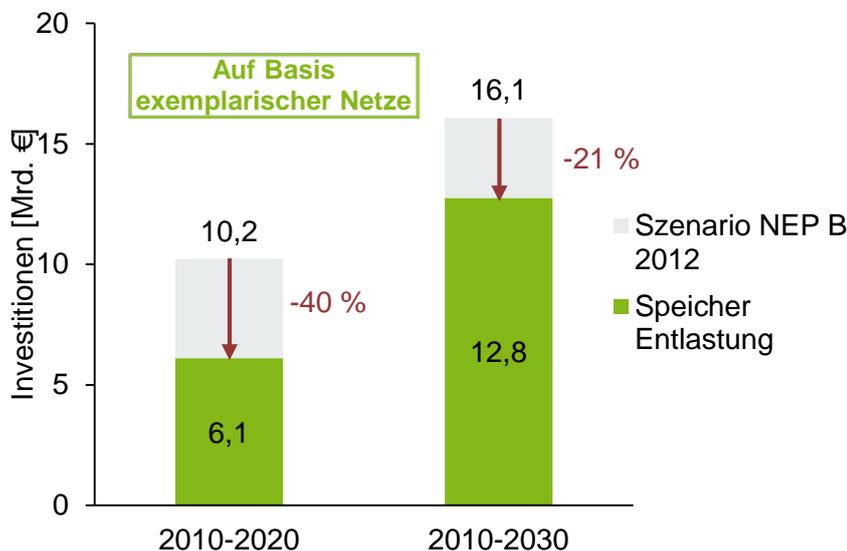


Abbildung 7.31

Einsparpotential in der HS-Ebene durch die Integration netzentlastender Speicher

7.7.4 Zusammenfassung und Bewertung

Durch den Einsatz von Speichertechnologien ist im marktgetriebenen Betrieb eine Belastung und im netzgetriebenen Betrieb eine Entlastung der Verteilnetze möglich. Zur Vermeidung von zusätzlichen Investitionen beim Netzausbau sollte der marktgetriebene Einsatz von Speichern in den Zeiten vermieden werden, in denen die Netze dadurch zusätzlich belastet würden. Der netzgetriebene Einsatz sollte finanziell sowie politisch gefördert werden, wenn die notwendigen Investitionen in den Speichereinsatz zukünftig ausreichend sinken.

Bis zum Jahr 2030 wird in dem angenommenen Szenario eine Speicherleistung von etwa 37,5 GW im Netz installiert. Unter der Annahme, dass PVA-Speicher mit einer Kapazität von 1,5 Volllaststunden und WEA-Speicher einer Kapazität von 8 Volllaststunden dimensioniert sind, beträgt die zugehörige Kapazität der Speicher etwa 96 GWh. Aus dem netzentlastenden Betrieb resultiert eine Gesamteinsparung von etwa 4,8 Mrd. €. Bezogen auf die installierte Speicherleistung und -kapazität bedeutet dies Einsparungen von 128 €/kW bzw. 50 €/kWh.

7.8 Lastreduktion durch Effizienzsteigerung

Im Szenario NEP B 2012 wird von einem konstanten Energieverbrauch sowie von einer konstanten Spitzenlast für die Stützjahre der Untersuchung ausgegangen. Eine verbraucherseitige Effizienzsteigerung wird der Annahme entsprechend durch Komfortsteigerung und neue Verbraucher wie Klimaanlage, Wärmepumpen, IKT oder Elektromobile kompensiert. Die Bundesregierung strebt in ihren Energieeffizienzvorgaben jedoch eine Reduktion des elektrischen Energieverbrauchs von 15 % bis zum Jahr 2030 an [26]. In dieser Variante werden die Auswirkungen der politisch gewünschten Effizienzsteigerung auf den Netzausbaubedarf untersucht.

Nach [26] wird für die Entwicklung der Nettostromnachfrage bis zum Jahr 2030 Folgendes angenommen:

- Reduktion um 7 % im Referenzszenario
- Reduktion um bis zu 15 % in den Zielszenarien

Für die Bruttostromnachfrage inklusive des Kraftwerkseigenverbrauchs und Verlusten gilt in [26]:

- Reduktion um 10 % im Referenzszenario
- Reduktion um bis zu 17,5 % in den Zielszenarien

Nun wird angenommen, dass die Energieeinsparung mit der Reduzierung der Leistung korreliert. In Anlehnung an [26] wird in dieser Variante zum Szenario NEP B 2012 eine Reduktion der stationären Verbraucherlast in der NS-, MS- und HS-Ebene von jeweils 10 % bis zum Jahr 2020 und 15 % bis Jahr 2030 unterstellt. Die Reduktion findet ausschließlich in den Zeitschritten nach dem Jahr 2015 statt.

7.8.1 Ergebnis für die Niederspannung

Die Reduktion der Last führt in DEA-geprägten Netzgebieten zu einer zusätzlichen Belastung der Netze im auslegungsrelevanten Rückspeisefall. Dadurch erhöht sich der Investitionsbedarf in der NS-Ebene bis zum Jahr 2030 um 4 %, wie in Abbildung 7.32 dargestellt ist.

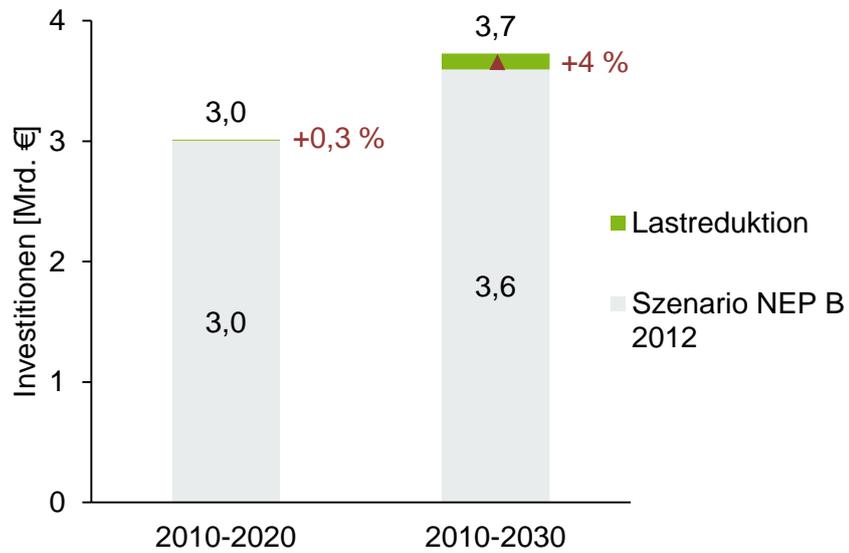


Abbildung 7.32 Erhöhung des Investitionsbedarfs in der NS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen

7.8.2 Ergebnis für die Mittelspannung

Wie in Abbildung 7.33 dargestellt ist, steigt der Netzausbaubedarf in der MS-Ebene bis zum Jahr 2030 um 0,2 % an.

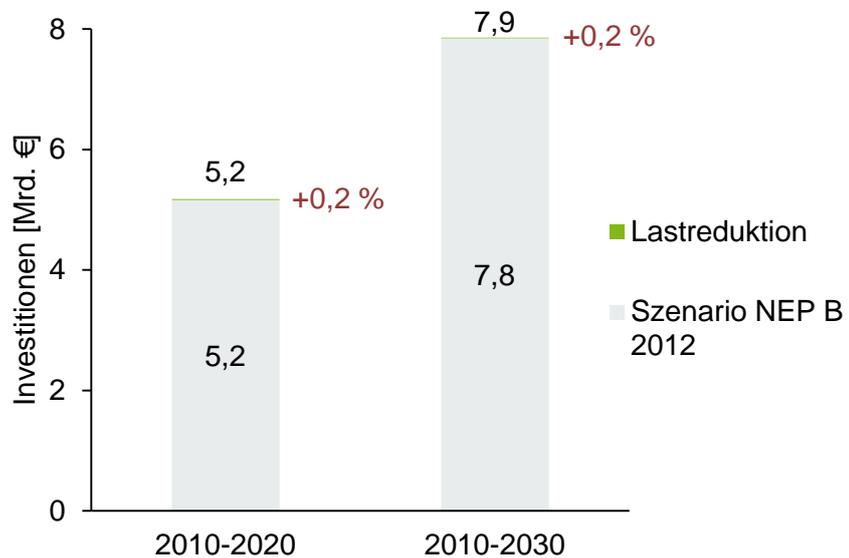


Abbildung 7.33 Erhöhung des Investitionsbedarfs in der MS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen

7.8.3 Ergebnis für die Hochspannung

Wie in Abbildung 7.34 dargestellt ist, steigt der Netzausbaubedarf in der HS-Ebene bis zum Jahr 2030 um 13 % an. Die HS-Ebene liefert den größten Ausbaubedarf bis zum Jahr 2030, da die Reduktion der im Vergleich zu anderen Spannungsebenen hohen

Verbraucherlast deutlich höher ins Gewicht fällt als in den anderen Spannungsebenen. Zudem speisen in der HS-Ebene alle DEA der unterlagerten Spannungsebenen im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall ein. Auffällig ist hierbei, dass bis zum Jahr 2020 nur ein geringfügig höherer Investitionsbedarf anfällt. In diesem Zeitschritt werden die planerischen Reserven im Netz derart reduziert, dass im darauf folgenden Zeitschritt Netzausbaumaßnahmen für eine verhältnismäßig geringe Lastreduktion notwendig werden.

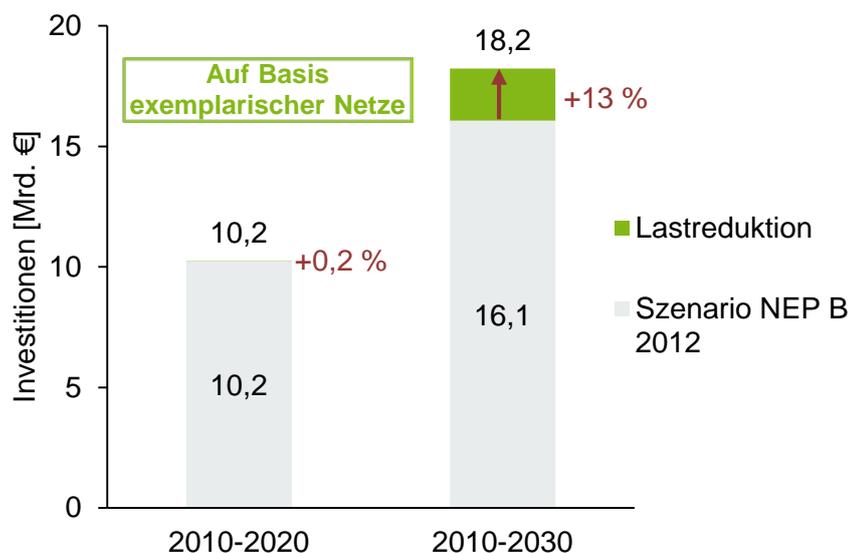


Abbildung 7.34 Erhöhung des Investitionsbedarfs in der HS-Ebene durch Energieeffizienzmaßnahmen

7.8.4 Zusammenfassung und Bewertung

Im netzauslegungsrelevanten Rückspeisefall führt die Reduktion der Last in DEA-geprägten Netzgebieten zu einer zusätzlichen Belastung der Netze und somit einem höheren Investitionsbedarf im Vergleich zu Szenario NEP B 2012. In dieser Variante wird lediglich eine Lastreduktion durch Effizienzsteigerung berücksichtigt. Weitere Einflüsse auf die Last, wie beispielsweise der sozio-demografischen Faktoren, können regional starke Auswirkungen haben, deren Größenordnung in dieser Variante jedoch nicht abgeschätzt wird.

7.9 Vergleich der Varianten

In den durchgeführten Variantenrechnungen wurden die Auswirkungen der veränderten Annahmen auf die notwendigen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen sowie den resultierenden

Investitionsbedarf im Vergleich zum Szenario NEP B 2012 ermittelt. Für das Bundesländerszenario wurde zusätzlich der Einsatz neuer Netztechnologien untersucht (vgl. Abbildung 7.11). Bei allen Variantenrechnungen werden keine Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen, soweit sie nicht für die Realisierung der Variante selbst notwendig sind, keine veränderten OPEX, keine eventuell extern anfallenden Kosten und keine sich ändernde Abschreibungsdauern berücksichtigt. Fallspezifisch kann durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel notwendiger Netzausbau verzögert oder langfristig vollständig vermieden werden. Im Netzbetrieb besteht die Möglichkeit, Spannungsbandverletzungen oder auftretende Belastungssituationen sicher zu beheben. Bei allen innovativen Netztechnologien muss im Einzelfall überprüft werden, ob die Gesamtbetrachtung der Investitionen und Betriebskosten gegenüber den konventionellen Betriebsmitteln einen Vorteil bietet. In Abbildung 7.35, Abbildung 7.36 und Abbildung 7.37 werden für die NS, MS und HS die Ergebnisse für den Investitionsbedarf bis zum Jahr 2030 aus den Variantenrechnungen mit dem Szenario NEP B 2012 vergleichend dargestellt.

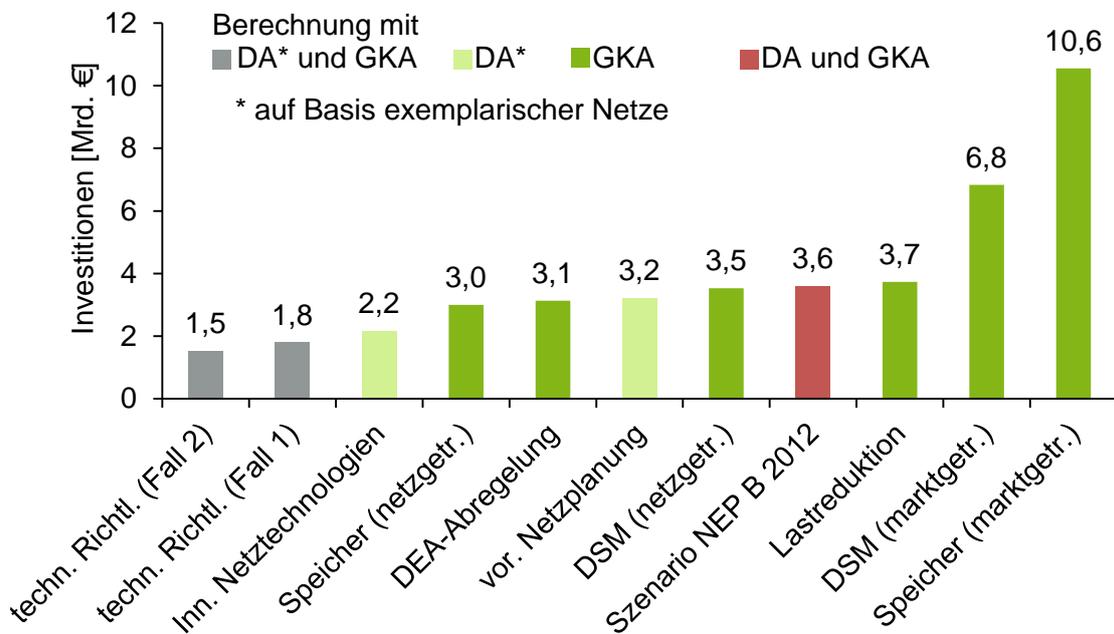


Abbildung 7.35 Vergleich der Variantenrechnungen in der NS-Ebene bis zum Jahr 2030

Die Ergebnisse der Variantenrechnungen stellen nur eine Indikation für das Potential der Veränderungen der Investitionen dar. In Abbildung 7.38 sind die Ergebnisse der Variantenrechnungen bis zum Jahr 2030 über alle Spannungsebenen zusammengefasst dargestellt.

Durch die Anpassung der technischen Anschlussrichtlinien von DEA in der NS- und MS-Ebene kann der Netzausbaubedarf signifikant gesenkt werden. Weiterhin kann durch die Abregelung von DEA oder den netzoptimierten Betrieb von Speichern gerade in der HS-Ebene der Ausbau von Kabel- und Freileitungstrassen reduziert werden. Die DEA-Abregelung ist mit zusätzlichen, aber vergleichsweise geringen Investitionen in Bereich der IKT und geringen Energieverlusten verbunden. Im Gegensatz dazu steht der enorme Investitionsbedarf für Speicher, wenn ein ähnlicher Effekt erreicht werden soll. Der Einsatz von Speichern, die nur zur Vermeidung des Netzausbaus betrieben werden, scheint wirtschaftlich nicht sinnvoll. Bei marktgetriebenen Speichern muss jedoch darauf geachtet werden, dass keine zusätzlichen Netzbelastungen entstehen.

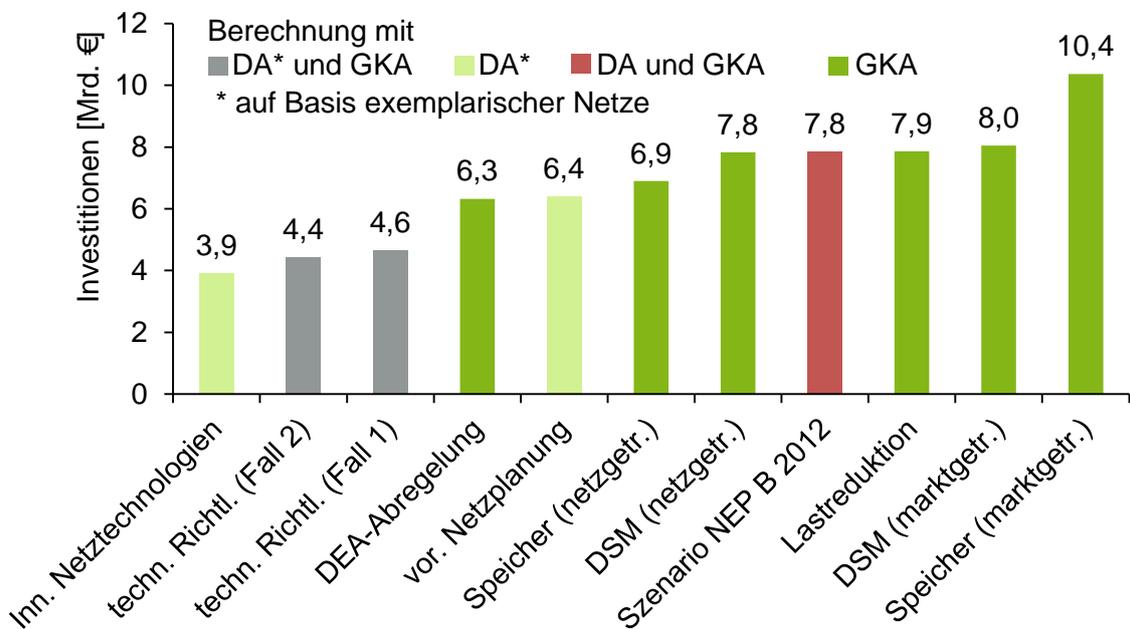


Abbildung 7.36 Vergleich der Variantenrechnungen in der MS-Ebene bis zum Jahr 2030

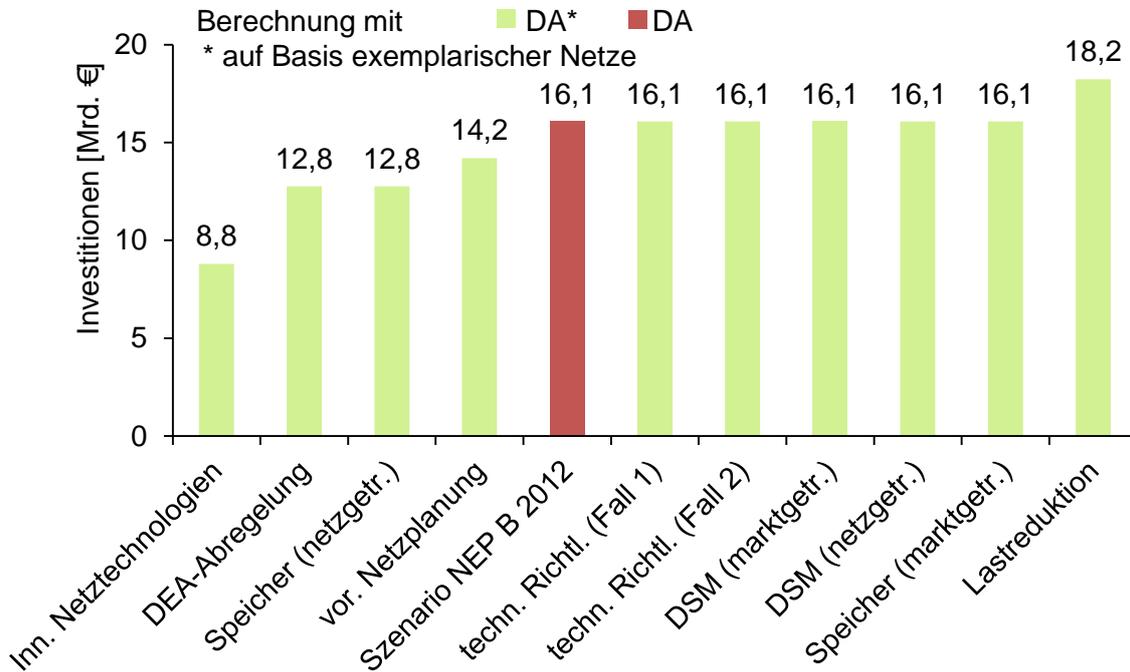
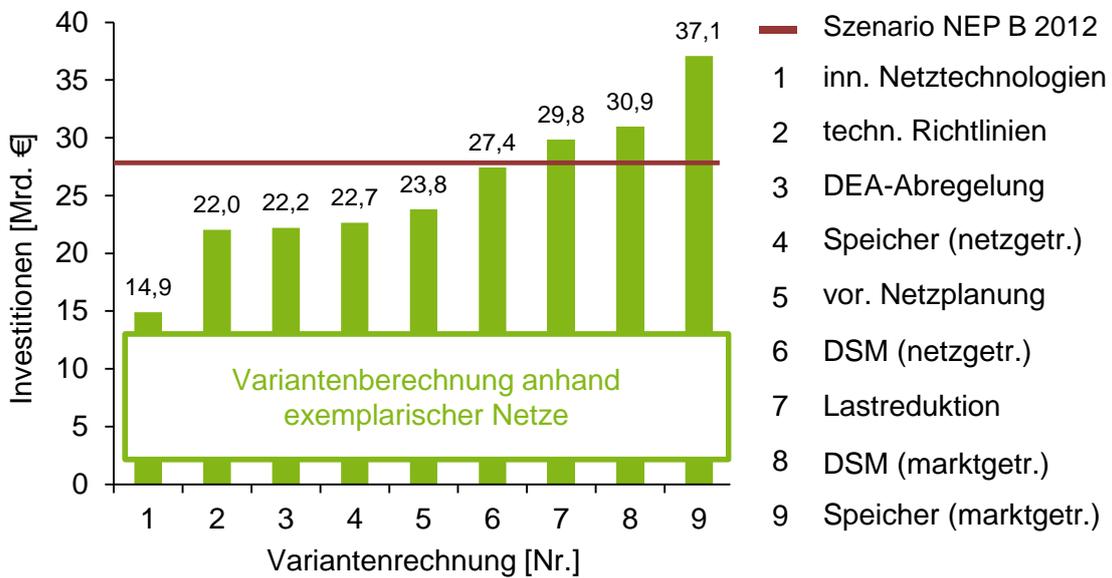


Abbildung 7.37 Vergleich der Variantenrechnungen in der HS-Ebene bis zum Jahr 2030



Keine Berücksichtigung von:

- externen Kosten (zusätzliche Investitionen, Vergütungen etc.)
- Anpassungen rechtlicher Rahmenbedingungen
- veränderten OPEX
- veränderten Abschreibungsdauern

Abbildung 7.38 Zusammenfassung der Variantenrechnung bis zum Jahr 2030

Das intelligente Management von Lasten erfordert umfangreiche Investitionen und eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung um das Potential zu erschließen und zu nutzen. Für den überregionalen Erzeuger-Last-Ausgleich wird ein marktgetriebenes Lastmanagement benötigt, welches zu weiteren Netzbelastungen und damit einem Netzausbaubedarf führen kann. Beim marktgetriebenen Lastmanagement ist somit ein koordinierter Einsatz der Lasten unter der Berücksichtigung von Netzrestriktionen erforderlich. Die Reduktion der Last in DEA-geprägten Netzgebieten führt zu einer zusätzlichen Belastung der Netze und somit einem höheren Investitionsbedarf. Weiterhin wurde ermittelt, dass in jeder Spannungsebene der Verteilnetze die notwendigen Investitionen durch vorausschauende Planung gesenkt werden können, wenn zuverlässige Prognosen für die jeweiligen Netzgebiete angenommen und somit Mehrfachinvestitionen vermieden werden können.

Bewertung der Potentialabschätzung für Deutschland

Die Untersuchungen haben ergeben, dass die Varianten unterschiedliche Einsparpotentiale aufweisen, die jedoch keinesfalls aufsummiert werden dürfen. Von den Ergebnissen der Einzeluntersuchungen kann nicht auf das Zusammenwirken verschiedener Varianten geschlossen werden. Zum Beispiel könnte bei Verzicht auf die Anschlusskriterien in einigen Netzgebieten auf eine Abregelung von DEA verzichtet werden. Ein Zusammenwirken verschiedener Varianten ist gesondert zu untersuchen.

Die Variantenrechnung wurde teilweise nur in ausgewählten Untersuchungsregionen oder exemplarischen Netzen durchgeführt. Die deutschlandweite Hochrechnung darf daher nur als Potentialabschätzung interpretiert werden. Varianten die in einer Untersuchungsregion zu deutlichen Einsparungen geführt haben, können in anderen Untersuchungsregionen möglicherweise ein geringeres Potential aufweisen. Die Auswirkungen der Varianten wurden im Rahmen der Studie nach Spannungsebenen getrennt betrachtet. Bei allen Varianten wurden nur Auswirkungen auf Investitionen betrachtet, betriebliche Kosten und veränderte Lebensdauern werden im regulatorischen Teil der Studie berücksichtigt.

Handlungsempfehlung

Die Variantenrechnungen in der NS und MS haben gezeigt, dass eine Anpassung der technischen Richtlinien unmittelbar möglich ist

und den konventionellen Netzausbau verzögern und reduzieren kann. Werden zusätzlich innovative Netztechnologien eingesetzt kann gänzlich auf die betrachteten Spannungskriterien der Anschlussrichtlinien verzichtet werden. Es wird eine höhere Flexibilität im Betrieb und Aufnahmefähigkeit von DEA erreicht, jedoch sind höhere Betriebskosten und kürzere Lebensdauern der innovativen Betriebsmittel zu veranschlagen. Zur Wahrung der Wirtschaftlichkeit ist dabei eine Einzelfallprüfung der Maßnahmen erforderlich. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass innovative Technologien zur Verringerung von Netzinvestitionen unbedingt weiter betrachtet werden sollten.

In der MS- und HS-Ebene kann durch Abregelung der DEA der kurzfristige Netzausbau verzögert oder vermieden werden. Unter Berücksichtigung der langfristigen Genehmigungsverfahren in den HS-Netzen können bis zur Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen zusätzliche DEA zugelassen werden. Dabei sind die rechtlichen Rahmenbedingungen und Vergütungsmodelle für die Anlagenbetreiber zu prüfen. Ein ähnlicher Effekt auf den Netzausbaubedarf kann durch flächendeckenden Einsatz von Speichern erreicht werden, der jedoch im Vergleich zur DEA-Abregelung mit einem sehr hohen Investitionsbedarf verbunden ist.

Weiterhin hat die Variantenrechnung gezeigt, dass bei einer vorausschauenden Netzplanung in allen Spannungsebenen der Netzausbaubedarf bei hohen bekannten Prognosen durch eine Vermeidung von Mehrfachinvestitionen reduziert werden kann.

Kernaussagen

Die Variantenrechnungen zeigen, dass innovative Netztechnologien ein hohes Potential zur Vermeidung von Netzausbaukosten haben. Die Abregelung von DEA, der vorausschauende Netzausbau sind weitere probate Mittel, um Investitionen zu vermeiden oder zumindest zu verschieben.

Laststeuerungsmechanismen (DSM) sowie Speicher sind für die Reduzierung von Netzinvestitionen nicht geeignet. Bei deren marktgetriebenem Einsatz muss darauf geachtet werden, dass kein weiterer Netzbedarf resultiert. Eine Koordination zwischen Speichereinsatz und DSM ist zwingend erforderlich.

Die Lastreduktion durch Effizienzsteigerung führt in rückspeisegeprägten Gebieten zu einem erhöhten Netzbedarf.

8 Veränderte Rolle der Verteilnetzbetreiber

Leitgedanken

Durch die zunehmende Einspeisung auf Verteilnetzebene wird sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber diesen Veränderungen anpassen müssen. Es findet eine stärkere Interaktion der dortigen Netzkunden mit dem Elektrizitätsmarkt statt, wodurch die Anforderungen an das Verteilnetz zusätzlich erhöht werden. Das Verteilnetz wird sich zusammen mit den dort angeschlossenen Lasten und Einspeisern auch an Systemdienstleistungen beteiligen. Hierbei übernimmt der Verteilnetzbetreiber eine wichtige Rolle zur Koordination dieser Dienstleistungen.

8.1 Netzebenenübergreifende Koordination

Aufgrund der sich umkehrenden Leistungsflüsse ist eine verstärkte Koordination zwischen Planung und Betrieb sowie den Netzebenen erforderlich. Dies bedingt eine enge Zusammenarbeit der VNB und ÜNB.

8.1.1 Koordinierte Netzplanung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Aus den Ausbauergebnissen dieser Studie ist ersichtlich, dass verstärkt netzebenenübergreifende Zusammenhänge bei der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Speziell an den Verknüpfungspunkten zwischen Übertragungs- und Verteilnetz wirkt sich die Volatilität der unterlagerten DEA dahingehend aus, dass die Netzknoten aus Sicht des Übertragungsnetzes einen deutlich weiteren Leistungsbereich bis hin zur Rückspeisung abdecken müssen. Das Übertragungsnetz muss derartig ausgelegt werden, dass dieser Bereich sicher bedient werden kann.

Darüber hinaus ist in den Untersuchungsregionen der Studie ersichtlich, dass bei einem hohen notwendigen Netzausbau in der

Hochspannungsebene neue Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz zu errichten sind. Ist dieses aufgrund der regionalen Charakteristik des Übertragungsnetzes nicht möglich, so folgt daraus ein suboptimaler Ausbau des HS-Netzes. Beispiele hierfür sind HS-Netze in einigen ostdeutschen Bundesländern, die aufgrund geringer Bevölkerungsdichte teilweise weitläufige Strukturen mit großen Entfernungen zum Übertragungsnetz besitzen. Dies zeigt, dass für eine regionale Übertragungsnetzplanung auch die Struktur und Versorgungssituation der unterlagerten HS-Verteilnetze zu betrachten ist, um eine optimierte Gesamtlösung zu erreichen. Eine Übertragungsnetzplanung ausschließlich auf der Basis der Belastungsänderungen der vorhandenen Netzknoten reicht keinesfalls aus.

Als Empfehlung kann festgehalten werden, dass insbesondere in ländlichen Gebieten mit hohen DEA-Ausbauzielen ein besonderer Fokus auf die spannungsebenenübergreifende Netzentwicklung mit einer koordinierten Planung gelegt werden muss.

8.1.2 Betriebliche Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz

Bei der betrieblichen Koordination zwischen den Netzebenen wirkt sich das Gesamtverhalten der unterlagerten Netzebenen mit allen DEA und Lasten auf die überlagerte Netzebene aus. Prognosen hierüber sind für den Betrieb unerlässlich. Diese Prognosen müssen von den unterlagerten Ebenen aggregiert an die oberen Ebenen weitergeleitet werden. Das Ziel hierbei wäre eine netzgruppen- oder netzknotenscharfe Aggregation der Betriebsdaten, die durch die VNB den ÜNB zur Verfügung gestellt werden sollte. Da die Wechselwirkung allerdings in beide Richtungen erfolgt, sind gleichermaßen relevante Informationen aus dem Übertragungsnetz auch den VNB zur Verfügung zu stellen. Dieses wird insbesondere bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz (siehe Abschnitt 8.2) relevant.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass zur Sicherstellung der Systemverantwortung zukünftig alle Netzbetreiber beitragen müssen und Daten und Informationen aus allen über- und unterlagerten Netzebenen notwendig sind. Der netzebenenübergreifende Daten- und Informationsaustausch muss also in beide Richtungen intensiviert und die Verantwortlichkeiten klar geregelt werden.

8.1.3 Koordination zwischen Verteilnetzebenen

Dieselbe Argumentation, die für die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz bei Planung und Betrieb ausgeführt wurde, gilt gleichermaßen auch für die Koordination zwischen Hochspannungsebene und den unterlagerten Spannungsebenen des Verteilnetzes, wenn die Netze von getrennten Netzbetreibern betrieben werden. Gerade bei der Abspaltung von Verteilnetzen auf Mittelspannungsebene durch Rekommunalisierung kann es zu planerischen und betrieblichen Koordinationsproblemen und damit zu suboptimalen Netzstrukturen und Betriebsabläufen kommen. Aus Sicht der zukünftigen Anforderungen und insbesondere der Systemsicherheit sind möglichst großräumige Verantwortungsgebiete über alle Verteilnetzebenen hinweg erstrebenswert.

8.2 Erbringung von Dienstleistungen aus dem Verteilnetz

Mit der Verlagerung der Kraftwerksleistung von Großkraftwerken hin zu DEA muss auch die Erbringung von Dienstleistungen neu organisiert werden. Hierbei verändert sich insbesondere die Rolle der VNB, die diese Bereitstellung koordinieren und in Netzbetrieb und -planung berücksichtigen müssen.

8.2.1 Erbringung von Regelreserve

Mit der Volatilität der Leistungserbringung aus DEA sowie dem damit einhergehenden, zunehmenden, absoluten Prognosefehler ist es unerlässlich, dass die Regelreserve auch durch DEA und steuerbare Lasten erbracht wird. Der zukünftige Bedarf an Regelleistung wurde bereits in [62] abgeschätzt.

Ein Beitrag zur Primärregelleistung kann durch eine vorgegebene jeweils einseitige Statik bei steuerbaren DEA und Lasten dezentral umgesetzt werden. Hierbei würden entweder DEA bei Überfrequenz oder Lasten bei Unterfrequenz heruntergeregelt. Die Sekundärregelung ist aufgrund der zentral vorzugebenden Führungsgröße nur mit sehr hohem Kommunikationsaufwand für die DEA umzusetzen. Zunächst könnten jedoch Großanlagen wie Windparks oder Anlagen in virtuellen Kraftwerksstrukturen erschlossen werden. Eine Anpassung der Präqualifikationsbedingungen ist dabei erforderlich. Die Minutenreserve kann aufgrund

der geringeren zeitlichen Anforderungen einfacher erschlossen werden. Für die Erbringung von Regelleistungsprodukten sind in jedem Fall eine Aggregation von DEA sowie eine durchgängige IKT-Ansteuerung erforderlich. Die Koordination und Steuerung kann durch den VNB durchgeführt werden.

Es ist jedoch zu beachten, dass die Regelleistungserbringung in einem Verteilnetzbereich zu einer hohen Gleichzeitigkeit und damit einer erhöhten Netzbelastung führen kann. Hierzu sind gegebenenfalls Netzkapazitäten im Verteilnetz unter Berücksichtigung eines gesamtwirtschaftlichen Optimums vorzuhalten.

8.2.2 Bereitstellung von Momentanreserve

Bis die Primärregelleistung nach einem Leistungsungleichgewicht aktiv wird, stellen die rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke Momentanreserve zur Verfügung. DEA werden in der Regel über Wechselrichter mit dem Netz verbunden und weisen dynamisch eine andere Charakteristik auf. Es gibt erste Ansätze, mit Wechselrichtern ein den konventionellen Kraftwerken ähnliches Systemverhalten zu erreichen. Jedoch muss die Energie aus einer geeigneten Quelle bereitgestellt werden. Vergleichsweise kleine Energiespeicher in DEA könnten die Energie für die Momentanreserve zur Verfügung stellen. Dies ermöglicht, dass zukünftig ein Teil der Momentanreserve aus dem Verteilnetz zur Verfügung gestellt werden kann. Weitergehende Forschungen sind hierzu jedoch erforderlich.

8.2.3 Bereitstellung von Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung muss in elektrischen Netzen in einem ausgewogenen Verhältnis bereitgestellt werden, so dass im Fehlerfall einerseits die Spannung stabil gehalten werden kann, jedoch die Kurzschlussströme beherrschbar bleiben und Fehler durch die Schutztechnik sicher erkannt werden können. Wenn die Umrichter der DEA nicht zur koordinierten Erbringung von Kurzschlussleistung ausgelegt sind, sinkt mit einem zunehmenden Anteil von umrichtergekoppelten DEA bei gleichzeitiger Verdrängung von Synchrongeneratoren in konventionellen Kraftwerken die Kurzschlussleistung. Die Beteiligung der DEA an der Bereitstellung kann zukünftig erforderlich sein. Die Koordination bei Planung und Erbringung hat durch den VNB zu erfolgen. Darüber hinaus wird es mög-

licherweise notwendig sein, auch dem Übertragungsnetz Kurzschlussleistung aus dem Verteilnetz zur Verfügung zu stellen. Es muss geprüft werden, in wie weit die Notwendigkeit sowie Möglichkeit der Bereitstellung bestehen und wie diese zu erfolgen hat.

8.2.4 Koordinierte Blindleistungsbereitstellung

Ein ausgeglichener Blindleistungshaushalt auf allen Netzebenen ist für einen stabilen Netzbetrieb unabdingbar. Mit zunehmend volatilen Leistungsflüssen steigen auch die Anforderungen an die Spannungs-Blindleistungs-Regelung. Die DEA im Verteilnetz können durch ihre Umrichter geregelte Blindleistung bereitstellen, wenn sie geeignet ertüchtigt werden. Die dahingehenden Anforderungen finden bereits in Netzanschlussrichtlinien Berücksichtigung. Die flexible Koordination der Spannung und damit des Blindleistungsabrufs aus DEA wird zunehmend eine Betriebsaufgabe der VNB. Die Koordination muss nicht nur innerhalb der Spannungsebenen erfolgen, sondern auch über die Ebenen hinweg. Hieraus erfolgt ein Bedarf an Schnittstellenkoordination zwischen Netzebenen, die von unterschiedlichen VNB betrieben werden.

Auf der Übertragungsnetzebene besteht ebenfalls ein zunehmender Bedarf an Blindleistung durch den regionalen Wegfall konventioneller Kraftwerke [29]. Eine Deckung des Blindleistungsbedarfs auf der HS-Ebene kann durch Anlagen, die nahe an den Netzverknüpfungspunkten liegen, unterstützt werden. Die VNB müssten die Steuerung der Bereitstellung sicherstellen und würden durch den Abruf seitens der ÜNB koordiniert. Ein gegenseitiger Informationsaustausch ist hierzu notwendig. Bei zeitweise geringer regionaler Einspeisung durch DEA im Verteilnetz und damit einer Leistungsanforderung aus dem Übertragungsnetz steigt dort der Blindleistungsbedarf zur Spannungsstützung an. In diesem Falle kann es über die heutigen Anforderungen hinaus sinnvoll sein, die Blindleistungsbereitstellung der DEA bis zum Phasenschieberbetrieb auszudehnen.

Für den sichereren Systembetrieb ist somit eine netzebenenübergreifende Spannungs- und Blindleistungscoordination erforderlich, die zwischen ÜNB und VNB geeignet zu organisieren ist.

8.2.5 Schwarzstart- und Inselnetz-Fähigkeit

Bei zunehmendem DEA-Anteil im Verteilnetz ergeben sich auch Aufgaben im Bereich der Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit. Wenn die Leistung aus Großkraftwerken zum Systemaufbau bei Großstörungen nicht mehr ausreichend gewährleistet werden kann, müssen Konzepte für DEA und Verteilnetze entworfen werden. Voraussetzung hierfür ist die Implementierung von geeigneten Wirkleistungs- und Blindleistungsregelungsmechanismen im Verteilnetz. Die Eigenbedarfsabsicherung für DEA wäre bei großen Anlagen ebenfalls zu implementieren.

Die Konzepte für die Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit müssten regional für geeignete Netzgruppen entworfen und durch die VNB umgesetzt werden. Eine übergeordnete Koordination hat durch den Übertragungsnetzbetreiber zu erfolgen.

8.2.6 Redispatch-Fähigkeit

Eine weitere Systemdienstleistung ist der Redispatch von Verteilnetzbereichen, um Engpässe im Übertragungsnetz zu entlasten. Der VNB müsste hierzu die beeinflussbare DEA-Leistung und gegebenenfalls auch steuerbare Lastleistung aggregieren. Diese Leistung könnte dem ÜNB zum Redispatch in Echtzeit zur Verfügung gestellt werden. Der Abruf würde durch den ÜNB erfolgen, wobei der VNB die Koordination der aggregierten Anlagen übernehmen müsste. Diese Eingriffsmöglichkeit ist analog zur Regelleistungserbringung oder der Möglichkeit zur Abregelung von Anlagen aufgrund von Verteilnetzengpässen zu sehen. Vergütungsmechanismen müssten geeignet ausgestaltet werden.

8.3 Zusammenfassung

Aufgrund der Einspeisekapazität durch DEA ist es zukünftig unerlässlich, eine stärkere Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz auszugestalten. In der Planung muss ein netzebenenübergreifendes Optimum für die zu tätigen Investitionen gefunden werden. Zusätzliche Verknüpfungspunkte zum Übertragungsnetz können einen überproportionalen Verteilnetzausbau vermeiden und somit ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum ermöglichen.

Im Betrieb ist neben der Koordination der Wirk- und Blindleistung zwischen den Netzebenen insbesondere auch auf eine zuneh-

mende Verantwortung der VNB für Systemdienstleistungen zu achten. Die Bereitstellung der oben aufgeführten Dienstleistungen erfordert einen hohen Koordinations- und damit verbundenen IKT-Aufwand, damit diese von den DEA erbracht werden können. Smart-Grid-Mechanismen zur Steuerung der DEA mit dem Netz sind hierzu einzusetzen. Ein Informationsaustausch und eine Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetz muss in beiden Richtungen ausgestaltet und gewährleistet werden. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Komplexität des Betriebs durch die Bereitstellung von Dienstleistungen weiter steigt, aber zukünftig für die Sicherheit des Gesamtsystembetriebs erforderlich ist. Ob die oben genannten Aufgaben zukünftig jeweils den VNB oder auch neuen Rollen im Energiesystem zugeordnet werden, ist näher zu untersuchen und wird gesetzlich zu regeln sein. Es ist zu erwarten, dass die Verantwortlichkeit sinnvollerweise den VNB zugeordnet wird.

Kernaussagen

Die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird sich zukünftig ändern. Insbesondere sind die Erbringung von Dienstleistungen aus dem Verteilnetz heraus und die planerische sowie betriebliche Koordination mit dem Übertragungsnetz zu beachten und zu regeln. Die diskutierten Aspekte gehen über die Analyse in dieser Studie hinaus und müssen in weitergehenden Forschungen detailliert untersucht werden.

9 Anhang zum technischen Gutachten

9.1 Ergebniskarten für das Bundes- länderszenario

Die Clusteranalyse der Gemeinden nach ihren Strukturmerkmalen hat für das Bundesländerszenario die Clusterzentren nach Tabelle 3.10 ergeben. Die Gemeindezuordnung zu den NGK im Bundesländerszenario wird in Abbildung 9.1 gezeigt. Die WEA- und PVA-Leistungsdichten für das Jahr 2030 sind, bezogen auf die durchschnittlichen Leistungsdichtewerte aus 2010, in Abbildung 9.2 und Abbildung 9.3 dargestellt.

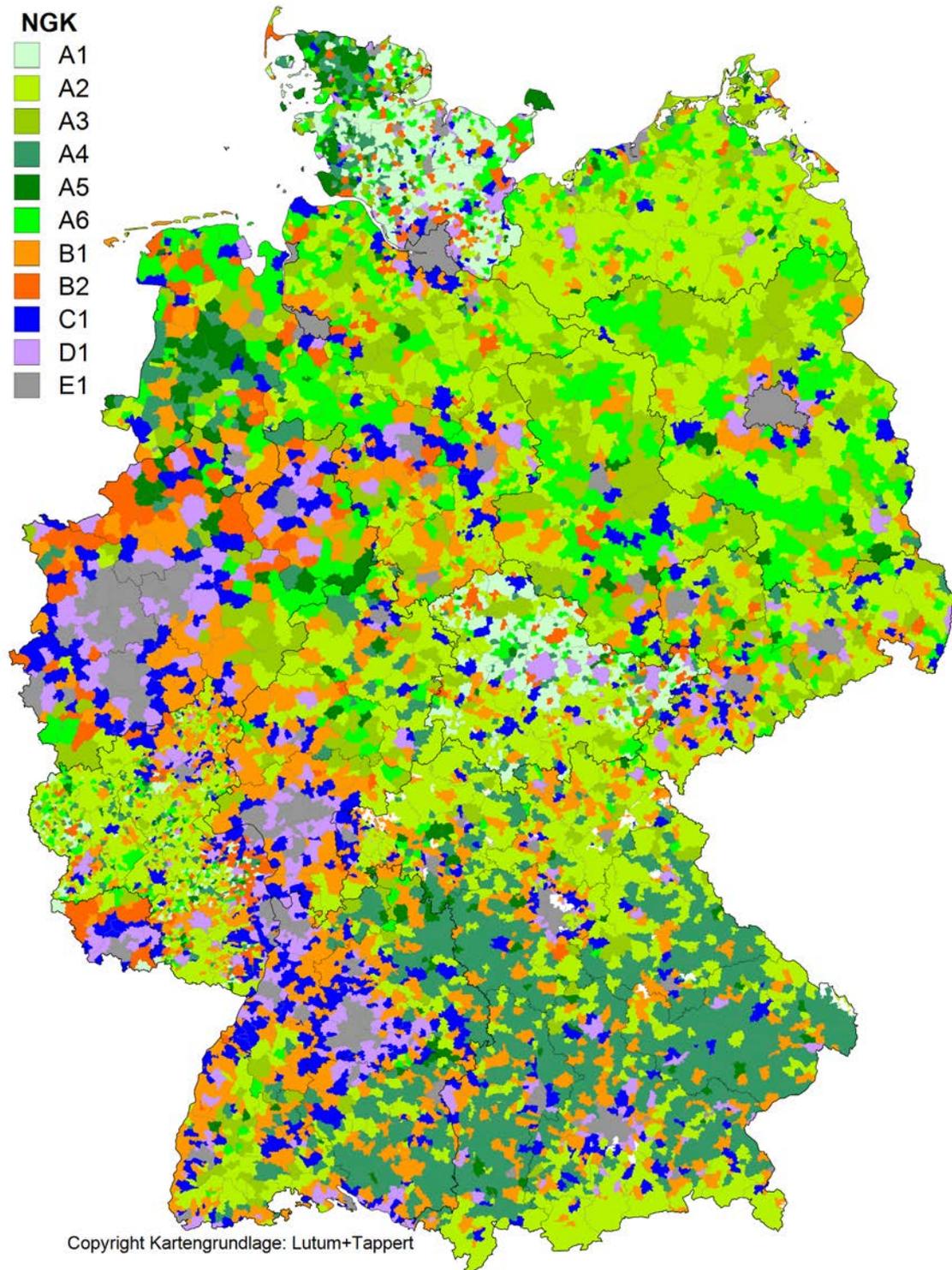


Abbildung 9.1 Verteilung der NGK in Deutschland im Bundesländerszenario

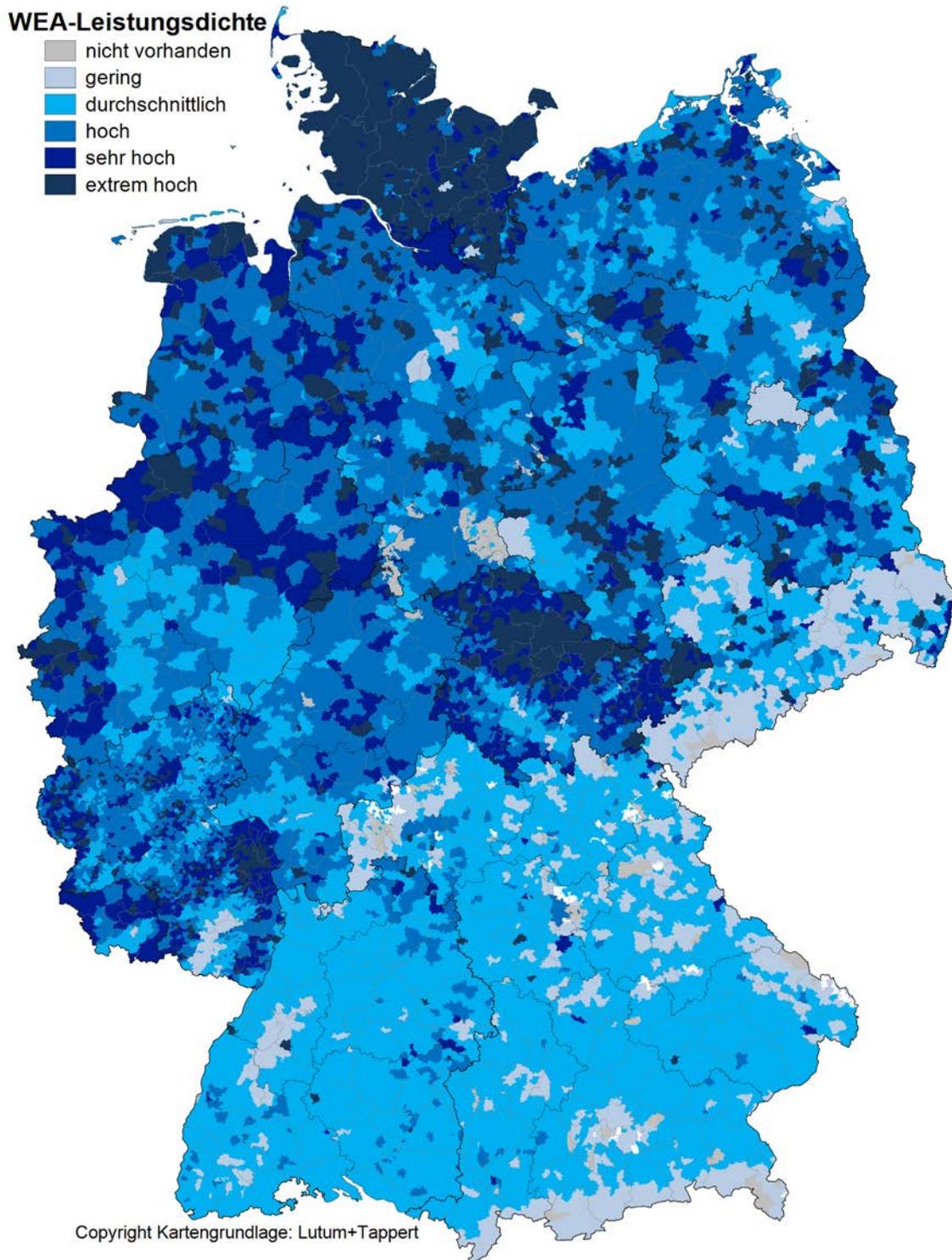


Abbildung 9.2 WEA- Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Bundesländerszenario im Jahr 2030

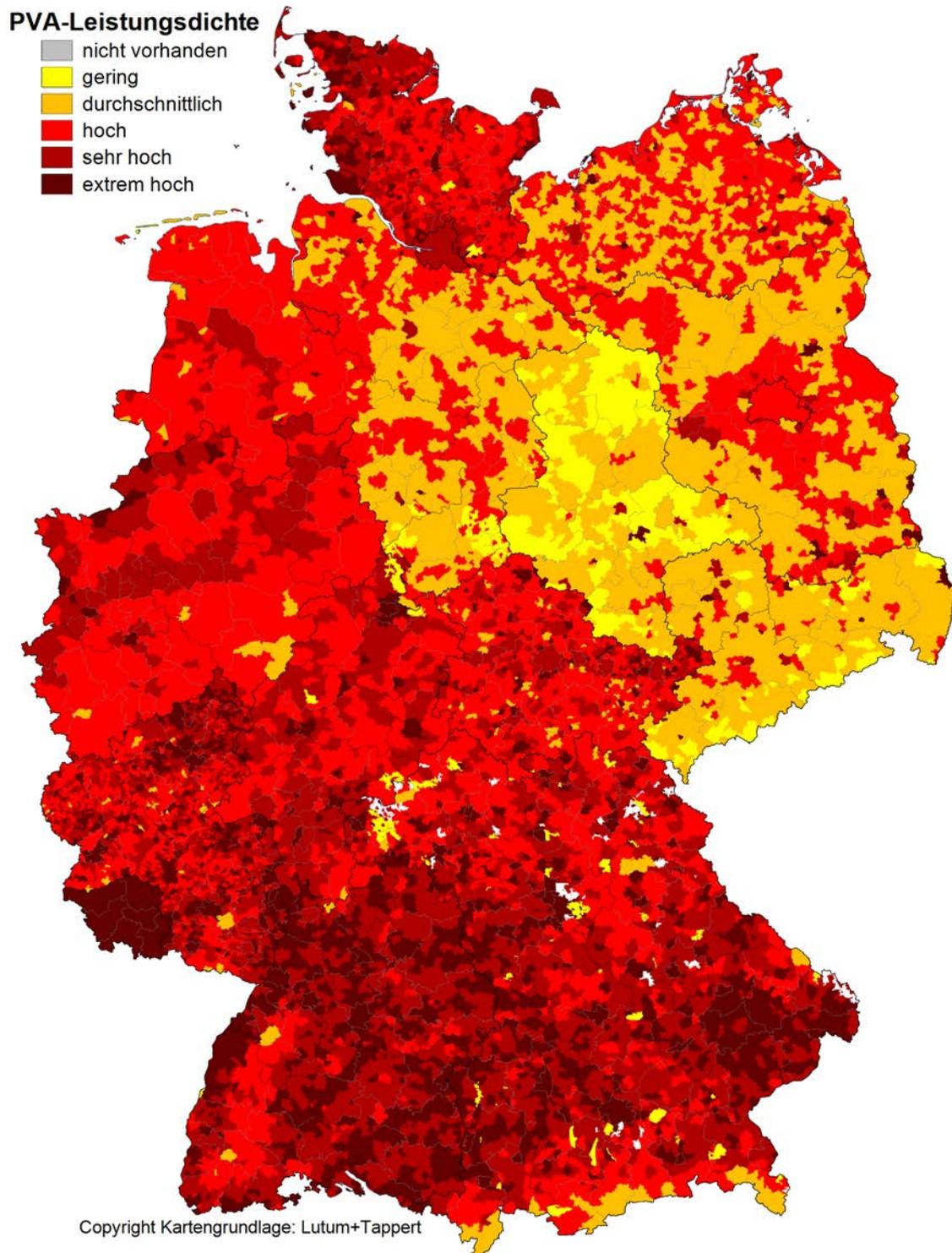


Abbildung 9.3

PVA-Leistungsdichteverteilung in Deutschland für das Bundesländerszenario im Jahr 2030

9.2 Inhomogener Zubau von PVA innerhalb einer Gemeinde

In der Studie wird jeder ONS ein Anteil der Gemeindeprognose für PVA zugewiesen. Dabei wird der Anteil der PVA-Prognose für eine ONS über das Verhältnis der Transformatorleistung einer ONS zur summierten Nennleistung aller Transformatoren einer Gemeinde bestimmt. Somit erhalten in einer Gemeinde alle ONS gleicher Nennleistung einen identischen Prognosewert, der auf die unterlagerten Stränge verteilt und auf reale Anlagengrößen diskretisiert wird. Dies führt zu einer flächigen Verteilung des PVA-Zubaus im Versorgungsgebiet einer betrachteten Gemeinde.

Auf Grund von soziodemographischen Faktoren kann es jedoch auch zukünftig zu einer inhomogenen Verteilung von PVA innerhalb einer Gemeinde kommen. Einige ONS können bis zum Jahr 2030 keinen oder nur einen geringen PVA-Zubau erfahren, während andere ONS entsprechend stärker belastet werden. Da der Einfluss soziodemographischer Faktoren auf den Zubau von PVA bislang nicht wissenschaftlich erarbeitet wurde, können keine Einflüsse auf ONS formuliert werden. Der grundsätzliche Einfluss eines inhomogenen Zubaus von PVA wird daher in diesem Kapitel untersucht. Bei dem gewählten Ansatz erhält beispielsweise nur jede Dritte ONS das Dreifache der Prognose des Szenario NEP B 2012. Die übrigen ONS einer Gemeinde erhalten im Betrachtungszeitraum der Studie keinen PVA-Zubau. Damit entspricht die zugebaute PVA-Leistung dem Szenario NEP B 2012. Das Szenario wird in der Niederspannung mit der GKA untersucht.

Ergebnis für die Niederspannung

Die inhomogene Verteilung des PVA-Zubaus bewirkt eine inhomogene Verteilung des Netzverstärkungsbedarfs bei den ONS einer Gemeinde. ONS ohne PVA-Zubau weisen keinen Netzverstärkungsbedarf auf. Gleichzeitig entsteht bei den ONS, die einen PVA-Zubau erhalten, ein erhöhter Investitionsbedarf bei den Transformatoren und den Kabeln.

In Abbildung 9.4 sind die prozentualen Veränderungen des Investitionsbedarfs bei unterschiedlich inhomogener Verteilung der PVA-Prognose auf die ONS dargestellt. Der erforderliche Netzverstärkungsbedarf weist in Abhängigkeit der Inhomogenität der PVA-

Prognose bei Leitungen und Transformatoren im Betrachtungsrahmen einen gegenläufigen Trend auf.

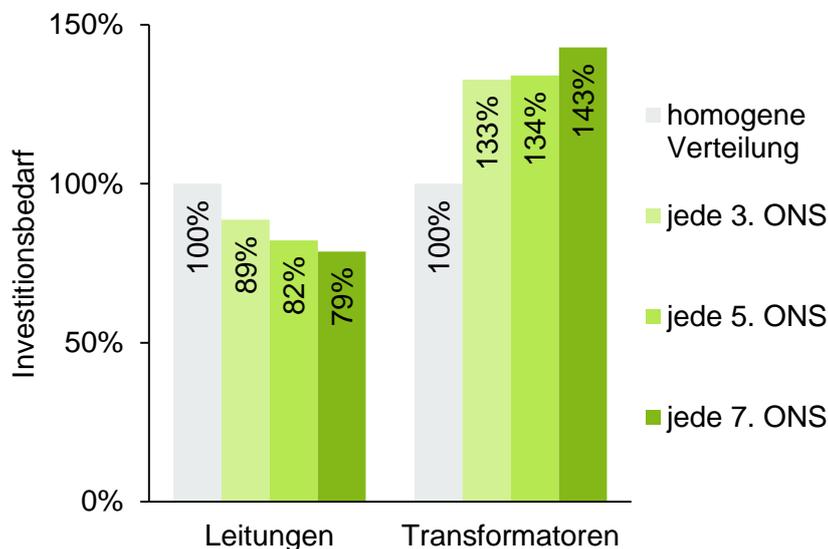


Abbildung 9.4

Änderung des Investitionsbedarfs durch inhomogene Verteilung des PVA-Zubaus innerhalb einer Gemeinde in der NS-Ebene

Leistungsverstärkungen werden bei inhomogener Verteilung der Prognose in weniger ONS erforderlich, wodurch der Investitionsbedarf bei Leitungen sinkt. Gleichzeitig steigt durch die inhomogene Verteilung die Anzahl der Transformatoren, bei denen durch Rückspeisung die maximal zulässigen Betriebsströme überschritten werden. Die Notwendigkeit der Transformatorverstärkung nimmt somit im Betrachtungsrahmen mit zunehmender inhomogener Verteilung der PVA-Prognosen auf die ONS zu.

Die inhomogene Verteilung des PVA-Zubaus innerhalb einer Gemeinde beeinflusst den Netzverstärkungsbedarf bei ländlichen Strukturen stärker als bei städtischen Strukturen. Da in ländlichen Strukturen die Ortsnetztransformatoren durchschnittlich eine geringere Nennleistung als in städtischen Gebieten aufweisen und gleichzeitig der PVA-Zubau pro ONS bei ländlichen Strukturen größer als der PVA-Zubau bei städtischen Strukturen ausfällt, kommt es bei den Ortsnetztransformatoren in ländlichen Strukturen eher zu einer kritischen Betriebsmittelbelastung. Während im Szenario NEP B 2012 der Investitionsbedarf vorwiegend durch Verletzung von Spannungskriterien hervorgerufen wird, werden bei der unsymmetrischen Prognoseverteilung zusätzlich die thermischen Belastungsgrenzen überschritten.

Zusammenfassung und Bewertung

Auf Grund von soziodemographischen Faktoren kann es zukünftig zu einer inhomogenen Verteilung von PVA innerhalb einer Gemeinde kommen. Die inhomogene Verteilung des PVA-Zubaus führt in DEA-geprägten Netzgebieten zu einer inhomogenen Belastung der Netze. ONS ohne PVA-Zubau weisen keinen Netzverstärkungsbedarf auf. Gleichzeitig entsteht bei den ONS, die einen PVA-Zubau erhalten, ein erheblicher Verstärkungsbedarf. Diese Effekte können sich jedoch insgesamt aufheben und je nach Netzgebiet für einen geringen resultierenden Netzausbaubedarf sorgen. In anderen Regionen kann der Netzausbaubedarf hingegen durch diese Verteilung steigen. Für die Hochrechnung auf Deutschland wird davon ausgegangen, dass sich diese Effekte aufheben.

Da der Einfluss soziodemographischer Faktoren nicht für einzelne ONS bekannt ist oder prognostiziert werden kann, sind die Ergebnisse dieser Untersuchung mit einem pauschalen Ansatz abgeschätzt. Somit wird lediglich die grundsätzliche Wirkung einer inhomogenen Verteilung aufgezeigt. Der tatsächliche wissenschaftlich begründbare Einfluss soziodemographischer Faktoren auf den Netzverstärkungsbedarf ist unbekannt und kann von den Ergebnissen dieser Untersuchung abweichen. Daher wird im Rahmen dieser Studie weiterhin von einer homogenen Verteilung der PVA-Prognosen auf die ONS einer Gemeinde ausgegangen.

9.3 Vorhandene Netzanschlusskapazitäten in der NS und MS

In diesem Kapitel werden die vorhandenen Netzanschlusskapazitäten in der NS- und MS-Ebene mit Hilfe der GKA für das Szenario NEP B 2012 analysiert und für die verschiedenen Zeitschritte als Histogramm dargestellt.

Die verfügbare Anschlusskapazität eines Stranges ergibt sich aus dem Abstand eines Datenpunktes im Grenzkurvendiagramm zur jeweiligen Grenzkurve. Befindet sich ein Datenpunkt im Grenzkurvendiagramm innerhalb der Grenzkurven, ist die Anschlusskapazität für DEA positiv. Sofern sich ein Datenpunkt im Grenzkurvendiagramm durch starke Rückspeisung außerhalb der Grenzkurven befindet, ist die Anschlusskapazität für DEA negativ. In diesem Fall muss das Netz verstärkt werden.

Netzanschlusskapazität in der NS-Ebene

In Abbildung 9.5 werden die vorhandenen Anschlusskapazitäten in der NS-Ebene in den verschiedenen Zeitschritten dargestellt. Im Histogramm für das Jahr 2010 ist die Anschlusskapazität aller 2889 NS-Stränge, die mit der GKA in den Untersuchungsregionen betrachtet werden, vor dem Netzausbau dargestellt. Durch den hohen Anteil von DEA ist bereits im Jahr 2010 die Anschlusskapazität für DEA bei einigen Strängen negativ, so dass diese mit insgesamt 56,2 km NS-Kabel verstärkt werden müssten.

Vom Jahr 2010 auf das Jahr 2015 werden bei den betrachteten Strängen DEA mit insgesamt 16,1 MW in der NS-Ebene zugebaut. Die Zuweisung der Prognosen auf die Stränge entspricht der zuvor beschriebenen Methodik. Dabei wird die gemeindegrenze Regionalisierung, die Aufteilung der Prognosen auf die Spannungsebenen, die gewichtete Zuweisung auf ONS und Stränge nach den beschriebenen Schlüsseln berücksichtigt. Durch den Zubau von DEA müssen weitere Stränge verstärkt werden, sodass nach dem Zubau aus dem Jahr 2015 insgesamt 98,1 km NS-Kabel zur Verstärkung der betrachteten Stränge erforderlich sind.

Nach der erforderlichen Netzverstärkung werden vom Jahr 2015 zum Jahr 2020 DEA mit insgesamt 8,2 MW in der NS-Ebene zugebaut, wodurch ein Netzverstärkungsbedarf von 18,4 km entsteht.

Nachfolgend werden vom Jahr 2020 zum Jahr 2030 DEA mit insgesamt 11,1 MW in der NS-Ebene zugebaut, wodurch ein Netzverstärkungsbedarf von 31,3 km entsteht.

Die Häufigkeitsverteilungen der verfügbaren Netzanschlusskapazitäten weisen zwei deutliche Spitzen auf. Diese sind auf Stränge zurückzuführen, die durch Standardquerschnitte, geringe Leitungslängen und sehr geringe installierte Leistungen von DEA gekennzeichnet sind. Auf Grund der geringen Leitungslängen dieser Stränge ist die Spannungshaltung unproblematisch, sodass primär die thermische Grenze die Anschlusskapazität für zusätzliche DEA begrenzt. Somit weist eine Vielzahl von Strängen dieselbe Anschlusskapazität auf.

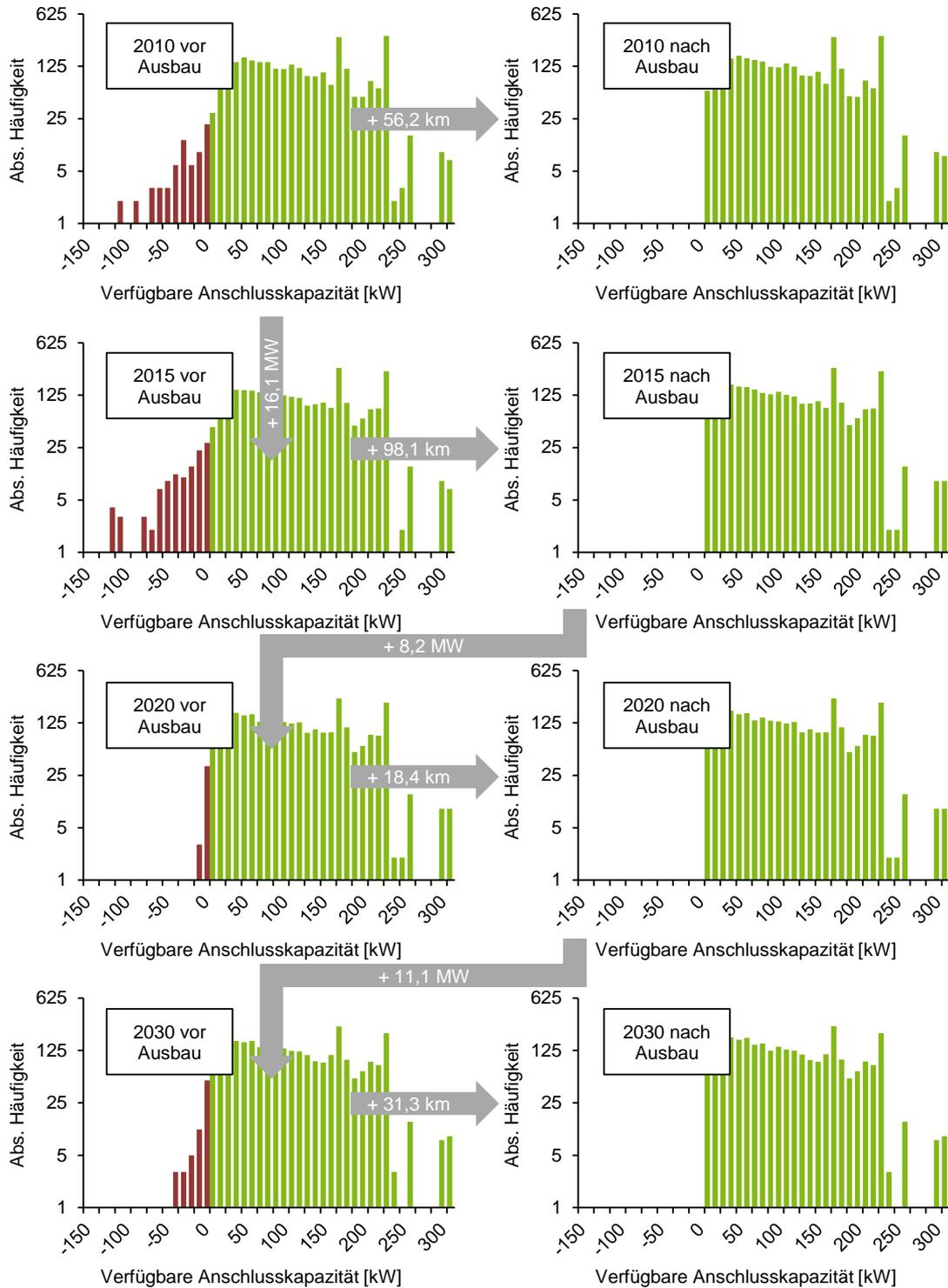


Abbildung 9.5 Verfügbare Anschlusskapazität für DEA in der NS

Aus den mit der NS-GKA untersuchten Strängen kann über alle Zeitschritte in der NS-Ebene der durchschnittliche Netzverstärkungsbedarf pro MW installierter DEA-Leistung bestimmt werden. Dieser beträgt in der NS-Ebene 4,2 km NS-Kabel pro MW DEA-

Leistung. Zur Verifikation dieses Wertes kann der auf Deutschland hochgerechnete Netzverstärkungsbedarf, dem sowohl die Netzanalysen der Detail- als auch der Grenzkurvenanalyse zu Grunde liegen, herangezogen werden und auf die in Deutschland bis 2030 in der NS-Ebene installierten DEA-Leistung bezogen werden. In diesem Fall ergibt sich ein leistungsbezogener Netzverstärkungsbedarf mit durchschnittlich 4,0 km NS-Kabel pro MW DEA-Leistung. Dabei wird bei der Zuteilung der DEA auf die Spannungsebenen ein deutschlandweiter Durchschnittswert angesetzt. Dieser wird aus dem Median der Aufteilungen der Gemeinden, die in den Untersuchungsregionen betrachtet werden, bestimmt.

Netzanschlusskapazität in der MS-Ebene

In Abbildung 9.7 werden die vorhandenen Anschlusskapazitäten in der MS-Ebene in den verschiedenen Zeitschritten dargestellt. Die verfügbare Anschlusskapazität steht zusätzlichen DEA in der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zur Verfügung. Die reinen Anschlusskapazitäten für MS-DEA sind geringer als die in den Histogrammen dargestellten Werte, da durch MS-DEA das 2 %-Spannungskriterium nicht verletzt werden darf. Die durch das 2 %-Spannungskriterium begrenzte Anschlusskapazität für MS-DEA wird in den Netzberechnungen berücksichtigt, ist hier jedoch nicht explizit dargestellt.

Im Histogramm für das Jahr 2010 ist die Anschlusskapazität aller 1814 MS-Stränge, die mit der GKA in den Untersuchungsregionen betrachtet werden, vor dem Netzausbau dargestellt. Durch den hohen Anteil von DEA ist bereits im Jahr 2010 die Anschlusskapazität für DEA bei einigen Strängen negativ, so dass diese mit insgesamt 863 km NS-Kabel verstärkt werden müssten.

Vom Jahr 2010 auf das Jahr 2015 werden bei den betrachteten Strängen DEA mit insgesamt 1494 MW in der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zugebaut. Die Zuweisung der Prognosen auf die Stränge entspricht der zuvor beschriebenen Methodik. Dabei wird die gemeindescharfe Regionalisierung, die Aufteilung der Prognosen auf die Spannungsebenen, die gewichtete Zuweisung auf Stationen und Stränge nach den beschriebenen Schlüsseln berücksichtigt. Durch den Zubau von DEA müssen weitere Stränge verstärkt werden, sodass nach dem Zubau aus dem Jahr 2015 insgesamt 2717 km MS-Kabel zur Verstärkung der betrachteten Stränge erforderlich sind.

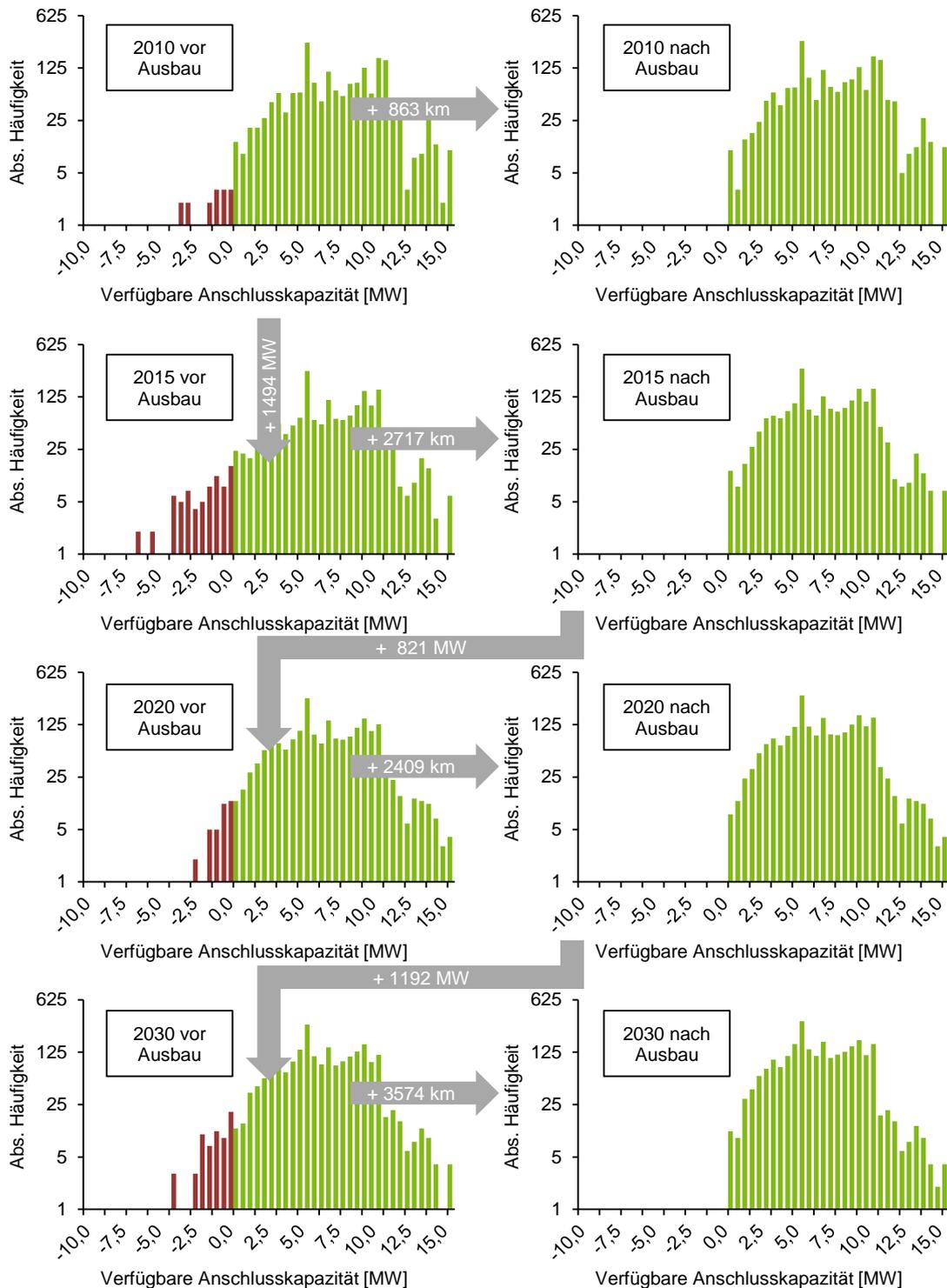


Abbildung 9.6 Verfügbare Anschlusskapazität für DEA in der MS

Nach der erforderlichen Netzverstärkung werden vom Jahr 2015 zum Jahr 2020 DEA mit insgesamt 821 MW in der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zugebaut, wodurch ein Netzverstar-kungsbedarf von 2409 km entsteht.

Nachfolgend werden vom Jahr 2020 zum Jahr 2030 DEA mit insgesamt 1192 MW in der MS- und der unterlagerten NS-Ebene zugebaut, wodurch ein Netzverstärkungsbedarf von 3574 km entsteht.

Die Häufigkeitsverteilung der verfügbaren Netzanschlusskapazitäten weist ein deutliches Maximum auf. Dieses ist auf Stränge zurückzuführen, die durch den Standardquerschnitt, geringe Leitungslängen und sehr geringe installierte Leistungen von DEA gekennzeichnet sind. Auf Grund der geringen Leitungslängen dieser Stränge ist die Spannungshaltung unproblematisch, sodass primär die thermische Grenze die Anschlusskapazität für zusätzliche DEA begrenzt. Somit weist eine Vielzahl von Strängen dieselbe Anschlusskapazität auf.

Aus den mit der MS-GKA untersuchten Strängen kann über alle Zeitschritte in der MS-Ebene der durchschnittliche Netzverstärkungsbedarf pro MW installierter DEA-Leistung bestimmt werden. Dieser beträgt in der MS-Ebene 2,5 km MS-Kabel pro MW DEA-Leistung. Zur Verifikation dieses Wertes kann der auf Deutschland hochgerechnete Netzverstärkungsbedarf, dem sowohl die Netzanalysen der Detail- als auch der Grenzkurvenanalyse zu Grunde liegen, herangezogen und auf die in Deutschland bis zum Jahr 2030 in der MS-Ebene installierten DEA-Leistung bezogen werden. In diesem Fall ergibt sich ein leistungsbezogener Netzverstärkungsbedarf mit durchschnittlich 1,9 km MS-Kabel pro MW DEA-Leistung. Dabei wird bei der Zuteilung der DEA auf die Spannungsebenen ein deutschlandweiter Durchschnittswert angesetzt. Dieser wird aus dem Median der Aufteilungen der Gemeinden, die in den Untersuchungsregionen betrachtet werden, bestimmt.

9.4 Herleitung der Annahmen für die Leistungssteuerung von DEA

Der geeignete Abregelungswert für WEA wird analog zur Herleitung des PVA-Abregelungswerts bestimmt. Hierzu wird auf Ergebnisse einer laufenden Forschungsarbeit zurückgegriffen, in welcher der Betrieb eines Windenergieanlagentyps in Deutschland an verschiedenen Standorten simuliert und ausgewertet wird. Dabei wird im ersten Schritt die geordnete Jahresdauerlinie für verschiedene Standorte in Deutschland bestimmt, anhand derer der Ener-

gieverlust bei Abregelung des Leistungswerts bestimmt werden kann.

Leistungskennlinie einer Windenergieanlage

Ausgehend von der Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten an einem Anlagenstandort kann anhand der Leistungskennlinie der betrachteten WEA die Zeitreihe der Einspeiseleistung berechnet werden. Die Leistungskennlinie wird durch Variation der Windgeschwindigkeit auf Höhe der Nabe v_{Nabe} und unter Hinzunahme der Rotorfläche A_R , dem Anlagenkennwert (Leistungsbeiwert) c_p und der lokalen Luftdichte ρ_L nach [64] wie folgt berechnet:

$$P = 0,5 \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot c_p \cdot v_{\text{Nabe}}^3$$

Im Rahmen dieser Studie werden WEA mit einer Leistung von 3 MW angenommen (vgl. Kapitel 5.1.1). Den folgenden Abschätzungen liegt dabei exemplarisch die Abbildung 9.7 dargestellte Leistungskennlinie der WEA E-82 der Firma Enercon nach [44] zugrunde.

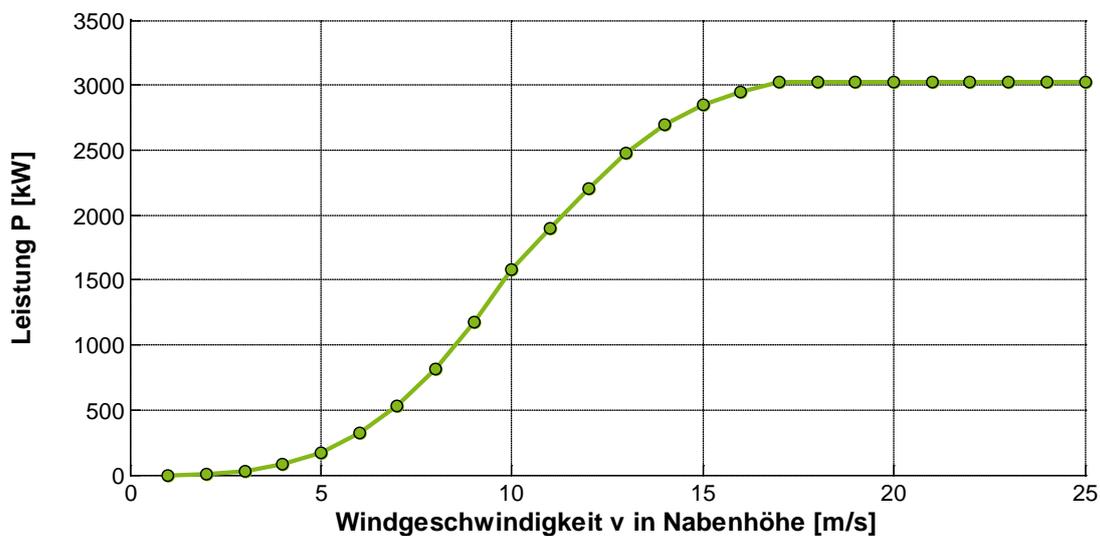


Abbildung 9.7 Leistungskennlinie der WEA E-82 der Firma Enercon

Im Rahmen der Untersuchung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Anlagen über keine Sturmregelung, sondern eine Sturmabschaltung verfügen. Konkret bedeutet dies, dass die Anlagen bei Windgeschwindigkeiten größer 25 m/s abschalten und keine elektrische Leistung bereitstellen.

Standortauswahl und zugehörige Windgeschwindigkeit

Die Untersuchung wird für mehrere Standorte in Deutschland durchgeführt. Den Berechnungen liegen Zeitreihen der gemessenen Windgeschwindigkeiten aus den Jahren 2007 bis 2011 zugrunde. Windstarke und windschwache Gebiete in ganz Deutschland werden durch die Standortauswahl exemplarisch berücksichtigt. Dies ermöglicht einen Vergleich der standortbezogenen Ergebnisse und reduziert die Ergebnisverfälschung durch örtliche und zeitliche Extremfälle.

Die Windgeschwindigkeit wird standortabhängig in einer gewissen Höhe über dem Boden gemessen. Zur Ermittlung der Einspeiseleistung einer WEA wird die Windgeschwindigkeit auf Höhe der Nabe der WEA benötigt. Das in dieser Untersuchung betrachtete Modell der Enercon-WEA E-82 weist eine Nabenhöhe von 98 m auf [44]. Aus diesem Grund werden die gemessenen Daten anhand einer logarithmischen Höhenkorrektur nach [64] auf die Nabenhöhe wie folgt umgerechnet:

$$v_{\text{Nabe}} = v_{\text{MP}} \cdot \frac{\ln \frac{h_{\text{Nabe}}}{r}}{\ln \frac{h_{\text{MP}}}{r}}$$

Zur Berechnung werden die gemessene Windgeschwindigkeit v_{MP} und die Höhe des Messpunktes h_{MP} sowie die Nabenhöhe der WEA h_{Nabe} und die Rauigkeitslänge r am Standort der WEA benötigt. Die Rauigkeitslänge charakterisiert die lokale Bodenbeschaffenheit, die einen Einfluss auf die Windgeschwindigkeit hat. Sie wird unter anderem von der Geländegeometrie und der Bebauung beeinflusst. Im Rahmen der Berechnungen wird von einer Rauigkeitslänge von $r = 0,1$ ausgegangen, was nach [64] einem landwirtschaftlichen Gelände mit einigen Häusern und 8 m hohen Hecken im Abstand von ca. 500 m entspricht.

Bewertung der Abregelung der Einspeiseleistung

Anhand der zuvor beschriebenen Untersuchungsmethodik wird für insgesamt 15 ausgewählte Standorte in Deutschland ermittelt, wie hoch die Abregelung der installierten Leistung ausfallen darf, um maximal einen jährlichen Energieverlust zwischen 1 % und 5 % zu verursachen. Die Auswertung erfolgt für die Jahre 2007 bis 2011. In Abbildung 9.8 ist beispielhaft die geordnete Jahresdauerlinie einer Enercon-WEA E-82 am Standort Emden dargestellt.

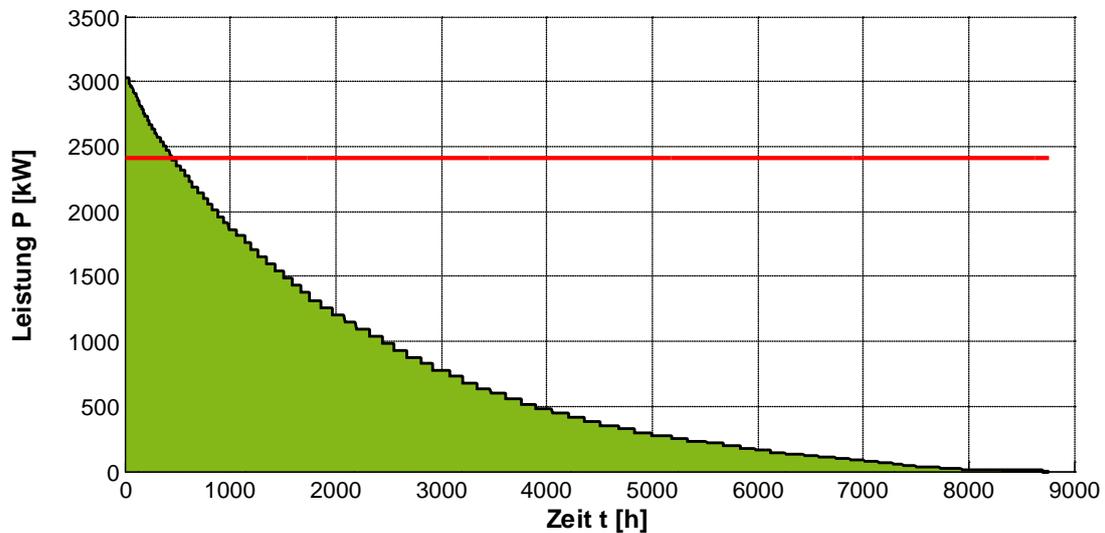


Abbildung 9.8 Geordnete Jahresdauerlinie einer WEA in Emden aus dem Jahr 2011 mit Abregelung auf 80 % der installierten Leistung

Die Enercon-WEA E-82 stellt ohne Abregelung im Jahr 2011 am Standort Emden eine Energiemenge von 6,2 GWh bereit. Um einen jährlichen Energieverlust von 2 % zuzulassen, wird die Leistung der WEA auf 2,4 MW (80 % der installierten Leistung) beschränkt, was durch die horizontale, rote Linie angedeutet wird. Das Integral zwischen der geordneten Jahresdauerlinie und der horizontalen, roten Linie ergibt den jährlichen Energieverlust in Höhe 128,3 MWh von.

Um einen Abregelungswert zu bestimmen, der deutschlandweit Anwendung finden kann, wird die Analyse des jährlichen Energieverlusts von 2 % (orientiert an dem angenommenen Energieverlust der Abregelung von PV-Anlagen) herangezogen. In Abbildung 9.9 ist der Mittelwert der Abregelungswerte der Enercon-WEA E-82 über die Jahre 2007 bis 2011 an ausgewählten Standorten dargestellt, der maximal einen Energieverlust von 2 % pro Jahr zur Folge hat.

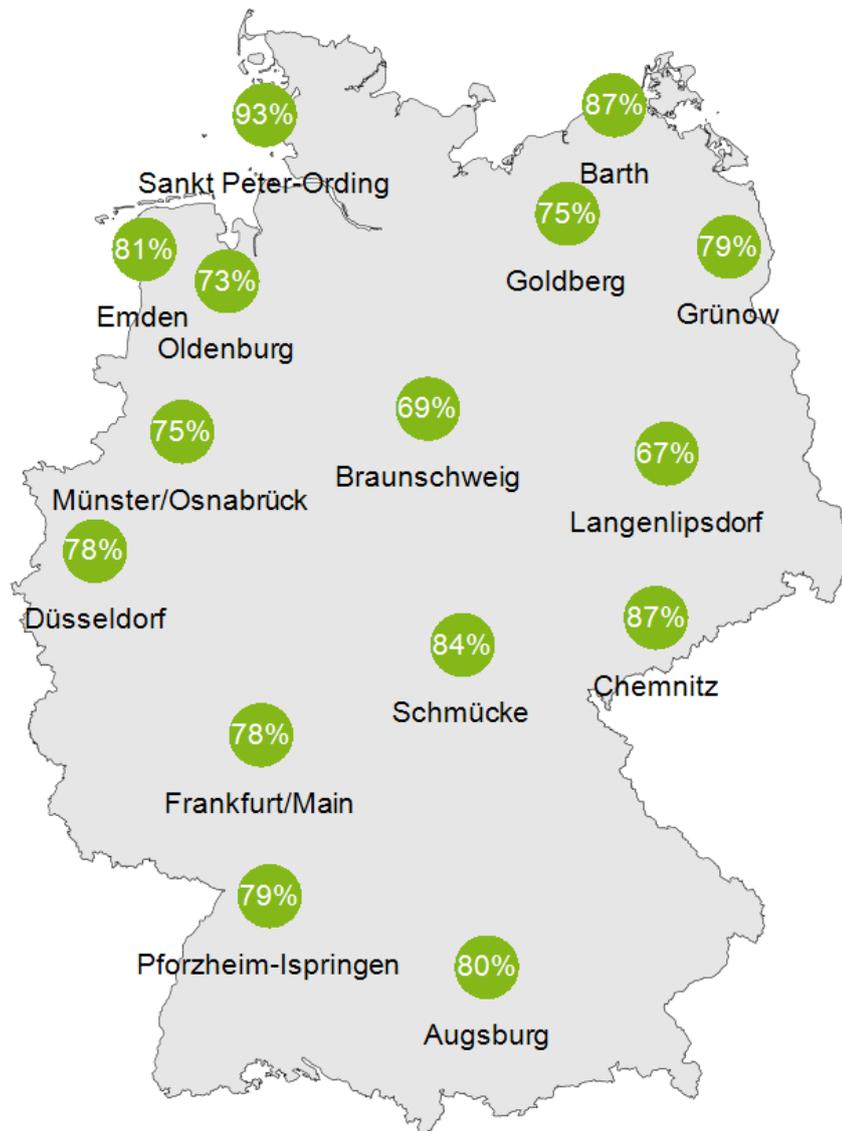


Abbildung 9.9

Abregelungswert der Enercon-WEA E-82 an ausgewählten Standorten bei resultierendem Energieverlust von maximal 2 % pro Jahr

Die hier untersuchten Standorte sind für die Windverhältnisse in Deutschland nicht statistisch repräsentativ. Exemplarisch werden daher sowohl Ergebnisse in windstarken als auch in windschwachen Gebieten angegeben. Um für die untersuchten Standorte einen jährlichen Energieverlust von maximal 2 % zuzulassen, dürfen die WEA auf maximal 94 % der installierten Leistung abgeregelt werden. Da eine Leistungsabregelung von 6 % das Netz jedoch nur geringfügig entlasten würde, wird für die Variantenrechnung bei WEA angenommen, dass an einigen Standorten ein größerer Energieverlust akzeptiert wird.

Der Mittelwert und der Median aller Abregelungswerte an allen Standorten in den Jahren 2007 bis 2011, die einen jährlichen Energieverlust von maximal 2 % zur Folge haben, betragen 79 %. Damit der jährliche Energieverlust im Mittel 2 % nicht übersteigt, wird folglich eine Abregelung von WEA auf 80 % der installierten Leistung angenommen.

9.5 Herleitung der Annahmen für das DSM

In Abbildung 9.10 wird dargestellt, wie aus dem deutschlandweitem Marktgeschehen und der Einsatzart von DSM die Extremwerte der Zeitreihen als Netzauslegungskriterien ermittelt werden. Im Folgenden werden die Schritte weiter erläutert.

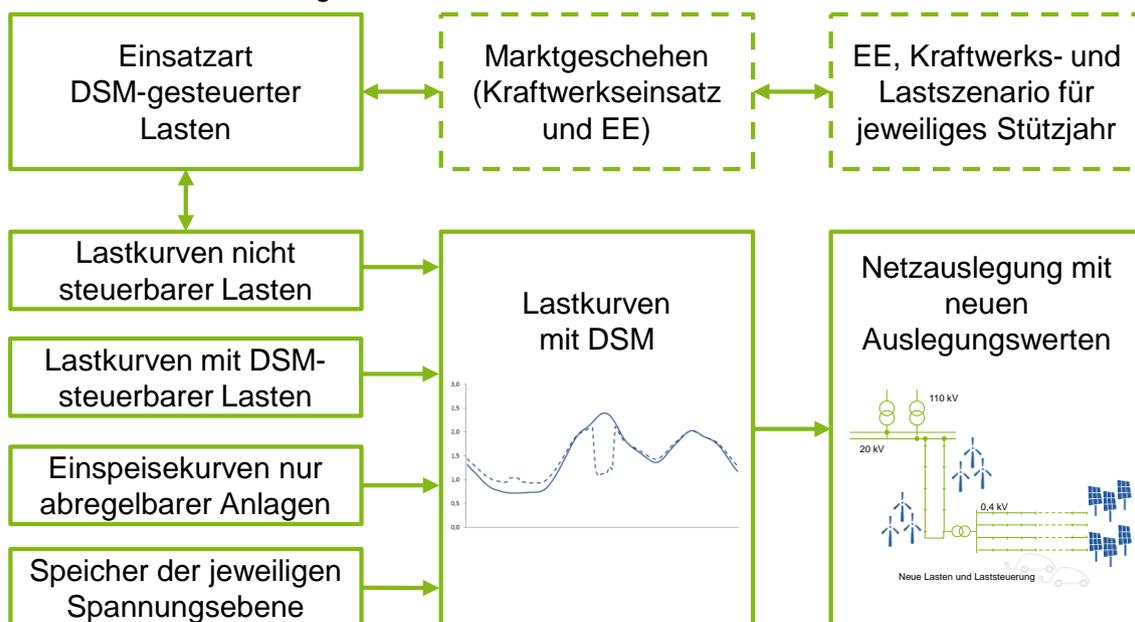


Abbildung 9.10 Einsparpotential neuer Netztechnologien in der MS-Ebene

Annahmen für die Abschätzung des DSM-Potentials

Für die Abschätzung des Potentials der Laststeuerung ist grundsätzlich zwischen Lastreduktion, Lasterhöhung und Lastverschiebung zu unterscheiden. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die zeitliche Dauer in der Einfluss auf das Lastverhalten genommen werden kann. Sie ist ein wichtiger Faktor für den Einsatzzweck und damit der Wertschöpfung des DSM. Das DSM-Potential ist außerdem tageszeit- und lastabhängig ist.

Generell wird bei der Untersuchung der DSM-Potentiale zwischen marktgetriebenen und netzgetriebenen Anreizen unterschieden. In [39], [42] und [92] wird davon ausgegangen, dass DSM marktgetrieben, das heißt unabhängig vom Netzzustand, stattfindet. Ein Überangebot an erneuerbarer Energie führt beim marktgetriebenen DSM aufgrund von Marktsignalen zu einem Zuschalten von Lasten, wohingegen ein Unterangebot zu einem Abschalten von Lasten führt. Beides geschieht unabhängig von der lokalen Belastungssituation in den Verteilnetzen.

Beim netzgetriebenen DSM hat eine erhöhte residuale Netzlast in der jeweiligen Spannungsebene die Abschaltung von Lasten und eine hohe dezentrale Einspeisung im jeweiligen Netz die Zuschaltung von Lasten zur Folge.

Die Annahme der Basisszenarien, dass die Gesamtlast bis zum Jahr 2030 in Spitzenleistung und Energiemenge konstant bleibt, bleibt auch in dieser Variante bestehen. Der gesamte Stromverbrauch Deutschlands wird vereinfacht ohne Höchstspannungsebene auf die Verbrauchergruppen der NS-, MS- und HS-Ebene aufgeteilt. Die Inanspruchnahme elektrischer Energie auf der HS-Ebene entspricht den Angaben aus [31] für das Jahr 2010. Ausgehend von diesen Werten werden die Anteile des elektrischen Energieverbrauchs für die Verbrauchergruppen in der NS- und MS-Ebene berechnet (vgl. Tabelle 9.1).

Tabelle 9.1

Aufteilung des elektrischen Energieverbrauchs auf die Verbrauchergruppen in den Spannungsebenen [31]

	NS	MS	HS
Haushalte	78 %	49 %	27 %
Gewerbe ¹	22 %	44 %	25 %
Industrie ²	-	8 %	48 %

¹ Der Sektor Landwirtschaft ist in dem Sektor Gewerbe enthalten.

² Der Sektor Verkehr ist im Sektor Industrie enthalten.

Für den Lastverlauf im NS- und MS-Netz werden typische Tageslastgänge in Form von Haushaltslastprofilen (H0) und Gewerbelastprofilen (G0) angenommen. Für die Industrielasten werden zusätzlich im MS- und HS-Netz Lastblöcke angenommen.

Definition netzauslegungsrelevanter Fälle je Spannungsebene und Zeitschritt

Um den Einfluss des DSM auf die Grundsätze der Dimensionierung von NS-, MS- und HS-Netzen zu analysieren, werden auslegungsrelevante Fälle je Spannungsebene und Zeitschritt untersucht. Eine Übersicht über die Fälle wird in Abbildung 9.11 gegeben.

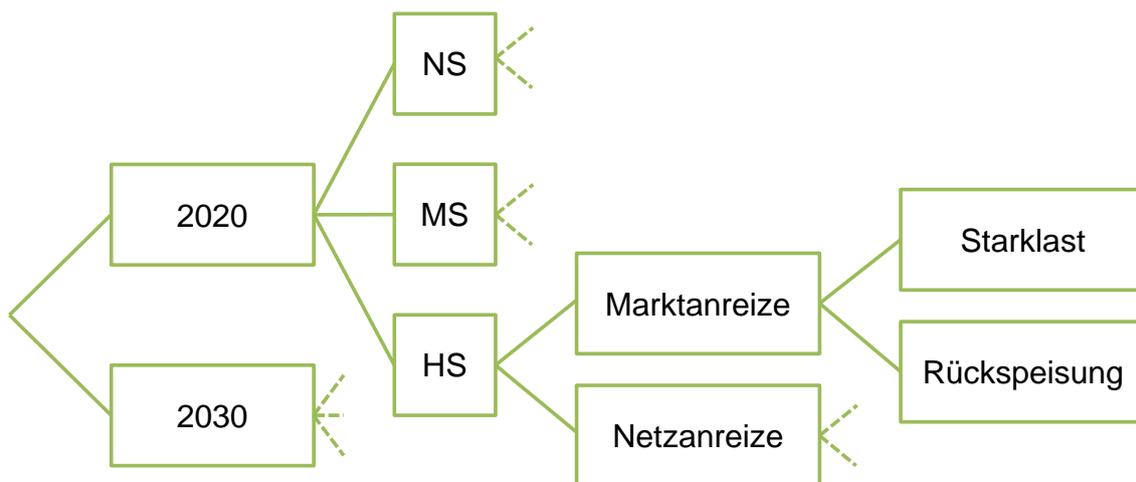


Abbildung 9.11 Netzauslegungsrelevante Fälle beim Einsatz von DSM in den Jahren 2020 und 2030

Es werden sowohl marktgetriebene als auch netzgetriebene Anreize untersucht. Ein typischer Strang bzw. Ring oder Masche in der jeweiligen Spannungsebene wird für den Starklast- und den Rückspeisefall untersucht. Beispielhaft kann ein marktanzreizbasiertes DSM in beiden Fällen zu einer Netzentlastung oder auch zu einer zusätzlichen Netzbelastung führen.

Bei marktgetriebenen Anreizen entsteht eine zusätzliche Netzbelastung genau dann, wenn zu den Zeiten, in denen lokal im NS-, MS- oder HS-Netz ein Starklastfall vorliegt, der Marktanzreiz vorgibt, dass Lasten in diese Zeiten verschoben oder weitere Lasten zugeschaltet werden. Dieser Fall ist vor allem dann zu erwarten, wenn die lokale Einspeisesituation nicht mit der Einspeisesituation in Gesamtdeutschland korreliert, d. h. eine hohe deutschlandweite (erneuerbare) Einspeisung zu den Zeiten der lokalen Starklast zu einem Lastanstieg führt. Daneben ist eine zusätzliche Netzbelastung bei marktgetriebenen Anreizen auch für den *Rückspeisefall* in einspeisegeprägten Gebieten denkbar. Ist der Marktanzreiz außerhalb der lokalen Einspeisezeiten derart, dass Lasten dorthin verschoben werden, reduziert sich die Last in den Zeiten mit hoher lokaler Einspeisung und die Rückspeisung wird verstärkt.

Sind die Anreize marktgetrieben, käme es im Starklast- und Rückspesefall hingegen zu einer Netzentlastung, wenn die deutschlandweite Einspeisung mit der residualen Last der jeweiligen Spannungsebene korreliert. In diesen Fällen würden die Lasten genau in die Zeiten verschoben bzw. dann zugeschaltet werden, wenn lokal elektrische Energie bereitgestellt wird. Bei netzgetriebenen Anreizen sollte es immer zu einer Entlastung kommen, da dieses das Ziel der Netzanreize ist.

Der Einfluss der Lastverschiebung auf die Netzebenen wird bestimmt, indem die Zu- bzw. Abschaltung von Lasten in Abhängigkeit der Anreize (markt- bzw. netzorientiert) über den Tag verteilt erfolgt. Die Marktanreize orientieren sich in diesem Fall an dem Verlauf der residualen deutschlandweiten Tageslast. Die Netzanreize ergeben sich aus dem Verlauf der unbeeinflussten Netzlast in den jeweiligen Spannungsebenen. Die Lastverschiebung bei den Verbrauchergruppen muss nicht unbedingt automatisiert erfolgen. Die Lastverschiebung kann, getrieben durch die mit dem Lieferanten vereinbarten Stromprodukte, auch durch eigene Aktivitäten der Haushalts-, Gewerbe- oder Industriekunden erfolgen. Es wird erwartet, dass das Netz durch die zeitliche Stufung und Verteilung der Anreize über den Tag nicht gleichzeitig belastet wird.

Simulation der Lastkurven mit DSM und Abschätzung des DSM-Potentials

Für einen typischen NS-Strang wird auf Basis der Stromverbrauchsauftteilung in Tabelle 9.1 angenommen, dass 40 Haushalte (Jahresstromverbrauch von 140 MWh) und 2 Gewerbekunden (Jahresstromverbrauch von 40 MWh) dort angeschlossen sind. Es handelt sich hierbei um die durchschnittliche Größenordnung einer Wohnsiedlung mit Zeilenbebauung hoher Dichte und Hochhäuser (vgl. [81]). Die steuerbaren Lasten der NS-Ebene bestehen aus Waschmaschinen, Wäschetrocknern, Geschirrspülern, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Die Ausstattung der Haushalte mit weißer Ware wird aus statistischen Werten nach [37] hergeleitet (Mittelwertbildung über Haushaltsgrößen). Entgegen üblicher Definitionen wird der Begriff der Weißen Weiße in diesem Bericht nur für die drei Großgeräte Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspüler verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Durchdringung bis 2030 nicht signifikant ändert und das sich sowohl im Jahr 2020 als auch im Jahr 2030 20 % der Geräte der

Weißer Ware am DSM beteiligen. Die Marktdurchdringung von Elektromobilen wird mit 1 Mio. für das Jahr 2020, 3 Mio. für das Jahr 2025 und extrapoliert mit 5 Mio. für 2030 nach [24] angenommen. Danach ist an einem NS-Strang im Jahr 2020 durchschnittlich ein Elektromobil mit einer Leistung von 3,7 kW und im Jahr 2030 sind durchschnittlich fünf Elektromobile angeschlossen. Aufgrund einer Vielzahl von Forschungsprojekten rund um das Thema E-Mobility wird zudem von einer hundertprozentigen Teilnahme der Elektromobile beim DSM ausgegangen.

Der laut [41] für 2020 und 2030 prognostizierte elektrische Energiebedarf der Wärmepumpen wird in Anlehnung an [55] auf die einzelnen Verbrauchergruppen aufgeteilt: 90 % Haushalte, 9 % Gewerbe und 1 % Industrie. Darauf aufbauend wird der durchschnittliche Verbrauch der Wärmepumpen für Haushalts- bzw. Gewerbekunden ermittelt. Für beide Zeitschritte wird davon ausgegangen, dass alle vorhandenen Wärmepumpen am DSM teilnehmen, da bereits heute vereinbarte Sperrzeiten zwischen Wärmepumpenkunden und VNB bestehen, zu denen die Wärmepumpen im Falle lokaler Starklastsituationen abgeschaltet werden dürfen.

Unter Berücksichtigung der Stromverbrauchsaufteilung nach Tabelle 9.1 hängen an einem typischen Mittelspannungsstrang im Rahmen der Untersuchung zwölf Ortsnetzstationen mit jeweils fünf NS-Strängen, d.h. Haushaltskunden und Gewerbekunden mit einem Jahresstromverbrauch von 8.500 MWh bzw. 7.500 MWh sowie Industriekunden mit einem Jahresstromverbrauch von 1.300 MWh. Um das DSM-Potential der Gewerbekunden zu ermitteln wird die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Anwendungsbereiche im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor aus [39] herangezogen. Mit Hilfe des Anteils der dort ermittelten negativen und positiven DSM-Potentiale werden die verschiebbaren Lasten in zwei Gruppen eingeteilt: Prozesskälte, Prozesswärme und Belüftung auf der einen und Klimakälte und Heizungssysteme auf der anderen Seite. Für die erste Gruppe wird nach [39] ein positives Verschiebepotential von 2,1 % des Stromverbrauchs der Gruppe und ein negatives Verschiebepotential von 4,2 % über jeweils eine Stunde angenommen. Für die zweite Gruppe werden ein positives Potential von 9,2 % und ein negatives Potential von 92,0 % über sieben Viertelstunden angenommen. Es wird erwartet, dass sich diese relativen Anteile für das DSM-Potential im Jahr 2020 und 2030 nicht ändern.

Auf Basis von [64] dessen wird davon ausgegangen, dass die in der Mittel- und Hochspannung angeschlossenen und am DSM teilnehmenden Industrieunternehmen die Last grundsätzlich nicht erhöhen. Da die Untersuchungen in [39] jedoch auch positive Verschiebepotentiale ergeben haben, wird bei der Simulation der Industrielasten die Annahme getroffen, dass es bedingt durch die Absenkung der Last in bestimmten Zeiten und Nachholung von einigen Prozessen zu anderen Zeiten, in denen die Marktanreize günstig sind, zu einem positiven Verschiebepotential kommen kann.

Die steuerbaren Lasten der Industrie werden in zwei Kategorien eingeteilt: In den Industriesektoren der Grundstoffchemie, der NE-Metalle und der Metallerzeugung steht ein negatives DSM-Potential in Höhe von 0,7 % des Gesamtstrombedarfs der Industriesektoren durchschnittlich 40 Mal pro Jahr für maximal vier Stunden zur Verfügung [64]. Bei den Industriesektoren Papier, Steine und Erde, Ernährung und der Querschnittstechnologie Klimatisierung steht ein negatives DSM-Potential in Höhe von 3,4 % des Gesamtstrombedarfs der Industriesektoren täglich für maximal zwei Stunden zur Verfügung. Das positive DSM-Potential ergibt sich aus der Lastverschiebung die auf Basis der Markt- bzw. Netzanreize durchgeführt wird.

Für eine typische Masche im HS-Netz bei einer Stromverbrauchsverteilung nach Tabelle 9.1 werden sechs Umspannanlagen mit jeweils zwei HS/MS-Transformatoren angenommen. An einem HS/MS-Transformator hängen jeweils zehn MS-Stränge. Anhand dieser Annahmen kann der Strombedarf aller unterlagerten NS- und MS-Kunden berechnet werden. Die Haushaltskunden weisen einen Jahresenergiebedarf von 1.008 GWh auf. Die Gewerbekunden und Industriekunden haben einen Energiebedarf von 900 GWh oder 1.756 GWh.

Ausgehend von den Annahmen für den unbeeinflussten Lastverlauf und der Ausstattung der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden werden die Lastverläufe über Simulationen anhand der Markt- bzw. Netzanreize verschoben.

Für die Untersuchung im Starklastfall werden die Lastprofile für Haushalts- und Gewerbekunden sowie die beschriebenen Annahmen für die Industrie verwendet. Um den Rückspeisefall und somit ein einspeisegeprägtes Gebiet in der NS-, MS- und HS-Ebene zu modellieren, wird die Lastkurve von einem Sonntag herangezogen und zum Zeitpunkt der maximalen PV-Einspeisung gemäß der

Planungs- und Betriebsgrundsätze aus Kapitel 4 auf 10 %, 15 % bzw. 35 % der jeweiligen Netzlast reduziert.

Die Marktanreize ergeben sich aus dem umgekehrten Verlauf der residualen deutschlandweiten Last. Die Netzanreize ergeben sich aus dem umgekehrten Verlauf der Netzlast. Während die Zielfunktion für die Marktanreize in allen drei Spannungsebenen identisch ist, unterscheidet sich die Zielfunktion bei den Netzanreizen für die drei Spannungsebenen. Für die Marktanreize wird die residuale Last des Jahres 2011 gebildet und entsprechend Kapitel 5 auf die Jahre 2020 und 2030 angewendet.

Die Simulationen werden für das komplette Jahr 2020 bzw. 2030 durchgeführt, so dass sich die Markt- und Netzanreize täglich ändern. Der Einsatz der steuerbaren Geräte bzw. Prozesse in den drei Spannungsebenen orientiert sich an den sich täglich ändernden Zielfunktionen, also der umgekehrten residualen deutschlandweiten Last bzw. der umgekehrten Netzlast in den Spannungsebenen.

Entsprechend der jeweiligen Zielfunktion werden die Geräte der Weißen Ware und die Elektrofahrzeuge eingesetzt. Das DSM bei den Wärmepumpen erfolgt durch eine zweistündige Sperrzeit zum Zeitpunkt der maximalen residualen Last. Das bedeutet, dass zu dieser Zeit die Wärmepumpen nicht laufen. Das Maximum der residualen Last ist dabei entkoppelt von der Spitze in den Verteilnetzen. Die eigentlich in der Zeit in Anspruch genommene elektrische Energie wird auf die Leistung der restlichen Viertelstunden des Tages verteilt. Analog zu den Wärmepumpen wird im Starklastfall die Industrielast, die für ein DSM zur Verfügung steht, in den Zeiten verringert, in denen die Anreize maximal sind. Bei der Industrie wird die Last, wie zuvor beschrieben, im Rahmen des DSM für zwei bzw. vier Stunden verringert. Es wird angenommen, dass 20 % der steuerbaren Industrielasten im Tagesverlauf verschoben werden können. Daher ändert sich die Summe der elektrischen Energie pro Tag im MS- und HS-Strang, wenn DSM angewendet wird.

Der Tabelle 9.2 können exemplarisch die absoluten Ergebnisse für das DSM-Potential für die drei Spannungsebenen nach Verbrauchergruppen im Jahr 2030 entnommen werden.

Es wird zwischen positivem und negativem DSM-Potential unterschieden. Das positive DSM-Potential definiert die mögliche zuschaltbare Last, während das negative DSM-Potential die mögliche abschaltbare Last bezeichnet. Dabei werden die steuerbaren

Lasten der Netzebenen auf Basis der Markt- und Netzanreize verschoben. Die DSM-Potentiale der einzelnen steuerbaren Lasten werden durch die jeweilige maximale Veränderung in den einzelnen simulierten Lastgängen pro Tag definiert. Die maximalen positiven und negativen DSM-Potentiale sind die größten bzw. kleinsten Potentiale einzelner Viertelstunden eines ganzen Jahres.

Tabelle 9.2 Realistisches DSM-Potential der steuerbaren Lasten für einen typischen NS- und MS-Strang bzw. eine HS-Masche

	Dauer [1/4-h]	NS-Strang [kW]		MS-Strang [kW]		HS-Masche [MW]	
		positiv	negativ	positiv	negativ	positiv	negativ
Weißer Ware	1	2,4	1,5	143,3	90,6	17,2	10,9
Elektromobile	4	18,5	18,5	137,5	67,4	16,5	8,1
Wärmepumpe	8	0,4	3,9	22,3	247,5	2,5	28,2
Prozesskälte Prozesswärme Belüftung (Gewerbe)	4	0,5	1,0	91,3	-182,0	11,0	21,8
Klimakälte Heizungssysteme (Gewerbe)	7	0,5	4,7	87,9	-876,7	10,5	105,2
NE-Metalle Metallerzeugung Grundstoffchemie (Industrie)	16	-	-	3,1	28,5	4,2	38,4
Papier, Stein, Erde, Ernährung Klimatisierung (Industrie)	8	-	-	1,6	30,7	2,1	41,5
Summe	-	22,2	29,6	568,5	1.434,1	64,0	254,1

Für einen Vergleich mit den beschriebenen DSM-Potentialen anderer Studien im Haushalts-, Gewerbe- und Industriesektor werden die Ergebnisse in Tabelle 9.3 aufgeführt. Die Ergebnisse resultieren aus der Skalierung der DSM-Potentiale der HS-Masche.

Tabelle 9.3 DSM Potentiale unterteilt nach den jeweiligen Studien und Verbrauchergruppen

	Stand	Haushalt	Gewerbe	Industrie
Stadler	2005	28 GW (pos.) und 78 GW (neg.)		
Klobasa	2007	20 GW	-	2,8 GW
Dena II Netzstudie	2010	7 - 32 GW	2,4 (pos.) 14,3 GW (neg.)	63,9 GW (pos.) 6,5 GW (neg.)
Ffe	2010	160 MW (pos.) 730 MW (neg.)	-	-
Institut ie ³ (TU Do)	2012	5,0 GW (pos.) 6,3 GW (neg.)	3,0 GW (pos.) 18,1 GW (neg.)	0,9 GW (pos.) 11,2 GW (neg.)

Bestimmung des DSM-Einflusses in den netzauslegungsrelevanten Fällen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Jahresbetrachtung aufgeführt und abschließend tabellarisch dargestellt. Um die zusätzliche Netzbelastung durch DSM im Starklastfall zu bewerten, wird für jeden Tag das Maximum vor und nach Durchführung des DSM bestimmt. Die Differenz zwischen dem Jahresmaximum vor Durchführung und nach Durchführung des DSM bestimmt die maximale Erhöhung des Lastmaximums in einem Jahr.

Um den Einfluss des DSM im Rückspeisefall zu analysieren wird nur der Zeitpunkt eines Tages betrachtet, indem die Einspeisung aus EE maximal und die Netzlast minimal ist. Aufgrund der Charakteristik der PVA-Einspeisung aus dem Jahr 2011 sowie der vorherrschenden Lastprofile ist dieser Zeitpunkt um ca. 14:00 Uhr. Das bedeutet, dass für die Untersuchung der zusätzlichen Belastung durch DSM im Rückspeisefall die Lastabsenkung zu diesem Zeitpunkt betrachtet wird. Da angenommen wird, dass der Rückspeisefall nur an Übergangs- und Sommertagen auftritt, erstreckt sich die Simulation nicht über den Winter.

Beispielhaft ist in Abbildung 9.12 der Einfluss des DSM bei Netzanreizen in der MS-Ebene für den Starklast- und den Rückspeisefall dargestellt. Dabei wird ein Sonntag im April betrachtet.

In Abbildung 9.12 wird die unterschiedliche Vorgehensweise für den Starklast- und Rückspeisefall zur Ermittlung des DSM-Potentials verdeutlicht. Die Anreize zur Lastverschiebung sind in beiden Fällen identisch, allerdings ist das Verschiebepotential im Starklastfall deutlich höher als im Rückspeisefall. Da im Rückspei-

sefall von einem Schwachlasttag ausgegangen wird, bedeutet das, dass Wärmepumpen und Gewerbe- und Industrielasten nicht oder nur zu einem sehr geringer Anteil in Betrieb sind. Es ist deutlich erkennbar, dass an diesem Tag die Spitzenlast im Starklastfall gesenkt wird. Im Rückspeisefall wird die Last zu dem Zeitpunkt der minimalen Last nicht erkennbar angehoben. Somit kommt es in beiden Fällen aufgrund von DSM zu einer Netzentlastung.

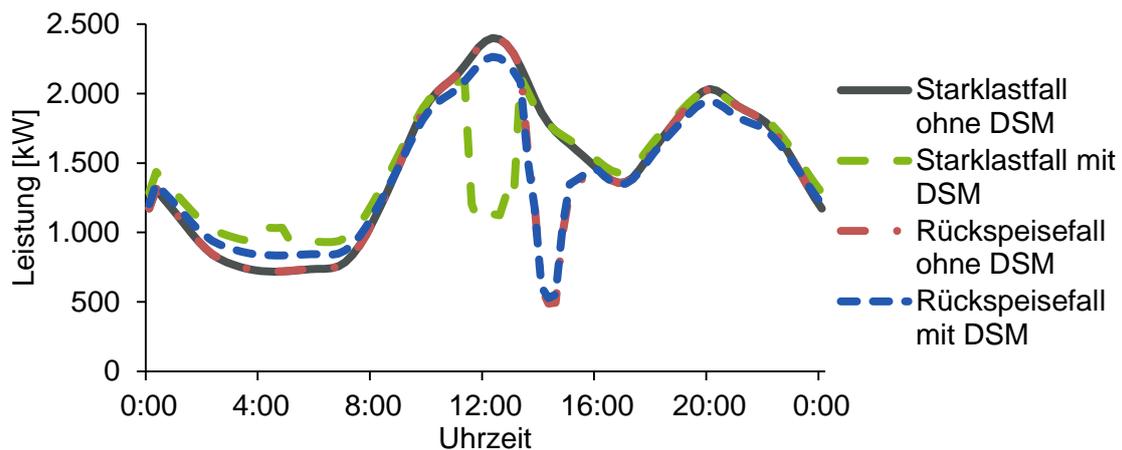


Abbildung 9.12 Einfluss des DSM auf die Leistung an einem MS-Strang im Jahr 2030 für den Starklastfall (i) und den Rückspeisefall (ii) exemplarisch an einem Sonntag im April

Die Analyse für die Marktanreize wird analog durchgeführt, wobei die Anreize zur Lastverschiebung auf der deutschlandweiten residualen Last basieren.

B



JACOBS
UNIVERSITY

DENA-VERTEILNETZSTUDIE

Abschlussbericht

Teil B | Regulatorisches Gutachten

10 Zusammenfassung des regulatorischen Gutachtens

Aus dem technischen Gutachten dieser Studie geht deutlich hervor, dass die Energiewende erhebliche Auswirkungen auf den Aus- und Umbaubebedarf der Verteilnetze haben wird. Die Möglichkeiten und Anreize der Verteilnetzbetreiber, die notwendigen Investitionen zügig und umfänglich zu tätigen, hängen entscheidend vom Regulierungsrahmen ab, der die Erlöse aus den Netzinvestitionen bestimmt.

Mit dem Inkrafttreten der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zum 01. Januar 2009 wurde in Deutschland eine Erlösobergrenzenregulierung eingeführt, deren Ziel darin besteht, Anreize zur Kostensenkung zu setzen. Die Rahmenbedingungen haben sich aber massiv geändert. Der durch die Energiewende bedingte Ausbaubebedarf der Verteilnetze ist mit Kostenerhöhungen verbunden, für die die Anreizregulierung nicht primär ausgelegt ist. Daher besteht die Befürchtung, dass die Anreize für Investitionen zu gering sind, um mit dem raschen Umbau des Energiesystems Schritt zu halten.

10.1 Zielsetzung

Das Hauptziel des regulatorischen Teils dieser Studie besteht darin zu untersuchen, ob die derzeitige Anreizregulierung vor dem Hintergrund des Zubaus von Erneuerbaren Energien in der Lage ist, eine auskömmliche Rendite für die Verteilnetze zu ermöglichen. Den Untersuchungen der Studie liegen zwei Entwicklungsszenarien für den Ausbau Erneuerbarer Energien zu Grunde:

- das „Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2012“ (Szenario NEP B 2012)
- das „Aktualisierte Szenario C des Netzentwicklungsplans Strom 2012“ (Bundesländerszenario).

Das Szenario NEP B 2012 basiert auf dem Szenario B der Bundesnetzagentur, während das Bundesländerszenario aus aktualisierten Zielsetzungen und Prognosen der Bundesländer ermittelt wurde. Letzteres Szenario geht von einem deutlich stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien aus.

Aufbauend auf dem im Teil A der Studie ermittelten Erweiterungsbedarf für die Szenarien, soll im Teil B der Studie eine genaue Analyse durchgeführt werden, wie die Anreizregulierung in Deutschland mit diesem Ausbaubedarf derzeit umgehen würde. Hierzu erfolgt eine Erlösberechnung auf Basis des in Teil A der Studie ermittelten Bedarfs an Erweiterungsinvestitionen. Entsprechend dem vereinbarten Studiendesign werden hierbei auch Ersatzinvestitionen berücksichtigt, die im Teil B der Studie auf Basis realer Daten simuliert werden. Abbildung 10.1 gibt einen Überblick über die Methodik der beiden Studienteile und deren Schnittstellen.

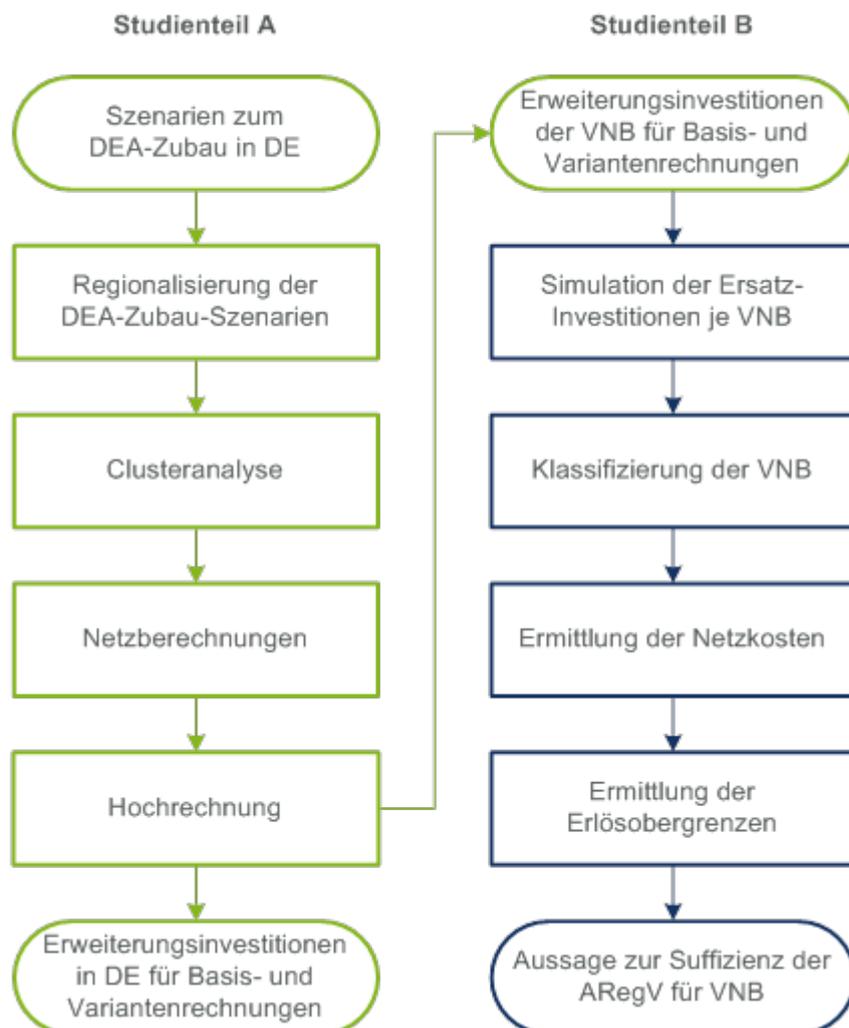


Abbildung 10.1

Methodik im Studienteil A und im Studienteil B

Auf Basis der ermittelten Gesamtinvestitionen wird eine Fallunterscheidung der Verteilnetze vorgenommen. Es erfolgt eine Berechnung der Netzkosten und der Erlösrückflüsse unter der gegenwärtigen ARegV. In der Hauptuntersuchung wird die Auskömmlichkeit der ARegV für die betrachteten Szenarien (NEP B 2012 und Bundesländerszenario) berechnet und analysiert. Im Anschluss wird eine Auswahl an umsetzbaren Möglichkeiten zur Anpassung der ARegV vorgeschlagen, untersucht und ausgewertet, die die Auskömmlichkeit der Anreizregulierung verbessern könnten.

Schließlich erfolgt eine Analyse verschiedener Variantenrechnungen, die von alternativen Entwicklungen des Strommarktes ausgehen, und in denen mit Hilfe innovativer Technologien eine Verringerung des Investitionsbedarfs erreicht werden kann.

Es wird an dieser Stelle betont, dass die Untersuchung in dieser Studie methodisch nur in eine Richtung erfolgt: Der in Teil A berechnete Ausbaubedarf fließt als Input in die Auskömmlichkeitsanalyse in Teil B. Es gibt aber keine Rückkopplung. Es darf erwartet werden, dass eine regulierungsbedingte Über- oder Unterkostendeckung einen Effekt auf die Investitionstätigkeit hat. Dieser Rückkopplungseffekt wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt, da hierfür kritische Annahmen zum Umfang des Effekts erforderlich wären. Empirisch ist der Umfang eines solchen Rückkopplungseffekts jedoch weitgehend unbekannt.

10.2 Methodik

Die zentrale Analyse dieser Studie betrifft die Auskömmlichkeit der Regulierung für das Gesamtnetz unter Berücksichtigung der Investitionen. Das Modell berechnet die Rendite der Gesamtnetze und vergleicht diese mit der regulatorisch vorgegebenen Zielrendite.

Die Betrachtung des Gesamtnetzes erfordert neben dem Erweiterungsbedarf, der aus Teil A der Studie übernommen wird, auch die Berücksichtigung der Ersatzinvestitionen. Der Verlauf des Ersatzzyklus wird auf Basis einer Wahrscheinlichkeitsverteilung simuliert. Um den Unterschieden zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs Rechnung zu tragen, und den Einfluss dieser Unterschiede auf die Auskömmlichkeit der ARegV isoliert beurteilen zu können, ist eine Fallunterscheidung der Netzbetreiber hinsichtlich der Art und Höhe des Investitionsbe-

darfs erforderlich. Dabei werden vier Gruppen von Netzbetreibern betrachtet:

- GH („gesamt-hoch“): hoher Erweiterungsbedarf und hoher Ersatzbedarf (altes Netz)
- GN („gesamt-niedrig“): niedriger Erweiterungsbedarf und niedriger Ersatzbedarf (neues Netz)
- EH („Erweiterung-hoch“): hoher Erweiterungsbedarf und konstanter Ersatzbedarf
- EN („Erweiterung-niedrig“): wenig Erweiterungsbedarf und konstanter Ersatzbedarf

Abbildung 10.2 illustriert die Einteilung der Netzbetreiber.

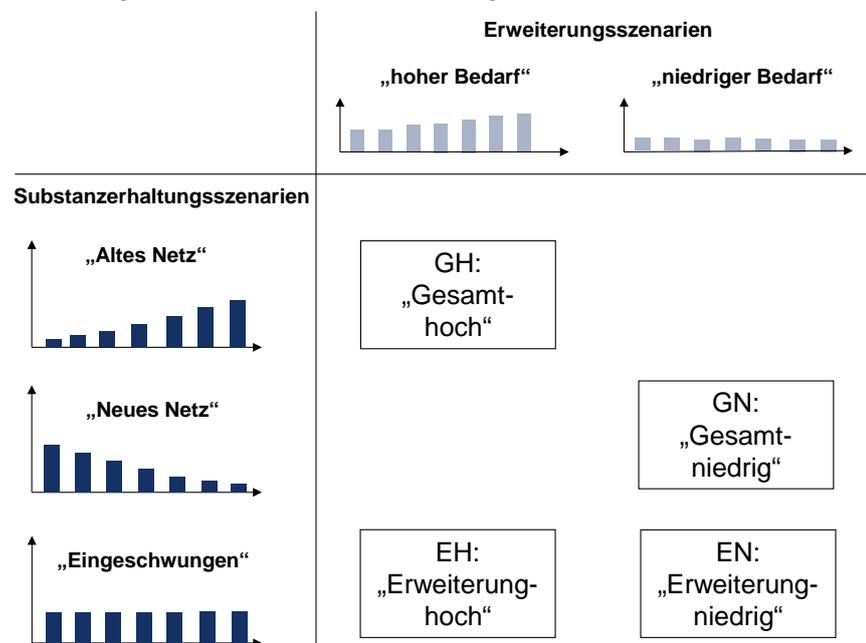


Abbildung 10.2

Fallunterscheidung und Einteilung der VNB

Die Einteilung der untersuchten VNB erfolgt für rein analytische Zwecke und ist nicht repräsentativ für die bundesweite Situation. Da allerdings vor allem der Westen Deutschlands vor einer Welle an Ersatzinvestitionen steht, und insbesondere Flächennetzbetreiber vor einem beträchtlichen Erweiterungsbedarf, muss davon ausgegangen werden, dass die Gruppe „Gesamt-hoch“ für die Praxis von besonderer Relevanz ist. Dementsprechend wird in der Analyse ein besonderes Augenmerk auf diese Gruppe gelegt. Ausgehend vom Investitionsbedarf erfolgt eine Berechnung der Kostenbasis und Erlösobergrenze für die derzeitige ARegV sowie der betrachteten Anpassungen der ARegV. Die Auskömmlichkeit der Regulierung ist dann gegeben, wenn die resultierende Rendite die regulierte Rendite erreicht.

10.3 Ergebnisse der Hauptuntersuchungen

Zentrale Schlussfolgerung der Hauptuntersuchungen ist, dass die Auskömmlichkeit unter der momentanen ARegV für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf nicht garantiert ist. Für Netzbetreiber mit niedrigem Bedarf sieht das Bild positiver aus. Abbildung 10.3 zeigt die Ergebnisse der Hauptuntersuchungen für das Szenario NEP B 2012 für die Gruppen von Verteilnetzbetreibern.

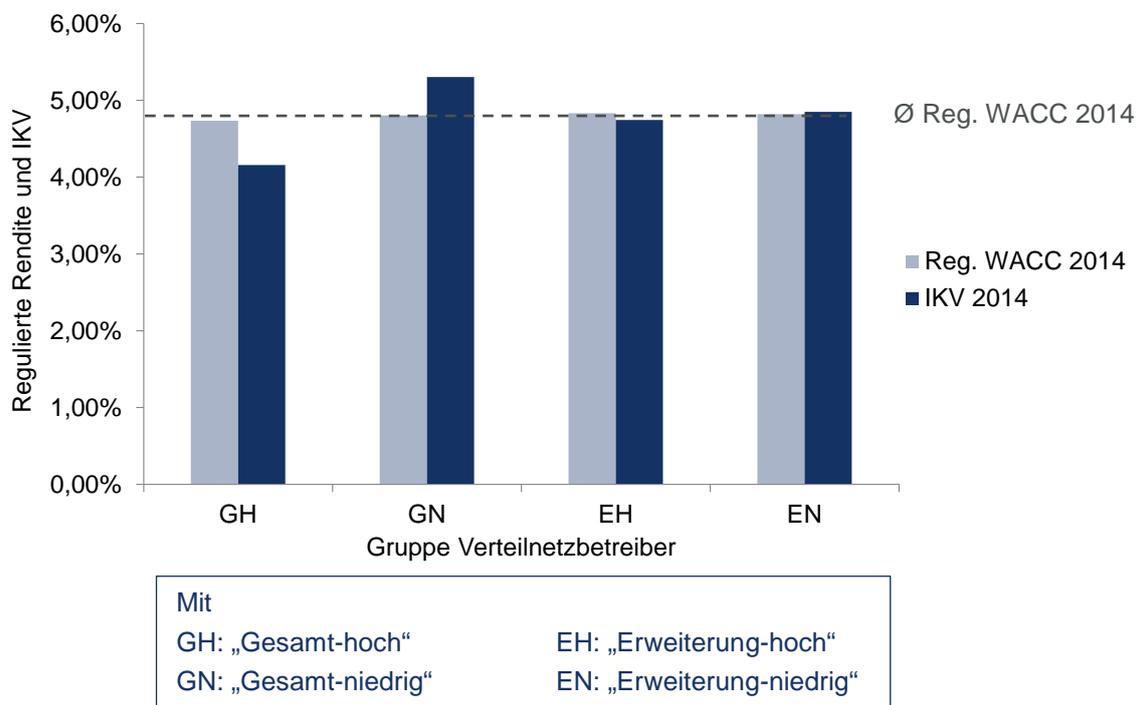


Abbildung 10.3 Ergebnisse zum Szenario NEP B 2012

In der Abbildung wird für jede Gruppe der Vergleich zwischen der regulatorisch vorgegebenen Zielrendite (Reg. WACC 2014) und der tatsächlich erreichten Rendite (interne Kapitalverzinsung; IKV 2014) dargestellt. Dabei ist deutlich erkennbar, dass die Problemgruppe „Gesamt-hoch“ unterhalb der Zielvorgabe bleibt, während die Gruppe „Gesamt-niedrig“ eine höhere Rendite erwirtschaften kann.

Von großer Bedeutung für die Ergebnisse sind die sogenannten Zeitverzugseffekte („Sockeleffekte“), die daraus resultieren, dass Kostenänderungen erst mit einer zeitlichen Verzögerung zu einer Erlösanpassung führen. Dies entspricht zum einen der Grundidee der Anreizregulierung, da innerhalb der fünfjährigen Regulierungs-

periode Anreize zur Kostensenkung gesetzt werden sollen. Zum anderen gibt es einen zusätzlichen Zeitverzug, wenn die Regulierung auf Grundlage der tatsächlich angefallenen Kosten („Istkosten“) erfolgt, da die entsprechenden Buchwerte erst zwei Jahre später zur Verfügung stehen. Insgesamt ist demnach eine zeitliche Verzögerung von bis zu 7 Jahren möglich, so dass ein Auskömmlichkeitsproblem für diejenigen Netzbetreiber auftritt, die im Verhältnis zu den Abschreibungen viel investieren müssen. Es muss davon ausgegangen werden, dass derzeit viele (vor allem Flächen-) Netzbetreiber vor genau diesem Problem stehen.

Für alle Untersuchungsergebnisse spielt der Zeitverzugseffekt aus Altanlagen eine große Rolle, der sich aus den Abschreibungen der bereits vor dem Betrachtungszeitpunkt bestehenden Anlagen ergibt. Der Effekt resultiert daraus, dass die sinkenden Kosten für die Altanlagen erst mit einer zeitlichen Verzögerung zu einer Erlösabsenkung führen. Dieser Zeitverzugseffekt wird, wie im Studiendesign vereinbart, mitbetrachtet. Dennoch reicht dieser positive Effekt nicht aus, um im Falle eines hohen Investitionsbedarfs die Renditelücke zu schließen.

10.4 Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV

Im Anschluss an die Hauptuntersuchungen werden sechs mögliche Anpassungen der ARegV untersucht. Diese Anpassungen lassen sich in eine Gruppe mit strukturellen Anpassungen und eine Gruppe mit Niveaueinstellungen einteilen.

Die betrachteten strukturelle Anpassungen zur Lösung des Zeitverzugsproblems sind

- A.1: Investitionsfaktor (IF) auf Istkostenbasis (vgl. Österreich)
- A.2: Investitionsfaktor (IF) mit einem monetären Ausgleich
- A.3: Investitionszuschlag (IF) auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“)

Die untersuchten Niveaueinstellungen der Regulierungsinstrumente betreffen

- A.4: Investitionsbonus („top-up“)
- A.5: Anpassungen der X-Faktoren
- A.6: Anpassungen des Erweiterungsfaktors

Abbildung 10.4 zeigt die Ergebnisse zur Anpassung der ARegV für die Problemgruppe „Gesamt-hoch“, wobei wiederum die realisierte Rendite für die jeweilige Anpassung mit der regulierten Zielrendite verglichen wird. Eine systematische Lösung des Zeitverzugsproblems würde insbesondere im Rahmen des „Norwegenmodells“ erfolgen, in dem die Investitionen jährlich auf Plankostenbasis berücksichtigt werden. Alternativ kann eine Niveaueinstellung der Regulierungsinstrumente der ARegV erfolgen. Dies kann eine Renditeanhebung für Neuinvestitionen (Investitionsbonus), eine Senkung der X-Faktoren oder eine Erhöhung des Erweiterungsfaktors beinhalten. Es zeigt sich, dass die untersuchten Niveaueinstellungen das Problem zwar mildern, jedoch in der betrachteten Größenordnung nicht vollständig lösen.

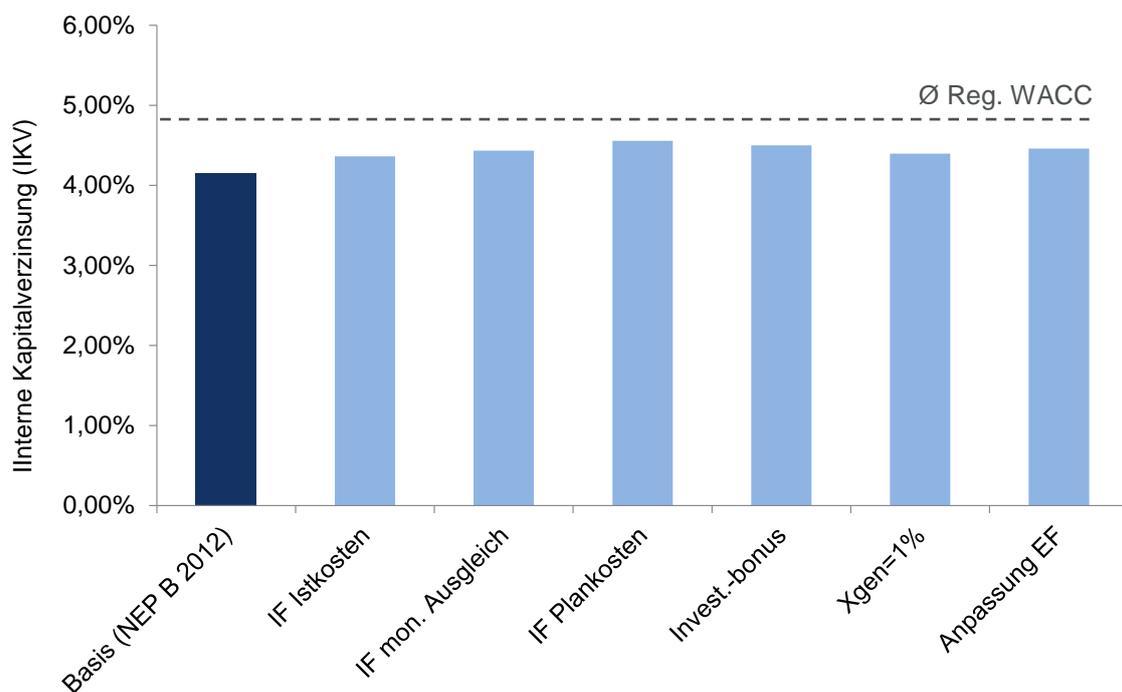


Abbildung 10.4 Anpassungen der ARegV für die Gruppe „Gesamt-hoch“

Eine Niveaueinstellung der ARegV bewirkt zwar unmittelbar eine Erhöhung der realisierten Rendite, ist jedoch undifferenziert, da sie auch für diejenigen Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf wirksam wird, bei denen die Auskömmlichkeit der Regulierung bereits gegeben ist.

Der Erweiterungsfaktor (EF) bedarf Aufmerksamkeit. Hier zeigen sich große Schwankungen innerhalb der betrachteten Gruppen

von Netzbetreibern. In seiner derzeitigen Form bewirkt der EF offenbar große Unterschiede für strukturähnliche Netzbetreiber, beinhaltet also ein Verteilungsproblem.

Als zentrales Fazit kann festgehalten werden, dass mit Strukturanpassungen die Problemfälle differenzierter angegangen werden können, wobei sich insbesondere ein Investitionsfaktor auf Plan-kostenbasis („Norwegenmodell“) anbietet.

10.5 Ergebnisse der Variantenrechnungen

Bei den Variantenrechnungen wird vor allem der Frage nachgegangen, inwiefern mit Intelligenz (*smartness*) konventionelle Netzausbauinvestitionen teilweise vermieden werden können. Hierbei wird unterschieden zwischen nutzerseitigen Maßnahmen und netzseitigen Maßnahmen, hierbei insbesondere „Innovative Netztechnologien“. Die Wirkungsweise wurde ausführlich im technischen Teil A beschrieben. In Teil B wird die Auswirkung unter der Regulierung untersucht. Generell sind die Ergebnisse erwartungsgemäß. In fast allen Fällen können Netzinvestitionen vermieden werden, was in aller Regel impliziert, dass die Wirtschaftlichkeit sich verbessert.

Die zentrale Schlussfolgerung ist, dass die Auswirkungen auf die Renditen eher gering sind; intelligente Maßnahmen sind zweifelsfrei wichtig, können das regulierungstechnische Zeitverzugsproblem jedoch allenfalls mildern, nicht beheben.

Auch hier zeigt sich, dass die Auskömmlichkeit der Regulierung für diejenigen Verteilnetzbetreiber nicht gegeben ist, die viel investieren müssen, Dies betrifft insbesondere die Problemgruppe „Gesamt-hoch“. Im Falle eines geringen Investitionsbedarfs (Gruppe „Gesamt-niedrig“) kann die Zielrendite hingegen erreicht bzw. sogar übertroffen werden.

Abbildung 10.5 zeigt die Ergebnisse der Variantenrechnungen stellvertretend für die Gruppe „Gesamt-hoch“. Diejenigen Varianten, die zu einer Vermeidung von Investitionen beitragen, führen zu einer Renditeverbesserung der Netzbetreiber, während eine Verschärfung des Investitionsproblems den gegenteiligen Effekt hat. Auch dies bestätigt das Ergebnis, dass ein hoher Investitionsbedarf zu einer systematischen Verschlechterung der Rendite der Netzbetreiber führt.

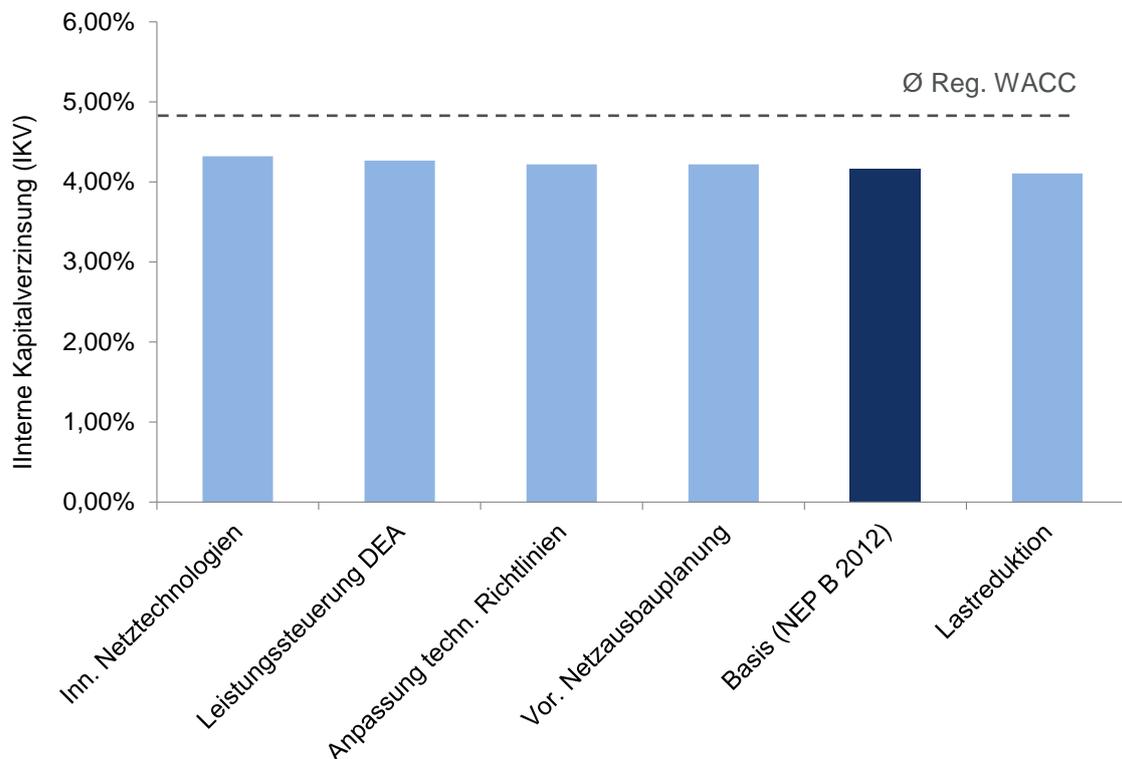


Abbildung 10.5 Variantenrechnungen für die Gruppe „Gesamt-hoch“

10.6 Weiterführende Überlegungen zur Anreizregulierung

Die weiterführenden Überlegungen zur Anreizregulierung dienen einer analytischen Betrachtung sekundärer Anreizwirkungen, die in den Modellrechnungen nur bedingt berücksichtigt werden konnten. Aus diesen Untersuchungen lassen sich im Wesentlichen die folgenden Aussagen und weiterführende Fragen ableiten:

- Sollten die Regulierungssysteme sich nach österreichischem oder norwegischem Beispiel entwickeln, so dass auch weiterhin auf einen expliziten ex-ante Effizienztest verzichtet wird, dann wird das Benchmarking als ex-post Effizienztest noch stärker an Bedeutung gewinnen. Die genaue Ausprägung des zukünftigen Benchmarkings, insbesondere die Definitionen der Netzoutputs, erscheint vor diesem Hintergrund elementar wichtig.
- Der Investitionsbedarf, das Potenzial für Investitionsvermeidung und der Ausbau dezentraler Einspeisung erzeugen auch einen Druck auf die Netzentgeltstruktur. Derzeit

ist aber noch nicht abschließend geklärt, wie die Netzentgeltstruktur sich anpassen soll; die Diskussion hierzu steht noch am Anfang.

- Es gibt ein nicht unerhebliches Potenzial für Investitionsvermeidung, das die Gesamtkosten weniger hoch ausfallen lässt. Jedoch ist bei Weitem nicht gesichert, dass die Netzbetreiber im bestehenden institutionellen Rahmen auch wirklich effiziente Anreize für Investitionsvermeidung haben. Auch hier hat die Diskussion erst begonnen.

10.7 Gliederung der Studie

Teil B dieser Studie ist wie folgt aufgebaut: Kapitel 11 stellt den theoretischen Hintergrund der Anreizregulierung dar. In Kapitel 12 wird die für die anschließende Bewertung der ARegV wichtige Fallunterscheidung der Verteilnetzbetreiber nach ihrem Investitionsbedarf vorgenommen. Die Modellannahmen werden in Kapitel 13 dargestellt. Eine Beschreibung und Analyse der Ergebnisse erfolgt in Kapitel 14. Der Ergebnisteil umfasst im Wesentlichen drei Teile:

- die Hauptuntersuchungen zur derzeitigen ARegV (Abschnitt 14.1)
- die möglicher Anpassungen der ARegV (Abschnitt 14.2)
- die Variantenrechnungen (Abschnitt 14.3).

Kapitel 15 analysiert und charakterisiert punktuell eine Auswahl an weiterführenden Überlegungen zur Anreizregulierung, die in der Auskömmlichkeitsanalyse in Kapitel 14 nur unzureichend berücksichtigt werden konnten. Kapitel 16 stellt die wesentlichen Schlussfolgerungen dar.

11 Theoretische Überlegungen zur Anreizregulierung

Leitgedanken

Der Entwicklungsprozess der Regulierungssysteme spiegelt den zu Grunde liegenden Wandel der Zielsetzungen und Rahmenbedingungen der Regulierung wider. Durch den Übergang von der kostenbasierten Regulierung zur Anreizregulierung sollten vorhandene Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft werden. Der zunehmende Bedarf an kostenerhöhenden Investitionen erfordert einen Trade-off zwischen den Zielen der Kostensenkung und der Investitionsanreize.

In Vorbereitung auf die nachfolgenden Untersuchungen der Anreizregulierung werden die wichtigsten Aspekte der momentanen Entwicklung der Regulierung unter Berücksichtigung kostenerhöhender Investitionen vorgestellt und auf ihren Einfluss auf Erlöse und Investitionsanreize hin diskutiert.

11.1 Dogmengeschichtlicher Hintergrund

Eine sektorspezifische Regulierung von Monopolbereichen ist kein neues Konzept. In den USA hat die kostenbasierte Regulierung vor allem in der Form der sogenannten *rate-of-return*-Regulierung eine lange Tradition. Im Grunde wurde mit der *Hope*-Gerichtsentcheidung in den USA aus dem Jahre 1944 die *rate-of-return*-Regulierung erstmals formalisiert. Investoren zeigten sich bei den damals aktuellen Regulierungsansätzen für Gastransportnetze verunsichert, sodass im Ergebnis wenig investiert wurde. Mit der *Hope*-Entscheidung wurde im Gesetz, und damit auch für die Regulierungsinstanzen bindend verankert, dass die regulierte Verzinsung „just and reasonable“ zu sein hätte. Diese langfristige Orientierung an einer angemessene Verzinsung löste unmittelbar

eine Investitionswelle aus (vgl. [67], S. 20, 22). Die *rate-of-return* Regulierung wird bis heute angewendet, obwohl auch die USA in vielen Fällen zur Anreizregulierung gewechselt ist.

In Europa wurde das Monopolproblem tendenziell mit Staatseigentum begegnet, mit dem Ergebnis, dass eine ökonomische Regulierung weniger Bedeutung hatte. Als Anfang der 80er Jahre unter Margaret Thatcher viele *public utilities* in Großbritannien privatisiert wurden, kam unmittelbar die Frage nach einer geeigneten Regulierung der verbleibenden Monopolbereiche auf. Bei der Privatisierung und Liberalisierung der British Telecom im Jahre 1983 wurde Professor Stephan Littlechild mit einer Analyse geeigneter Regulierungssysteme beauftragt. In seiner Studie kritisierte Littlechild die kostenbasierte Regulierung (wie in den USA) und schlug stattdessen eine preisbasierte Regulierung vor, die als „RPI-X“ bekannt wurde. Sein wichtigstes Argument war, dass die kostenbasierte Regulierung keine Anreize zur Kosteneffizienz setzt [65]. In 1990 wurde die „RPI-X“-Regulierung erstmals für die Stromnetze in Großbritannien eingesetzt. Die „RPI-X“-Regulierung wurde weltweit zur Erfolgsgeschichte und fand 2009 in Deutschland unter dem Namen „Anreizregulierung“ für die Energienetze ihre Anwendung.

Was aber ist genau der Unterschied zwischen kostenbasierter und preisbasierter Regulierung? Eine *Anreizregulierung* (auch bekannt als *preisbasierte Regulierung*) versteht sich als Entgeltregulierung, wobei die Erlösentwicklung einer regulierten Firma zeitweise von der eigenen Kostenentwicklung abgekoppelt ist. Im Gegensatz dazu folgt bei einer *kostenbasierten Regulierung* die Erlösentwicklung unmittelbar dem unternehmensspezifischen Kostenverlauf.

Abbildung 11.1 illustriert die typische Funktionsweise der Anreizregulierung. Der zukünftige Erlöspfad wird am Anfang der Regulierungsperiode „ex-ante“ bis zum Ende der Regulierungsperiode festgelegt. Während der Regulierungsperiode werden die Regeln zur Bestimmung des Erlöspfades nicht angepasst. In einfachster Form entwickelt sich der Erlös als die Erlöse des Vorjahres korrigiert um den Faktor „RPI-X“, wobei RPI für die allgemeine Inflation (*retail price index*) und X für die erwartete Produktivitätssteigerung stehen. In einer Formel:

$$R_{i,t} \leq R_{i,t-1} \cdot (1 + RPI_t - X_{IND} - X_{GEN})$$

Hierbei steht $R_{i,t}$ für den Erlös (*revenue*) für die Firma i in Periode t . Der X-Faktor wiederum wird unterschieden in:

- X_{GEN} – den generellen X-Faktor, der die Produktivitätsentwicklung der Gesamtbranche widerspiegeln soll.
- X_{IND} – den individuellen X-Faktor, der die relative Effizienzentwicklung von einzelnen Netzbetreibern im Vergleich zu einander widerspiegelt und mittels Effizienzanalysen (Benchmarking) ermittelt wird (der „catch-up“-Faktor).

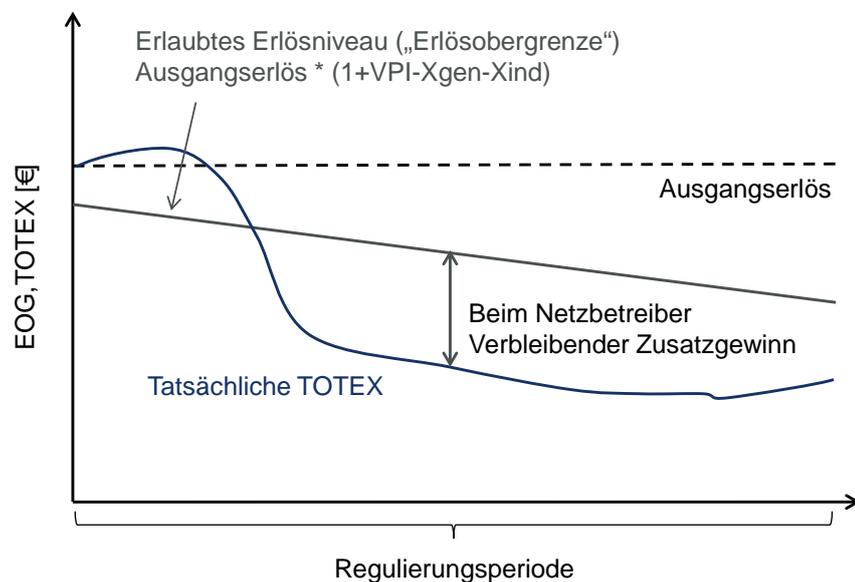


Abbildung 11.1

Idealtypische Funktionsweise einer Anreizregulierung.

Die erwartete Produktivitäts- und Effizienzsteigerung – X – ist ein wichtiger Aspekt in dieser Regulierung. Im Hintergrund steht die Vermutung, dass die liberalisierten und ggf. privatisierten Unternehmen aus den Zeiten vor der Liberalisierung erhebliche Ineffizienzen und damit ein erhebliches Einsparpotenzial in die neue, liberalisierte Welt mitgenommen hätten. Der „X-Faktor“ stellt daher einen Verteilungsfaktor dar, der einen Teil des Einsparpotenzials an Konsumenten weiterreichen soll. Mit den Worten von Littlechild [65] (S. 458 (kursiv vom Autor)):

„To summarize, when setting X *initially* there are many degrees of freedom. X is just one of numerous parameters chosen simultaneously in the light of the political and economic tradeoffs involved. There is nothing unique, optimal or mechanical about the *initial* choice of X .“

Die Abkoppelung der Erlösentwicklung von den eigenen Kosten ist das wesentliche Merkmal der Anreizregulierung. Wenn das Unter-

nehmen höhere Produktivitätssteigerungen erzielt als vom X-Faktor gefordert, darf es diesen Zusatzgewinn behalten. Daher bezieht sich der Begriff ‚Anreiz‘ auf Steigerung der Kosteneffizienz. Im Gegensatz dazu folgen bei kostenbasierter Regulierung die Erlöse dem Kostenverlauf. Wenn daher das regulierte Unternehmen Kosten senkt, müssen strikt genommen auch die Erlöse gesenkt werden; im Ergebnis verbleibt kein Gewinn der Ersparnis, sodass die Anreize für Kostensenkung gering bleiben.

Die beiden Begriffe „preisbasierte Regulierung“ und „kostenbasierte Regulierung“ sind abstrakte Begriffe, welche zwei extreme Welten in der Regulierung beschreiben. In der Praxis gibt es weder die Extreme noch besteht eine klare Trennung; die Unterschiede liegen im Detail der Ausprägungen. Folgende Aspekte sind dabei besonders wichtig.

- Der sogenannte „*regulatory lag*“ (vgl. hierzu insbesondere [59] und [60]). Der *regulatory lag* ist die Periode zwischen zwei Regulierungsanpassungen (*regulatory review*). In aller Regel werden bei einer Regulierungsanpassung sowohl Anpassung der X-Faktoren als auch eine einmalige Anpassung des Erlösniveaus vorgenommen. Dadurch findet eine Korrektur der Entwicklungen der Vorperiode statt, die die Erlöse wieder in ein angemessenes Verhältnis zu den zu Grunde liegenden Kosten bringt. Je länger die Regulierungsperiode andauert, desto länger dürfen die Gewinne aus den Kosteneinsparungen behalten werden, bevor eine Korrektur stattfindet; entsprechend stark ist damit die Anreizwirkung. Bei einer kurzen Regulierungsperiode ist die Anreizwirkung eher schwach.
- Entscheidend für die Dauer der Regulierungsperiode ist nicht so sehr, *wann* die Regulierungsanpassung unternommen wird, sondern *wie* diese Anpassung umgesetzt wird. Der neue Erlöspfad kann im Prinzip auch weitgehend unabhängig von den zugrundeliegenden eigenen Kosten angepasst werden. Im Extremfall einer kompletten Abkoppelung spricht man von einem „*Yardstick*“ („Als-ob Wettbewerb“) [82]. Die Anreizwirkung ist in diesem Falle sehr groß. Im anderen Extrem findet *ex-post* eine vollständige Preis- oder Erlösanpassung an den Kostenverlauf statt; Kostensenkungen müssten nachträglich an die Konsumenten weitergereicht werden, was sämtliche Anreize für Kostensenkungen eliminiert.

- Es kann unterschieden werden zwischen OPEX und CAPEX. Es ist durchaus möglich, CAPEX kostenbasiert (mit kurzer Regulierungsperiode) zu regulieren, während OPEX anreizbasiert (mit langer Regulierungsperiode) reguliert wird. Die Idee dabei ist, dass eine Effizienzsteigerung im OPEX-Bereich unter der Kontrolle des Managements liegt, aber die Effizienz bestehender Anlagen naturgemäß nicht mehr wesentlich verbessert werden kann.

Die Regulierungsperioden betragen meistens vier oder fünf Jahre, und die Anpassungen sind meist Mischformen aus kostenbezogener Erlösanpassung und einer Anpassung der X-Faktoren mittels Benchmarkings.

Kosteneffizienz versus Investitionen: ein Paradigmenwechsel

Wie bereits erwähnt, zielt die Anreizregulierung auf eine Ausschöpfung des Kostensenkungspotenzials ab, das insbesondere kurz nach der Liberalisierung als beträchtlich eingestuft wurde. Die anstehende Investitionswelle ändert die Situation, da die bevorstehenden Investitionen zu steigenden Kosten führen. Es entsteht der Anreiz, Kostensteigerungen möglichst spät durchzuführen und möglichst gering zu halten. Mit anderen Worten, es besteht der Anreiz, notwendige Investition nicht oder zu spät zu tätigen. Die Richtung der Kostenentwicklung ist entscheidend für die Anreizwirkung, da bei fallenden Kosten die Gewinne behalten werden können, während die Verluste aus steigenden Kosten selbst getragen werden müssen.

In unterschiedlichem Ausmaß stehen viele Länder vor einer Investitionswelle. Länder mit ausgeprägten Varianten einer Anreizregulierung haben mittlerweile Anpassungen der Regulierung vorgenommen, um dem Investitionsbedarf Rechnung zu tragen (vgl. auch [15]). Vor dem Hintergrund kostenerhöhender Investitionen zeichnet sich derzeit ein Wandel im System der Anreizregulierung ab. In einer regulierten Welt, in welcher der Investitionsbedarf dominiert, gibt es einen entscheidenden Unterschied dahingehend, wann die Investitionsvorhaben bzw. Investitionsausgaben regulatorisch geprüft werden. Dies kann ex-ante oder ex-post erfolgen. Eine ex-ante-Prüfung bedeutet, dass der Regulierer die Investition prüft, bevor sie getätigt wird und bevor die Ausgaben anfallen. Investitionsbudgets fallen in diese Kategorie. Die ex-post-Prüfung bedeutet, dass die Notwendigkeit und Effizienz einer Investition

geprüft wird, nachdem die Investition getätigt wurde. Hierzu zählt eine auf Benchmarking basierende Regulierung.

Es ist eine Tendenz in Richtung ex-ante genehmigter Investitionsbudgets erkennbar, die ggf. mit weiteren Anzelelementen für Investitionen kombiniert werden. Der Bezug zur kostenbasierten Regulierung ist hierbei relativ groß, weil die eigenen Kosten der Investition bestimmend für die erlaubten Erlöse sind. Der Regulierungsansatz in Großbritannien namens „RIIO“ ist ein sehr explizites und aktuelles Beispiel für einen solchen Ansatz. Abschnitt 15.1 beschreibt dieses System detaillierter. Mit ex-ante Investitionsbudgets auf Plankostenbasis wird das Zeitverzugsproblem angegangen, weil Investitionsvorhaben unmittelbar in die Erlösbergrenze einfließen und erlöswirksam werden. Gleichwohl beinhalten ex-ante Investitionsbudgets eine Anreizwirkung auf die Kosteffizienz, insoweit die Differenz zwischen Plan- und Istkosten nachträglich abgeglichen und zum Teil von den Investoren getragen wird. Anderweitige Anzelelemente sind ebenfalls denkbar. Das Kernproblem von ex-ante Investitionsbudgets ist, dass sie unternehmensspezifisch geprüft werden müssen. Da hiermit wiederum eine direkte Verbindung zwischen Erlösen und eigenen Kosten hergestellt wird, ist der entsprechende Anreiz zur Ineffizienz gegeben, der mit dem aus der kostenbasierten Regulierung bekannten Informationsproblem einhergeht.

Die deutsche ARegV basiert auf der Anwendung eines ex-post Benchmarking; ex-ante Investitionsbudgets sind für Verteilnetze eher die Ausnahme. Dies ist vor allem mit der hohen Anzahl an Verteilnetzbetreibern in Deutschland begründet. Der §23 ARegV zur Beantragung von Investitionsbudgets wurde bisher nur für Übertragungsnetzbetreiber eingesetzt, jedoch nicht oder nur in Ansätzen für die Verteilnetzbetreiber. Die Anwendung eines Benchmarkings der Gesamtkosten (TOTEX) ist vom Gesetzgeber vorgegeben und es gibt bislang keine Hinweise darauf, dass dies geändert werden soll.

Für die Vorschläge zur Erweiterung der Anreizregulierung nehmen wir in dieser Studie an, dass ein ex-post Benchmarking auch für die nahe Zukunft das tragende Prinzip der Anreizregulierung der VNB in Deutschland sein wird. Infolgedessen liegt in dieser Studie der Fokus auf Varianten mit einem ex-post Benchmarking während Varianten mit systematischen ex-ante Investitionsbudgets eher in den Hintergrund treten.

11.2 Beschreibung der ARegV

Die Grundlage der Anreizregulierung für die Energienetze in Deutschland ist im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) festgelegt und mit der Anreizregulierungsverordnung (ARegV 2007) ausgearbeitet und umgesetzt worden. Flankierend finden sich manche Aspekte in der Netzentgeltverordnung (StromNEV) und in den Leitfaden der BNetzA. Die momentane Anreizregulierung wird im Detail in der ARegV 2007 beschrieben. In diesem Kapitel fassen wir die für diese Studie wichtigsten Aspekte zusammen. Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf die Stromverteilnetze, wenngleich die Regelungen für Gasverteilnetze ähnlich sind.

Auch wenn die ARegV laufend überarbeitet wird und weitere Änderungen in Vorbereitung sind, ist der momentane Stand der ARegV für die ersten beiden Regulierungsperioden rechtsgültig. Die Dauer einer Regulierungsperiode beträgt 5 Jahre. Die erste Periode läuft von 01/2009 bis 12/2013 und die zweite Periode von 01/2014 bis 12/2018. Derzeit finden die Vorbereitungen für die zweite Periode statt.

Der zentrale Ansatz ist die Erlösobergrenze nach ARegV, 2007 (Fassung 2011, Anlage 1):

$$EO_t = KA_{dnb,t} + [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

EO_t	Erlösobergrenze in Jahr t
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussb. Kostenanteil im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr.
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (X_{GEN})
EF_t	Erweiterungsfaktor im Jahr t
Q_t	Qualitätselement im Jahr t
VK_t	Volatiler Kostenanteil im Jahr t
VK_0	Volatiler Kostenanteil im Basisjahr.
S_t	Saldo des Regulierungskontos im Jahr t.

Einige Elemente aus der Regulierungsformel in der ARegV werden hier zur Vereinfachung vernachlässigt, weil sie für diese Studie nicht relevant sind bzw. keine Auswirkung zeigen würden.

Das Kernstück der Regulierung bildet einerseits die Zuordnung der Kosten und andererseits der Korrekturfaktor X .

Die Kosten können den Kostenanteilen $KA_{dnb,t}$, $KA_{vnb,0}$ und $KA_{b,0}$ zugeordnet werden, deren Summe die rechnerischen Gesamtkosten im Basisjahr darstellen. Die Gesamtkosten sind definiert als Summe von Kapitalkosten und Betriebskosten.

$$\text{Gesamtkosten} = \text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten}$$

Die Kapitalkosten werden – vereinfacht dargestellt – berechnet als:

$$\text{Kapitalkosten} = WACC \cdot RAB + AfA$$

<i>WACC</i>	„weighted average cost of capital“ = die Verzinsung des eingesetzten Kapitals
<i>RAB</i>	„regulatory asset base“ = die regulierte Kapitalbasis
<i>AfA</i>	kalkulatorische Abschreibungen

Die WACC sind ein aus Fremdkapital und Eigenkapital zusammengesetzter Durchschnittswert, dessen Herleitung in Kapitel 13 dargestellt wird.

In aller Regel ist vorgeschrieben, dass die Sachanlagen linear abgeschrieben werden. Ein wichtiges Element der Kapitalkosten ist die Verzinsung. Im Laufe der Zeit verringern die Abschreibungen den Kapitalwert der Anlagen; somit fällt die RAB (und damit auch $WACC \cdot RAB$), so dass sich im Laufe der Zeit auch die Kapitalkosten verringern. Eine Investition hingegen erhöht den Wert des Anlagevermögens (RAB), so dass sich $WACC \cdot RAB$ und AfA c.p. erhöhen. Darüber hinaus erhöht eine Investition neben den Kapitalkosten in aller Regel auch die Betriebskosten (OPEX).

Die Kosten werden in der Anreizregulierungsformel in drei Teile aufgeteilt. Der Sinn dieser Aufteilung ist zu unterscheiden, welche Teile von der Effizienzvorgabe betroffen sind und welche nicht, wobei das Entscheidungskriterium darin besteht, inwiefern die Kosten im Kontrollbereich des Unternehmens liegen (d.h. beeinflussbar sind).

- Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnb) sind vollständig vom Korrekturfaktor (RPI-X) ausgenommen. Diese Kosten werden jedes Jahr als durchlaufende Posten behandelt. Die ARegV listet in §11 im Detail auf, welche Kostenposten betroffen sind. Zu erwähnen ist insbesondere, dass die bereits genehmigten Investitionsbudgets („Investitionsmaßnahmen“) nach §23 ARegV als dnb-Kosten eingestuft werden und deshalb nicht mehr vom X-Faktor betroffen sind. Zu beachten ist aber auch, dass die mit den Investitionsbudgets einhergehenden Kosten sehr wohl Teil des nächsten Benchmarkings sind.
- Beeinflussbare Kosten (b) sind jene Kosten, die als ineffizient eingestuft werden. Diese unterstehen dem Kontrollbereich des Unternehmens und sind auf Grund ihrer Kostensenkungspotenziale das eigentliche Ziel der Anreizregulierung. Der umstrittene Teil hierbei sind die Kapitalkosten aus Bestandsanlagen. Die bereits getätigten Investitionen können offensichtlich nicht mehr rückgängig gemacht werden, so dass es problematisch ist, hier eine Effizienzverbesserung zu erwarten.
- Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten (vnb) sind rechnerisch jene Kosten die als effizient eingestuft werden (und entsprechend „nicht mehr beeinflusst“ werden können).

Der Korrekturfaktor „ $RPI-X_{IND}-X_{GEN}$ “ setzt sich hier zusammen aus VPI_t , V_t , und PF_t . Der individuelle Faktor X_{IND} hat lediglich eine Wirkung auf die beeinflussbaren Kosten. Der Verteilungsfaktor V_t , mit dem der erforderliche Ineffizienzabbau rechnerisch auf die Regulierungsperioden verteilt wird, bezieht sich infolgedessen nur auf die beeinflussbaren Kosten. Die sektoralen Komponenten (VPI_t und PF_t) wirken sich auf beeinflussbaren und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten aus, jedoch nicht auf die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Eine genauere Darstellung der im Modell verwendeten Faktoren findet sich in der Modellbeschreibung in Abschnitt 13.4.1.

Die Regulierungsformel wird (unter Berücksichtigung der Vereinfachung, die hier vorgenommen wurde) durch den Erweiterungsfaktor (EF) vervollständigt. Der Erweiterungsfaktor, der in Abschnitten 13.4.3 und 15.2 noch vertiefend erläutert wird, berücksichtigt, dass eine Mengenerweiterung, sei es auf Seite der Abnahme oder Einspeisung, zu erforderlichem Netzausbau und damit erhöhten Kos-

ten führen kann. Solche zusätzlichen Kosten werden von der Erlösobergrenze an sich nicht berücksichtigt, deshalb korrigiert der EF diesen Aspekt. Zentraler Fokus dieser Studie ist der Effekt des durch die Energiewende bedingten Netzausbaus, vor allem um die EEG-Einspeisung zu ermöglichen. Der Bedeutung dieses Aspektes wird auch in der ARegV mit der Berücksichtigung der Einspeisepunkte beim Erweiterungsfaktor seit 2010 vermehrt Rechnung getragen.

Das Zeitverzugsproblem

Der zeitliche Ablauf der Erlösanpassung ist von großer Bedeutung und bestimmt maßgeblich das kontrovers diskutierte „Zeitverzugsproblem“. Zu Beginn der Regulierungsperiode (aktuell 01/2009) müssen alle Angaben hinsichtlich der Parameter gesetzt sein. Diese Werte bleiben für die gesamte Regulierungsperiode gültig (mit Ausnahme der mechanischen Änderungen aus den regulatorischen Vorgaben). Dieses Vorgehen bedingt zwei zeitliche Verzögerungseffekte, die teils beabsichtigt und teils unbeabsichtigt sind.

1. Der „t-2“-Effekt. Die den Parameterwerten zugrunde liegenden Daten im Anfangsjahr (hier: 01/2009) sind vom Wirtschaftsprüfer freigegebene Buchwerte (die „Istkosten“), die erst mit zwei Jahren Verzögerung in der Regulierung berücksichtigt werden können. In der Praxis bilden die tatsächlichen Kosten von 2006 die Basis für das Startjahr 2009 und sind demnach bestimmend für die Folgejahre der Regulierungsperiode. Dieses Basisjahr wird daher häufig als „Fotojahr“ bezeichnet. Dies impliziert eine rechnerische Verzögerung von zwei Jahren.
2. Der „t-5“-Effekt. Während der fünfjährigen Regulierungsperiode werden die Parameterwerte gemäß der Grundidee der Anreizregulierung nicht mehr angepasst. Alle Kosteneffekte, die zwischen den Fotojahren (2006 und 2011) auftreten, werden nicht in der ersten sondern erst in der darauffolgenden Periode berücksichtigt. Bei einer Regulierungsperiode von fünf Jahren beträgt die zeitliche Verzögerung im Extremfall fünf Jahre.

Diese beiden Effekte treten gleichzeitig auf. Konkret bedeutet dies, dass eine Kostenänderung in Januar 2007 erst 2014 erlöswirksam wird. In der Summe kann im Extremfall also eine Verzögerung von sieben Jahre auftreten.

Der „t-5“-Effekt ist im Wesentlichen vom Regulierer beabsichtigt. Frühe Kostensenkungen dürfen fünf Jahre (im Extremfall sogar sieben Jahre) als Gewinne behalten werden, bevor die Regulierung angepasst wird. Dies entspricht dem Sinn der Anreizregulierung. Wie oben bereits erläutert, tritt aber ein Problem auf, wenn die Kosten infolge notwendiger Investitionen steigen: Der Investor trägt die Kosten im Extremfall sieben Jahre, bevor der Erlösrückfluss angepasst wird.

Die beiden zeitlichen Aspekte sind, obwohl eng miteinander verknüpft, konzeptionell zu unterscheiden und können auch separat angegangen werden. Die Reduzierung des Zeitverzuges, sowohl des „t-2“- als auch „t-5“-Problems“ ist ein zentraler Bestandteil der in Abschnitt 14.2 untersuchten Anpassungen der ARegV.

Wie bereits erwähnt, kann mit der Möglichkeit zur Beantragung eines Investitionsbudgets (Investitionsmaßnahme nach §23 ARegV) der „t-5“-Zeitverzug angegangen werden. Bestimmte Investitionen, wie in §23 definiert, die während der Regulierungsperiode getätigt werden, können auf Antrag und nach Genehmigung der BNetzA bereits während der laufenden Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Dies erfolgt inzwischen auf Plankostenbasis, so dass bei den Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV auch das „t-2“-Problem behoben ist. In der bisherigen Praxis wird §23 jedoch nicht für VNB angewendet. Er wird ausschließlich für ÜNB angewendet und hier insbesondere für die EEG-bedingten Erweiterungen der Übertragungsnetze. Hinsichtlich der Anwendung für VNB hat sich die BNetzA aus zwei Gründen sehr zurückhaltend gezeigt. Zum einen fehlte bis vor kurzem die Notwendigkeit, weil EEG-bedingter Netzausbau auf Verteilnetzebene bislang nicht thematisiert wurde. Zum anderen müssten die Investitionsbudgets geprüft werden, was mit 900 VNB zu einem unüberschaubaren Aufwand führen würde. Stattdessen wurde mittlerweile, wie oben bereits angedeutet, der Erweiterungsfaktor (EF) für EEG-bedingten VNB-Netzausbau angepasst, der eine gleichzeitige Anwendung des §23 ausschließt. Es sei betont, dass der EF nicht die Kosten der Erweiterungsinvestitionen decken, sondern das „t-5“-Zeitverzugsproblem angehen soll, indem die geschätzten Kosten für die anfallenden Erweiterungsinvestitio-

nen frühzeitig in die Erlösobergrenze einfließen. Der Zuschuss des EF entfällt wieder mit Beginn der neuen Regulierungsperiode.

Die Sockeleffekte

Der Mechanismus des Zeitverzugs unter der Anreizregulierung schafft sogenannte „Sockeleffekte“. Diese können sowohl positiv als auch negativ sein. Die Sockeleffekte spielen eine zentrale Rolle in der Diskussion um die Anreizregulierung und somit auch in dieser Studie. Es sei bemerkt, dass weder die ARegV noch die EOG-Formel „Sockeleffekte“ konkret identifiziert. Bei den Sockeleffekten handelt es sich um analytische Konstrukte, die aus der Ausgestaltung der Anreizregulierung resultieren. Wir unterscheiden 3 Sockeleffekte, die schematisch in Abbildung 11.2 dargestellt sind.

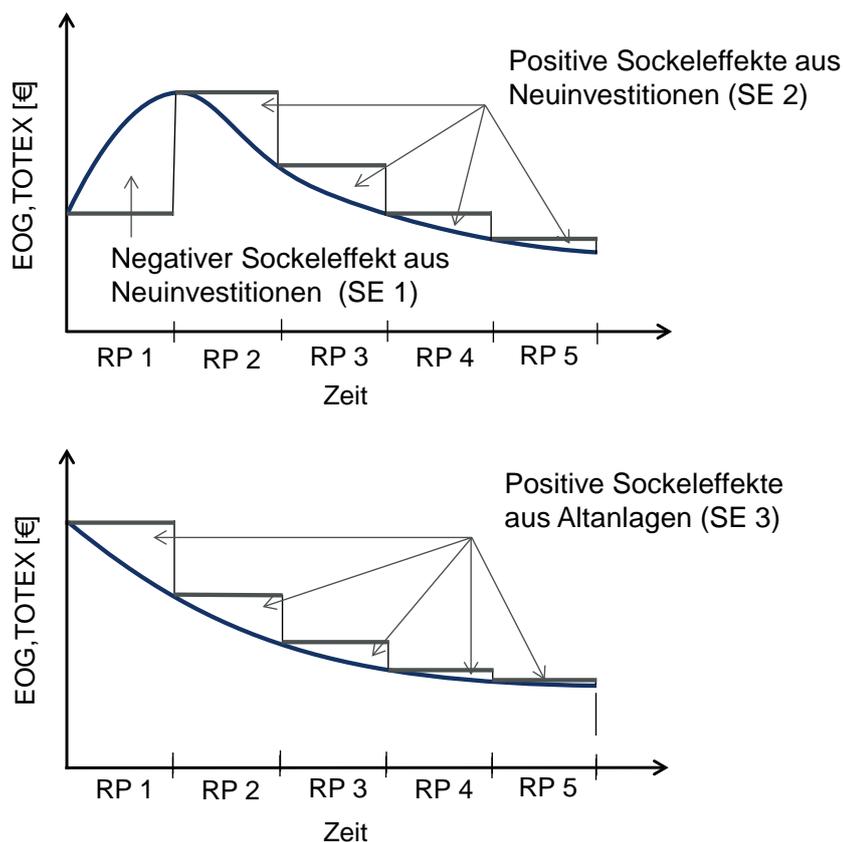


Abbildung 11.2 Schematische Darstellung der drei Sockeleffekte

Die Abbildung zeigt horizontal den zeitlichen Ablauf in Regulierungsperioden (hier: RP1 bis RP5). Die Kurven stellen den stilisierten Verlauf der TOTEX dar; die horizontalen Linien sind die für jeweilige Periode gültige EOG. Die obere Abbildung zeigt die bei-

den Sockeleffekte für Netzinvestitionen (isoliert vom restlichen Netz betrachtet).

Sockeleffekt 1 ist der Kernpunkt der Debatte. Dieser Effekt ist negativ. Die von der Investition verursachten höheren Kosten setzen sich während der laufenden RP nicht in die EOG um, wodurch eine Kostenunterdeckung entsteht. Der Zeitverzug verursacht den negativen Sockeleffekt 1. Erst mit Beginn der nächsten RP gehen die höheren Kosten in die neue EOG ein. Sockeleffekt 2 ist positiv und stellt die Kehrseite derselben Medaille dar. Sobald die investitionsbedingten, höheren Kosten in die EOG eingeflossen sind, wirkt der Zeitverzug positiv: Während der RP (hier ab RP2) fallen die Kapitalkosten auf Grund der mit den Abschreibungen sinkenden Zinskosten. In dieser Zeit bleibt aber die EOG konstant, so dass per Saldo ein Überschuss entsteht: der positive Sockeleffekt 2. Die abdiskontierte Summe der beiden Sockeleffekte bildet den gesamten Sockeleffekt einer Investition.

Ein zusätzlicher Aspekt verstärkt den negativen Effekt. Die Investitionen, die zu Beginn der nächsten RP in die regulatorische Kostenbasis aufgenommen werden, haben naturgemäß in der laufenden RP schon mehrere Abschreibungsrunden hinter sich. Ein Teil der Kapitalkosten fließt somit nicht in die EOG ein.

Sockeleffekt 3 bezieht sich auf die zu Beginn des Betrachtungszeitraums bereits bestehenden Altanlagen, also das restliche Netz. Im Modell dieser Studie wurde hierfür das Netz mit Aktivierungsstand Ende 2011 genommen. Dieser Effekt entspricht in seiner Wirkung dem Sockeleffekt 2, ist jedoch konzeptionell zu unterscheiden, da er sich auf die restlichen Anlagen und nicht die betrachteten Investitionen bezieht.

Auch die Altanlagen haben je nach Alter in dem Betrachtungszeitraum (RP1 bis RP3) einen Buchwert und verursachen Kapitalkosten (AfA plus Zinskosten), die mit fortschreitender Zeit sinken. Wie bei Sockeleffekt 2 entsteht auch für Altanlagen ein Sockeleffekt als Überschuss von Erlösen über Kosten. Wir bezeichnen diesen Effekt als Sockeleffekt 3.

Die Kontroverse in der Diskussion um die Sockeleffekte betrifft die Frage, welche der Effekte bei der Beurteilung von Investitionen berücksichtigt werden sollen und welche nicht. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Investition dürfen aus theoretischer Sicht lediglich Sockeleffekte 1 und 2 berücksichtigt werden. Sockeleffekt 3 hat investitionstheoretisch keinen Einfluss auf die Investitionsentscheidung (vgl. auch die Gutachten [8] und [54] und

darin zitierte Quellen). Die BNetzA orientiert sich in ihrem Regulierungsziel an der Wirtschaftlichkeit des Gesamtnetzes. Folglich geht sie der Frage nach, ob die Erlöse die Kosten für das gesamte Netz decken und nicht, ob die Erlöse die Kosten der isolierten Investition decken. Modelltechnisch impliziert dies, dass die ganzheitliche Betrachtung der BNetzA neben den Sockeleffekten 1 und 2 auch den Sockeleffekt 3 einschließt. Mit anderen Worten, die Sockeleffekte aus den Altanlagen sollen die Investitionen subventionieren.

Wie bereits erwähnt, wird diese Diskussion seit längerem kontrovers geführt. Es ist nicht das Ziel dieser Studie, die Debatte nochmal ausführlich aufzugreifen. Stattdessen wurde vereinbart, in der Basisbetrachtung die Sichtweise der BNetzA anzunehmen und den Erlösrückfluss des anstehenden Investitionsbedarfs zunächst für die ganzheitliche Betrachtung zu analysieren. Somit werden alle 3 Sockeleffekte betrachtet. Die investitionstheoretische Sichtweise, die nur die Sockeleffekte 1 und 2 umfasst, wird in dieser Studie lediglich als Sensitivitätsanalyse untersucht.

Kernaussagen

Auf Grund des stärkeren Fokus auf kostenerhöhenden Erweiterungsinvestitionen rücken die investitionsrelevanten Aspekte der Anreizregulierung stärker in den Vordergrund. Von besonderer Bedeutung sind die Zeitverzugsprobleme, die bei einer verzögerten Berücksichtigung der Investitionskosten unter der Anreizregulierung auftreten (so genannte Sockeleffekte). Die Frage, inwieweit die ARegV derzeit in der Lage ist, diesen Zeitverzug im Interesse der Investitionsanreize zu beheben, bildet einen Schwerpunkt der nachfolgenden Untersuchung. Es wurde im Studiendesign vereinbart, dass die Sockeleffekte aus Altanlagen in die Renditebetrachtung einbezogen werden sollen. Die kontroverse Debatte um Sockeleffekte aus Altanlagen wird an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

12 Fallunterscheidung der VNB nach Investitionsbedarf

Leitgedanken

Wenngleich der Fokus der Studie auf den Erweiterungsinvestitionen liegt, müssen für eine gesamtheitliche Betrachtung (inklusive der Sockeleffekte aus Altanlagen) der Suffizienz der Anreizregulierung auch die Ersatzinvestitionen betrachtet werden. Um den Unterschieden zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs Rechnung zu tragen, und den Einfluss dieser Unterschiede auf die Suffizienz der ARegV isoliert beurteilen zu können, ist eine Fallunterscheidung der Netzbetreiber hinsichtlich der Art und Höhe des Investitionsbedarfs erforderlich.

Wie oben beschrieben ist das primäre Ziel der Studie eine Analyse der Suffizienz des Gesamtnetzes und nicht für isoliert betrachtete Investitionen. Die Debatte, welche der beiden Sichtweisen die richtige ist, ist zwar von großer Bedeutung, steht aber hier explizit nicht im Vordergrund. Die Debatte wird lediglich als Sensitivitätsanalyse zur Basisbetrachtung aufgegriffen.

Im Vordergrund der Studie steht der Bedarf an Erweiterungsinvestitionen in Folge des neuen Anschlusses dezentraler Erzeuger, insbesondere PV und Wind. Genau diese prognostizierten Erweiterungsinvestitionen sind das Ergebnis von Teil A dieser Studie und bilden ein zentrales Element in der regulatorischen Analyse.

Eine Analyse mit Gesamtnetz betrachtung erfordert, dass neben Erweiterungsinvestitionen die Ersatzinvestitionen für die Altanlagen abgebildet werden, um daraus ein Gesamtbild für das Netz ableiten zu können. Die Summe von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen bildet den Gesamtinvestitionsbedarf und sollte somit die Basis für die Renditebetrachtung sein. Die Ersatzinvestitionen sind kein selbständiges Ziel dieser Studie, spielen aber dennoch eine sehr wichtige Rolle in der Gesamtbetrachtung. In Teil A dieser Studie wurde der Bedarf an Erweiterungsinvestitionen ermittelt,

nicht jedoch für Ersatzinvestitionen. Der Ersatzinvestitionsbedarf wird in Teil B dieser Studie auf Basis realer Daten der bestehenden Netze für die jeweils untersuchten Netzbetreiber im Zeitablauf simuliert. Die Details zum Vorgehen bei der Simulation finden sich in Kapitel 13.

Die Ersatzinvestitionen unterliegen gewöhnlich einem zyklischen Verhalten, mit anderen Worten, die Substanzerhaltung erfolgt in der Praxis wellenförmig. Bei einer kalkulatorischen Abschreibungsdauer 40 Jahren wie z.B. für die Netzleitungen, steht ein VNB mit einem Anlagenalter von z.B. 35 Jahren kurz vor einem hohen Bedarf an Ersatzinvestitionen. Ein VNB mit einem Anlagenalter von 10 Jahren, befindet sich dagegen in einer Phase des Zyklus, in der wenig ersetzt werden muss. Alternativ kann (fiktiv) unterstellt werden, dass die Substanz (Kapazität) des Netzes in zeitlich kleinen Schritten real konstant gehalten wird. In diesem Szenario wird das abgeschriebene Anlagenvermögen Jahr für Jahr dementsprechend ersetzt („eingeschwungener Zustand“). Abbildung 12.1 illustriert die langfristige Investitionsentwicklung der Stromversorgungsbranche in Deutschland.

Investitionen der deutschen Stromversorger 1950 bis 2009 (real)
-in Preisen von 2005 auf Basis des Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte-

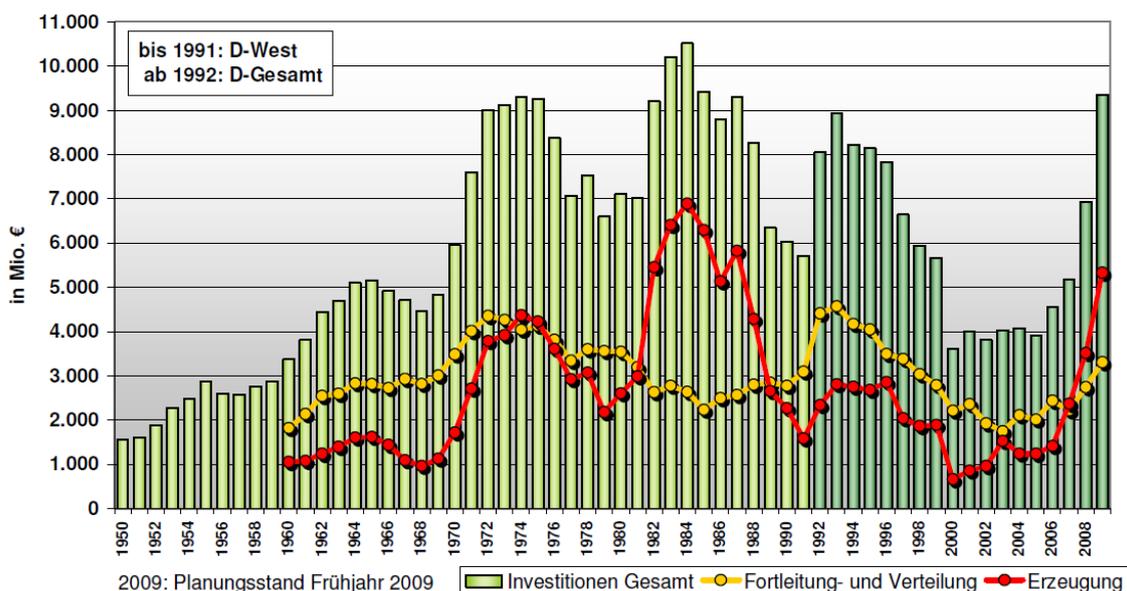


Abbildung 12.1 Investitionszyklus in Deutschland (Quelle: [30])

Sowohl bei Erzeugung wie auch bei den Netzen ist das zyklische Verhalten klar erkennbar. In anderen Ländern gilt ein ähnliches Bild, auch wenn die Einzelheiten unterschiedlich sein können. Zyklisches Investitionsverhalten beim Substanzerhalt der Netze liegt auch dieser Studie zu Grunde.

Im Prinzip kann sich ein Netzbetreiber überall auf dem Investitionszyklus befinden. Wir unterscheiden aber vor allem zwischen solchen VNB, die sich auf dem steigenden Teil des Hügels befinden (das sind die „alten“ Netze) und jenen, die sich im fallenden Teil des Hügels befinden („neue“ Netze). Daneben untersuchen wir auch Fälle im „eingeschwungenen Zustand“, wo das zyklische Verhalten per Annahme keine Rolle spielt; solche Fälle sind in der Praxis unrealistisch, ermöglichen aber eine bessere analytische Trennung der Effekte von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen.

Die Unterscheidung dieser Investitionen stellt für das zugrundeliegende Modell eine rechnerische Herausforderung dar, denn in der Praxis ist eine trennscharfe Abgrenzung beider Investitionsarten oft nicht möglich. Ein Grund liegt darin, dass Erweiterungsinvestitionen zumindest teilweise auch als Substanzerhalt ausgewiesen werden können. Nichtsdestotrotz müssen für die Analyse der Regulierungseffekte sowohl Ersatz- wie auch Erweiterungsinvestitionen betrachtet werden, wobei ein bestimmter Grad der Überlappung angenommen wird. Die Berechnungen wurden um diesen Überlappungseffekt korrigiert; die Einzelheiten des Vorgehens für die Korrektur sind in Abschnitt 13.2 beschrieben.

Diese Aspekte führen zu folgender Fallunterscheidung:

1. Bei Erweiterungsinvestitionen unterscheiden wir zwischen einem hohen und niedrigen Investitionsbedarf. Diese Einteilung erfolgt auf Basis der in Teil A der Studie ermittelten Erweiterungsinvestitionen.¹⁴
2. Bei Ersatzinvestitionen wird zwischen einem „alten Netz“ und einem „neuen Netz“ mit entsprechend hohem und niedrigem Ersatzinvestitionsbedarf unterschieden. Darüber hinaus wird der eher theoretische Fall eines „eingeschwungenen Netzes“

¹⁴ Um eine Vorstellung von dieser Unterscheidung zu vermitteln: Die mit „hohem Erweiterungsbedarf“ charakterisierten VNB haben (real) einen Erweiterungsanteil von durchschnittlich 20% der Tagesneuwerte, während er bei denjenigen VNB mit „geringem Erweiterungsbedarf“ bei etwa 3% der Tagesneuwerte liegt.

betrachtet, bei dem ein über die Zeit (real) konstanter Bedarf an Ersatzinvestitionen unterstellt wird. Dies dient in erster Linie analytischen Zwecken, um die Auswirkungen unterschiedlich hoher Erweiterungsinvestitionen auf die Auskömmlichkeit isoliert untersuchen zu können. Diese Einteilung erfolgt auf Basis einer Einordnung in den simulierten, synthetischen Investitionszyklus, der in Teil B der Studie simuliert wird.

Die für die regulatorische Betrachtung wichtigste Unterscheidung ist, ob der (zeitnahe) Gesamtinvestitionsbedarf hoch oder gering ist. Diese elementare Unterscheidung liegt der gesamten Analyse zu Grunde. Wir konzentrieren uns auf 4 Fälle wie in Abbildung 12.2 dargestellt.

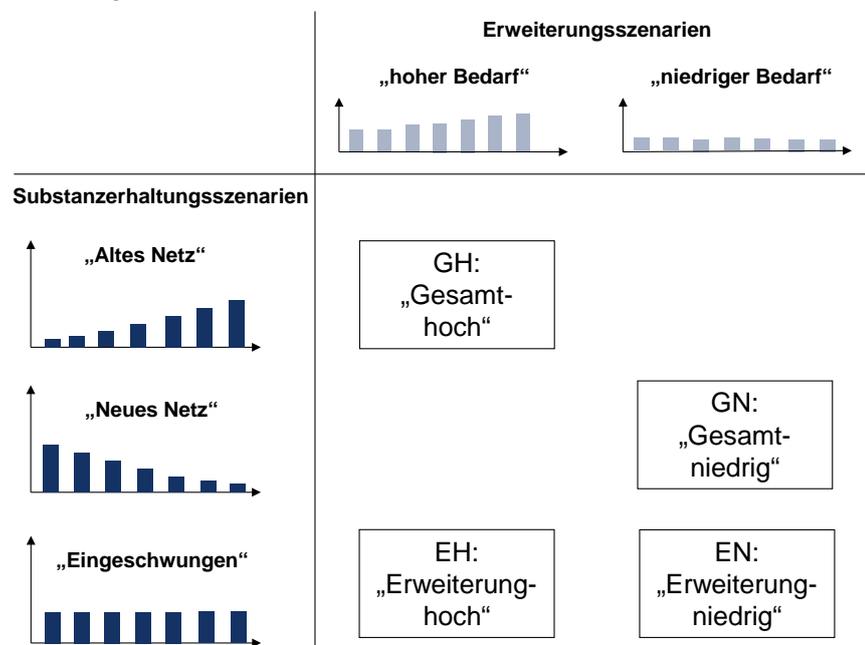


Abbildung 12.2

Fallunterscheidung und Einteilung der VNB

Die Analysen und Berechnungen in Teil B dieser Studie erfolgen netzbetreiberscharf. Alle Zahlen basieren auf den Daten realer Netzbetreiber. Es wurde im Studiendesign vereinbart, dass in der Ergebnisdarstellung keine Rückschlüsse auf einzelne Netzbetreiber möglich sein sollen. Die einzelnen Netzbetreiber wurden von uns in diese 4 Fälle eingeteilt und haben in der jeweiligen Gruppe eine willkürliche Nummer.

Somit ergeben sich nachfolgende Fälle:

- GH („Gesamt-hoch“): hoher Erweiterungsbedarf und hoher Ersatzbedarf (altes Netz)
- GN („Gesamt-niedrig“): Niedriger Erweiterungsbedarf und niedriger Ersatzbedarf (neues Netz)
- EH („Erweiterung-hoch“): hoher Erweiterungsbedarf und eingeschwungener Zustand
- EN („Erweiterung-niedrig“): wenig Erweiterungsbedarf und eingeschwungener Zustand

Die den Gruppen zugeordneten Netzbetreiber erhalten jeweils eine von uns vergebene, willkürlich Nummer, die der Gruppenbezeichnung angehängt wird (VNB-Code).

Jede Gruppe umfasst 3 Netzbetreiber; aus einer Gesamtheit von 15 Netzbetreibern wurden 3 Netzbetreiber auf Grund methodischer Probleme nicht betrachtet.

Im Hintergrund stehen zwei erwähnenswerte reale Muster:

- Die neueren Netze sind tendenziell im Osten und die älteren Netze im Westen Deutschlands.
- Stadtnetze haben typischerweise einen niedrigen, und ländliche Netze einen hohen Erweiterungsbedarf.

Im Grunde wurden in einem ersten Schritt diejenigen Netzbetreiber, die relativ eindeutig in entweder GH oder GN eingeteilt werden konnten, diesen beider Gruppen zugeordnet. Die verbleibenden Netzbetreiber wurden nicht mehr nach Alter eingeteilt, sondern als eingeschwungene Netze betrachtet. Diese wurden den Gruppen EH und EN zugeordnet, wobei das Unterscheidungskriterium die Höhe des Erweiterungsbedarfs ist, was sich mit der Aufteilung Land versus Stadt deckt.

Zwei einschränkende Bemerkungen sind erforderlich.

- Die eingeteilten Netzbetreiber sind als illustrierende Modellnetze zu verstehen, die keinen konkreten Bezug zu einzelnen Netzbetreibern aufweisen. Die Netze basieren zwar auf realen Daten, sind aber bezüglich ihres Investitionszyklus synthetisiert. Somit spiegeln die betrachteten Netzbetreiber zwar eine realen Welt wider, lassen aber keinen direkten Rückschluss auf einzelne Netzbetreiber zu.
- Die 12 Netzbetreiber sind ungewichtet und für rein analytische Zwecke in die Gruppen eingeteilt; die Einteilung ist nicht repräsentativ für die bundesweite Situation. Da aller-

dings vor allem der Westen Deutschlands vor einer Welle an Ersatzinvestitionen steht, und insbesondere Flächen-netzbetreiber vor einem beträchtlichen Erweiterungsbedarf, muss davon ausgegangen werden, dass die Gruppe „Gesamt-hoch“ für die Praxis von besonderer Relevanz ist. Dementsprechend wird in der Analyse ein besonderes Augenmerk auf diese Gruppe gelegt.

Kernaussagen

Hinsichtlich der Art und Höhe des anstehenden Investitionsbedarfs erfolgt eine synthetische Zuordnung der Netzbetreiber in vier Gruppen, die sich im Bedarf an Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen unterscheiden. Einerseits erfolgt eine Unterteilung nach den Grenzfällen mit hohem und niedrigem Gesamtinvestitionsbedarf (Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen). Diese Einteilung schließt die Unterscheidung zwischen „alten Netzen“ und „neuen Netzen“ mit ein, die die Position im Ersatzinvestitionszyklus betreffen. Zum anderen werden zur isolierten Analyse des Erweiterungsbedarfs zwei Gruppen von Netzbetreibern mit eingeschwungenen Netzen (real konstantem Ersatzbedarf) unterschieden, die sich lediglich in der Höhe des Erweiterungsbedarfs unterscheiden.

13 Modellbeschreibung und Annahmen

Leitgedanken

Die zentrale Analyse dieser Studie betrifft die Auskömmlichkeit der Regulierung für das Gesamtnetz unter Berücksichtigung der Investitionen. Das Modell berechnet die interne Kapitalverzinsung (IKV) der Gesamtnetze und vergleicht diese mit der regulierten Zielrendite.

Die Betrachtung des Gesamtnetzes erfordert neben dem Erweiterungsbedarf, der aus Teil A der Studie übernommen und auf die einzelnen Jahre verteilt wird, auch die Berücksichtigung der Ersatzinvestitionen. Diese werden durch Rückrechnung der Tagesneuwerte auf die Ursprungsinvestitionen ermittelt. Der Verlauf des Ersatzzyklus wird jedoch auf Basis einer Wahrscheinlichkeitsverteilung simuliert. Die Einordnung der Netzbetreiber in den Investitionszyklus erfolgt synthetisch entsprechend der Fallunterscheidung „altes Netz“ versus „neues Netz“.

Dieses Kapitel beschreibt die wesentlichen Modellannahmen.

Wesentliches Ziel des regulatorischen Gutachtens ist die Beurteilung der Auskömmlichkeit der derzeitigen ARegV vor dem Hintergrund des EEG-bedingten Erweiterungsbedarfs der Verteilnetze. Zur Bewertung der Auskömmlichkeit verwendet das Modell eine Free-Cash-Flow-Berechnung zur Ermittlung der Gesamtkapitalrendite. Da der Fokus der Studie auf dem anstehenden Investitionsbedarf liegt, steht die zukunftsorientierte Betrachtung im Vordergrund. Der Erlösrückfluss in der Vergangenheit ist für diese Studie nicht relevant und wird daher nicht berücksichtigt.¹⁵

¹⁵ Andererseits erfolgt, wie bereits erwähnt, in der Hauptsache eine Gesamtnetz Betrachtung, sodass auch Erlöse aus Altanlagen, im Besonderen der Sockeleffekt 3, mitbetrachtet werden.

Bezüglich des Betrachtungszeitraums wird folgende Unterscheidung getroffen:

- Für die Analyse der aktuellen ARegV beginnt der Betrachtungszeitraum ab 2012, also im Status Quo.
- Für die investitionsentscheidungsrelevanten Anpassungen der ARegV wird ein Betrachtungszeitraum zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode 2014 gewählt.

Der Investitionszyklus wurde auf Basis realer Daten synthetisiert. Hierdurch soll insbesondere ein netzbetreiberspezifisches, realistisches Verhältnis der Ersatzinvestitionen zu Erweiterungsinvestitionen sichergestellt werden, um ein realistisches Abbild der Kosten- und Erlössituation in den Modellnetzen zu erhalten.

Die nachfolgende Modellbeschreibung gliedert sich entsprechend der Hauptbestandteile, die in die Ermittlung der investitionsbasierten Renditen eingehen. Abschnitt 13.1 beschreibt die Simulation der Ersatzinvestitionen auf Basis der synthetisierten Modellnetze. Die Hochrechnung der Erweiterungsinvestitionen ist in Abschnitt 13.2 beschrieben. Darauf aufbauend wird in Abschnitt 13.3 die Berechnung der Netzkosten gemäß ARegV dargestellt. In Abschnitt 13.4 erfolgt die Ermittlung der Erlösobergrenze nach der derzeitigen ARegV. Mögliche Anpassungen der ARegV werden in Abschnitt 13.5 behandelt. Die Cash-Flow-Berechnung zur Renditeermittlung wird in Abschnitt 13.6 dargestellt.

13.1 Simulation der Ersatzinvestitionen

Der modellierte Investitionsbedarf der VNB hängt zu einem erheblichen Teil von den zukünftig zu erwartenden Ersatzinvestitionen ab, die vom Tagesneuwert des Anlagevermögens, der kalkulatorischen Nutzungsdauer der Anlagen und dem Alter der Anlagen (also der Position des VNB im Investitionszyklus) bestimmt werden. Auf Basis der erhobenen Daten der VNB und den Annahmen zum Verlauf des Investitionszyklus werden die betrachteten Netze zu Modellnetzen synthetisiert, um die Ersatzinvestitionen zu simulieren.

Abbildung 13.1 illustriert das Vorgehen. Die ursprünglichen Investitionen vor dem Betrachtungszeitraum gehen selbst nicht in die Berechnung mit ein. Stattdessen dient die Berechnung des Ta-

gesneuwertes (TNW) der Anlagen zum Zeitpunkt 31.12.2010 als Basis zur Bestimmung des Gesamtwertes der Ersatzinvestitionen im aktuellen Investitionszyklus. Dies entspricht der Fläche unter dem simulierten Investitionszyklus im rechten Teil der Abbildung 13.1. Im Basisszenario wird von einem eins-zu-eins-Ersatz der Investitionen ausgegangen, so dass die Fläche der Ursprungsinvestitionen (real) der Fläche der Ersatzinvestitionen (angepasst um die Überlappung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen und kostenseitiger Steigerungseffekte) entspricht.

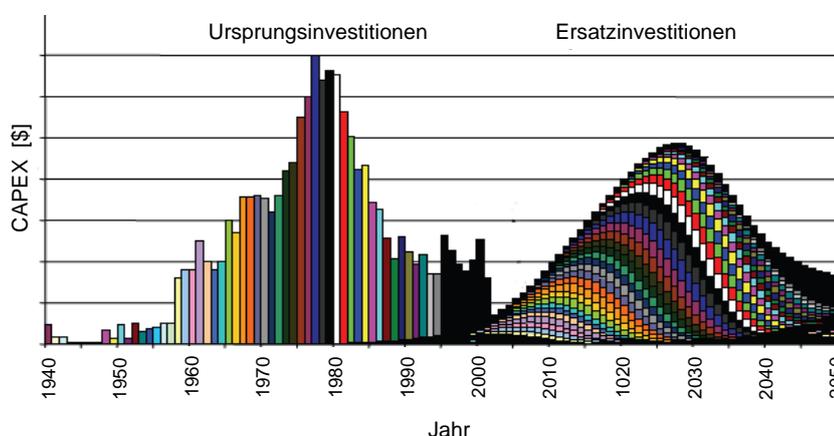


Abbildung 13.1 Modellierung der Ursprungsinvestitionen (Quelle: [49]; Anpassung und Übersetzung durch die Autoren)

Zur Ermittlung des TNW wurde von den Projektpartnern die tatsächliche Anlagenmenge (unabhängig vom tatsächlichen kalkulatorischen oder bilanziellen Restbuchwert) abgefragt. Aus den von der TU Dortmund ermittelten Betriebsmittelkosten und der Anlagenmenge wird dann der reale TNW ($TNW_{2010=0}$) eines Projektpartners berechnet.

Die Breite des Investitionszyklus wird von der kalkulatorischen Nutzungsdauer der Anlagen bestimmt. Die Sachanlagen der Verteilnetzbetreiber, wie in Anlage 1 der StromNEV vorgegeben, haben unterschiedliche kalkulatorische Nutzungsdauern. Ein gewichteter Durchschnitt der Nutzungsdauer wurde aus den berücksichtigten Anlageklassen gemäß der Obergrenze aus der StromNEV genommen. Die Gewichtung der kalkulatorischen Nutzungsdauern erfolgt über die Vollkostenpreise der Anlagen (bzw. Anlagengruppen). Die ermittelte durchschnittliche kalkulatorische Nutzungsdauer beträgt nach diesen Berechnungen 41 Jahre. Wir gehen in den Hauptuntersuchungen davon aus, dass sich die kalk. ND durch die Erweiterungsinvestitionen nicht verändert.

Für den jährlichen Investitionsverlauf wird eine (symmetrische Gaußsche) Normalverteilung angenommen.¹⁶ Als Resultat der Verteilungsannahme ergibt sich ein Verhältnis der Investitionen zwischen Gipfel und Tal des Investitionszyklus von ca. 3,5. Dies passt in etwa zu den von uns betrachteten internationalen Erfahrungen der Investitionsverläufe.¹⁷

Zu Beginn des Betrachtungszeitraums befinden sich die VNB bereits im Ersatzinvestitionszyklus, wobei die genaue Position im Zyklus bedingt durch die unterschiedlichen Anlagenalter freilich unterschiedlich ist. Auf Grund der synthetisierten Investitionsbetrachtung ist jedoch keine direkte Zuordnung des von den Projektpartnern geschätzten technischen Anlagenalters zum Investitionszyklus möglich. Daher erfolgt auch die Fallunterscheidung bezüglich der Höhe der zu erwartenden Ersatzinvestitionen rein synthetisch. Es wird unterschieden in Fälle mit „hohem Ersatzbedarf“ und „geringem Ersatzbedarf“, dem die Netzbetreiber synthetisch zugeordnet werden. Dabei geht es weniger um das Anlagealter als um die Frage, ob der Netzbetreiber zum Beginn des Betrachtungszeitraums vor oder hinter hohen Ersatzinvestitionen steht. Wir nehmen hierfür die Extremwerte in der Normalverteilung an.¹⁸ Abbildung

¹⁶ Formell resultiert der Erwartungswert μ der Verteilung aus der angenommenen Nutzungsdauer. Die Höhe der Standardabweichung σ , welche den Kurvenverlauf (Steigung) einer Normalverteilung definiert, beträgt bei der angegebenen kalkulatorischen Nutzungsdauer 11,98. Zu beachten ist, dass sich eine Normalverteilung asymptotisch zur X-Achse verhält und die kumulierten Wahrscheinlichkeiten bei der Standardabweichung nicht 100% ergeben. Dies wird durch eine entsprechende Hochrechnung auf 100% korrigiert.

¹⁷ Dennoch ist anzumerken, dass sowohl die Form des Zyklus also auch die Wahl der Standardabweichung in einer Normalverteilung die Ergebnisse beeinflussen können.

¹⁸ Der Zeitpunkt mit dem höchsten bzw. dem geringsten Ersatzbedarf befindet sich jeweils beim Wendepunkt der Dichtefunktion (dort, wo 2. Ableitung null, ist erste Ableitung im Minimum/Maximum und Tangente der Funktion $f(x)$ am höchsten). Die Wendepunkte der Dichtefunktion liegen bei $x=\mu+\sigma$ und $x=\mu-\sigma$. Dies entspricht bei 41 Jahren kalk. Nutzungsdauer, einem Erwartungswert μ von 21 Jahren und einer Standardabweichung σ von 11,98 für VNB mit hohem Ersatzbedarf gerundet

13.2 zeigt illustrativ die zwei möglichen Positionen im Investitionszyklus, denen die VNB zugeordnet werden können.

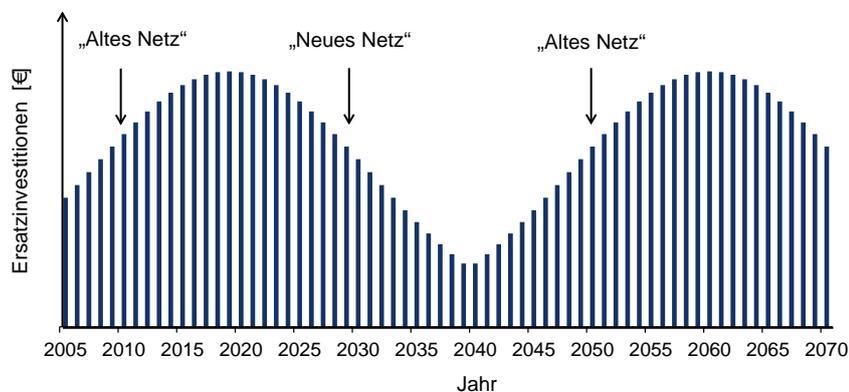


Abbildung 13.2 Einordnung in den synthetischen Investitionszyklus (schematische Darstellung)

13.2 Verteilung der Erweiterungsinvestitionen

Die Modellberechnungen basieren auf VNB-scharfen Hochrechnungen des EEG-bedingten Erweiterungsbedarfs. Ausgangspunkt ist die Ermittlung des Erweiterungsbedarfs für Teilbereiche der Netze durch die TU Dortmund im Rahmen des technischen Gutachtens, die dann auf die jeweiligen VNB umgerechnet werden.

Bezüglich der Erweiterungsinvestitionen wird bei den Berechnungen ein „dynamisches Investitionsverhalten“ unterstellt. Das heißt, das Investitionsvolumen wird über mehrere Perioden verteilt, so dass eine Mehrperiodenbetrachtung entsteht. Die Berechnungen der TU Dortmund beziehen sich auf die Zeitschritte 2015, 2020 und 2030, die zugrundeliegenden Investitionsausgaben verteilen sich aber über einen längeren Zeitraum. In diesem Modell werden die für diese Zeitschritte summierten Investitionen auf die vorangegangenen Perioden verteilt. Unterstellt wird in dieser Studie, dass die Investitionen für den Zubau der Erneuerbaren Energien und des Netzes über den Zeitraum gleichmäßig innerhalb der Perioden verteilt werden (2011-2015; 2016-2020; 2021-2030). Abbildung 13.3 illustriert die zeitliche Verteilung der Investitionen.

dem Jahr 9 im Investitionszyklus (22% d. kalk. ND) und für VNB mit geringem Ersatzbedarf dem Jahr 33 (80% d. kalk. ND) im Zyklus.

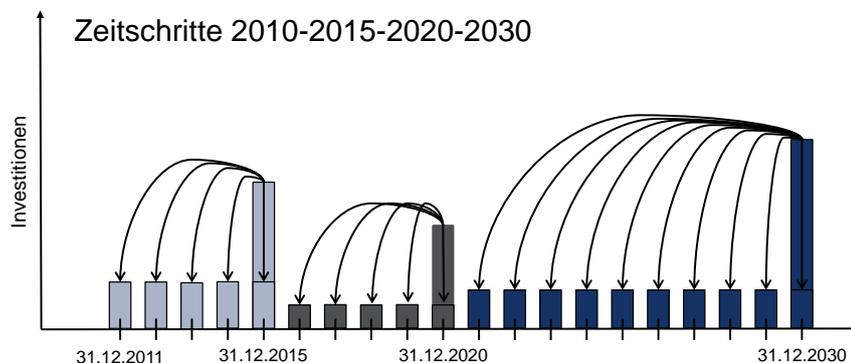


Abbildung 13.3 Zeitliche Verteilung der Erweiterungsinvestitionen

Die Unterscheidung zwischen Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen stellt ein methodisches Problem dar. Durch einen vorzeitigen Austausch von Anlagen im Rahmen der EEG-bedingten Erweiterung können auch Erweiterungsinvestitionen getätigt werden, die eine zukünftige Ersatzinvestition in Bestandanlagen vorwegnehmen. Um diese Überlappung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen und eine Überschätzung des gesamten Investitionsbedarfs p.a. zu vermeiden, werden *pauschal 15%* des hochgerechneten Erweiterungsbedarfs von den anstehenden Ersatzinvestitionen abgezogen. Dieser Ansatz folgt im Grunde der Methode bei Investitionsmaßnahmen gem. §23 ARegV. Im Gegensatz hierzu erfolgt bei unserem Ansatz die Wirkung des pauschalen Abzugs nicht unmittelbar im Jahr der getätigten Erweiterungsinvestition sondern zu dem Zeitpunkt, zu dem erwartungsgemäß die ausgetauschte Anlage ersetzt werden würde (vgl. Abbildung 13.4). Mit anderen Worten: Man spart in dem ermittelten Jahr die Ersatzinvestition und tätigt erst später gemäß der Nutzungsdauer den Ersatz der Erweiterung.

Auf die Sensitivitätsanalyse der 15%-Annahme wird im Abschnitt 14.1.3 des Ergebnisteils noch näher eingegangen.

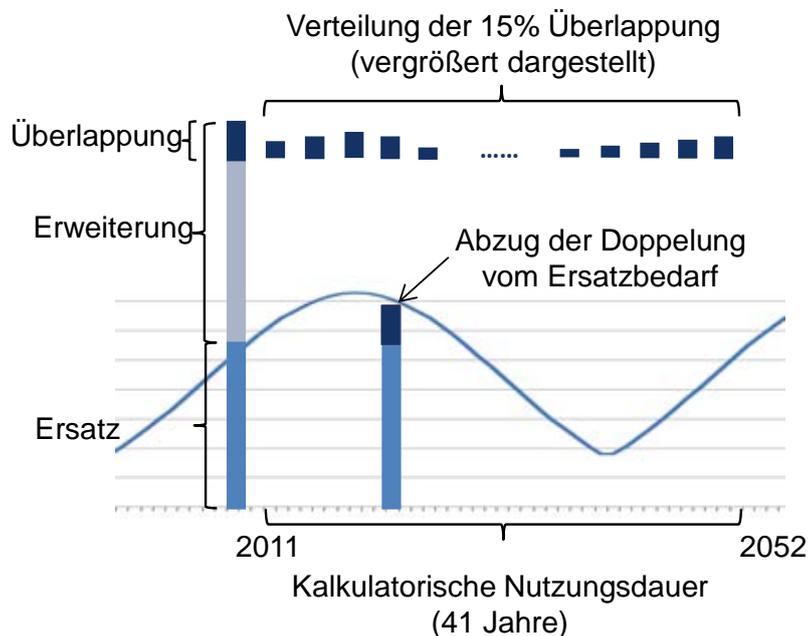


Abbildung 13.4 Pauschaler Abzug der Doppelung von Erweiterung und Ersatz

13.3 Ermittlung der Netzkosten gemäß StromNEV

13.3.1 Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten (CAPEX)

Aus den simulierten jährlichen Investitionsausgaben werden die kalkulatorischen Kapitalkosten (CAPEX) ermittelt, welche in die Kostenprüfung und damit letztlich in die Bestimmung der Erlösobergrenze eingehen. Für die Berechnung wird unterstellt, dass die Kosten aus der Kostenprüfung vollständig anerkannt werden. Die Eingangsprämissen erfüllen die aktuellen Bestimmungen der StromNEV und unterliegen den gültigen Steuersätzen. Insbesondere erfolgt eine Berücksichtigung der Unternehmenssteuerreform 2008.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Investitionen zum Jahresanfang getätigt und aktiviert werden. Wie bereits oben ausgeführt wurde, wird für die Nutzungsdauer ein gewichteter Durchschnitt aus den berücksichtigten Anlagen gem. der Obergrenze Anlage 1, StromNEV ermittelt. Dieser beträgt 41 Jahre. Die Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) werden linear über die kalkulatorische Nutzungsdauer abgeschrieben. Für alle Erweiterungsszenarien,

denen Investitionen in konventionelle Technologien zu Grunde liegen, bleibt die angenommene Nutzungsdauer im Zeitablauf unverändert.

Hinsichtlich des betriebsnotwendigen Kapitals wird neben dem betriebsnotwendigen Eigenkapital nur das verzinsliche Fremdkapital betrachtet. Das zinslose Abzugskapital (z.B. in Form von Baukostenzuschüssen) nach § 7 Abs.2 StromNEV bleibt hierbei unberücksichtigt (vgl. auch [54], S. 27).

Das betriebsnotwendige Eigenkapital (BNEK) berechnet sich aus dem Restwert der betriebsnotwendigen Sachanlagen (SAV) abzüglich des verzinslichen Fremdkapitals (§ 7 Abs. 1 StromNEV). Gemäß §7 Abs. 1, Satz 3 StromNEV wird zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand angesetzt. Für das Fremdkapital wird eine Tilgungsdauer von 25 Jahren unterstellt (vgl. [54], S. 28). Bezüglich der kalkulatorischen Abschreibungen unterscheidet die StromNEV zwischen Alt- und Neuanlagen.

- Bei Altanlagen (nach §6 Abs. 1 StromNEV sind das Anlagen, die vor dem 1. Januar 2006 aktiviert wurden) findet das Prinzip der *Nettosubstanzerhaltung* Anwendung. Demnach wird der eigenfinanzierte Anteil auf Basis der TNW abgeschrieben und der fremdfinanzierte Anteil auf Basis der AHK. Als Teuerungsrate wird der BNetzA-Index für Niederspannungskabel zugrunde gelegt.
- Bei Neuanlagen (aktiviert nach dem 1. Januar 2006) wird das Prinzip der *Realkapitalerhaltung* angewendet, so dass die gesamte Abschreibung auf Basis der AHK erfolgt.

Entsprechend der StromNEV wird eine feste kalkulatorische Kapitalstruktur (EK/FK) von 40/60 angesetzt. Übersteigt der tatsächliche Eigenkapitalanteil die 40%, so wird der überschüssige Teil zum FK-Zins verzinst.

Tabelle 13.1 gibt einen Überblick über die anzuwendenden Zinssätze für Eigen- und Fremdkapital.

Tabelle 13.1 Kapitalverzinsung nach der StromNEV

	Bis 2008	2009-2013	Ab 2014
Kalk. EK-Zinssatz (Altanlagen bis 2005) → real	6,50%	7,56%	7,14%
Kalk. EK-Zinssatz (Neuanlagen ab 2006) → nominal	7,91%	9,29%	9,05%
FK-Zinssatz (auch EK>40%)	4,23%	4,23%	3.80% ¹⁹

Der kalkulatorische EK-Zinssatz bestimmt sich nach §7 Abs. 6 StromNEV nach der Gewerbesteuer und vor der Körperschaftsteuer. Der FK-Zinssatz gilt vor den Ertragssteuern und soll gemäß §5 Abs. 2 StromNEV dem tatsächlichen FK-Zins entsprechen, darf aber einem kapitalmarktüblichen Zinssatz für vergleichbare Kredite nicht übersteigen. Der Zinssatz bis 2013 ermittelt sich aus dem Mittelwert des Monatsdurchschnitts der Umlaufrenditen inländischer Schuldverschreibungen von Dezember '97 bis Dezember '07; der Zinssatz ab 2014 aus dem Mittelwert von Dezember '00 bis Dezember '10. Da die Höhe des Zinssatzes als Auswirkung auf die Auskömmlichkeit der ARegV nicht untersucht wird, wird in dem Modell angenommen, dass der anerkannte FK-Zins gemäß §5 Abs. 2 StromNEV stets dem tatsächlichen Zinssatz entspricht. Da Investitionen stets zum Jahresanfang getätigt werden, werden Fremdkapitalzinsen als aufwandsgleiche Kosten ebenfalls bezogen auf den Restbuchwert des Fremdkapitals zum Jahresanfang berechnet.

Von den Steuern wird gemäß § 8 StromNEV nur die Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition anerkannt, die Körperschaftsteuer und der Solidaritätszuschlag werden nur indirekt über einen EK-Zinssatz vor KSt erfasst. Hier wird dem Ansatz der BNetzA folgend der ‚Vom-Hundert-Ansatz‘ ($GewSt_{\text{kalk}} = \text{Messzahl} \cdot \text{Hebesatz}$) zugrunde gelegt (vgl. [54], S. 26). Dadurch werden EK-Zinsen durch die kalkulatorische GewSt. gemindert.²⁰ Da der

¹⁹ Für den FK-Zinssatz wurde ein 10-Jahres-Mittelwert (Stand 2010) angesetzt. Dieser beträgt 3,80%.

²⁰ Beim ‚Im Hundert-Ansatz‘ würden die EK-Zinsen hingegen nicht gemindert ($GewSt_{\text{kalk}} = \text{Messzahl} \cdot \text{Hebesatz} / (1 - \text{Messzahl} \cdot \text{Hebesatz})$).

Betrachtungszeitraum 2012 beginnt, wird keine Selbstabzugsfähigkeit der Steuer von sich selbst, wie in § 8 StromNEV angegeben, berücksichtigt. Tabelle 13.2 zeigt die zu Grunde gelegten Unternehmenssteuersätze.

Tabelle 13.2

Unternehmenssteuersätze

Unternehmenssteuern	Steuersatz
Körperschaftsteuersatz (inkl. Solidaritätszuschlag)	15,83%
Gewerbesteuer (ohne Selbstabzugsfähigkeit)	14,00% ²¹
Ertragssteuersatz (EBIT)	29,83%

13.3.2 Ermittlung der Betriebskosten (OPEX)

Es wird für die jährlichen Investitionsauszahlungen ein durchschnittlicher OPEX-Anteil unterstellt und dann jährlich fortgeschrieben. Um eine doppelte Berücksichtigung von OPEX der abgeschriebenen und ersetzten Anlagen zu vermeiden, fallen die OPEX der abgeschriebenen Anlagen nach Ablauf der kalk. Nutzungsdauer raus. Ist eine Anlage vollständig abgeschrieben, fallen also auch keine OPEX mehr an. Es wird unterstellt, dass die Anlage aus dem Betrieb genommen wird.

Basierend auf der Datenabfrage bei den VNB betragen die OPEX im Durchschnitt 7% der Tagesneuwerte. Da die dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten als Durchlaufkosten für das Modell nicht bewertungsrelevant sind, werden sie in der Studie herausgerechnet. Hierbei handelt es sich fast ausschließlich um OPEX, insbesondere um vermiedene Netznutzungsentgelte und Zahlungen an vorgelagerte Netzebenen. Durch die Nichtberücksichtigung verringert sich der OPEX-Anteil gemäß unserer Abfrage auf 4% der Tagesneuwerte.

Die Sensitivität der Annahme vom OPEX/TNW-Verhältnis von 7% wurde mit Alternativzahlen geprüft. Diese Analyse ergab, dass die Annahme nicht sensitiv ist.

13.3.3 Kostenseitige Senkungsvorgaben ab 2009

Auf der Kostenseite wird ab 2009 eine Wirkung der regulatorischen Bestimmungen der Anreizregulierung angenommen. Für die Hauptuntersuchungen wird grundsätzlich unterstellt, dass die

²¹ Der Hebesatz beträgt 400% und die Messzahl 3,5%.

Netzbetreiber die von der ARegV vorgegebenen Kostensenkungen im Rahmen des generellen und individuellen X-Faktors auch erreichen. Auch die inflationsbedingte Preissteigerung (VPI) geht kostenseitig mit demselben Wert ein, der auch erlösseitig Anwendung findet.²² Im Unterschied zur Erlösseite wirkt der VPI kostenseitig jedoch ohne den zweijährigen Zeitverzug.

Die Annahme, dass die Netzbetreiber die Senkungsvorgaben wirklich erreichen, ist kritisch. In der Erweiterungsvariante A.5 wird die Sensitivität dieser Annahme durch ein gezieltes Variieren des Werts des X-Faktors explizit untersucht.

Des Weiteren wird in der Untersuchung, abweichend von der ARegV, davon ausgegangen, dass die kostenseitigen Senkungsvorgaben auf OPEX und Investitionen wirken, nicht jedoch auf die CAPEX (vgl. [50]).

Daneben musste auch die Produktivitätsentwicklung der Vergangenheit modelliert werden; Details dazu finden sich in Abschnitt 14.1. Die Vorstellung, dass die Senkungsvorgaben zu hoch oder zu niedrig sein können, werden als Anpassung des X_{GEN} in Erweiterung A.5 in Kapitel 14.2 behandelt.

13.4 Berechnung der Erlösobergrenzen gemäß gegenwärtiger ARegV

13.4.1 Derzeitige Erlösformel der ARegV

Die Erlösformel der ARegV lautet:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

EO_t	Erlösobergrenze in Jahr t
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Jahr t
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr

²² Zu den erlösseitigen Prämissen hinsichtlich VPI, X_{GEN} und X_{IND} siehe den nachfolgenden Abschnitt 13.4

V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr.
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (X_{GEN})
EF_t	Erweiterungsfaktor im Jahr t
Q_t	Qualitätselement im Jahr t
VK_t	Volatiler Kostenanteil im Jahr t
VK_0	Volatiler Kostenanteil im Basisjahr.
S_t	Saldo des Regulierungskontos im Jahr t.

Zur Berechnung der Erlösobergrenze folgen wir den Bestimmungen der derzeit gültigen ARegV. Folgende Komponenten wurden nicht berücksichtigt:

- Investitionsmaßnahmen gem. §23 ARegV; diese werden für VNB nach bisheriger Praxis nicht angewendet.
- Qualitätsregulierung gem. §§ 18 bis 20 ARegV (Q_t); die Effekte sind sehr langfristig, im erwarteten Schnitt sehr gering und mit großer Unsicherheit behaftet.
- Volatile Kosten gem. § 11 Abs. 5 ARegV (VK_t , VK_0)
- Regulierungskonto §5 ARegV (S_t); es wird angenommen, dass die Plankosten mit den Istkosten übereinstimmen.
- Dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{vnb,0}$).

Letzte drei Komponenten sind eher durchlaufende Posten. Daraus ergibt sich die folgende Erlösformel:

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t$$

Für die Anreizregulierung wird auch für die Zukunft von einer fünfjährigen Regulierungsperiode gemäß §3 Abs.2 ARegV ausgegangen. Das erste Fotojahr war 2006. Auf diesem Jahr basiert auch der Netzzustand 2010, d.h. es wird ab 2006 von einem konstanten Netzgebiet ausgegangen.

Der Beginn des Betrachtungszeitraums bezüglich der aktuellen ARegV ist 2012. Da es sich um eine zukunftsgerichtete Cash-Flow-Betrachtung handelt, werden Erweiterungsinvestitionen auch erst ab 2012 betrachtet. Für die Untersuchung investitionsförder-

der Anpassungen der ARegV beginnt die Betrachtung ab 2014, also zum Beginn der zweiten Regulierungsperiode.

Wir nehmen für die Hauptuntersuchungen an, dass auch nach der 2. RP die ARegV in dieser Form weiter angewendet wird. Diese Annahme ist jedoch unsicher. Systemänderungen können gravierende Auswirkungen haben. In Abschnitt 14.1 diskutieren wir ein „alternatives Regulierungsmodell“ wobei als Sensitivitätsanalyse angenommen wird, dass ab der dritten RP (ab 2019) ein Modell angewendet wird, in dem das Zeitverzugsproblem nicht mehr auftritt.

13.4.2 Kostenanteile und erlösseitige Senkungsvorgaben

Den Berechnungen der Kostenanteile für die Ermittlung der Erlösobergrenze liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile (KA_{dnb}) bleiben, wie bereits oben erwähnt, im Modell unberücksichtigt und sind bereits von den TOTEX abgezogen.
- Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile (KA_{vnb}) werden errechnet aus dem Produkt des Effizienzwertes (θ) und der Differenz zwischen den Gesamtkosten und den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [$\theta (GK - K_{dnb})$]. Sie bilden somit die effizienten Kosten nach §11 Abs. 3 ARegV.
- Die beeinflussbaren Kostenanteile (KA_b) werden errechnet aus der Differenz zwischen den aktuellen und den effizienten Kosten [$(GK - K_{dnb}) - \theta(GK - K_{dnb})$]. Sie bilden somit die ineffizienten Kosten eines VNB ab, die über eine bestimmte Zeit abgebaut werden sollen (vgl. §15 Abs. 3 ARegV).

Für die erlösseitigen Senkungsvorgaben werden folgende Werte angenommen:

- Verbraucherpreisindex (VPI): Die Erlösobergrenze entwickelt sich gemäß der Preissteigerungsrate (VPI). Gemäß §8 ARegV erfolgt hier ein Zeitverzug von zwei Jahren („t-2“).
- Individueller X-Faktor (X_{IND}): Gemäß §16 Abs. 1 ARegV werden die individuellen Ineffizienzen in der ersten Regulierungsperiode über zwei Regulierungsperioden (linear)

abgebaut. Nachfolgend erfolgt nur noch ein Abbau in der zweiten Regulierungsperiode.

- 1. und 2. Regulierungsperiode: $\theta = 92,2\%$. Der Abbau der Ineffizienz erfolgt in der 1. RP verteilt über 10 Jahre und in der 2. RP über 5 Jahre. Hieraus folgt einer $X_{\text{IND}} = 0,78\%$ p.a. als ermittelter Bundesdurchschnitt im Benchmarking für die 1. RP und $X_{\text{ind}} = 1,56\%$ p.a. für die 2. RP.
- Ab der 3. Regulierungsperiode: $\theta = 100\%$, und damit $X_{\text{IND}} = 0\%$ p.a.
- Genereller X-Faktor p.a. ($X_{\text{GEN},t}$): zusätzliche Produktivitätsverbesserung der Branche.
 - 1. Regulierungsperiode: 1,25% p.a., gem. §9 Abs. 2 ARegV
 - 2. Regulierungsperiode: 1,50% p.a., gem. §9 Abs. 2 ARegV

Annahme ab der 3. Regulierungsperiode: 1,50% p.a. (analog zum VPI). Mit der Analyse der Erweiterungsvariante A.5 (vgl. Abschnitt 14.2) wird allerdings mit Alternativwerten für den generellen X-Faktor die Wirkung der Senkungsvorgaben und damit dieser Annahmen untersucht.

- Pauschalierter Investitionszuschlag (nur in der ersten Periode): 1% der kalk. CAPEX (ohne kalk. GewSt.) im Basisjahr. Gem. § 25 ARegV i.V.m §14 ARegV werden die Kapitalkosten auf Basis der Vergleichbarkeitsrechnung berechnet:
- Zinssatz:

$$i = 0,4 \cdot (i_{EK} - VPI) + 0,6 \cdot 0,75 \cdot (i_{FK} - VPI)$$

- Annuität:

$$\text{Annuität} = TNW_{2006} \cdot i \cdot \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1},$$

wobei n die kalkulatorische Nutzungsdauer bezeichnet.

13.4.3 Der Erweiterungsfaktor

Die Ermittlung des Erweiterungsfaktors erfolgt gemäß Anlage 2 zu § 10 ARegV nach den folgenden Formeln:

Formel für die Spannungsebene:

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max \left[\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0 \right] + \frac{1}{2} \cdot \max \left[\frac{(AP_{t,i} + z_i \cdot EP_{t,i}) - (AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}{(AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}; 0 \right]$$

mit

$$z_i = \begin{cases} 1, \text{ wenn } i = HS \\ 1, \text{ wenn } \frac{I_{t,i}}{L_{t,i}^{Entnahme}} \leq 0,3 \\ \max \left[\frac{\sqrt{EP_{t,i}} - \sqrt{EP_{0,i}}}{\sqrt{AP_{t,i} + EP_{t,i}} - \sqrt{AP_{0,i} + EP_{0,i}}}; 1 \right], \text{ wenn } \frac{I_{t,i}}{L_{t,i}^{Entnahme}} > 0,3 \end{cases}$$

mit $AP_{t,i} = AP_{0,i}$, wenn $AP_{t,i} < AP_{0,i}$
mit $EP_{t,i} = EP_{0,i}$, wenn $EP_{t,i} < EP_{0,i}$

Formel für die Umspannebene:

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + \max \left[\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0 \right]$$

mit

$$L_t = \begin{cases} L_t^{Entnahme}, \text{ wenn } \frac{I_t}{L_{t,i}^{Entnahme}} \leq 1,3 \\ L_t^{Entn./Einsp.}, \text{ wenn } \frac{I_t}{L_{t,i}^{Entnahme}} > 1,3 \end{cases}$$

EF	Erweiterungsfaktor
z	Äquivalenzfaktor
F	Fläche
AP	Anschlusspunkt
EP	Einspeisepunkt
L	Last
I	Installierte dezentrale Erzeugung
i	Ebene i
t	Periode t

Im Rahmen des Modells erfolgt die Hochrechnung der Erweiterungsfaktoren auf Basis der nachfolgend beschriebenen Schritte.

Im ersten Schritt erfolgt die Abfrage der Ist-Parameter zum Erweiterungsfaktor für die Zeitpunkte 31.12.2006, 30.06.2009, 30.06.2010 und 30.06.2011 von den Projektpartnern. Alle Daten sind von den Projektpartnern zum Netzzustand 31.12.2010 berechnet worden, um eine Unschärfe durch Gebietszu- und abgänge während der laufenden Regulierungsperiode zu vermeiden. Es erfolgt eine Aggregation der einzelnen Netz- und Umspannebenen zu einem Erweiterungsfaktor mit den individualisierten Kostenverteilungen.²³ Diese Kostenverteilungen bleiben über den Betrachtungszeitraum (2010-2030) per Annahme konstant.

Im zweiten Schritt rechnet die TU Dortmund die EF-Parameter (Einspeisepunkte und dezentrale Einspeiseleistung) pro Spannungsebene und für die Umspannebene auf Basis der Zubauszenarien in der Zukunft hoch. Dabei bleiben in den Hauptuntersuchungen sowohl die versorgte Fläche als auch die Jahreshöchstlast konstant. Zusätzlich nehmen wir an, dass die Anzahl der Anschlusspunkte in allen Spannungsebenen konstant bleibt und nur die Anzahl der Einspeisepunkte zunimmt. Für die NS-Ebenen wird angenommen, dass neue Einspeisepunkte bereits bestehende Anschlusspunkte darstellen, wie es beispielsweise bei der Installation von PVA auf Hausdächern der Fall ist. Diese Annahme ist jedoch insbesondere für VNB mit hohem Ausbaubedarf unkritisch, da mit Überschreitung eines Schwellenwertes die Frage der Überschneidungen zwischen Anschluss- und Einspeisepunkte für die Berechnung des Erweiterungsfaktors nicht mehr relevant ist.

Für die Umspannebene kann die Jahreshöchstlast als Saldo aus Entnahmen und Einspeisungen nicht prognostiziert werden. Es muss daher die Annahme getroffen werden, dass der Schwellenwert in der Umspannebene nicht überschritten wird, und sich daher die Jahreshöchstlast ausschließlich über die Entnahme definiert. Es ist jedoch anzumerken, dass Rückspeisungen inzwischen ein häufig zu beobachtendes Phänomen darstellen.

Im letzten Schritt werden die prognostizierten Parameter des EF für die Investitionshorizonte 2015, 2020 und 2030 (analog zu der Vorgehensweise bei den Erweiterungsinvestitionen) linear über die Jahre verteilt. Bei unseren Berechnungen berücksichtigen wir ei-

²³ Da nicht jeder VNB alle Ebenen abdeckt, wäre eine durchschnittliche Kostenverteilung nicht sachgerecht.

nen Zeitverzug von 0,5 Jahren, mit dem der EF in die Erlösobergrenze eingeht. Wir berechnen auf Basis der Prognosen der TU Dortmund den EF erstmals für die Erlösobergrenze in 2013, indem wir zu den Ist-Daten aus der Erhebung (vom Stand 30.6.2011) die neuen prognostizierten Einspeisepunkte für 2012 hinzuaddieren. Zu beachten ist, dass für die Betrachtung ab 2012 eine Bereinigung des Erweiterungsfaktors erfolgt. Veränderungen in den Strukturparametern während der Jahre 2009, 2010 und 2011 wirken sich kumulativ auf die gesamte Regulierungsperiode aus (s. Abbildung 13.5).

Mit anderen Worten verdient der VNB an einer hohen positiven Strukturveränderung in 2009 p.a. für die gesamte Regulierungsperiode (da die CAPEX dieser Anlage erst in der neuen RP in die Kostenbasis eingehen). Diese Strukturveränderungen müssen herausgerechnet werden, da nur Wirkungen bzgl. der Investitionen im Betrachtungszeitraum berücksichtigt werden können (s. Abbildung 13.6). Es wird daher nur der Anteil der Parameterveränderungen ab 2012 berücksichtigt:

$$EF_{Erlöse_{zurechenbar}(t)} = EF_{Erlöse_{ges}(t)} \cdot \frac{\sum_{i=2012}^t \Delta EF(i)}{\sum_{i=2010}^t \Delta EF(i)}$$

mit $t \geq 2012$

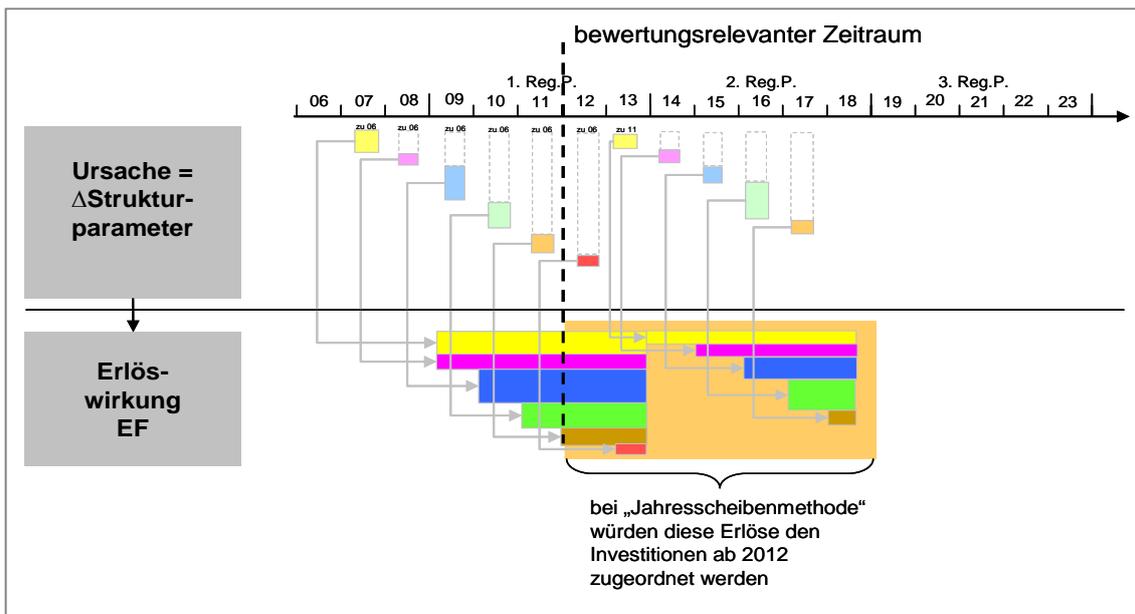


Abbildung 13.5 Wirkung der Veränderung der Strukturparameter

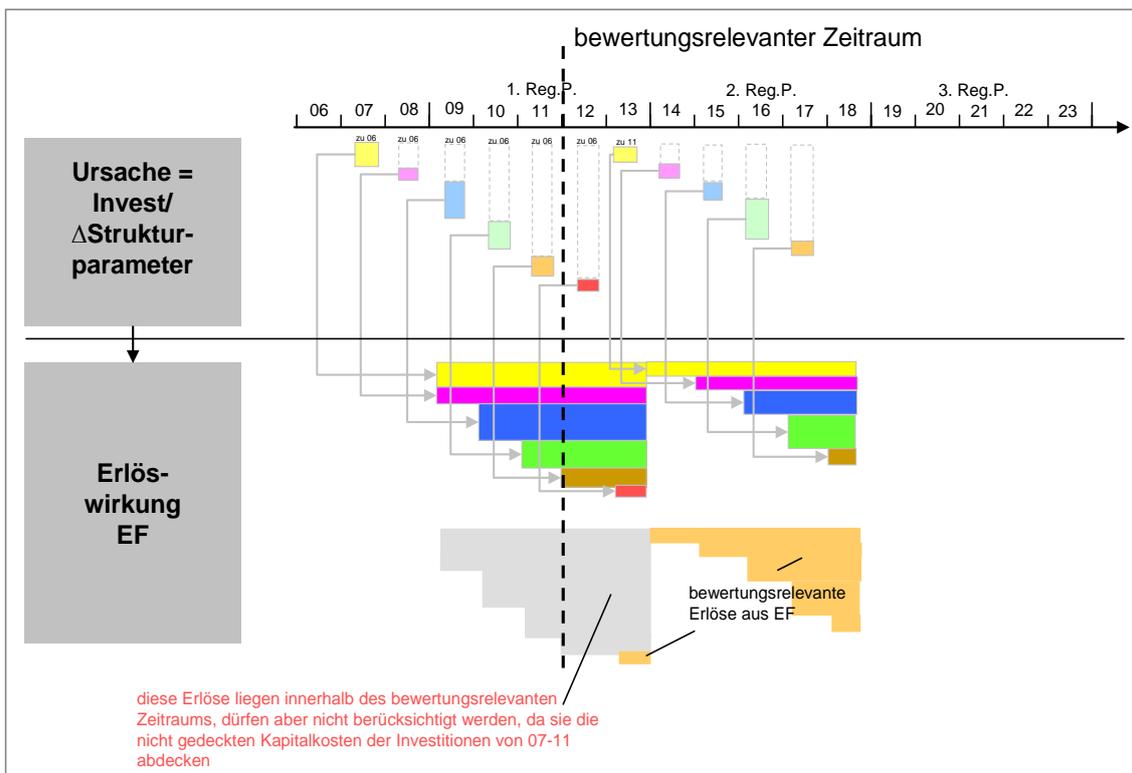


Abbildung 13.6 Bereinigung des Erweiterungsfaktors

13.5 Berechnung der Erlösobergrenzen mit Anpassungen der ARegV

International finden sich verschiedene Lösungsansätze, um Zeitverzugsprobleme und Investitionshemmnisse zu beheben. Die Modellierungen der Anpassungen der ARegV orientieren sich zum einen am *österreichischen Regulierungssystem auf Istkostenbasis* (A.1 und A.2) und zum anderen dem *norwegischen Regulierungssystem auf Plankostenbasis* (A.3). Die beiden Systeme und deren Umsetzung im regulatorischen Modell werden in den folgenden Unterabschnitten dargestellt.

13.5.1 Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (Beispiel Österreich)

Das österreichische Regulierungssystem unterscheidet sich unter anderem in zwei wesentlichen Punkten von der deutschen ARegV (vgl. [47]):

- Durch den Investitionsfaktor (A.1) erfolgt ein (ex-ante ungeprüfter) jährlicher Abgleich der tatsächlichen Kapitalkosten („t-2“) mit den kalk. Kapitalkosten aus dem Basisjahr, so dass die tatsächliche CAPEX-Entwicklung berücksichtigt wird.
- Der Investitionsfaktor (A.2) gewährt einen Zuschlag von 1,05% auf die Zugänge des Sachanlagevermögens (SAV).

Die angepasste Erlösformel lautet:

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \\ + IF \cdot [CAPEX_{t-2} - CAPEX_{0,Inv \text{ ab } 2006} \cdot (1 + VPI - X_{ind} - X_{gen}) \\ - CAPEX_{0,Inv \text{ bis } 2005} \cdot (1 + VPI - X_{gen})] \\ + SAV_{Zugänge_{t-2}} \cdot 1,05\%$$

EO_t	Erlösobergrenze in Jahr t
$KA_{vnb,0}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen
$KA_{b,0}$	Beeinflussbarer Kostenanteil im Basisjahr
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr.
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (X_{GEN})
IF	Investitionsfaktor
$CAPEX_{0,Inv \text{ ab } 2006}$	CAPEX der Investitionen ab 2006 im Basisjahr
$CAPEX_{0,Inv \text{ bis } 2005}$	CAPEX der Investitionen bis 2005 im Basisjahr
X_{ind}	Individueller X-Faktor
X_{gen}	Genereller X-Faktor
$SAV_{Zugänge_{t-2}}$	Zugänge im Sachanlagevermögen in den vergangenen zwei Jahren

Der zweite Teil bezeichnet die Erlöse aus dem Investitionsfaktor (IF). Der letzte Term ist der monetäre Ausgleich (aus Erweiterung A.2). Dieser berechnet sich aus der Multiplikation der Zugänge zum Sachanlagevermögen in den vergangenen zwei Jahren mit 1,05%.

Nicht berücksichtigt werden die Erlöse für den Erweiterungsfaktor und den pauschalisierten Investitionszuschlag (PIZ) aus der deutschen ARegV. Ebenso erfolgt keine zusätzliche Berücksichtigung der OPEX (keine Anwendung des Betriebskostenfaktors aus dem österreichischen Regulierungsrahmen).

Der Investitionsfaktor (A.1) berücksichtigt die tatsächliche Entwicklung der CAPEX, wenngleich mit einem Zeitverzug von t-2. Zusätzlich wird zwischen Investitionen vor ($CAPEX_{0, Inv \text{ bis } 2005}$) und nach ($CAPEX_{0, Inv \text{ ab } 2006}$) Einführung der ARegV unterschieden.

Der Investitionsfaktor ist im Fall sinkender Investitionen gedeckelt (s. Abbildung 13.7). Berechnet wird der Investitionsfaktor (als prozentuale Veränderung der CAPEX zum Basisjahr) wie folgt:

$$IF = \frac{CAPEX_{t-2} - CAPEX_{Basisjahr}}{CAPEX_{Basisjahr}}$$

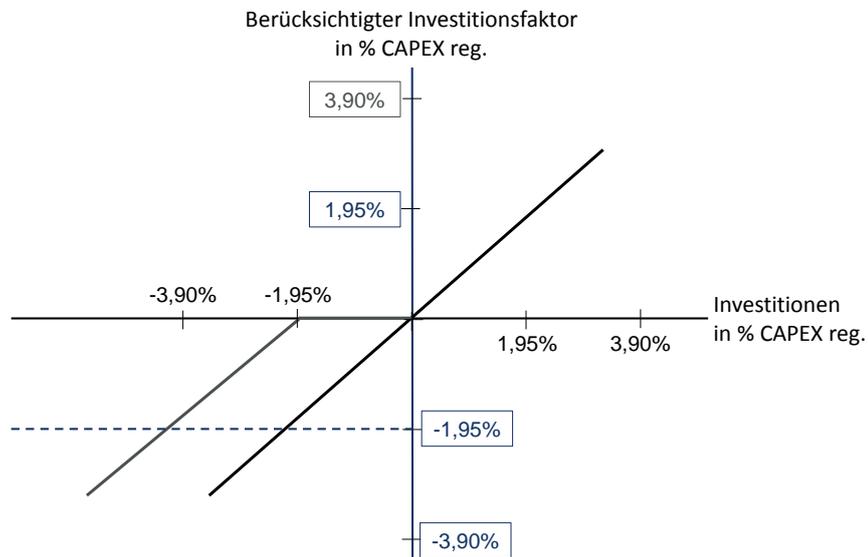


Abbildung 13.7 Deckelung des Investitionsfaktors (Quelle: [47])

Die Deckelung wird folgendermaßen berücksichtigt:

- Liegt der Investitionsfaktor zwischen 0% bis -1,95% wird 0% berücksichtigt. Dies soll verhindern, dass unnötige Investitionen getätigt werden, um den Faktor positiv zu halten. Der CAPEX-Rückgang ist somit also nicht erlöswirksam.
- Ist der Investitionsfaktor kleiner als -1,95%, wird nur eine Minderung um 1,95%-Punkte berücksichtigt. Darüber hinaus wird der CAPEX-Rückgang nicht erlöswirksam.

Die Berücksichtigung des Investitionsfaktors erfolgt durch Multiplikation des Faktors mit den CAPEX im Basisjahr.

In Österreich findet zum Ausgleich des verbleibenden „t-2“-Problems ein monetärer Ausgleich in Höhe von 1.05% als zusätzlicher Investitionsanreiz Anwendung. In dieser Studie entspricht diese Kombination der Erweiterungsvariante A.2.

13.5.2 Investitionszuschlag auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“)

Das norwegische Regulierungssystem folgt (zumindest bei den Kapitalkosten) dem Plankostenansatz. Hier erfolgt eine sofortige Anerkennung der kalkulatorischen CAPEX in der EOG.

Es erfolgt eine jährliche Aktualisierung der EOG gemäß der Kostenbasis („t-2“). Dieser Zeitverzug wird jedoch durch einen Investitionszuschlag ausgeglichen, der die Veränderung der CAPEX ($\Delta CAPEX_{t,0}$) berücksichtigt und ex-ante ungeprüft in die EOG eingeht. Ein Plan/Ist-Abgleich erfolgt zwei Jahre später über das Regulierungskonto. Zusätzlich werden die korrespondierenden Kapitalkosten der Investition ex-post im Benchmarking geprüft.

In Norwegen bestehen die Kosten in der Kostenbasis zu 40% aus tatsächlichen Unternehmenskosten (Durchlaufkosten) und 60% aus den im Benchmarking (*yardstick competition*) ermittelten effizienten Kosten. Ein 100% effizientes Unternehmen bekommt somit seine Kosten vollständig gedeckt.

Bei den Kapitalkosten auf Plankostenbasis wird modellseitig stets unterstellt, dass diese die kalkulatorischen Kapitalkosten in vollem Umfang decken und es zu keinen Abweichungen kommt, da auch hier aus Vereinfachungsgründen kein Regulierungskonto berücksichtigt wird.

Die angepasste Erlösformel für das Plankostenmodell lautet:

$$EO_t = [KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}] * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + \Delta CAPEX \cdot (1 + VPI - X_{IND} - X_{GEN})$$

Auch hier bleiben die Erlöse für den Erweiterungsfaktor und den pauschalisierten Investitionszuschlag aus der deutschen ARegV unberücksichtigt. Ebenso erfolgt keine zusätzliche Berücksichtigung der OPEX, so dass diesbezüglich ein Zeitverzug von t-2 verbleibt.

Um den Zeitverzug („t-2“) in den kalkulatorischen CAPEX zu eliminieren, dürfen VNB die Veränderung der kalkulatorischen CAPEX zur Erlösobergrenze hinzu addieren. Da modellseitig kein Umlaufvermögen berücksichtigt wird, wird abweichend vom norwegischen System kein „working capital“ auf die RAB aufgeschlagen. Der Investitionszuschlag berechnet sich wie folgt:

$$\Delta CAPEX = (AfA_t - AfA_{t-2}) + (RAB_t - RAB_{t-2}) \cdot WACC + GewSt$$

Im Unterschied zur ARegV wird in Norwegen aufgrund des *yardstick competition* jährlich ein Benchmarking mit TOTEX („t-2“) durchgeführt und die EOG aktualisiert, so dass der Zeitverzug konstant bei t-2 liegt (z.B. bei OPEX). In der ARegV erhöht sich der Zeitverzug jährlich von t-3 bis t-7. Daher sollte hier immer die Differenz der Kapitalkosten im Vergleich zum Basisjahr hinzugezogen werden:

$$\Delta CAPEX = (AfA_t - AfA_{Basisjahr}) + (RAB_t - RAB_{Basisjahr}) \cdot WACC + GewSt$$

Der Investitionszuschlag kann auch negativ werden, damit die Eliminierung des Zeitverzugs konsistent bleibt und ein Netzbetreiber bei fallenden CAPEX in der Folgeperiode nicht für die hohe Kapitalbasis in der Vorperiode belohnt wird. Der Sockeleffekt (positiv und negativ) entfällt daher.

13.6 Methode zur Berechnung des Cash-Flows

Kernfrage der Auswertung ist, ob die ARegV im Allgemeinen auskömmlich ist, um die regulierte Rendite (WACC) zu erwirtschaften. Wie oben bereits erwähnt, beginnt der Betrachtungszeitraum für die Untersuchung des aktuellen Regulierungsrahmens im Jahr 2012. Für die Hauptuntersuchungen werden aber die Ergebnisse in zwei Varianten mit Basisjahr 2012 und 2014 dargestellt. Anpassungen der ARegV sind frühestens ab der zweiten Regulierungsperiode realistisch und werden entsprechend erst ab 2014 untersucht und sind immer mit Basis 2014 dargestellt.

Erweiterungsinvestitionen werden bis einschließlich 2030 getätigt. Im Anschluss folgen nur noch Ersatzinvestitionen. Um eine verzerrte Berechnung auf Grund unterschiedlicher Positionen der VNB im Investitionszyklus zu vermeiden, wird der Ersatzinvestitionszyklus jeweils bis zum Ende betrachtet („Investitionstal“). Dies entspricht bei einem Szenario mit hohem Ersatzbedarf („altes Netz“) einer Betrachtung bis 2041 und im Szenario mit geringem Ersatzbedarf („neues Netz“) bis 2059. Zum Ende des Betrachtungszeitraums wird von einem Verkauf des Netzes ausgegangen und der Verkaufserlös berücksichtigt.

Da in der Cash-Flow-Berechnung nur Kosten und Erlöse berücksichtigt werden können, die unmittelbar den im Betrachtungszeitraum getätigten Investitionen zuzuordnen sind, werden die Erlöse wie folgt unterteilt:

- Erlöse gemäß ARegV aus Investitionen ab 2012 bzw. 2014
- *Erlöse aus dem PIZ* (basierend auf allen kalk. CAPEX in 2006) für die Jahre ab 2012 (jahresscharf aufgeteilt). Der PIZ wird im Strombereich nur in der 1. Regulierungsperiode gewährt.
- *Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor* (basierend auf der EOG abzgl. dnbK), mit Bereinigung der Strukturveränderungen in 2009-11.
- *Erlöse aus dem Sockeleffekt aus Bestandsanlagen*: Die BNetzA argumentiert, dass Netzbetreiber den positiven Sockeleffekt aus Altanlagen nutzen können. Dieser Sockeleffekt wird daher in der Berechnung berücksichtigt und an gegebener Stelle diskutiert.

Tabelle 13.3 zeigt die Ermittlung des Free Cash-Flows.

Tabelle 13.3 Ermittlung des Free Cash-Flows

Ermittlung des Free Cash-Flows	
+	Basiserlöse EOG
+	Erlöse Erweiterungsfaktor
+	Erlöse PIZ
+	Sockeleffekt aus Bestandsanlagen
+	Liquidationserlös (kalk. RBW)
(1)	Ansetzbare Erlöse zum Jahresende (JE)
./.	Bilanzielle AfA (./. bil. Auflösung von BKZ)
./.	OPEX
./.	Außerplanmäßige Abschreibung (bil. RBW Gesamtkapital)
(2)	Ansetzbare Aufwendungen zum Jahresende (JE)
Σ	Ergebnis HGB vor Steuern und Zinsen zum Jahresende (JE)
./.	Ertragssteuern
(3)	Ergebnis nach Steuern zum Jahresende (JE)
+	Bilanzielle AfA
+	Außerplanmäßige Abschreibung (bil. RBW Gesamtkapital)
./.	Investitionsauszahlungen zum Jahresanfang (JA)
(4)	Cash Flow nach Steuern (GK-Sicht) zum Jahresende (JE)
./.	Fremdkapitaltilgung
./.	Fremdkapitalzinsen
+	Steuervorteil aus Fremdfinanzierung (tax shield)
(5)	Cash Flow (EK-Sicht) zum Jahresende (JE)

(Quelle: in Anlehnung an [8])

Kernaussagen

Die Suffizienzanalyse erfolgt auf Basis des hier beschriebenen Modells. Ausgangspunkt sind zum einen die aus Teil A einfließenden Erweiterungsinvestitionen. Zum anderen wird im Teil B der Studie ein synthetischer Investitionszyklus für die Ersatzinvestitionen simuliert. Ausgehend vom Gesamtinvestitionsbedarf und den Parametern für den Erweiterungsfaktor werden die Kostenbasis und die Erlösobergrenzen sowohl für die derzeitige ARegV als auch die betrachteten Anpassungen der ARegV für die vier betrachteten Gruppen von Netzbetreibern ermittelt.

14 Ergebnisse

Leitgedanken

Dieses Kapitel präsentiert und diskutiert die zentralen Ergebnisse des Teils B dieser Studie. Der Abschnitt ist in drei Teile untergliedert. Im ersten Teil (Hauptuntersuchungen) werden die Ergebnisse für die momentane ARegV für den berechneten Erweiterungsbedarf aus dem Szenario NEP B 2012 und dem Bundesländerszenario diskutiert. Der zweite Teil (Anpassungen der ARegV) behandelt mögliche Anpassungen der Regulierung und deren Auswirkungen auf die Suffizienz. Im dritten Teil (Variantenrechnungen) werden die Ergebnisse für die Untersuchungsvarianten dargestellt, in denen sich insbesondere bedingt durch den Einsatz innovativer Methoden und Technologien Änderungen des Netzerweiterungsbedarfs ergeben.

Bekanntlich bestehen in der Betriebswirtschaftslehre mehrere Indikatoren zur Charakterisierung der Wirtschaftlichkeit eines Projekts. In unserem Modell wurde mit mehreren Indikatoren gerechnet; für die Darstellung haben wir uns für das Konzept der „Internen Kapitalverzinsung (IKV)“ (auch „Interner Zinsfuß“ genannt, und im Englischen als *internal rate of return* bekannt) entschieden. Die Darstellung erfolgt immer nach Steuern. Ein Beurteilungskriterium ist der Vergleich mit den regulatorischen WACC (nach Steuern), die momentan bei 4,91% liegt (und ab 2014 bei 4,65% liegen wird). Aus drei Gründen allerdings weicht die genaue Zahl unserer Referenz etwas von 4,91% ab und variiert leicht zwischen den VNB:

- Die Mittelwertbildung (die Tatsache dass eine Investition nur zufällig am Anfang eines Jahres anfallen würde) bewirkt eine Verzerrung,
- Es kommt zu geringen, steuerbedingten Unterschieden,
- Es wird ein gewichteter Durchschnitt aus 4,91% und 4,65% gebildet.

Das Kriterium ist, dass die Suffizienz nicht gegeben ist, wenn die IKV unter den so berechneten regulatorischen WACC liegt. Als Orientierungswert für die regulatorischen WACC in den nachfolgenden Darstellungen kann ungefähr ein Wert von 4,80% genom-

men werden. Der präzise Wert in jedem Szenario wurde zwar immer ausgerechnet aber aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht immer dargestellt. Stattdessen werden durchgehend die regulierten WACC des Basisszenarios angegeben.

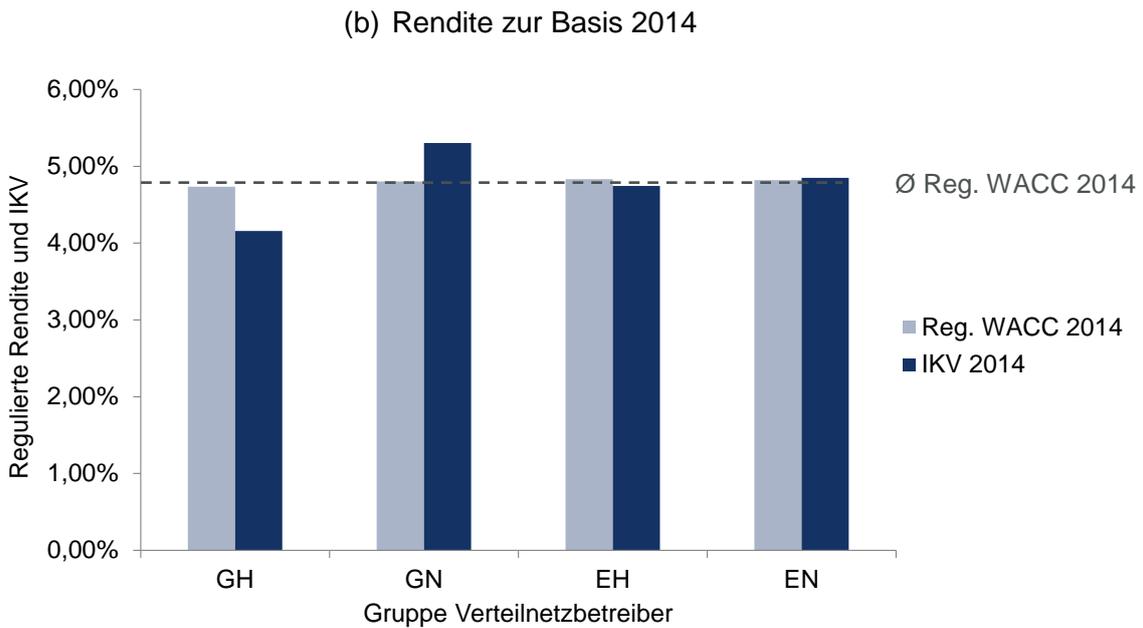
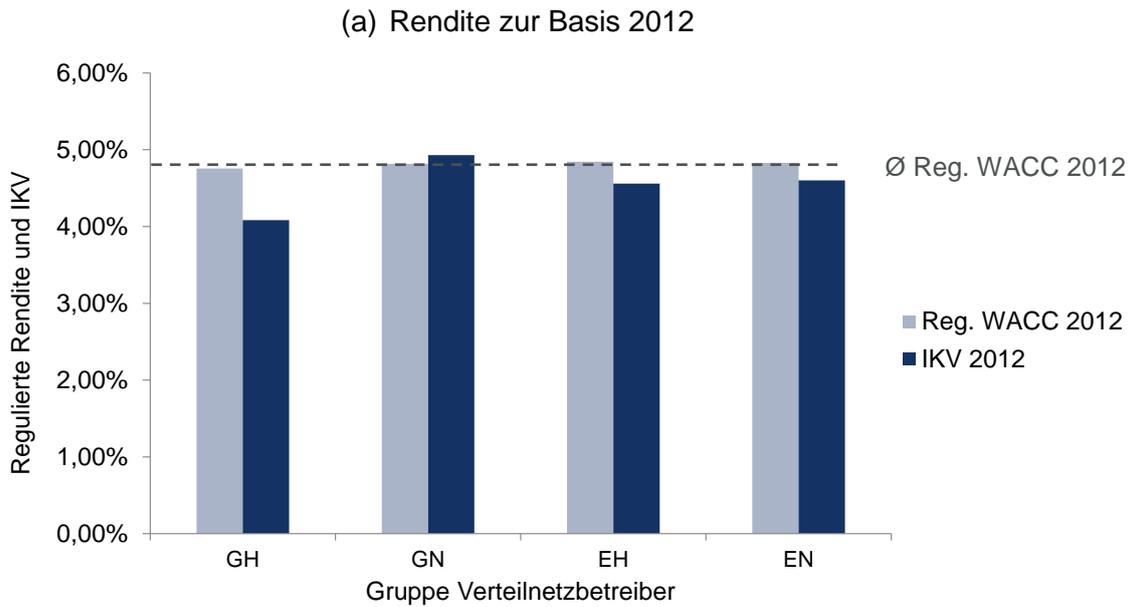
In der Darstellung sind zwei Varianten aufgenommen. Zum einen wird die Rendite „ab 2012“ dargestellt, was der Betrachtung aus heutiger Sicht entspricht, und zum anderen „ab 2014“, was dem Beginn der neuen Regulierungsperiode entspricht. Da letztere Variante zwei Jahre Zeitverzug ausblendet, ist das Ergebnis für die Betrachtung „ab 2014“ systematisch positiver als die Betrachtung „ab 2012“, überschätzt dafür aber die Lage aus momentaner Sicht. Die Ergebnisdarstellungen in den folgenden Abschnitten beschränken sich jeweils auf die Mittelwerte der vier betrachteten Gruppen von Netzbetreibern, deren Zuordnung in Kapitel 12 beschrieben wird. Für eine vollständige Darstellung der Ergebnisse wird auf die Ergebnistabellen im Anhang (Kapitel 17) verwiesen.

14.1 Hauptuntersuchungen

Dieser Abschnitt diskutiert die Ergebnisse der Analyse für die momentane ARegV. Die Grundannahme für die 3. Regulierungsperiode und darüber hinaus ist, dass die ARegV wie bisher weiter läuft. Die genaueren Parameterannahmen sind ausführlich in Kapitel 13 beschrieben. Zunächst wird das Szenario NEP B 2012 beschrieben. Auf Grund der kontroversen Debatte, ob die Betrachtung für das gesamte Netz oder für die isolierte Investition (d.h. mit oder ohne Sockeleffekt 3) erfolgen sollte, präsentieren wir zum Vergleich die Ergebnisse mit und ohne Sockeleffekt 3, ohne dabei die Diskussion selbst aufzugreifen. In Abschnitt 14.1.2 folgt eine Besprechung des Bundesländerszenarios, das von einem stärkeren Ausbau Erneuerbarer Energien ausgeht. In Abschnitt 14.1.3 werden einige kritischere Annahmen diskutiert.

14.1.1 Szenario NEP B 2012

Abbildung 14.1 gibt die Ergebnisse zum Szenario NEP B 2012 wieder. Die detaillierten Ergebnisse für die einzelnen VNB finden sich in Tabelle 17.1.



Mit	
GH: „Gesamt-hoch“	EH: „Erweiterung-hoch“
GN: „Gesamt-niedrig“	EN: „Erweiterung-niedrig“

Abbildung 14.1 Ergebnisse zum Szenario NEP B 2012

Wie die Ergebnisse für die Gruppe GH zeigen, liegt die IKV für Fälle mit hohem Investitionsbedarf unterhalb der regulierten WACC, so dass eine Suffizienz nicht gegeben ist. Das heißt mit anderen Worten, dass der Sockeleffekt aus Altanlagen (Sockeleffekt 3) bei sehr hohem Investitionsbedarf nicht ausreicht, um die

negative Effekte des Zeitverzugs auszugleichen. Auch der Erweiterungsfaktor kann diese Ergebnislücke offenbar nicht vollständig schließen.

Um den Effekt der Ersatzinvestitionen isoliert zu untersuchen, könnte vergleichsweise bei allen Netzbetreibern ein altes Netz (mit hohem Ersatzbedarf) unterstellt werden, ungeachtet ob der Erweiterungsbedarf hoch oder niedrig ist. Weil dies z.T. hypothetische Fälle darstellen würde, wird auf eine Darstellung dieser Ergebnisse verzichtet. Die Prüfung ergab, dass in allen Fällen die IKV unterhalb der regulierten WACC läge. Der unglückliche Zufall, dass die von der Energiewende bedingte Erweiterung in vielen Fällen zeitlich mit dem Ersatzbedarf zusammenfällt, macht einen großen Unterschied. Netzbetreiber, die momentan vor einem Hügel an Ersatzinvestitionen stehen, stehen vor einer großen Herausforderung.

Das Bild aus der Gruppe GN (mit geringem Gesamtinvestitionsbedarf) ist erwartungsgemäß optimistischer. Für die VNB dieser Gruppe ist die IKV höher als die regulierten WACC. Die negativen Sockeleffekte (SE1) bei den Investitionen sind so gering, dass sie von den positiven Sockeleffekten (insbesondere SE3) überkompensiert werden. Daraus ist deutlich ersichtlich, dass das Ausmaß des Investitionsbedarfs für die Suffizienz entscheidend ist. Um den Effekt der Erweiterungsinvestitionen isoliert zu untersuchen, wurde hypothetisch ein neues Netz für alle Netzbetreiber simuliert. Hier ist das Bild gemischt: Bei einem neuen Netz mit hohem Erweiterungsbedarf kann die IKV durchaus auch unterhalb der regulierten WACC liegen (dies betrifft einen Fall der Gruppe GN; vgl. Tabelle 17.1 im Anhang).

Der Vergleich der Gruppen EH und EN isoliert den Effekt der Erweiterungsinvestitionen, weil im Szenario des eingeschwungenen Zustands das Niveau der (realen) Ersatzinvestitionen per Annahme über die Zeit nicht variiert. In der Gruppe EH (mit hohem Erweiterungsbedarf) fällt die IKV unter die regulierten WACC, während die IKV in der Gruppe EN (mit geringem Erweiterungsbedarf) zumindest bei Betrachtung ab 2014 leicht über den regulierten WACC liegt. Es lässt sich schlussfolgern, dass bei einem Szenario mit konstantem Ersatzbedarf das Ausmaß des Erweiterungsbedarfs entscheidend dafür ist, ob der regulierte Erlösrückfluss ausreicht oder nicht. Aus dem Vergleich der Gruppen GN und EN lässt sich zudem folgern, dass die Position im Ersatzzyklus wichtig

ist. Für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf ist die Suffizienz unter der momentanen ARegV nicht garantiert.

Der Sockeleffekt aus Bestandsanlagen: ein Vergleich mit/ohne

In Abschnitt 11.2 wurden die Sockeleffekte 1,2 und 3 beschrieben. Die kontroverse Debatte ist, ob der Sockeleffekt aus Altanlagen (SE3) zu der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Investitionen hinzugerechnet werden sollte. Die BNetzA hat eine ganzheitliche Betrachtung: Alle Einnahmen, die aus dem Netz stammen, können für die Finanzierung der Investitionen eingesetzt werden, so dass dementsprechend der Sockeleffekt aus Altanlagen hinzuzurechnen wäre. Dies ist jedoch investitionstheoretisch nicht korrekt (vgl. hierzu auch die Gutachten [8] und [54]). Ein rationaler Investor würde die Wirtschaftlichkeit der Investition isoliert betrachten und den Sockeleffekt aus Altanlagen nicht berücksichtigen. Anders formuliert wird ein rationaler Investor die Investition nur tätigen, wenn diese für sich genommen wirtschaftlich ist, während er die Überschüsse aus dem Sockeleffekt aus Altanlagen als *windfall profits* mitnimmt. Die Berücksichtigung der Sockeleffekte aus Altanlagen widerspricht unseres Erachtens auch der Idee der Anreizregulierung: Der Überschuss zwischen EOG und den zu Grunde liegenden Kosten ist genau der Treiber für die Anreize in der Anreizregulierung. Nun ist es zwar so, dass Effizienzsteigerungen bei bereits getätigten Investitionen nur bedingt möglich sind, so dass es fraglich ist, ob dann eine Anreizwirkung notwendig ist. Andererseits betreffen aber die Senkungsvorgaben in der ARegV auch die Kapitalkosten, so dass es nur folgerichtig wäre, den Sockeleffekt aus Altanlagen als indirekte Anreizwirkung zu verstehen.

Diese Diskussion wurde in der Vergangenheit hinreichend geführt und muss an dieser Stelle nicht nochmal detailliert aufgegriffen werden. Nichtsdestotrotz ist es aber interessant, die Ergebnisunterschiede der verschiedenen Betrachtungsweisen darzustellen.

Abbildung 14.2 zeigt die IKV mit und ohne Sockeleffekt aus Altanlagen mit Basis 2014. Die detaillierten Ergebnisse für die einzelnen VNB finden sich in Tabelle 17.2. Die Darstellung „mit SE3“ entspricht der obigen Darstellung des Szenarios NEP B 2012 in Abbildung 14.1 und zeigt die ganzheitliche Betrachtung. Die Darstellung „ohne SE3“ entspricht der investitionstheoretisch korrekten

Sichtweise. Der Vergleich macht unmittelbar deutlich, dass die Auswirkung des Sockeleffekts auf die Ergebnisse erheblich ist.

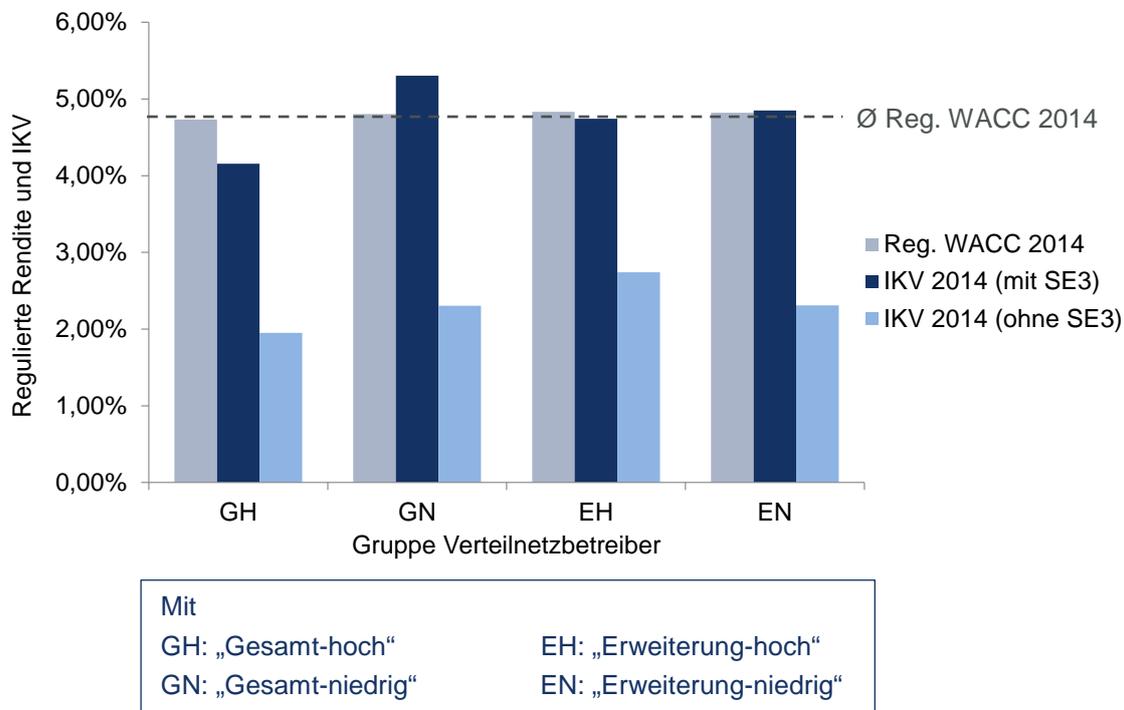


Abbildung 14.2 Ergebnisvergleich mit und ohne Sockeleffekt aus Altanlagen (SE3) (Szenario NEP B 2012)

14.1.2 Bundesländerszenario

Wie in Teil A beschrieben, wurde im Studiendesign vereinbart, neben dem Szenario NEP B 2012 das Bundesländerszenario aufzunehmen, bei dem ein stärkerer Ausbau der Erneuerbaren Energien zu Grunde gelegt wird.

Durch den annahmegemäß stärkeren Ausbau der dezentralen Erzeugung wird erwartungsgemäß auch ein stärkerer Netzausbau erforderlich als im Szenario NEP B 2012. Dies wird durch die Ergebnisse in Teil A bestätigt.

Abbildung 14.3 zeigt einen Vergleich der Ergebnisse für Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario. Die detaillierten Ergebnisse für die einzelnen VNB finden sich in Tabelle 17.3.

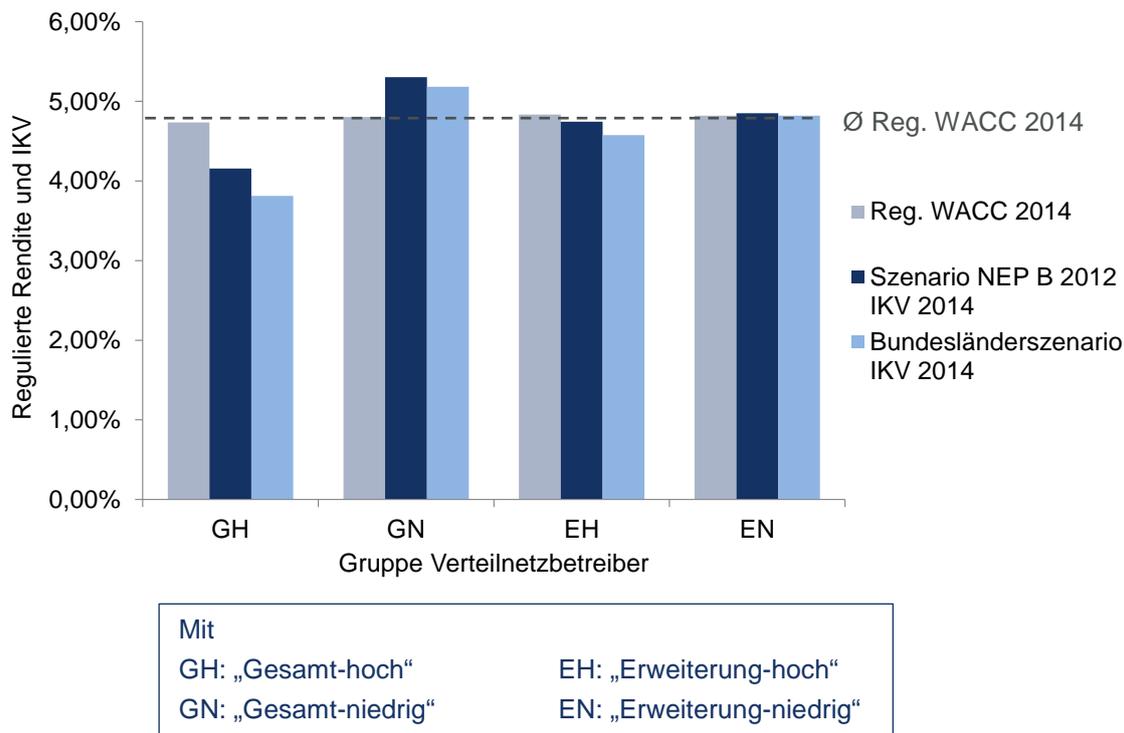


Abbildung 14.3 Ergebnisvergleich Szenario NEP B 2012 / Bundesländerszenario

Die Effekte des Bundesländerszenarios entsprechen den Erwartungen. Es ist aus Abbildung 14.3 ersichtlich, dass sich die Auskömmlichkeit im Bundesländerszenario weiter verringert. Dieser Effekt gilt für alle betrachteten Netzbetreiber. Welche Gruppe am stärksten betroffen wäre, lässt sich nicht pauschal beantworten, weil der Effekt relativ ist. Entscheidend ist hierbei die Änderung und nicht die absolute Höhe des Investitionsbedarfs.

Abbildung 14.4 zeigt zum Vergleich die Ergebnisse des Bundesländerszenarios mit und ohne Sockeleffekt 3. Die detaillierten Ergebnisse für die einzelnen VNB finden sich in Tabelle 17.4.

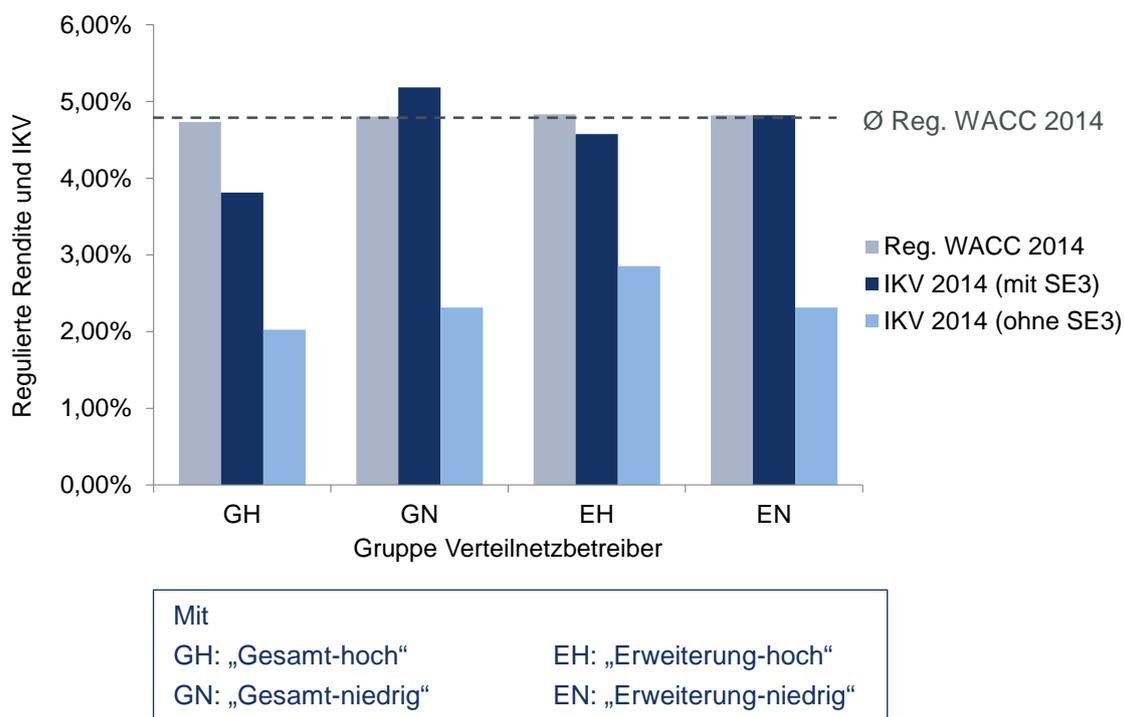


Abbildung 14.4 Ergebnisvergleich mit und ohne Sockeleffekt aus Altanlagen (SE3) (Bundesländerszenario)

14.1.3 Diskussion kritischer Annahmen

In Kapitel 13 wurden bei der Besprechung der Annahmen auf nicht-sensitive Annahmen hingewiesen, auf die an dieser Stelle nicht nochmal eingegangen werden soll. In diesem Abschnitt werden die etwas kritischeren Annahmen im Einzelnen diskutiert.

Die Regulierung ab 2019

Eine wichtige sensitive Annahme betrifft die Weiterentwicklung der Anreizregulierung nach RP2 (d.h. ab 2019 und darüber hinaus). In den Basisbetrachtungen wird angenommen, dass die ARegV bis zum Ende der Betrachtungsperiode nach dem heutigen Stand weiterläuft. Das heißt konkret, dass auch nach 2019 weiterhin die Sockeleffekte (positiv wie negativ) auftreten. Das ist eine durchaus unsichere Annahme. Immerhin wird derzeit ernsthaft über eine Systemänderung diskutiert. Ein Alternativszenario wäre, dass ab RP3 das Zeitverzugsproblem vollständig gelöst wird, so dass ab 2019 keine Sockeleffekte mehr anfallen.

Eine solche Systemänderung wirkt sich für unterschiedliche VNB unterschiedlich und u.U. in beträchtlichem Maße aus. Bei einem hohen und zeitnahen Investitionsbedarf fiel der ARegV-bedingte

negative Sockeleffekt an, jedoch würde der positive Sockeleffekt nach der Systemänderung nicht auftreten. Gleichwohl würden negative Sockeleffekte ab 2019 auch nicht mehr auftreten. Bei einem hohen Investitionsbedarf, der dagegen erst ab 2019 anfällt, würde bis dahin der ARegV-bedingte positive Sockeleffekt auftreten, während nach der Systemänderung der negative Sockeleffekt nicht mehr anfallen würde. Ob der Gesamteffekt positiv oder negativ ist, hängt also wiederum vom zeitlichen Verlauf des Investitionsbedarfs ab.

Das Gesamtbild ist gemischt. Während die Gruppe „Gesamt-hoch“ sich verbessern würde, würde sich die Gruppe „Gesamt-niedrig“ schlechter stellen. Bei den Gruppen mit dem eingeschwungenen Netz erscheint eine Tendenz zu einer leichten Verschlechterung. Da für die Problemgruppe „Gesamt-hoch“ der negative Sockeleffekt besonders stark ins Gewicht fällt, wäre ein Systemwechsel ab 2019 in der Summe noch vorteilhaft.

Kostenseitiger Produktivitätsfortschritt (TFP)

Wie ausführlich in Kapitel 13 beschrieben, muss modelltechnisch der Investitionszyklus simuliert werden. Der Zyklus bestimmt auch den anstehenden Ersatzinvestitionsbedarf und zukünftige CAPEX und somit auch Sockeleffekt 3. Der simulierte Hügel aus der Vergangenheit bestimmt sozusagen die Zukunft; umso steiler der Hang, desto stärker der Sockeleffekt 3. Die genaue Wirkungsweise ist eher modelltechnisch. Jedoch sind die Annahmen tendenziell sensitiv.

Die Steigung wird, abgesehen vom angenommenen Investitionsverhalten, von der vergangenen Netzkostenentwicklung mitbestimmt. Diese wiederum setzt sich zusammen aus vergangener Inputpreisentwicklung und Produktivitätsentwicklung. Die Inputpreisentwicklung wurde mit den Daten aus den BNetzA-Indexreihen zurückgerechnet und ist soweit unproblematisch.

Problematischer ist die Entwicklung der Totalen Faktorproduktivität (TFP). Wenn vom Jahr 2012 ausgehend auf die Investitionen der Vergangenheit zugerechnet wird, bedeutet das, dass der (nominale) Bedarf in der Vergangenheit *ceteris paribus* umso höher gewesen sein muss, je höher die Produktivitätssteigerung war. Mit anderen Worten, der ursprüngliche Investitionshügel ist entsprechend höher. Damit stellt sich die Frage, welcher TFP den Produktivitätsfortschritt am besten abbildet.

In seinem Urteil vom 06. Juni 2012 bestätigte das OLG Düsseldorf (Aktenzeichen VI-3 Kart 225/07 (V)), dass die BNetzA-Indexreihen bereits die Entwicklung der Arbeitsproduktivität berücksichtigen. Demzufolge haben wir für die Entwicklung der Arbeitsproduktivität den Wert Null angenommen, weil diese bereits in den Inputpreisdaten berücksichtigt wurde. Das Urteil des OLG Düsseldorf trifft aber keine Aussage über die Kapitalproduktivität; entsprechend muss angenommen werden, dass die Kapitalproduktivität nicht in den BNetzA-Indexreihen berücksichtigt wurde, und dass diese in der Studie noch explizit berücksichtigt werden sollte. Basierend auf Langzeitstudien aus den USA (vgl. [61]) haben wir für den TFP-Wert 0,72% p.a. eingesetzt. Dieser Wert bezieht sich auf (vergangenen) Investitionen, während der TFP für OPEX (d.h. Arbeitsproduktivität) entsprechend obiger Begründung auf null gesetzt wurde.

Dieser Ansatz stellt einen Mittelweg zwischen alternativen, jedoch extremeren Annahmen dar. In einer Sensitivitätsbetrachtung wird deutlich, dass bei dem so gewählten hybriden Ansatz, Variationen der Höhe der angewendeten TFP nicht ausschlaggebend für die Ergebnisse sind.

Endzeitproblem

In Kapitel 13 wurde bereits diskutiert, dass der Betrachtungszeitraum im Modell irgendwann enden muss. Somit entsteht ein „Endzeitproblem“, da geklärt werden muss, wie genau die Berechnungen „auslaufen“ sollen. Hinzu kommt das Problem, dass für die Erweiterungsinvestitionen nach 2030 in dieser Studie keine Daten mehr vorliegen. Als eine Alternative, mit dieser Problematik umzugehen, würde der Ansatz „goldenes Ende“ das Netz einfach auslaufen lassen bis alle Anlagen abgeschrieben sind. Ab einem gewissen Jahr würde einfach nicht mehr neu investiert werden, weder in Erweiterungen noch in Ersatz der Anlagen. Der Ansatz des goldenen Endes überschätzt methodisch die IKV, weil der Sockeleffekt 3 weiter anfällt, während Sockeleffekt 1 nicht mehr auftritt, sobald nicht mehr investiert wird. Als zweite Alternative könnte das Netz zum kalkulatorischen Restbuchwert verkauft werden, sobald der Betrachtungszeitraum in 2030 endet. Dieser Ansatz würde wiederum einen ggf. erheblichen Teil der positiven Sockeleffekte nicht betrachten und somit die IKV systematisch unterschätzen.

Insbesondere berücksichtigt die Fixierung auf 2030 nicht die unterschiedlichen Positionen der VNB im Investitionszyklus.

Unser Ansatz stellt einen Mittelweg dar. Das Modell betrachtet einen Verkauf des Netzes am Ende des Investitionszyklus; somit werden positive Sockeleffekte die am fallenden Hang des Hügels auftreten berücksichtigt, während die im neuen Zyklus auftretende negativen Sockeleffekte nicht mehr berücksichtigt werden. In der Summe wird zwar ein Teil der auslaufenden Sockeleffekte ignoriert, gleichwohl aber wird die Betrachtung in einem für den Erlösrückfluss (und damit IKV) rechnerisch günstigen Moment abgeschnitten und zudem zu einem Zeitpunkt, in dem das Abschneiden einen geringen Effekt hat.

Das Endzeitproblem ist zwischen den beiden Extremansätzen recht sensitiv, sodass ein Mittelweg gerechtfertigt erscheint.

Steigung und Senkung des Investitionshügels

Ein spezielles Problem, auf das an dieser Stelle explizit hingewiesen werden sollte, ist die Annahme des Verlaufs des Investitionszyklus. Wie ausführlich in Kapitel 13 beschreiben, wurde der Zyklus simuliert. Der Hügel wurde für jeden Netzbetreiber vom realen TNW berechnet. Somit wird für jeden Netzbetreiber der Ersatzbedarf zwar in ein reales Verhältnis zum Erweiterungsbedarf gestellt, jedoch ist der unterliegende Zyklus synthetisch.

Der genaue Verlauf des Zyklus ist durchaus sensitiv. Unsere Annahmen zum Verlauf versuchen eine „objektive“ Mitte zu treffen und methodisch möglichst wenig diskretionären Spielraum bezüglich der Änderung von Parametern zuzulassen. Es wurde vereinbart, eine symmetrische Gaußsche Normalverteilung anzuwenden, wobei die Basis ein gewichteter Durchschnitt der Obergrenzen der von der Strom-NEV vorgeschriebenen Nutzungsdauern ist und sich auf etwa 41 Jahren beläuft. Diese methodischen Annahmen bestimmen den Verlauf, ohne dass weitere Parameterannahmen getroffen werden. Der Verlauf ist dann derart, dass das Investitionsverhältnis zwischen Gipfel und Tal ungefähr 3,5 beträgt. Es kann anhand praktischer Beispiele gezeigt werden, dass ein solches Verhältnis realistisch ist.

Überlappung von Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen

Wie in Abschnitt 13.2 bereits dargestellt wurde, können durch einen vorzeitigen Austausch von Anlagen im Rahmen der EEG-

bedingten Erweiterung auch zukünftige Ersatzinvestition in Bestandanlagen vorweggenommen werden. Eine genaue Abgrenzung von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen ist daher nicht möglich. Ebenso wenig kann der Anteil der Erweiterungsinvestitionen, der sachgerecht den Ersatzinvestitionen zuzurechnen ist, exakt ermittelt werden, da die hierfür notwendigen Informationen schlichtweg nicht vorliegen. Es muss daher eine Annahme bezüglich des Ersatzanteils an den Erweiterungsinvestitionen getroffen werden. Der Methode bei Investitionsmaßnahmen gem. §23 ARegV folgend, nehmen wir eine Überlappung von pauschal 15% bei den Erweiterungen an. Dieser Anteil der Erweiterungsinvestitionen wird – dem Investitionszyklus entsprechend – vom zukünftigen Ersatzbedarf abgezogen.

Um die Auswirkungen dieser 15%-Annahme auf die Ergebnisse zu untersuchen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, für die wir als eine extreme Annahme eine Überlappung von 0% unterstellt haben (d.h. keine Überlappung der Investitionen), während wir als alternative Annahme eine Überlappung von 30% unterstellt haben (d.h. eine Verdoppelung der Überlappung) Die Ergebnisauswirkung kann als gering bezeichnet werden. Für die Gruppe „Gesamt-hoch“, die durch den höchsten Investitionsbedarf gekennzeichnet ist, beträgt der Unterschied zwischen der 0%- und 30%-Annahme 0,05 Prozentpunkte bei der IKV; in den anderen Gruppen ist der Effekt noch geringer.

14.2 Anpassungen der ARegV

Folgende Anpassungen der ARegV wurden in diesem Bericht analytisch und quantitativ untersucht:

Strukturelle Anpassungen: Regulierungsinstrumente zur Lösung des Zeitverzugsproblems

- A.1: Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (vgl. Österreich)
- A.2: Investitionsfaktor mit einem monetären Ausgleich
- A.3: Investitionszuschlag auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“)

Niveaueinstellungen der Regulierungsinstrumente

- A.4: Investitionsbonus („top-up“)
- A.5: Anpassungen der X-Faktoren
- A.6: Anpassungen des Erweiterungsfaktors

Die Ergebnisse, wiederum als IKV der jeweiligen Anpassungen dargestellt, sind immer ab 2014. Als richtigen Vergleichswert sind demnach die regulatorischen WACC ab 2014 zu betrachten. Alle Darstellungen beziehen sich auf das Szenario NEP B 2012.

14.2.1 A.1: Investitionsfaktor auf Istkostenbasis

Ein Anstieg von betrieblichen Aufwendungen (OPEX) und Kapitalausgaben (CAPEX), die mit getätigten Investitionen einhergehen, werden derzeit erst in der folgenden Regulierungsperiode im Zuge der Kostenprüfung erlöswirksam. Ein Investitionsfaktor, wie er neuerdings in Österreich zur Anwendung kommt, könnte dazu dienen, dass die aus Investitionstätigkeiten resultierenden Kosten (CAPEX wie auch OPEX) bereits in der laufenden Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze eingehen, so dass das derzeitige „t-5“-Zeitverzugsproblem der ARegV teilweise gelöst wird. Danach wird zumindest CAPEX jährlich nach Buchwerten angepasst. Somit fallen sämtliche „t-5“-Sockeleffekte (positiv wie negativ) weg. Es verbleibt allerdings noch das „t-2“-Zeitverzugsproblem, da der Ansatz auf Istkosten beruht.

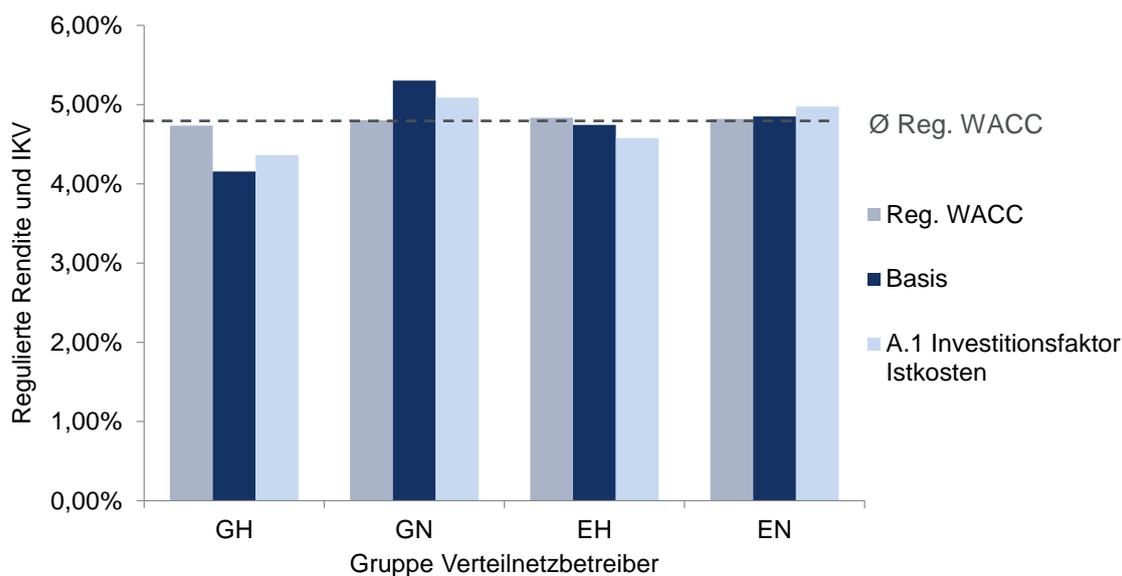
Der Investitionsfaktor sollte neben den aus Investitionen resultierenden CAPEX auch die mit den CAPEX einhergehenden OPEX umfassen. In Österreich wird daher z.B. ein „Investitions- und Betriebskostenfaktor“ in der Erlösformel berücksichtigt.

Beim Investitionsfaktor ist es dem Netzbetreiber gestattet, seine CAPEX sachgerecht nach eigenem Ermessen zu aktualisieren. Anders als bei ex-ante geprüften Investitionsbudgets wie in Großbritannien wird auf eine vorherige Effizienzprüfung verzichtet, da die Kosten ex-post im Benchmarking für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Unberechtigt weitergereichte Ausgaben könnten nachträglich kontrolliert und ggf. korrigiert werden.

Während der Investitionsfaktor in Österreich basierend auf tatsächlichen Istkosten („t-2“) durchgereicht wird, ist der Betriebskostenfaktor vom Regulierer festgelegt. Der Betriebskostenfaktor steht in Abhängigkeit der Neukundenanschlüsse und der Erweiterung in der Systemlänge. Falls der Betriebskostenfaktor nach eigenem Bemessen berücksichtigt werden könnte, entstünde der Anreiz, OPEX, die eigentlich unter die normale Erlösobergrenze fallen zu „investitionsbedingten“ OPEX zu erklären und damit die Erlösobergrenze zu erhöhen. Ein solcher Anreiz wäre nicht im Sinne

der Anreizregulierung, so dass eine regulatorische Festlegung des OPEX-Faktors notwendig erscheint.

Abbildung 14.5 zeigt die Ergebnisse für den Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (A.1). Die detaillierten Ergebnisse für die einzelnen VNB finden sich in Tabelle 17.5.



Mit

GH: „Gesamt-hoch“

EH: „Erweiterung-hoch“

GN: „Gesamt-niedrig“

EN: „Erweiterung-niedrig“

Abbildung 14.5 Ergebnisse zum Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (A.1)

Die Netzbetreiber in der Gruppe „Gesamt-hoch“ verbessern sich unter dem Investitionsfaktor, während Netzbetreiber in der Gruppe „Gesamt-niedrig“ sich schlechter stellen würden. Dieses Ergebnis ist intuitiv nachvollziehbar. Bei hohem Investitionsbedarf ist ein schnelles Weiterreichen der Kosten in die EOG vorteilhaft; bei geringem Investitionsbedarf ist es vorteilhafter, wenn der Sockeleffekt 3 möglichst lange erhalten bleibt, was bei einer langen Regulierungsperiode der Fall ist. Kurzum, wenn Unterdeckung bei den Netzbetreibern aus der Gruppe „Gesamt-hoch“ als das zentrale Problem gesehen wird, stellt der Investitionsfaktor eine Systemverbesserung dar. Allerdings ist aus den Zahlen auch abzuleiten, dass der Effekt eines Investitionsfaktors auf Istkostenbasis alleine recht klein ist und nicht reichen würde, um die IKV auf das Niveau der regulierten WACC anzuheben.

14.2.2 A.2: Investitionsfaktor mit monetärem

Ausgleich

Wie oben erläutert, kann der Investitionsfaktor sowohl auf Plankosten- als auch auf Istkostenbasis angewendet werden. Im Falle einer Umsetzung auf Basis von Istkosten, welches aus Sicht eines Regulierers intuitiver ist, wird zwar das „t-5“-Problem gelöst, dennoch verbleibt das „t-2“-Problem. Mit anderen Worten, dadurch, dass die Istkosten erst zwei Jahre nach ihrer Ausgabe geprüft und veröffentlicht werden, können sie erst mit zwei Jahren Verzögerung in die Erlösbergrenze eingehen.

Alternativ zu dem strukturellen Lösungsansatz auf Basis von Plankosten (siehe unten), kann der „t-2“-Zeitverzug monetär ausgeglichen werden. Der Ausgleich entspräche der zeitlichen Differenz zwischen den Ausgaben und dem resultierenden Erlösrückfluss: der „t-2“-Differenz. Ein Beispiel hierfür findet sich wiederum in Österreich, wo für Neuinvestitionen ein Zuschlag von 1,05% auf die Zugänge des Sachanlagevermögens gewährt wird, der allerdings nicht ganz einem barwertneutralen Ausgleich entspricht. Da der Ausgleich erst mit einer Verzögerung von zwei Jahren wirkt, kommt es dennoch anfänglich zu einem Liquiditätsnachteil.

Die hier betrachtete Variante berücksichtigt ebenfalls einen Zuschlag von 1,05% und entspricht damit weitestgehend dem Ansatz in Österreich. Da dieser Zuschlag jedoch nicht für einen barwertneutralen Ausgleich ausreicht, verwenden wir für diese Variante explizit den Begriff des „monetären Ausgleichs“.

Abbildung 14.6 zeigt die IKV unter Variante A.2. Für die detaillierten Ergebnisse je VNB sei wiederum auf Tabelle 17.5 verwiesen. Der direkte Renditevergleich zeigt, dass sich die VNB gegenüber der Variante A.1 ohne monetären Ausgleich verbessern. Dieses Ergebnis ist nicht weiter verwunderlich. Etwas ernüchternd ist, dass der quantitative Effekt auf die IKV sehr gering ist. Es ist ersichtlich, dass der Investitionsfaktor mit einem Zuschlag von 1,05% für die Gruppe „Gesamt-hoch“ nicht für eine Anhebung der IKV auf die regulierten WACC ausreicht.

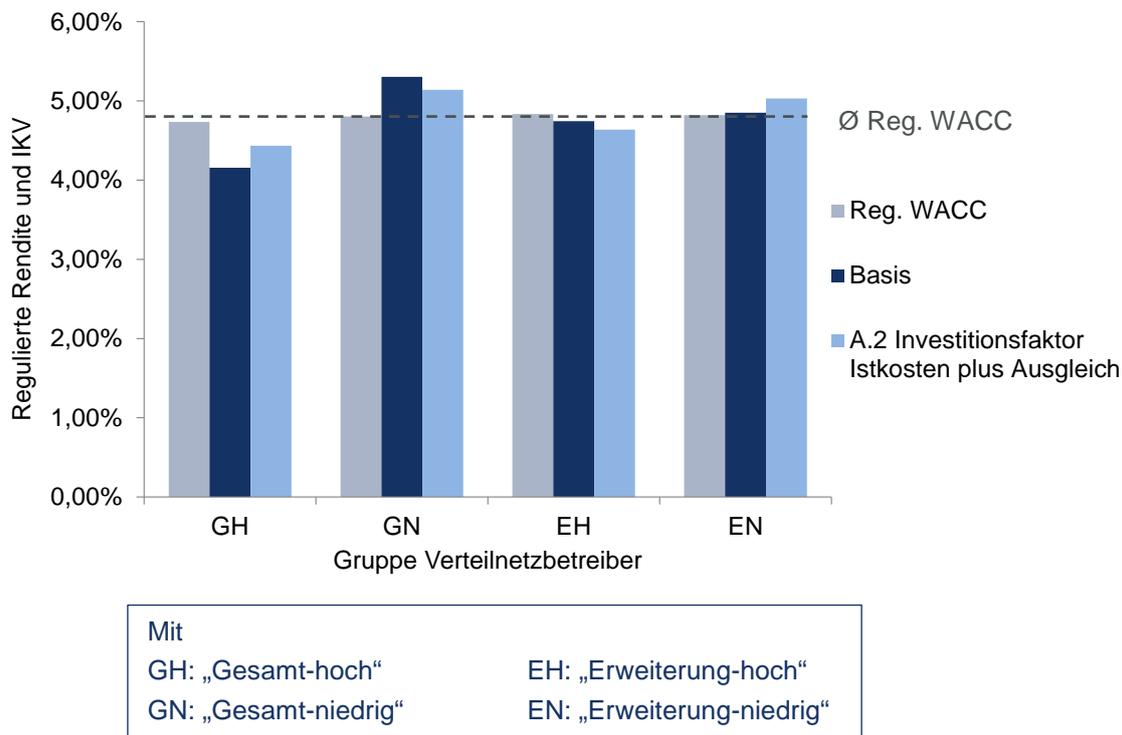


Abbildung 14.6 Ergebnisse zum Investitionsfaktor mit monetärem Ausgleich (A.2)

14.2.3 A.3: Investitionszuschlag auf Plankostenbasis

Eine ex-ante Berücksichtigung von Investitionen kann auch durch einen Investitionszuschlag auf Plankostenbasis erfolgen. In diesem Fall werden mit einem Ansatz beide Zeitverzugsprobleme („t-5“ und „t-2“) gelöst. Kern des Ansatzes ist, dass Investitionen auf Plankostenbasis in die EOG gehen, und dass die EOG entsprechend den neuen Buchwerten des Kapitals jährlich angepasst wird. Bezüglich CAPEX wird damit der Zeitverzug vollständig beseitigt. Anders ist es jedoch bei den OPEX, die nach wie vor der Anreizregulierung unterliegen und somit eine „t-5“- und „t-2“- Zeitverzögerung aufweisen.

In Norwegen wird eine Anreizregulierung unter Anwendung von *yardstick regulation* durchgeführt. Die Erlösobergrenze setzt sich aus 40% der tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber und aus 60% mittels (TOTEX-)Benchmarking ermittelter effizienter Kosten zusammen. Ein 100% effizienter Netzbetreiber kann somit seine gesamten Kosten durch die genehmigten Erlöse decken. Die Kosten gehen an sich mit einem Zeitverzug von zwei Jahren in die Erlösobergrenze ein. Um den Zeitverzug bei den CAPEX zu eliminieren,

dürfen die Netzbetreiber in Norwegen jährlich die durch Investitionen bedingte Veränderung der Kapitalkosten als Zuschlag auf die Erlösobergrenze aufschlagen (einschließlich der Gewerbesteuer). Dies entspräche somit der Berücksichtigung von Kapitalkosten auf Plankostenbasis. Die erlaubten zusätzlichen Kapitalkosten werden nicht ex-ante geprüft sondern mit einem zweijährigen Zeitverzug in der Erlösobergrenze ausgeglichen. Damit der Netzbetreiber sich seine Kapitalkosten nicht zweimal verdient, kann bei rückläufiger Investitionstätigkeit die berücksichtigte Veränderung auch negativ werden.

Um dieses Modell in die aktuelle ARegV zu integrieren, sollten, anders als in Norwegen, die aktuellen Plankosten ($CAPEX_t$) mit den CAPEX aus Basisjahr ($CAPEX_0$) verglichen werden (s. Abschnitt 13.5.2).

Für die Variante A.3 ist aus Abbildung 14.7 ersichtlich, dass die Richtung der Ergebnisse wiederum abhängig von der Gruppe ist. Die Gruppe „Gesamt-hoch“ verbessert sich, und die Gruppe „Gesamt-niedrig“ verschlechtert sich sowohl im Vergleich zu den beiden Istkosten-Varianten des Investitionsfaktors als zur Basisbetrachtung. Der relative Effekt der drei Varianten zum Investitionsfaktor wird im direkten Ergebnisvergleich in Tabelle 17.5 deutlich. Im Prinzip löst dieser Plankostenansatz das (CAPEX-bezogene) Zeitverzugsproblem. Somit müsste die IKV der regulierten WACC entsprechen, sofern man von den OPEX absieht, die weiterhin mit Zeitverzug in die EOG eingehen. Bezüglich der CAPEX entspricht der Ansatz im Grunde einer *rate-of-return*-Regulierung, so dass die Sockeleffekte eliminiert werden.

Seit April 2012 wird im deutschen Kontext ein Modell der Landesregulierungsbehörden, das weitgehend dem obigen Ansatz mit Investitionsfaktor auf Plankostenbasis entspricht. Generell erscheint dieser Ansatz ein vielversprechender Weg zu sein, den Investitionsbedarf regulatorisch sachgerecht anzugehen. Er kombiniert einen kostenbasierten Ansatz bei den CAPEX mit einem anreizbasierten Ansatz bei den OPEX.

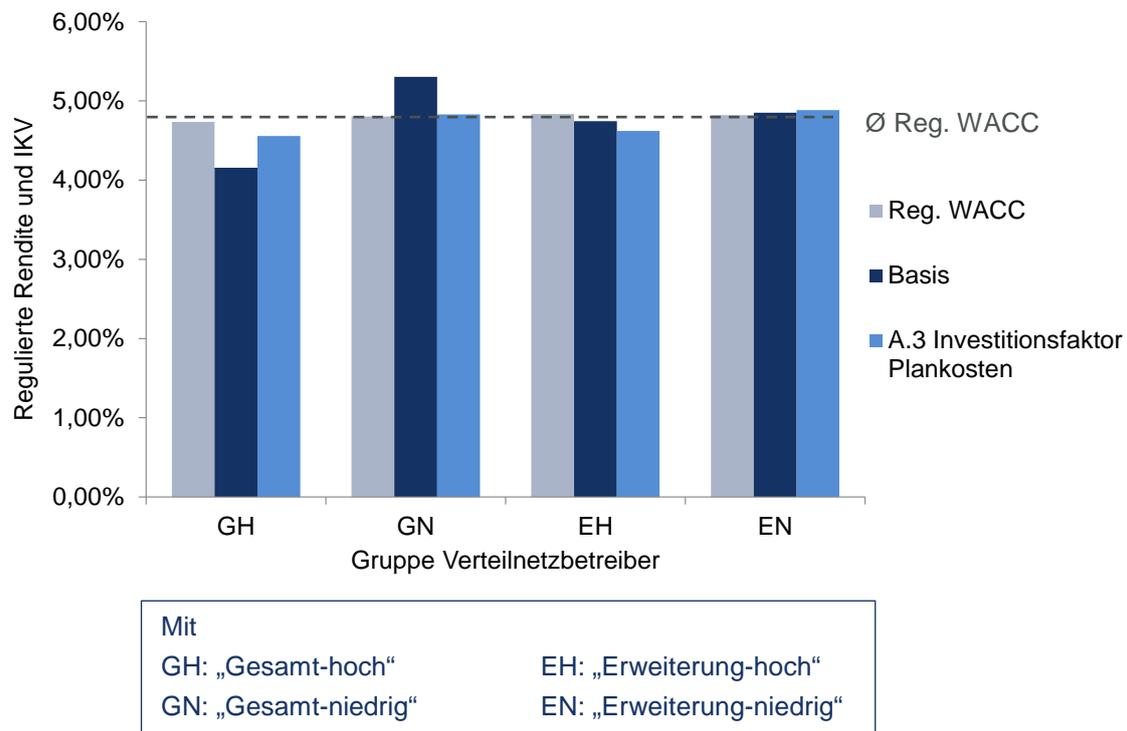


Abbildung 14.7 Ergebnisse zum Investitionsfaktor auf Plankostenbasis (A.3)

14.2.4 A.4: Investitionsbonus („top-up“)

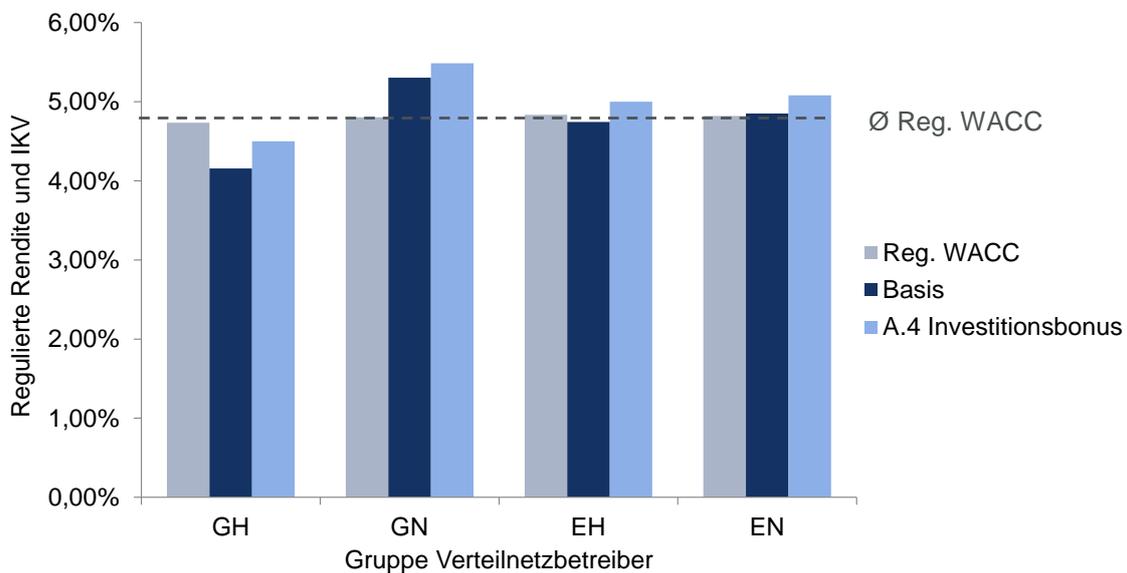
Ein Investitionsbonus bezeichnet eine höhere Verzinsung für Neuinvestitionen im Vergleich zu den Altanlagen. Ausgehend von der normalen angemessenen Verzinsung für Neuinvestitionen, käme ein Zuschlag hinzu („top-up“, „adder“ oder „add-on“ genannt). Die Anwendung eines solchen Bonus ist in der Regel zeitlich befristet, z.B. auf 10 Jahre. In der Praxis wurde bisher ein Bonus zwischen 1% und 3% genutzt.

Es gibt mehrere Argumente für eine Anwendung eines Investitionsbonus, wobei ein Argument von zentraler Bedeutung ist [16]. Wie in Kapitel 12 bereits ausführlich dargestellt, hat die Anreizregulierung vor allem Kosteneffizienz zum Ziel. Derzeit befindet sich die Industrie jedoch vor allem bedingt durch die Energiewende in einem Stadium, in dem kostenerhöhende Investitionen notwendig sind. Die Anreizregulierung muss nun versuchen, diesen neuen Rahmenbedingungen gerecht zu werden. Sie muss einerseits sicherstellen, dass der Konsument nicht „zweimal für Altanlagen bezahlt“ und andererseits notwendige Neuinvestitionen ermöglichen und fördern. Ein Ansatz, um diesen Spagat zu bewältigen, besteht darin, beide Welten zu trennen; Bestandsanlagen können

regulatorisch anders behandelt werden als Neuinvestitionen, so wie es z.B. beim Investitionsbonus für Neuinvestitionen angedacht ist. Der Konsument bezahlt eine geringere Verzinsung für Bestandanlagen, während Neuinvestitionen zeitlich befristet höher verzinst werden. Ein zweites wichtiges Argument, das hier nur erwähnt werden soll, ist, dass aus verschiedenen Gründen das Investitionsrisiko für heutige Investitionen höher ist, als es für vergangene Investitionen der Fall war.

Das präzise Vorgehen für einen Investitionsbonus in unserem Modell ist wie folgt. Der Investitionsbonus beträgt 3 Prozentpunkte auf die EK-Verzinsung für alle Investitionen ab 2014. Dieser Aufschlag auf die EK-Verzinsung bewirkt eine Erhöhung der GK-Verzinsung (WACC) von 4,65% auf 5,66%. Der Bonus läuft modelltechnisch von 2014 bis 2030 für alle Investitionen; d.h. dass für Investition, die z.B. im Jahr 2014 getätigt werden, der Bonus für eine relative lange Zeit gewährt wird, während Investitionen im Jahr 2025 hier von nur kurze Zeit profitieren. Dies hat modelltechnische Gründe.

Abbildung 14.8 zeigt die Ergebnisse zum Investitionsbonus. Die detaillierten Ergebnisse dazu sind in Tabelle 17.6 im Anhang dargestellt.



Mit	
GH: „Gesamt-hoch“	EH: „Erweiterung-hoch“
GN: „Gesamt-niedrig“	EN: „Erweiterung-niedrig“

Abbildung 14.8 Ergebnisse zum Investitionsbonus (A.4)

Die Effekte sind deutlich, ändern aber im Vergleich zur Basisbetrachtung nichts an der grundsätzlichen Aussage zur Suffizienz der Regulierung. Bei der Gruppe „Gesamt-hoch“ kommen etwa 0,3 Prozentpunkte auf die IKV dazu, so dass die regulatorischen WACC nicht erreicht werden. Nichtsdestotrotz kann dies auf einfache Weise einen Beitrag zur Reduzierung der Renditelücke leisten.

14.2.5 A.5: Anpassungen der X-Faktoren

Ein Hauptelement der Anreizregulierung ist die ex-ante Festlegung des Erlöspfades mit Hilfe des „VPI-X“ Faktors, wie oben in Kapitel 12 ausführlich beschrieben.

Dieser Korrekturfaktor, der die Erlösentwicklung während einer Regulierungsperiode maßgeblich bestimmt, setzt sich aus drei Kernelementen zusammen:

- VPI_t – die allgemeine Inflation, welche vom Statistischen Bundesamt errechnet wird.
- X_{GEN} – der generelle X-Faktor, der die Produktivitätsentwicklung der Gesamtbranche widerspiegeln soll. In der ARegV wird die Bezeichnung „PF“ verwendet.
- X_{IND} – der individuelle X-Faktor, der die relative Effizienzentwicklung von einzelnen Netzbetreibern im Vergleich zueinander widerspiegelt und mittels Effizienzanalysen (Benchmarking) ermittelt wird (der „catch-up“ Faktor). In der ARegV wird dieser Term in umgerechneter Form durch „V“ dargestellt.

Der theoretische Hintergrund und die Notwendigkeit dieser Faktoren und deren Berechnung wurde an vielen Stellen ausführlich diskutiert (vgl. z.B. [13] und darin angegebene Quellen). Obwohl alle drei Faktoren wesentliche Elemente der Erlösentwicklung sind, ist ihre Höhe für eine Zukunftsbetrachtung bisher unsicher. Daher müssen für die Modellberechnungen Annahmen getroffen werden. Die Inflation kann für die Zukunft schwer prognostiziert werden. Jedoch gilt der Grundsatz in der Europäischen Geldpolitik dass die Inflation die Grenze von 2% nicht überschreiten sollte. Für die Modellberechnungen folgen wir dieser Vorgabe und nehmen für die Zukunft eine Inflation von 2% an.

Der generelle X-Faktor (X_{GEN}) wurde bereits für die ersten beiden Regulierungsperioden durch § 9 Abs. 2 ARegV festgelegt (1,25% in der ersten Periode und 1,5% in der zweiten Periode). Mit der

Entscheidung des BGH im Juli 2011 (Aktenzeichen EnVR 34/10) wurde der generelle X-Faktor für nicht rechtsgültig erklärt. Nach diesem Stand würde daher der generelle X-Faktor für die zweite Regulierungsperiode 0% entsprechen. Nach einer Anpassung des EnWG §21a erfolgte Ende 2011 jedoch eine ausdrückliche Legitimierung des generellen X-Faktors. Somit kann erwartet werden, dass für die zweite Periode, wie ursprünglich definiert, ein X_{GEN} von 1,5% gelten wird. Doch die Höhe des generellen X-Faktors ab der 3. Regulierungsperiode ist noch ungewiss. Die individuellen X-Faktoren sind für die erste Regulierungsperiode bekannt, nicht jedoch für die nachfolgenden Perioden. Für die 3. Regulierungsperiode ist im Übrigen nicht einmal sicher ist, ob ein Benchmarking noch angewendet wird, geschweige denn, wie ein solches Benchmarking im Detail aussähe.

In dieser Studie soll die Sensitivität dieser Faktoren untersucht werden, da mit den X-Faktoren der Erlösrückfluss gelenkt und z.B. Zeitverzögerungseffekte kompensiert werden können. Um den reinen Effekt der Regulierungsinstrumente zu untersuchen, nehmen wir als Referenzfall in den Hauptuntersuchungen die folgenden Werte an: $VPI=1,50\%$, $X_{\text{GEN}}=1,50\%$ und $X_{\text{IND}}=0\%$.

In dieser Erweiterung (A.5) wird der Effekt einer erlösseitigen Änderung des X_{GEN} mit 2 Varianten untersucht, $X_{\text{GEN}} = 1,0\%$ und $X_{\text{GEN}} = 2,0\%$, also eine kleine Abweichung vom Referenzwert 1,5% in beide Richtungen. Demgegenüber bleibt der Produktivitätsfaktor annahmegemäß unverändert. Die Ergebnisse werden in Abbildung 14.9 dargestellt. Die vollständige Ergebnisdarstellung erfolgt in Tabelle 17.6 im Anhang.

Die Effekte sind nicht moderat aber dennoch nicht vernachlässigbar. Zum einen fällt auf, dass eine Absenkung von X_{GEN} auf 1,0% für die Gruppe „Gesamt-hoch“ nicht reicht, um die Lücke zwischen IKV 2014 und den regulierten WACC 2014 zu schließen. Zum anderen ist zu erkennen, dass eine Erhöhung des X_{GEN} auf 2,0% die IKV der Gruppen mit eingeschwungen Netzen („Erweiterung-hoch“ und „Erweiterung-niedrig“) unter die regulatorischen WACC drücken würde. In einer Investitionswirtschaftlichkeitsrechnung für TenneT in den Niederlanden zeigt [69], dass das Erreichen der Vorgaben des X-Faktors bestimmend für die Wirtschaftlichkeit der Investitionen ist. Dieses Bild wird hier bestätigt.

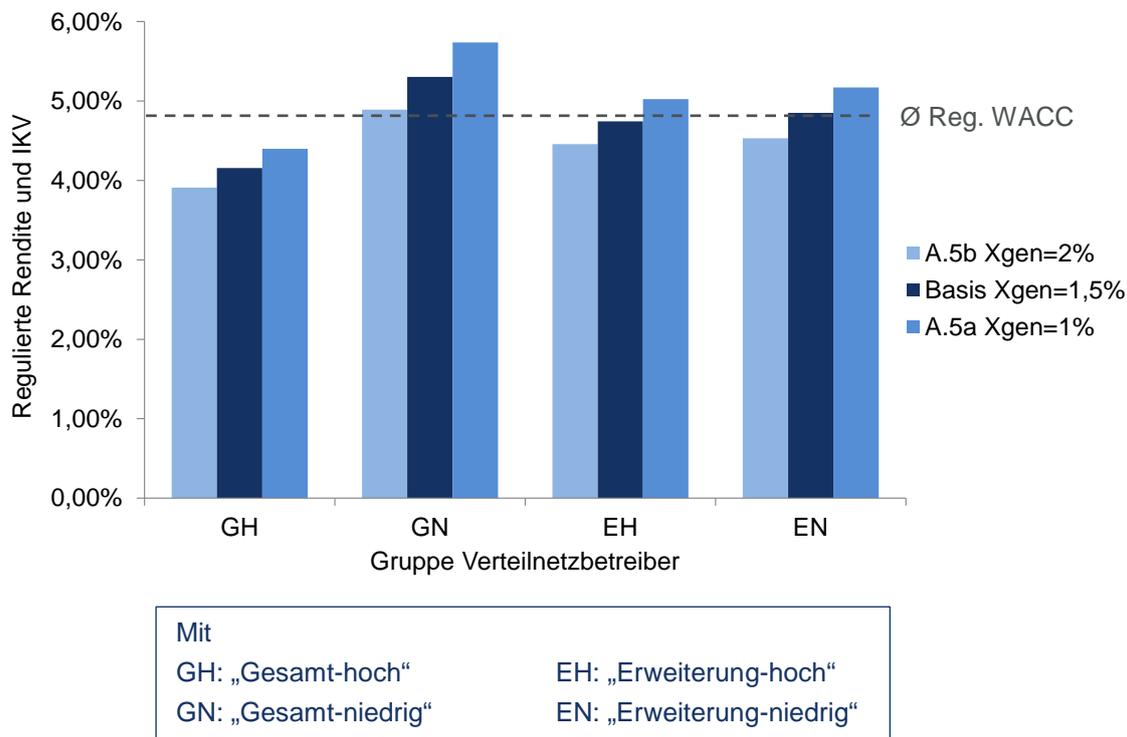


Abbildung 14.9 Ergebnisse zu den Anpassungen der X-Faktoren (A.5)

14.2.6 A.6: Anpassungen des Erweiterungsfaktors

In der Regulierungspraxis gibt es unterschiedliche Ausprägungen der Anreizregulierung. In der ARegV in Deutschland wird eine Erlösobergrenze („revenue cap“) angewendet, die zwar diverse Vorteile aufweist, jedoch problematisch wird, wenn sich der Output erhöht und Kostenänderungen damit einhergehen. Daher sollte die Mengenerweiterung als Variable in die Erlösformel aufgenommen werden; im Falle der ARegV dient dafür der Erweiterungsfaktor. Die Berücksichtigung der Mengenveränderung in der ARegV kann daher auch als eine Verschiebung der reinen Erlösobergrenzenregulierung zu einer Preisobergrenzenregulierung („price cap“) gesehen werden.

Bereits seit Beginn der ARegV wird die Veränderung der Nachfrage (z.B. für den Anschluss neuer Gewerbegebiete oder Stadtviertel) im Erweiterungsfaktor abgebildet. Die Veränderung der Einspeisepunkte wurde anfangs jedoch vernachlässigt. Doch vor allem letztere ist bedingt durch die Energiewende von großer Bedeutung und steht im Fokus dieser Studie. Zum 30.06.2010 wurde der Erweiterungsfaktor modifiziert, so dass ebenfalls die Einspei-

seseite berücksichtigt wird. Die Zunahme der dezentralen Einspeisung führt daher nun zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze.

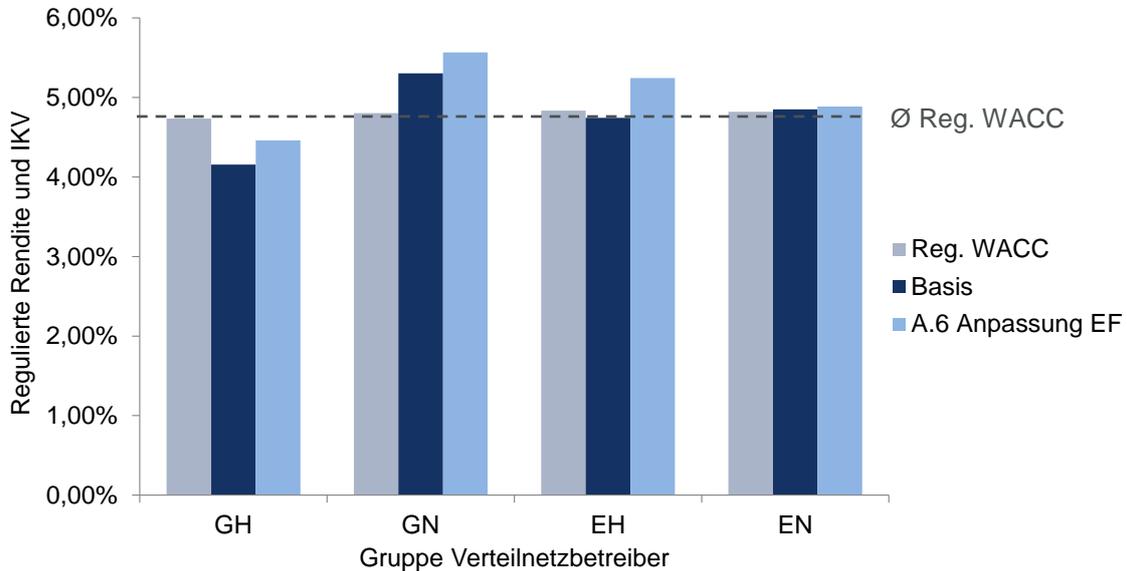
Im Rahmen der Modelluntersuchung des Erweiterungsfaktors wird eine Variante durchgerechnet, die die Wirkung des EF stärken sollte. Unten sei nochmal die zentrale EF Formel dargestellt (vgl. auch Abschnitt 13.4.3):

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max \left[\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0 \right] \\ + \frac{1}{2} \cdot \max \left[\frac{(AP_{t,i} + z_i \cdot EP_{t,i}) - (AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}{(AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}; 0 \right]$$

Es ist ersichtlich, dass es effektiv nur wenige Möglichkeiten gibt, die Parameterwerte zu variieren. In unserem Modell ist der eigentliche Treiber des EF die Änderung der Anzahl Einspeisepunkte (EP). Die Anschlusspunkte (AP) und die Fläche (F) werden konstant gehalten. Der einfachste Weg, die Wirkung des EF quantitativ zu stärken besteht darin, die Gewichtung des dritten Terms auf der rechten Seite in der Formel zu vergrößern. Wir haben zum Vergleich diesen Multiplikator um 0,3, d.h. von 0,5 auf 0,8, erhöht. Abbildung 14.10 zeigt die Ergebnisse für die Anpassung des EF für die betrachteten Gruppen. Die detaillierten Ergebnisse je VNB sind in Tabelle 17.6 im Anhang dargestellt.

Erwartungsgemäß ist die Verbesserung der IKV vor allem bei den Gruppen GH und EH mit hohen Erweiterungsinvestitionen deutlich. Dieser Effekt ist intuitiv und beabsichtigt. Gleichwohl sind die Unterschiede auch innerhalb der Gruppen recht hoch. Dies wird deutlich, wenn man die Deckungsgrade des EF an den gesamten TOTEX für Erweiterungsinvestitionen betrachtet. Der Deckungsgrad besagt, inwieweit die Erlöse aus dem EF den Zeitverzug für die Erweiterungsinvestitionen ausgleichen. Es geht hierbei nicht um die Deckung der gesamten Kosten der Erweiterungsinvestitionen, sondern nur um die Kosten, die durch den Zeitverzug verursacht werden. Zudem umfasst der Deckungsgrad nicht die Ersatzinvestitionen. Tabelle 14.1 stellt sowohl die Deckungsgrade als auch deren Bandbreite innerhalb der Gruppen dar. Diese Schwankungen innerhalb der Gruppen sind nur zum Teil sachgerecht erklärbar. Dieses Ergebnis passt zur kontroversen Diskussion, die im Laufe des Jahres 2012 um die Effektivität und Wirkungsweise des EF entbrannt ist. In seiner derzeitigen Form bewirkt der EF offen-

bar große Unterschiede für strukturähnliche Netzbetreiber. Es muss daher bezweifelt werden, dass der EF den Investitionsbedarf realitätsnah widerspiegelt.



Mit
 GH: „Gesamt-hoch“ EH: „Erweiterung-hoch“
 GN: „Gesamt-niedrig“ EN: „Erweiterung-niedrig“

Abbildung 14.10 Ergebnisse zur Anpassung des Erweiterungsfaktors (A.6)

Tabelle 14.1 Höhe und Deckungsgrad des Erweiterungsfaktors

Gruppe	Erweiterungsfaktor (EF)		Deckungsgrad EF	
	Ø Gruppe	Bandbreite Gruppe	Ø Gruppe	Bandbreite Gruppe
Gesamt-hoch	2,7%	[2%; 3%]	84%	[61%; 104%]
Gesamt-niedrig	1,3%	[0%; 3%]	186%	[88%; 399%]
Erweiterung-hoch	4,2%	[3%; 5%]	115%	[85%; 120%]
Erweiterung-niedrig	0,6%	[0%; 1%]	85%	[48%; 119%]

Beim Vergleich der Gruppen in Tabelle 14.1 fällt auf, dass der Deckungsgrad für Gruppen mit hohem Bedarf tendenziell nicht die 100% erreicht, während er für die Gruppen mit geringem Bedarf über 100% hinausgeht. Die z.T. sehr hohen Deckungsgrade sind darauf zurückzuführen, dass die Berechnungsbasis gering ist, was die absolute Höhe inflationiert. Es wird an dieser Stelle betont,

dass mit dieser Inflationierung der Ergebnisse auch die Auswirkungen von Datenungenauigkeiten steigen. Dies betrifft insbesondere die Gruppe GN mit geringem Investitionsbedarf. Dies erklärt auch die in Tabelle 14.1 ausgewiesene, große Bandbreite bei den Deckungsgraden des EF in dieser Gruppe. Dementsprechend sollten diese Zahlen nur mit Vorsicht interpretiert werden.

14.2.7 Wesentliche Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV

In den bisherigen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die Suffizienz der ARegV vor allem für die Gruppe „Gesamt-hoch“ – mit hohem Erweiterungs- und Ersatzbedarf – häufig nicht gegeben ist. Da davon ausgegangen werden muss, dass gegenwärtig viele VNB (insbesondere Flächennetzbetreiber) dieser Gruppe zuzuordnen sind, werden an dieser Stelle die Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV noch einem speziell für diese Problemgruppe dargestellt.

Abbildung 14.11 zeigt die Ergebnisse für die Anpassungsmaßnahmen im Überblick für die Gruppe „Gesamt-hoch“. Hierbei zeigen sich besonders deutlich die Auswirkungen des Zeitverzugs. Im Vergleich zur derzeitigen ARegV erhöht der Investitionsfaktor auf Istkostenbasis zwar die IKV, indem er den „t-5“-Zeitverzug löst. Dies reicht jedoch auf Grund des verbleibenden „t-2“-Problems nicht für eine Auskömmlichkeit der Regulierung aus. Mit dem „Norwegenmodell“, also einem Investitionsfaktor auf Plankostenbasis“ wird der Zeitverzug zumindest für die CAPEX vollständig gelöst, so dass nur auf Grund des „t-2“-Versatzes für die OPEX die regulierte WACC nicht ganz erreicht werden.

Wie die Ergebnisse zeigen, kann auch durch eine Niveaueinpassung der ARegV eine Erhöhung der IKV erreicht werden. Jedoch sind solche Parameteranpassungen undifferenziert und werden den strukturellen Unterschieden der VNB bezüglich des Ausmaßes und der Art des Investitionsbedarfs nicht gerecht.

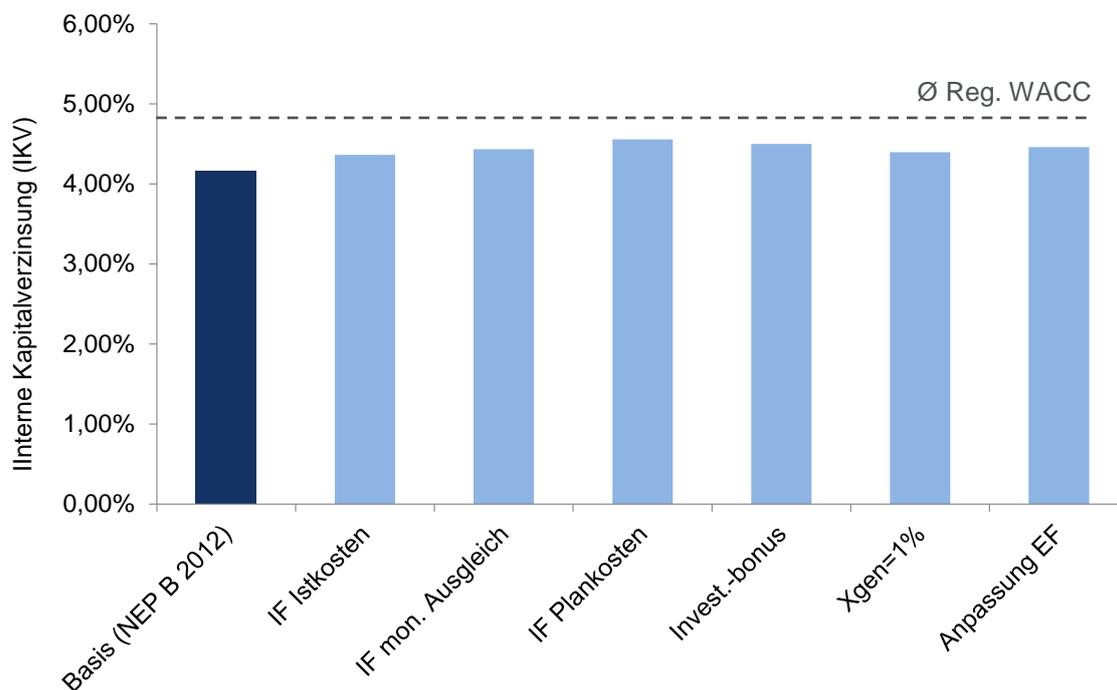


Abbildung 14.11 Anpassungen der ARegV für die Gruppe „Gesamt-hoch“

14.3 Variantenrechnungen

In Teil A wurden bereits die Untersuchungsvarianten und deren Annahmen vorgestellt. Für den technischen Hintergrund verweisen wir an dieser Stelle auf diesen Teil der Studie. Hier werden die regulatorischen Aspekte und die Ergebnisse vorgestellt und diskutiert.

Bei der regulatorischen Auswertung und Ergebnisdarstellung mussten zwei Einschränkungen gemacht werden.

Wie in Kapitel 13 beschrieben ist das Vorgehen in dieser Studie derart, dass die Ergebnisse aus den Untersuchungsregionen auf die einzelnen Netzbetreiber umgerechnet. Nach kritischer Reflektion stellte sich heraus, dass die Genauigkeit einer solchen Hochrechnung bei den Untersuchungsvarianten für Netzbetreiber mit geringem Investitionsbedarf wesentlich beeinträchtigt wäre. Diese Beeinträchtigung betrifft vor allem zwei Netzbetreiber aus der Gruppe „Gesamt-niedrig“. Um eine irreführende Darstellung zu vermeiden, wurde entschieden, diese beiden (GN1 und GN2) aus der Darstellung zu entfernen. Für die Analyse und die Schlussfolgerungen hat das keine Auswirkungen. Im Kern betrachten die Untersuchungsvarianten Investitionsvermeidung; das Ausmaß der

Investitionsvermeidung ist gering, wenn der Erweiterungsbedarf in den Hauptuntersuchungen gering ist.

Eine weitere Einschränkung besteht darin, dass zwei Variantenrechnungen aus methodischen Gründen für die regulatorische Analyse nicht weiter verfolgt werden konnten. Hierbei handelt es sich um die Varianten U.5 (Intelligentes Management von Lasten) und U.6 (Speichertechnologien). In beiden Fällen wären zusätzliche Annahmen notwendig, die die Aussagekraft der Ergebnisse wesentlich beeinträchtigen würden. Bei U.5 ist im Grunde das Problem, dass die Effekte sehr gering sind, so dass zusätzliche Annahmen unvermeidbar große Auswirkungen hätten. Bei U.6 besteht das Problem darin, dass zu den Kosten und Nutzungsdauern der zukünftigen Speichertechnologien derzeit keine zuverlässigen Daten vorliegen, so dass die Analyse entweder unvollständig bliebe oder unzuverlässig wird. Es wurde daher entschieden die beiden betroffenen Varianten quantitativ nicht aufzunehmen. Dagegen wird allerdings eine qualitative Analyse der zu erwartenden Effekte gemacht. Die qualitativen Aussagen werden unterstützt von den anderen Untersuchungsvarianten, weil sich der Trend nach einem Muster wiederholt. Die vollständigen Ergebnisse aller Variantenrechnungen sind in Tabelle 17.7 und Tabelle 17.8 im Anhang zu finden. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Untersuchungsvarianten für die vier Gruppen von Netzbetreibern dargestellt und diskutiert. Soweit nicht anders angegeben, beziehen sich alle Darstellungen auf das Szenario NEP B 2012. Es wird an dieser Stelle betont, dass sich die Untersuchungen jeweils auf die Betrachtung der einzelnen Varianten beschränken. Folglich kann aus den Ergebnissen kein Rückschluss auf die Auswirkungen von Kombinationen der Varianten gezogen werden.

14.3.1 U.1: Innovative Netztechnologien

Diese Untersuchungsvariante betrachtet die Investition in innovative Netztechnologien, mit deren Hilfe konventioneller Netzausbau reduziert werden kann. Die innovativen Betriebsmittel, die dabei zum Einsatz kommen, sind im Teil A der Studie beschrieben (vgl. Abschnitt 7.2).

Im Teil A der Studie wurden Annahmen zu den Kosten und Nutzungsdauern dieser innovativen Technologien getroffen, die für diesen Teil der Studie übernommen werden. Es muss an dieser Stelle jedoch betont werden, dass insbesondere zu den Nutzungs-

dauern häufig noch keine verlässlichen Erfahrungswerte vorliegen, so dass hier nur von einem ungefähren Durchschnittswert für die zu erwartenden Nutzungsdauern ausgegangen werden kann. Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass die Nutzungsdauern z.T. deutlich geringer sind als die der konventionellen Netztechnologien. Für die innovativen Netztechnologien wird generell eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 20 Jahren unterstellt (im Vergleich zu den 41 Jahren für konventionelle Netzinvestitionen). Diese Untersuchungsvariante wurde sowohl für das Szenario NEP B 2012 als auch das Bundesländerszenario berechnet und auch auf die regulatorische Wirkung hin untersucht. In Abbildung 14.12 wird die Untersuchungsvariante für die beiden Basisszenarien verglichen. Die dazu gehörigen Detailergebnisse sind in Tabelle 17.9 im Anhang dargestellt.

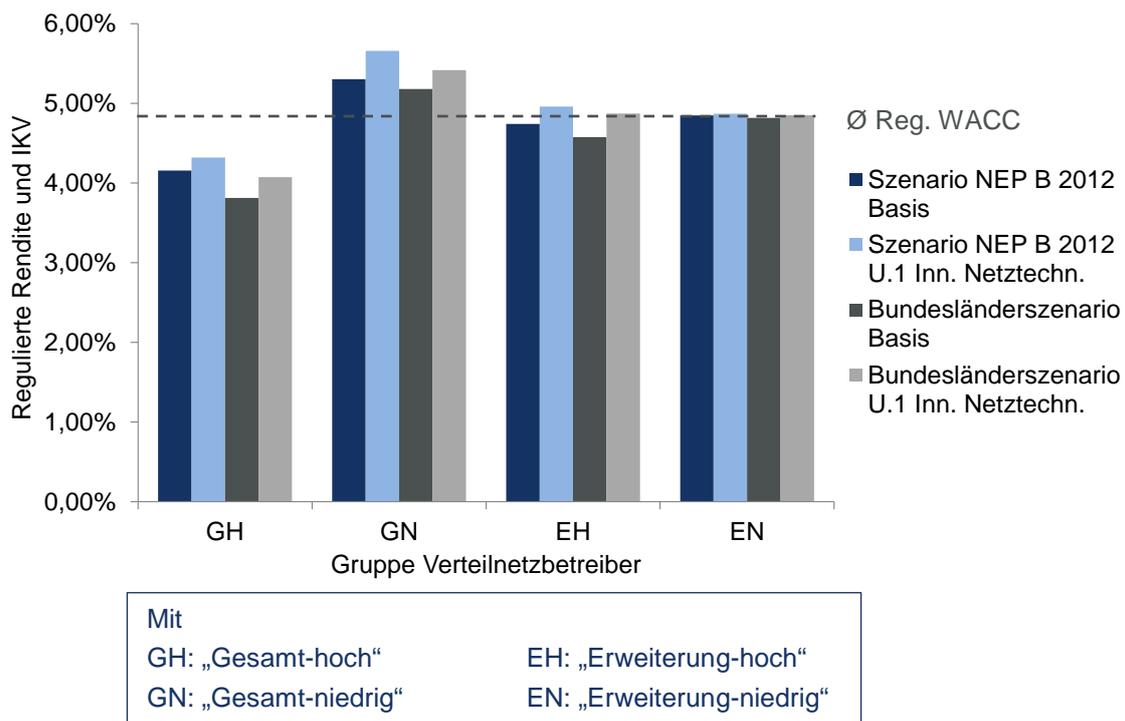


Abbildung 14.12 Ergebnisse zur Variantenrechnung „Innovative Netztechnologien“ (U.1) für das Szenario NEP B 2012 und das Bundesländerszenario

Durch den Einsatz innovativer Netztechnologien wird konventioneller Netzausbau vermieden, während die neu anfallenden Kosten geringer ausfallen. Der Effekt der kürzeren Nutzungsdauer, die sich negativ auf die IKV auswirken müsste, fällt dabei offenbar weniger ins Gewicht. Insgesamt allerdings kann auch diese Untersuchungsvariante die IKV 2014 der Problemgruppe „Gesamt-hoch“ nicht auf das Niveau der regulierten WACC anheben. Qualitativ

sind die Ergebnisse wie erwartet. Die IKV verbessert sich bei allen Netzbetreibern, am stärksten bei denjenigen mit hohem Erweiterungsbedarf. Die Effekte der IKV-Verbesserung treten in beiden Basisszenarien auf, sind im Bundesländerszenario jedoch etwas stärker als im Szenario NEP B 2012, weil mit dem größeren Ausbaubedarf auch das Vermeidungspotenzial größer wird.

14.3.2 U.2: Anpassung der technischen Richtlinien

Für diese Untersuchungsvariante wurden in Teil A der Studie die Annahmen der optimierten Nutzung des Spannungsbandes der EN 50160 sowie die Aussetzung des 2%- bzw. 3%-Spannungskriteriums der MS- und NS-Anschlussrichtlinie zum Anschluss von DEA getroffen (vgl. Abschnitt 7.3). Die optimierte Nutzung erhöht die Effizienz der vorhandenen Kapazität und vermeidet einen Teil des Netzausbaus.

Ein Nebeneffekt würde auftreten insofern sich die Netzqualität bzw. –zuverlässigkeit verringert, indem die Standards großzügiger angewendet werden. Dies sind allerdings externe Effekte und werden im Regulierungsmodell dieser Studie nicht berücksichtigt.

Für die Analyse des Regulierungsmodells wurden bei dieser Untersuchungsvariante keine weiteren Annahmen getroffen. Insbesondere heißt das auch, dass netzseitig keine weiteren Kosten anfallen.

Der primäre Effekt dieser Untersuchungsvariante ist, dass Netzausbau in einem gewissen Ausmaß vermieden wird. Da der Investitionsbedarf sinkt, werden die negativen Sockeleffekte geringer.

Abbildung 14.13 zeigt die Ergebnisse der Variantenrechnung im Vergleich zur Hauptuntersuchung und den regulierten WACC. Die Detailergebnisse sind in Tabelle 17.7 im Anhang dargestellt. Die Abbildung verdeutlicht, dass sich die IKV insbesondere bei der Problemgruppe „Gesamt-niedrig“ verbessert. Es wird nochmal explizit darauf hingewiesen, dass mögliche externe Kosten sowie netzseitige Zusatzkosten eines solchen Szenarios nicht berücksichtigt werden.

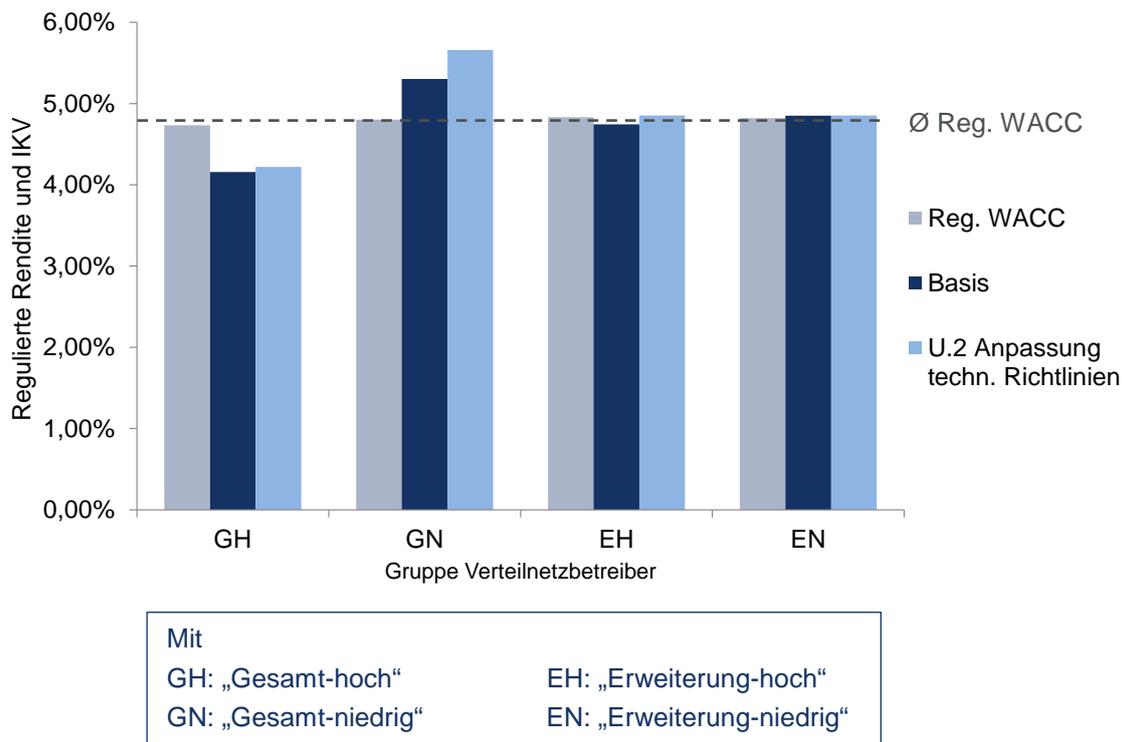


Abbildung 14.13 Ergebnisse zur Variantenrechnung „Anpassung der technischen Richtlinien“ (U.2)

14.3.3 U.3: Leistungssteuerung von DEA

Diese Untersuchungsvariante wurde in der Praxis schon häufig und auch kontrovers diskutiert. Das Problem ist die fluktuierende Einspeisung aus WEA und PVA. Die Spitzenleistung wird nur sehr selten erreicht; dennoch muss die Netzkapazität auch für die maximale Einspeiseleistung ausgebaut werden. Es werden für die wenigen Stunden mit maximaler Einspeisung ggf. hohe Netzinvestitionen erforderlich. Es steht zur Debatte, ob es nicht sinnvoller ist, die Netzkapazität nicht für die Maximalleistung auszubauen, sondern stattdessen in diesen wenigen Stunden die Einspeisung abzuregeln. Konkret wird für diese Untersuchungsvariante im Teil A der Studie angenommen, dass PVA auf 70% und WEA auf 80% der installierten Anlagenleistung abgeregelt werden können (vgl. Abschnitt 7.4).

Die Ergebnisse aus Teil A zeigen, dass durch diese Maßnahmen Netzinvestitionen vermieden werden. Damit verringert sich das investitionsbedingte Zeitverzugsproblem. Gleichwohl sind die anfallenden Kosten der Abregelung nutzerseitig und nicht netzseitig, wengleich nach der bisherigen Praxis eine Vergütung durch den

Netzbetreiber erfolgen muss. Insofern eine solche Vergütung weiterhin anfällt, könnte diese nach der ARegV als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ weitergereicht werden, so dass sie im Modell nicht berücksichtigt wird. An dieser Stelle wird betont, dass die möglichen Nachteile eines solchen Szenarios extern sind. Unter anderem kann sich die Abregelung von Erneuerbaren Energien ggf. negativ auf das Klimaziel auswirken. Diese Nebeneffekte wurden hier nicht mitmodelliert.

Die Ergebnisse werden in Abbildung 14.14 dargestellt. Die vollständigen Ergebnisse finden sich in Tabelle 17.7 im Anhang. Die Ergebnisse sind denen der Untersuchungsvariante „Anpassung der technischen Richtlinien“ qualitativ sehr ähnlich. Der verringerte Investitionsbedarf schwächt die investitionsbedingten Zeitverzugsprobleme ab.

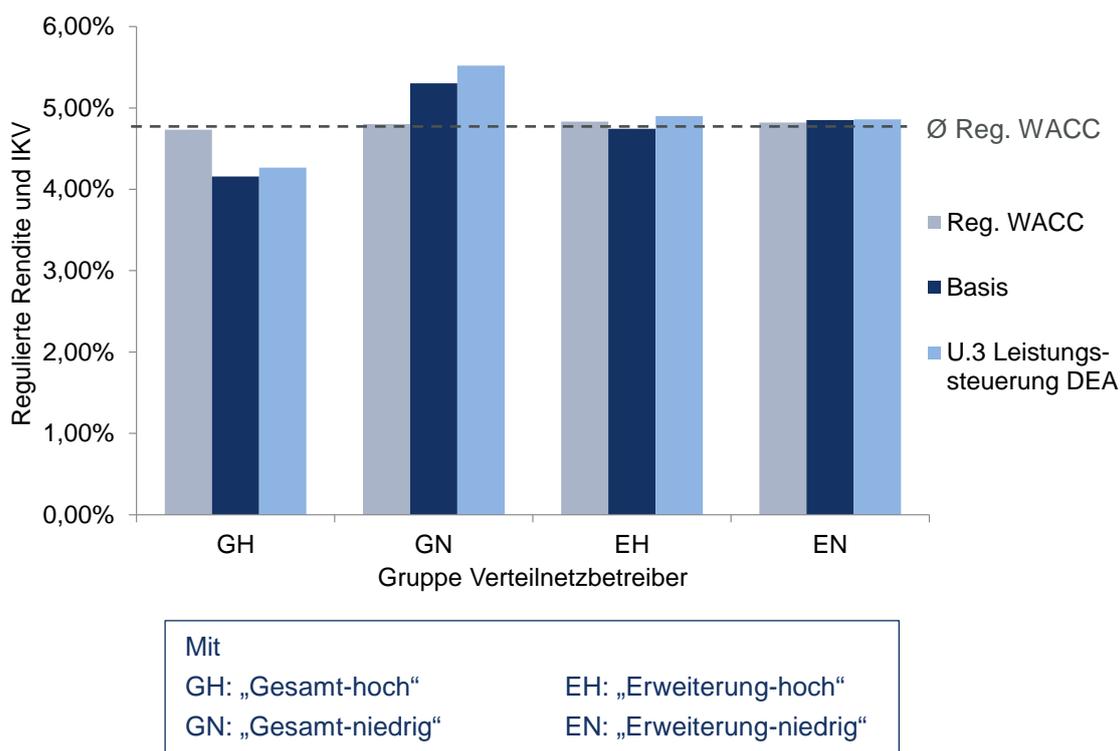


Abbildung 14.14 Ergebnisse zur Variantenrechnung „Leistungssteuerung DEA“ (U.3)

14.3.4 U.4: Vorausschauende Netzausbauplanung

Diese Untersuchungsvariante geht im Vergleich zur Hauptuntersuchung von einer einen weiter vorausschauenden Netzausbauplanung aus (vgl. Abschnitt 7.5 im Teil A der Studie). In der Hauptuntersuchung wurde mit sukzessiven einzelnen Schritten 2015 – 2020 - 2030 gerechnet. Hierbei schaut der Netzentwickler zunächst, wie das Netz in 2015 auszusehen hat. Für den nächsten Schritt wird der Netzausbau für 2020 ausgehend vom Stand 2015 geplant. Darauf aufbauend erfolgt schließlich die Planung für 2030. Das ist zwar realistisch, jedoch nicht optimal. In dieser Untersuchungsvariante werden Einsparungen beim Netzausbau abgeschätzt, die durch eine vorausschauende Netzausbauplanung realisierbar sind. Dabei geht der Netzplaner für 2020 (2030) nicht vom Stand 2015 (2020) aus, sondern plant das Netz jeweils aus heutiger Sicht.

Im Rahmen dieser Untersuchungsvariante wird eine vorausschauende Netzplanung für 2030 untersucht. Für die regulatorische Analyse muss für dieses Szenario eine Annahme über die Verteilung der Investitionen über die im Modell betrachteten Zeitschritte 2015, 2020 und 2030 getroffen werden, da diese nicht aus Teil A der Studie hervorgehen. Da es realistisch erscheint, dass auch in dieser Variante ein großer Teil der Investitionen zeitnah stattfinden muss, unterstellen wir eine Verteilung der Investitionsausgaben, die der Verteilung in der Hauptuntersuchung entspricht. Im Durchschnitt entspricht das einer Aufteilung von etwa 45%, 25% und 35% auf die Zeitschritte 2015, 2020 und 2030. Innerhalb der Zeitschritte erfolgt dann wie bei den anderen Varianten eine gleichmäßige Verteilung auf die einzelnen Jahre.

Die Ergebnisse sind eindeutig. Eine vorausschauende Planung vermeidet in einem gewissen Maße Netzausbau, ohne dass zusätzliche Kosten anfallen. Offensichtlich verbessert sich dadurch die IKV, wenn auch in geringem Umfang.

Abbildung 14.15 stellt die Ergebnisse für die vier Gruppen dar. Die Detailergebnisse je VNB finden sich in Tabelle 17.8 im Anhang.

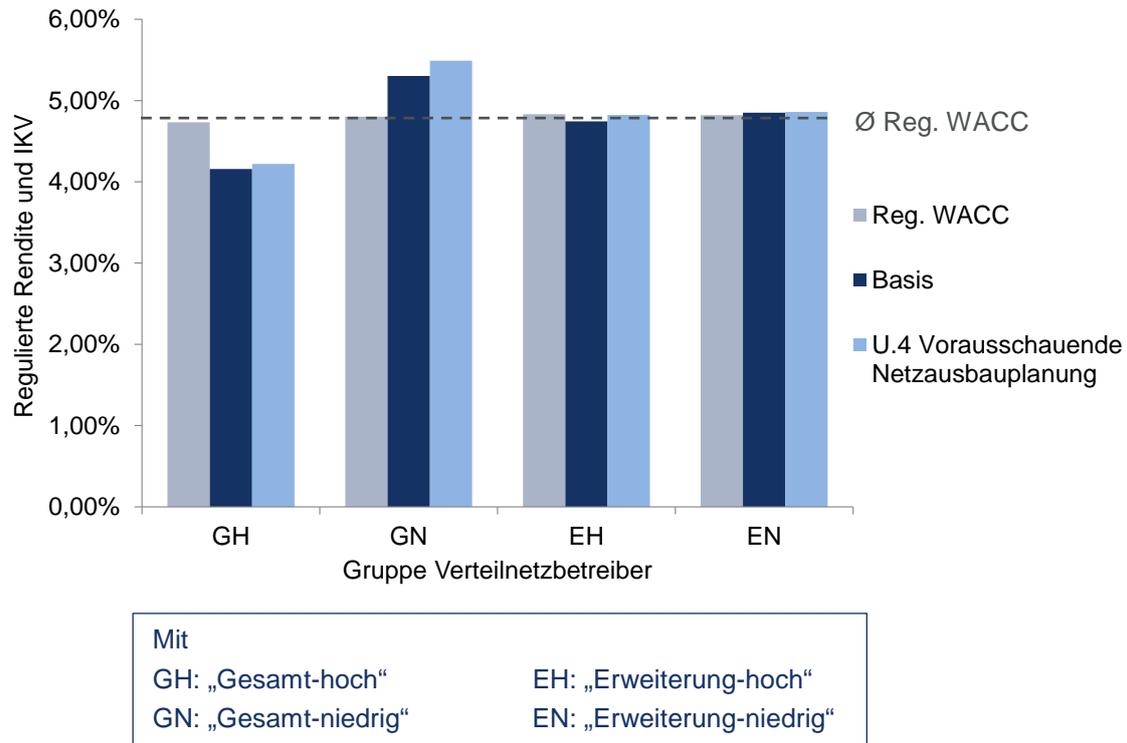


Abbildung 14.15 Ergebnisse zur Variantenrechnung „Vorausschauende Netzausbauplanung“ (U.4)

14.3.5 U.5: Intelligentes Management von Lasten

Die vierte Untersuchungsvariante untersucht das intelligente Management von Lasten (Demand-Side-Management; DSM). Dieser optimierende Mechanismus wird vom Elektrizitätsmarkt getrieben für Haushalte, Handel/Gewerbe und Industrie sowie Elektromobilität zur Anpassung zwischen EE-Einspeisung und Lasten eingesetzt. Wie in Teil A der Studie erwähnt wurde, wird in dieser Variante lediglich der Einfluss des Lastmanagements auf den Netzausbaubedarf untersucht, da der Einfluss steuerbarer Einspeiser als gering eingestuft wird (vgl. Abschnitt 7.6).

DSM ist prinzipiell marktgetrieben, d.h. es wird eine deutschlandweite Anpassung zwischen EE-Einspeisung und Lasten angestrebt. Somit kann der Einsatz des Lastmanagements das Verteilnetz zusätzlich belasten, wenn Lasten in Zeiten hoher überregionaler Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und im lokalen Starklastfall aufgrund von Marktsignalen zugeschaltet werden. Andererseits kann das Lastmanagement auch netzentlastend eingesetzt werden, indem Lasten im lokal vorliegenden Starklastfall abgeschaltet werden.

Im Prinzip fallen zusätzliche, netzseitige Kosten vor allem im IKT-Bereich an (Software wie auch Hardware). Das entscheidende Merkmal hierbei ist die z.T. sehr kurze Nutzungsdauer bei IKT-Investitionen. Bei Hardware wird häufig etwa 4 Jahre unterstellt und bei Software lediglich 2 Jahre.

Zu Beginn dieses Abschnitts wurde bereits dargelegt, dass für diese Untersuchungsvariante keine quantitative Darstellung der regulatorischen Effekte erfolgt. Qualitativ lässt sich allerdings erwarten, dass die IKV sich generell verschlechtern würde. Die Einsparungen beim Netzausbau sind tendenziell gering, während die IKT-Investitionen erheblich sein können, so dass in der Summe höhere Kosten anfallen. Ein wichtiger Aspekt dürfte aber die kurze Nutzungsdauer sein. Die kurze Nutzungsdauer kann das Zeitverzugsproblem verschärfen; entscheidend ist, ob die IKT-Ausgaben gleichmäßig oder unregelmäßig anfallen und ob sie in ein Fotojahr fallen oder nicht. Falls sie zufällig nicht in einem Fotojahr anfallen, dann würden Ausgaben mit einer Nutzungsdauer von nur 2 oder 4 Jahren möglicherweise gar nicht mehr in die EOG einfließen, was die IKV zusätzlich reduzieren würde.

14.3.6 U.6: Speichertechnologien

Die fünfte Untersuchungsvariante analysiert die flächendeckende Integration dezentraler Speicher. Ähnlich dem Lastmanagement können Speicher sowohl marktseitig als auch netzseitig eingesetzt werden. Im Falle eines marktseitigen Einsatzes kann das Netz zusätzlich belastet werden. Erfolgt die Speichernutzung netzseitig, kann eine optimierte Netznutzung erreicht werden, indem mit Hilfe der Speichertechnologie die Fluktuationen besser ausgeglichen werden.

Wie in Teil A der Studie beschrieben werden exemplarische Speicher für PV-Anlagen in der NS-Ebene und Speicher für WEA in der HS-Ebene als realistische Speicheroptionen im Verteilnetz angenommen. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Speicherladeleistung und -entladeleistung gleich groß sind. Konkret werden für die NS-Ebene Speicher mit einer Leistung von 100% der installierten PVS-Leistung angenommen. In der MS- und HS-Ebene werden zusätzlich Speicher bei WEA installiert, die 20% der WEA-Leistung entsprechen. Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass bei 20 % aller DEA im Jahr 2020 und 50 % aller DEA im Jahr 2030 ein Speicher installiert ist (vgl. Abschnitt 7.7).

Auch bei dieser Untersuchungsvariante fallen neue Investitionen an, und es müssen Annahmen zu den Kosten und Nutzungsdauern gemacht werden. Zu unterscheiden ist allerdings zwischen nutzerseitigen und netzseitigen Kosten. Die nutzerseitigen Kosten sind zwar reale Kosten und damit gesamtwirtschaftlich relevant, fallen aber nicht beim Netz an. Nur die Letzteren betreffen die regulatorischen Kosten und müssen entsprechend hier betrachtet werden. Oben wurde bereits dargelegt, dass für diese Untersuchungsvariante keine quantitative Darstellung der regulatorischen Effekte erfolgt. Es liegen derzeit keine zuverlässigen Daten zu Kosten und Nutzungsdauern der zukünftigen Speichertechnologien vor. Eine Analyse wäre dementsprechend entweder unvollständig oder unzuverlässig. Qualitativ kann im Fall einer netzseitigen Speichernutzung allerdings eine recht eindeutige Aussage zu den erwarteten Effekten getroffen werden. Wie im Fall des netzseitigen Lastmanagements kann auch für den Einsatz der Speicher eine Verbesserung der IKV erwartet werden, da die Investitionsproblematik abgemildert wird. Die Größenordnung hängt natürlich entscheidend von der Investitionsvermeidung einerseits und den Kosten der Speichertechnologien andererseits ab.

14.3.7 U.7: Lastreduktion durch Effizienzsteigerung

Wie in Teil A der Studie beschrieben, wird für diese Untersuchungsvariante eine Reduktion der Stromnachfrage als Folge von Effizienzsteigerungen angenommen (vgl. Abschnitt 7.8).

Für die regulatorische Analyse ist die Untersuchungsvariante unproblematisch, weil keine weiteren Annahmen getroffen werden müssen. Insbesondere fallen keine weiteren Kosten an bzw. sind anfallende Kosten nutzerseitig und somit außerhalb der regulatorischen Analyse.

Die Effekte von Untersuchungsvariante U.7 sind quantitativ gering aber qualitativ auf den ersten Blick ein wenig überraschend, da der Netzausbaubedarf steigt anstatt zu fallen. Offensichtlich verschärft sich damit das Zeitverzugsproblem, wenn auch geringfügig. Eine Erklärung für die Effekte ist die Zunahme des Ausbaubedarfs auf Grund der Umkehrung von Lastflüssen in Zeiten hoher dezentraler Einspeisung im Vergleich zur lokalen Nachfrage sein. Wie die Ergebnisdarstellung in Abbildung 14.16 zeigt, kommt es durch den erhöhten Investitionsbedarf insgesamt bei allen Gruppen zu einer leichten Verringerung der IKV. Die detaillierten Ergebnisse je VNB werden in Tabelle 17.8 wiedergegeben.

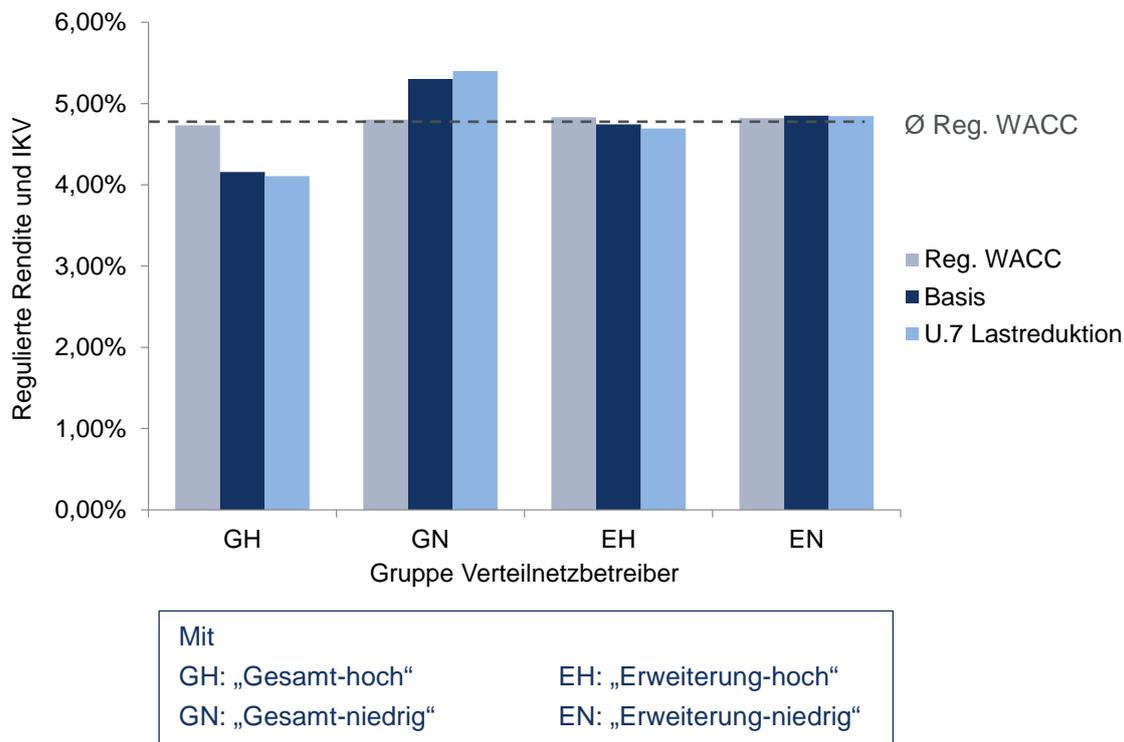


Abbildung 14.16 Ergebnisse zur Variantenrechnung „Lastreduktion“ (U.7)

14.3.8 Wesentliche Ergebnisse zu den Variantenrechnungen

Betrachtet man die Ergebnisse zu den Variantenrechnungen im Überblick für die Problemgruppe „Gesamt-hoch“, so ergibt sich das in Abbildung 14.17 dargestellte Bild. Hierbei sind die Varianten nach der Rendite sortiert.

Aus den Ergebnissen lassen sich zwei wesentliche Schlussfolgerungen ableiten.

- Zum einen ist erkennbar, dass keine der betrachteten Varianten das Suffizienzproblem für die Problemgruppe „Gesamt-hoch“ vollständig löst. Intelligente Maßnahmen sind zweifelsfrei wichtig, können aber das regulierungstechnische Zeitverzugsproblem nicht lösen.
- Zum anderen zeigt sich in den Ergebnissen zu den Varianten der direkte Bezug zwischen dem Suffizienzproblem und dem netzseitigen Investitionsbedarf. Vergleicht man (für gegebenen Ersatzbedarf) die relativen Renditen der Varianten mit dem entsprechenden Erweiterungsbedarfs (vgl. Abbildung 1.4 im Teil A der Studie) so sieht man, dass die-

se Zahlen erwartungsgemäß fast spiegelbildlich sind. Diejenigen Varianten, die zu einer Vermeidung von Investitionen beitragen, führen zu einer Renditeverbesserung der VNB, während eine Verschärfung des Investitionsproblems den gegenteiligen Effekt hat. Auch dies bestätigt das Ergebnis, dass ein hoher Investitionsbedarf zu einer systematischen Verschlechterung der Rendite der VNB führt.

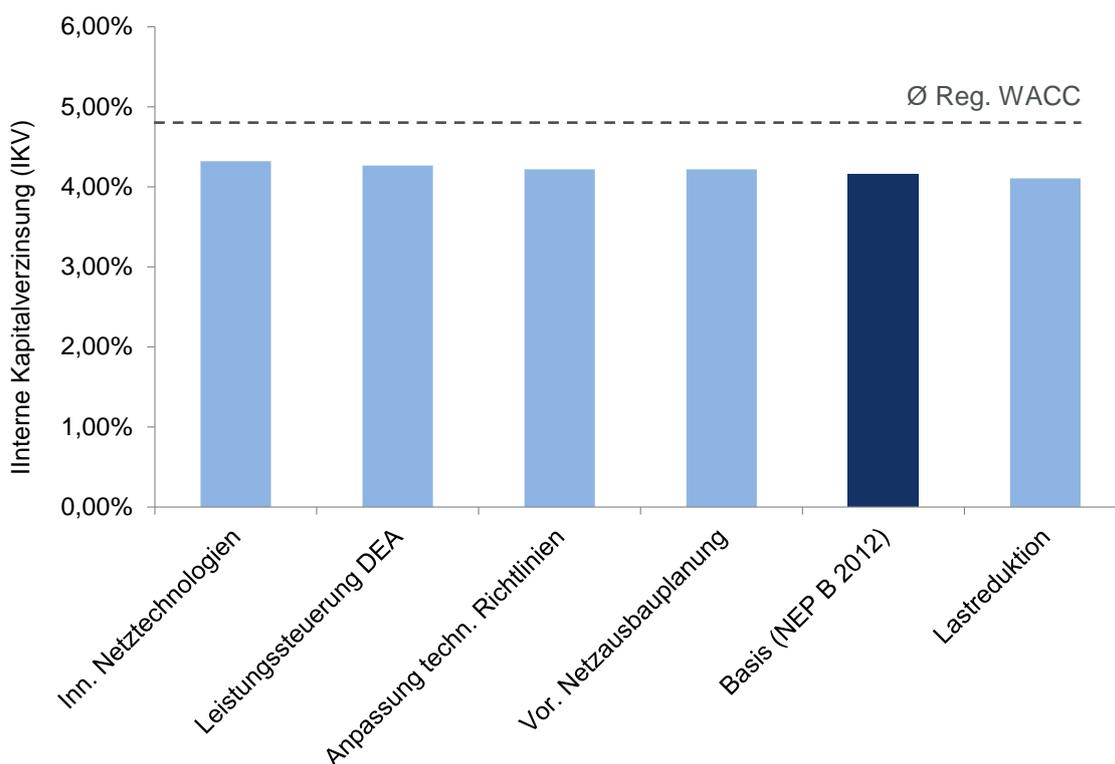


Abbildung 14.17 Variantenrechnungen für die Gruppe „Gesamt-hoch“

Kernaussagen

Hauptuntersuchungen:

Als zentrale Schlussfolgerung dieser Studie zeigt sich bei den Hauptuntersuchungen (Szenario NEP B 2012 und Bundesländerszenario), dass die Suffizienz unter der derzeitigen ARegV für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf nicht garantiert ist.

Für beide Szenarien spielt der Sockeleffekt aus Altanlagen eine große Rolle. Dieser wird, wie im Studiendesign vereinbart, mitbetrachtet. Eine Analyse der Ergebnisse ohne Sockeleffekt aus Altanlagen reduziert die IKV noch einmal deutlich, so dass Zweifel bezüglich der Investitionsanreize unter der gegenwärtigen ARegV angebracht scheinen.

Anpassungen der ARegV:

Die hier betrachteten Anpassungen der ARegV betreffen zum einen mögliche Strukturanpassungen zur Verminderung des Zeitverzugsproblems der Anreizregulierung und zum anderen Maßnahmen zur Niveaueinstellung der Regulierungsinstrumente. Ein Investitionsfaktor auf Istkostenbasis behebt nur das „t-5“-Zeitproblem und wäre, auch mit einem monetären Ausgleich wie in Österreich, für sich genommen nicht ausreichend, um die IKV auf das Niveau der regulierten WACC anzuheben. Ein Investitionsfaktor auf Plankostenbasis (Norwegenmodell) geht zusätzlich – zumindest für die CAPEX – das „t-2“-Problem an. Hierdurch kann CAPEX-seitig das Zeitverzugsproblem weitgehend gelöst werden. Alternativ kann eine Erhöhung der IKV durch eine Renditeanhebung für Neuinvestitionen (Investitionsbonus), eine Senkung der X-Faktoren oder eine Erhöhung des Erweiterungsfaktors erreicht werden. Diese Niveauinstrumente bewirken unmittelbar eine Erhöhung der IKV, sind jedoch undifferenziert, da sie für alle Netzbetreiber gelten und nicht nur dort wirksam werden, wo sie benötigt werden. Mit Strukturanpassungen hingegen können die Problemfälle differenziert angegangen werden. Bezüglich der Frage, ob und in welcher Form ein Investitionsfaktor auf Plankostenbasis für Deutschland infrage kommt, empfiehlt sich eine tiefer gehende Studie.

Variantenrechnungen:

Bei den Variantenrechnungen, die alternative Entwicklungsszenarien unterstellen, zeigt sich, dass Maßnahmen, die zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs beitragen (insb. Innovative Netztechnologien), tendenziell positive Auswirkungen auf die IKV haben. Jedoch zeigt sich bei genauerer Analyse, dass die Investitionsverringereungen das Problem der unzureichenden Suffizienz bei Netzbetreibern mit hohem Investitionsbedarf zwar mildern, jedoch nicht lösen. Grundsätzlich bleibt der Zielkonflikt zwischen dem Investitionsbedarf und der Auskömmlichkeit der Anreizregulierung folglich bestehen.

Darüber hinaus können bei den Varianten externe Kosten außerhalb des Netzes auftreten, die im Rahmen dieser regulatorischen Untersuchung unberücksichtigt bleiben

15 Weiterführende Überlegungen zur Anreizregulierung

Leitgedanken

Im diesem Kapitel werden sekundäre Anreizwirkungen, die im vorangegangenen Kapitel nur sehr begrenzt angesprochen werden konnten, analytisch diskutiert.

Erstens wird die Anreizwirkung der Regulierungsvarianten umfassender aufgegriffen. Zweitens wird die Anreizwirkung des Erweiterungsfaktors vertieft. Drittens wird auf die Netzentgeltstruktur eingegangen. Schließlich werden im vierten Abschnitt die Anreize zur Investitionsvermeidung diskutiert

Kapitel 14 hat ausführlich die Ergebnisse der „Suffizienz-Analyse“ dargestellt: Die Ergebnisse charakterisieren, inwiefern der Erlösrückfluss unter der ARegV und möglichen Anpassungen auskömmlich ist, um die Kosten des Um- und Ausbaus zu decken. Die Wirtschaftlichkeit der Investitionen setzt sicherlich ganz primäre Anreize für die Investitionstätigkeit: Sollte die Suffizienz nicht gegeben sein, muss befürchtet werden, dass Investoren den Investitionen skeptisch gegenüber stehen werden. Sollte umgekehrt die *Wirtschaftlichkeit einer Investition sehr hoch sein, so werden Investitionen tendenziell frühzeitig durchgeführt.*

Neben diesen primären Investitionsanreizen, die unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit zurückzuführen sind, gibt es aber sekundäre Anreizwirkungen, die in der obigen Betrachtung weitgehend ausgeblendet werden. Diese sekundären Anreizwirkungen werden ansatzweise analytisch in diesem Kapitel diskutiert. Wir unterscheiden vier Unterkapitel. Erstens werden einzelne Themen zur Anreizwirkung der Regulierungsvarianten aufgegriffen, die die Diskussion in Abschnitt 14.2 um die Anpassungen der ARegV vervollständigen. Zweitens wird die Anreizwirkung des Erweiterungsfaktors vertieft, womit die Analyse im Abschnitt 14.2.6 um die Betrachtung der Anreizwirkung erweitert wird. Drittens erfolgt eine

Diskussion der Netzentgeltstruktur und der Thematik vermiedener Netznutzungsentgelte. Im letzten Unterkapitel werden die Anreize zur Investitionsvermeidung diskutiert.

15.1 Die Anreizwirkung der Systeme im Vergleich

Wie oben bereits angedeutet, bestimmt die Investitionsproblematik in vielen Ländern die Regulierungsdebatte, und viele Systeme werden derzeit investitionsbedingt angepasst (vgl. [15]). Die zentrale Unterscheidung bei den Regulierungsmodellen, die sich allmählich herausbildet, ist die zwischen einem Ex-ante und Ex-post-Ansatz für den Effizienztest (oder „Regulierungstest“).

Das Modell in Deutschland ist bezüglich der Erlösbergrenze ein Ex-ante-Ansatz. Der Erlöspfad wird ex ante bestimmt und während die Regulierungsperiode nicht mehr geändert. Bezüglich des Effizienztests sind die Modelle z.B. in Deutschland, Österreich und Norwegen Ex-post-Ansätze. Der eigentliche Effizienztest, ob die Investition notwendig ist („used and useful“) und ob die Investition zu effizienten Kosten getätigt werden („cost efficiency“) ist das Ex-post Benchmarking. Vorausgesetzt, dass das Benchmarking ein aussagekräftiger, zuverlässiger Maßstab für die relative Effizienz ist, kann das Benchmarking im Prinzip den Effizienztest vollständig übernehmen, so dass weitere regulatorische Genehmigungsverfahren im Prinzip überflüssig sind. Nach dieser Logik müssen Investitionen nicht explizit genehmigt und können nach Ermessen der VNB in die EOG umgesetzt werden. Mit anderen Worten, die BNetzA muss Investitionen (z.B. Investitionsmaßnahmen nach §23) gar nicht prüfen, wenn das Benchmarking das bereits übernimmt. Es drohte sogar die Gefahr einer doppelten Prüfung, wenn zum einen der Regulierer die Investitionen ex-ante prüft, und das Benchmarking ex-post nochmal eine Effizienzprüfung macht. Das Modell in Österreich macht z.B. genau das, und der Vorschlag der Landesregulierungsbehörden greift diesen Punkt auf. Die Eleganz dabei ist, dass das Problem der 900 zu prüfenden VNB umgangen wird. Ein zweites zu diesem Ansatz gehörendes Element ist die relativ schnelle Anpassung der EOG an die CAPEX; z.B. könnte die EOG jedes Jahr den CAPEX nach den neuen Buchwerten angepasst werden. Diese Anpassung ist nicht sehr aufwendig, da nur neue Buchwerte betroffen sind und daher keine Kosten- oder Effizienzprüfung notwendig ist. Die Regulierungsperiode für OPEX

kann, ungeachtet der Anpassungen um die CAPEX, weiterhin wie gewohnt 5 Jahre betragen. Im Grunde entstünde so ein hybrider Ansatz: ein kostenbasierter Ansatz für CAPEX und eine Anreizregulierung für OPEX. Die Anreizwirkung, die CAPEX-Effizienz zu verbessern, wird dadurch sehr gering. Dieser Nachteil ist jedoch unwesentlich, da bei einer bereits getätigten Investition die CAPEX-Effizienz nachträglich nicht mehr wesentlich korrigiert werden kann („sunk investment“). Das Potenzial für Effizienzverbesserungen liegt bei den OPEX und Investitionen, nicht bei Altanlagen. Mit einer Neuorientierung zur Kostenbasiertheit bei CAPEX kommt unmittelbar der Anreiz zu dem aus der Literatur bekannten Phänomen des „gold-platings“²⁴ zurück. Da die CAPEX weitestgehend weitergereicht werden können, entsteht (zumindest theoretisch) der Anreiz für eine zu kapitalintensive Produktionsweise. Der Zielkonflikt besteht folglich darin, dass die schnelle Anpassung den Erlösrückfluss sichert, aber die Effizienzanreize reduziert. Diese Anreizwirkung hat als weitere Konsequenz, dass die Anreize zur effizienten Investitionsvermeidung nicht gesichert sind. Dieses Dilemma ist das wichtigste Merkmal der momentanen Debatte: Wenn das Problem der mangelnden Investitionsanreize angegangen wird, entsteht das Problem, dass die Anreize zu weit in die andere Richtung gehen können.

Die obere Methodik mit einer jährlichen EOG-Anpassung an die CAPEX-Buchwerte löst zwar das „t-5“-Zeitverzugsproblem. Jedoch verbleibt noch das „t-2“-Problem, das dadurch entsteht, dass die Ist-Werte erst mit 2 Jahren Verzögerung in die Regulierung einfließen. Die Antwort darauf ist die Berücksichtigung von Plankosten in der Regulierung. In Österreich basiert der Ansatz auf Istkosten, wobei zur Behebung des „t-2“-Problems ein finanzieller Ausgleich gewährt wird, während das System in Norwegen auf Plankosten setzt. In Österreich wurde der Plankostenansatz explizit nicht gewählt, aus Sorge, dass die Plankostenbasis künstlich inflationiert würde, um die Erlösobergrenze anzuheben. Zwar gibt es später einen Plan-Ist-Abgleich zur Korrektur der Differenzen, jedoch haben die Netzbetreiber zunächst einen Liquiditäts- und ggf. einen Zinsvorteil. Offenbar wird dieses Problem in Norwegen als weniger gravierend angesehen.

Dieser Ansatz hängt entscheidend mit dem Benchmarking zusammen. Die Zusammenstellung und die Qualität des Benchmarks

²⁴ Der sogenannte „Averch-Johnson“-Effekt [6]

bestimmen im Prinzip auch die Investitionsanreize und können somit auch zu Verzerrungen führen. Da das Benchmarking der alleinige Effizienztest wäre, muss zwangsläufig CAPEX auch Teil des Benchmarkings sein, weil es sonst überhaupt keinen Effizienztest für die Investitionen mehr gäbe. Damit ergeben sich zwei Probleme. Zum einen ist weitgehend unbekannt, wie das zukünftige Benchmarking aussehen wird. Dem Benchmarking sollte eine möglichst korrekte Definition des Outputs eines Netzes zu Grunde liegen; die Leistungsaufgabe der Stromnetze ändert sich im Zuge der Energiewende aber gerade massiv, so dass auch das Benchmarking sich ändern wird und muss. Obwohl weitgehend unklar ist, wie eine solche Änderung genau aussehen sollte, müssen die erforderlichen Investitionen jetzt und somit unter erheblicher Unsicherheit getätigt werden. Zum anderen erhöht einen Ex-post-Effizienztest die Investitionsunsicherheit (vgl. [17]). Eine Gewissheit, ob die Investition als effizient und notwendig betrachtet wird, gibt es erst, nachdem die Investition unwiderruflich getätigt wurde. Bei einem Ex-ante-Ansatz erfolgt der Test vor der Investition; der Investor kann dann seine Entscheidung noch revidieren. Die Verringerung von genau dieser Regulierungsunsicherheit ist ein entscheidender Vorteil des Ex-ante-Ansatzes.

In Abschnitt 14.2.4 wurde auch der Investitionsbonus behandelt. Ein Investitionsbonus, bekannt z.B. aus den USA, ist eine zeitliche befristete höhere Verzinsung für neue Anlagen (sprich Investitionen). Die konkrete Anreizwirkung für die Investitionstätigkeit entspricht der unter kostenbasierter Regulierung. Die Investition als Entscheidung der Firma löst eine Änderung der EOG aus. Genau diese Verbindung versucht die Anreizregulierung zu umgehen, während sie der Kern der kostenbasierten Regulierung ist. Es kann daher auch nicht überraschen, dass die Anreizwirkung positiv für die Investitionen ist. In einem formalen Ansatz zeigen [18], dass ein solcher Bonus Investitionsaktivitäten eindeutig beschleunigt.

Das RIIO Modell in Großbritannien

Das Regulierungsmodell in Großbritannien dagegen ist ein typischer Ex-ante-Ansatz. Das Modell ist dem Prinzip der Investitionsmaßnahmen nach §23 ARegV sehr ähnlich. Ein systematischer Ex-ante-Ansatz wurde in dieser Studie bislang kaum angesprochen, weil die ARegV im Wesentlichen ein Ex-post-Ansatz ist

und §23 ARegV für die VNB nicht angewendet wird. Aus diesem Grunde wird der Ex-ante-Ansatz in Großbritannien und dessen Anreizwirkungen an dieser Stelle etwa ausführlicher besprochen. Nachdem Großbritannien schon seit etwa 20 Jahren ein System der Anreizregulierung hat, hat der Regulierer Ofgem beschlossen, das Regulierungsmodell unter der neuen Bezeichnung RIIO grundlegend anzupassen. Die Abkürzung RIIO steht dabei für „Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs“. Auch hier steht die Entwicklung zu einer nachhaltigen Energieversorgung im Vordergrund, die nach der Vorstellung von Ofgem eine Änderung der Regulierung erforderlich macht. Der Übergang zum RIIO-System erfolgt schrittweise und wird momentan für die ÜNB umgesetzt. Wichtige Aspekte des neuen Regulierungsrahmens sind die folgenden (s. [74] und [75]):

- Die Regulierungsperiode wird auf acht Jahre erhöht, wobei eine zwischenzeitliche Überprüfung nach vier Jahren erfolgt. Dies erhöht einerseits die Planungssicherheit und damit die Anreizwirkung der Regulierung, andererseits steigt natürlich auch die Gefahr, dass externe Veränderungen auftreten, dem das Regulierungssystem nur unzureichend Rechnung trägt.
- Die Outputdefinition wurde auf sechs Gruppen von Indikatoren erweitert, die dem breiter und komplexer gewordenen Aufgabengebiet der Netzbetreiber besser gerecht werden soll. Die Indikatoren sind 1) Kundenzufriedenheit, 2) Sicherheit, 3) Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit, 4) Netzanschlussbedingungen, 5) Umwelteffekte und 6) Soziale Verantwortung. An sich ist keines dieser Ziele neu; innovativ ist jedoch deren explizite Einbeziehung als messbare Indikatoren in die Regulierung. Auffällig ist, dass sich das Ziel der Regulierung, das bislang vorrangig vom Effizienzgedanken geprägt war, zu einer breiteren Betrachtung von Outputs erweitert hat. Dies kann zu einer wesentlich komplexeren Regulierung, insbesondere hinsichtlich der Berechnung der EOG, führen. Überträgt man den Ansatz auf ein Benchmarking-orientiertes System wie die gegenwärtige ARegV, bedeutet das, dass die Outputindikatoren in der einen oder anderen Form auch in die Benchmarking-Berechnungen integriert werden sollten.
- Wie auch zuvor schon, soll die EOG ex-ante auf Basis prognostizierter Investitionserfordernisse bestimmt werden

(„baseline allowances“), die unter RIIO auf „Business-Plänen“ beruhen, die vom Regulierer hinsichtlich der Notwendigkeit und Kosteneffizienz der geplanten Investitionen geprüft werden.

- Zusätzlich zu diesen baseline allowances gibt es eine Gruppe von Mechanismen, um den Unsicherheiten im Laufe der achtjährigen Regulierungsperiode zu begegnen ([75], S. 91). Anreizelemente basieren auf einer Risikoteilung zwischen Netzbetreiber und Konsumenten im Falle abweichender Kosten.

Insgesamt basiert das UK-System auf einer ex-ante Festlegung der Erlöse und der Anreizmechanismen. Wichtig zu erwähnen ist, dass mit der ex-ante Genehmigung auch ein Verzicht auf ein ex-post Benchmarking verbunden ist. Die offensichtliche Schwierigkeit dabei ist die ex-ante Bewertung der von den Netzbetreibern vorgelegten Business-Pläne. Abbildung 15.1 illustriert die Instrumente, die Ofgem zur Bewertung der Ausgabenpläne einsetzt.

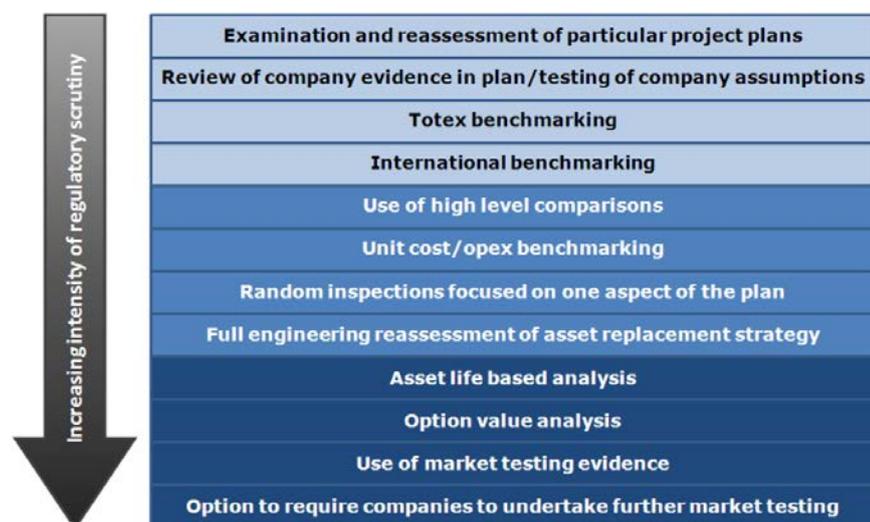


Abbildung 15.1 Bewertung der Business-Pläne (Quelle: [75], S.63)

Es sollte erwähnt werden, dass auch Ofgem Gebrauch eines (ex-ante) Benchmarking macht, dieses jedoch nicht explizit zur Bestimmung der X-Faktoren eingesetzt wird, sondern unterstützend in die Bewertung der Business-Pläne einfließt.

Die Anreizmechanismen beruhen im Wesentlichen auf so genannten *sliding scales*, also einer Risikoteilung zwischen Netzbetreibern und Kunden. Diese bedeutet, dass die Unternehmen Teile der Kostenabweichungen selbst tragen müssen bzw. als Zusatz-

gewinne einbehalten dürfen. Im Falle eines *menu of sliding scales* kann der Netzbetreiber selbst den Anreizfaktor entsprechend seiner Risikobereitschaft wählen, d.h. er kann, wenn er Abstriche bei der Rendite in Kauf nimmt, einen geringeren Risikoanteil wählen, so dass er näher bei einer kostenbasierten Regulierung als einer Anreizregulierung liegt.

Damit das beschriebene Regulierungssystem und die damit verbundenen Anreize überhaupt funktionieren, muss zum einen natürlich eine möglichst adäquate Definition der Outputindikatoren erfolgen. Zum anderen muss auf ex-post Anpassungen der Erlöse verzichtet werden, um die gewünschte Anreizwirkung zu erzielen, was Ofgem auch explizit erklärt.

In diesem Kontext sollte die Anreizwirkung von Ex ante-Elementen wie etwa dem EF erwähnt werden. Der EF in der deutschen ARegV entfaltet, wie dies generell im UK-System der Fall ist, eine doppelte Wirkung. Zum einen erlaubt der EF durch einen höheren Erlösrückfluss mehr finanziellen Spielraum für die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber. Zum anderen aber sichert die Entkoppelung des EF von den zu Grunde liegenden Kosten die Anreize zur Kosteneffizienz und Investitionsvermeidung. Der Teil der EF-Erlöse, der nicht ausgegeben wird, ist ein Zusatzgewinn für den Netzbetreiber, und hieraus resultiert auch die Anreizwirkung. Das kann natürlich auch in die andere Richtung gehen: Anreize können auch so stark sein, dass zu Lasten der notwendigen Investitionen zu wenig ausgegeben wird. Ein kleiner Unterschied zwischen EF und dem UK System gilt es zu erwähnen. Die Erlöse des EF sind zwar nicht an Kosten gekoppelt, jedoch an die Outputindikatoren (insb. neuen Einspeisepunkten), die als Proxy für die Netzinvestitionen dienen. Der Ausbau neuer Einspeisepunkte sind auch Investitionsausgaben, so dass es indirekt doch eine Verbindung zwischen Erlösen und Ausgaben gibt.

15.2 Der Erweiterungsfaktor

Der Erweiterungsfaktor (EF) zielt explizit darauf ab, das „t-5“-Zeitverzugsproblem anzugehen. Abschnitt 14.2.6 führte den Deckungsgrad des aktuellen EFs aus. Dabei betraf die Analyse vorwiegend die Suffizienz, während die Frage der Anreizwirkung des EF dabei etwas in den Hintergrund gerückt ist. Dieser Abschnitt bietet eine kritische Analyse des EF.

Der EF steht derzeit stark in der Diskussion, und es hat bereits viele Anpassungsvorschläge gegeben (vgl. insb. [43] und [91]). Teilweise sind die Kritikpunkte sehr detailliert, teilweise aber auch recht generell.

Auch wenn der EF an sich zunächst das Zeitverzugsproblem angeht, sind dennoch in der genauen Methode folgende Punkte zu kritisieren.

Die EF-Formel und die Auswirkung auf die EOG erscheinen wenig robust. Kleine Änderungen in den zu Grunde liegenden Daten oder Unterschiede zwischen VNB haben ggf. recht große Auswirkungen auf den Erlösrückfluss. Folgende Faktoren wirken dabei im Besonderen auf den EF ein und führen zu ernstzunehmenden Verteilungseffekten:

- Die Netzgröße, dargestellt durch die Anzahl der Anschlusspunkte, die in der EF Formel die Berechnungsbasis im Nenner bildet. Bei einem großen Netz sind dadurch die Zusatzeffekte im Verhältnis geringer. Dieser Effekt verringert den EF. Der EF allerdings multipliziert sich mit der Gesamtbasis, was die absolute Summe an EF-Erlöse wiederum vergrößert. Unter dem Strich ist unklar, ob die Indikatoren (insb. ΔEP) die anfallenden Investitionskosten wirklich gut reflektieren.
- Das Alter der Anlagen. Der EF wird mit der Kostenbasis multipliziert. Durch Abschreibungen fallen die Kapitalkosten mechanisch mit dem Alter der Anlagen. Konkret impliziert das, dass die gleiche Erweiterung (z.B. gleiche Anzahl neue EP) bei einem alten Netz geringere Erlöse aus dem EF erwirtschaften als bei einem jungen Netz. Es erscheint wenig plausibel, dass sich dieser Unterschied auch kostenseitig widerspiegelt.
- Wie auch aus Kapitel 14.2.6 ersichtlich, bewirkt der EF erhebliche Unterschiede zwischen VNB. Ein mittlerweile fast klassischer Unterschied besteht zwischen Netzen, bei denen der Ausbau PV-bedingt ist und solchen, bei denen der Ausbau wind-bedingt ist. In aller Regel zählen PV-Anlagen und Windräder jeweils als ein neuer EP; jedoch sind die Leistung und die Auswirkungen auf das betroffene Netz sehr unterschiedlich. Weitere Gründe für Unterschiede beim EF für strukturähnliche Netze wurden bereits oben diskutiert.

- Ein weiterer nennenswerter Unterschied besteht in der Bedeutung von Rückspeisungen, die nur bedingt im Erweiterungsfaktor abgebildet werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass der EF auch auf strukturähnliche VNB sehr unterschiedliche Auswirkungen haben kann, so dass Zweifel an der Genauigkeit der Kostenabbildung des EF angebracht sind.

Theoretisch muss erwartet werden, dass es trotz einer tendenziellen Überdeckung durch den Erweiterungsfaktor zu „Unterinvestitionen“ kommt:

- Wie oben dargestellt ist die Verteilung des EF zwischen VNB unterschiedlich. Es sei angenommen, dass manche VNB zu viele Erlöse aus dem EF haben und andere zu wenige. Jene VNB, die „zu wenig“ haben, werden versuchen, Investitionen zu vermeiden oder in die Zukunft zu schieben, um die Unterdeckung möglichst zu reduzieren. Jene Netzbetreiber, die „zu viele“ EF-Erlöse haben, werden eine solche Anpassung nicht machen und haben somit eine Überdeckung. Im Mittel würden wir auf Überdeckung schließen, während es im Hintergrund eigentlich ein Verteilungsproblem gibt.
- Wie ausführlich in Abschnitt 14.2.6 diskutiert, ist der EF ein Ex-ante-Element. Insofern die Modellparameter nicht unmittelbar Netzinvestitionen reflektieren, besteht der Anreiz, die EF-Erlöse nicht als Netzinvestition auszugeben. Das entspricht genau dem bereits angesprochenen Anreizeffekt. Im Grunde ist dieser Anreizeffekt gewollt und effizient; es wird dem VNB überlassen zu unterscheiden, welche Investitionen notwendig und effizient sind. In diesem Sinne sind Einsparungen zunächst eine effiziente Investitionsvermeidung; jedoch kann das auch zu weit führen, insoweit auch auf effiziente Erweiterungen verzichtet wird. Die Grenze ist sehr schwierig zu ziehen, wie das mittlerweile klassische „*asset sweating*“-Problem in Großbritannien zeigt.
- Ein weiteres Thema sind sprungfixe Kosten beim Netzausbau. Der EF bestimmt sich nach Erweiterungen insbesondere bei Einspeisepunkten, nicht jedoch nach dem tatsächlichen Netzausbau. Die Entwicklung der EP ist weitgehend vom Ausbau der Erneuerbaren Erzeuger bestimmt und folgt genau diesem Verlauf. Die Verstärkung des zu Grun-

de liegenden Netzes ist durch sprungfixe Kosten gekennzeichnet. Folglich kann der EF für einen Netzteil längere Zeit höher sein als der Erweiterungsbedarf erfordert, während er ab einem bestimmten Investitionspunkt nicht mehr ausreicht, um die Kosten zu decken. Auch wenn der EF insgesamt auskömmlich ist, kann also wiederum ein Zeitverzugsproblem auftreten.

Insgesamt ist die Beurteilung des EF nicht eindeutig.

Positiv anzumerken ist, dass der EF das Zeitverzugsproblem angeht, wenn auch nicht vollständig löst. So verbleibt ein Zeitverzug von 0,5 bis 1,5 Jahren, je nach Zeitpunkt des Parameterzuwachses. Positiv ist ferner, dass der EF an sich Anreize zu effizienter Investitionsvermeidung setzt und in diesem Sinne dem Grundgedanken der Anreizregulierung entspricht.

Negativ zu vermerken ist, dass es sich als problematisch erweist, den Netzausbaubedarf mit Hilfe von Outputindikatoren korrekt zu fassen, mit dem Ergebnis, dass es zu erheblichen, nicht immer sachgerechten Unterschieden in den Auswirkungen des EF auf strukturähnliche VNB kommt. Es ist verständlicherweise schwierig, eine „one-size-fits-all“-Lösung zu finden, die allen 900 VNB gerecht wird.

15.3 Netzentgeltstruktur

Auch die Netzentgeltstruktur, die im Wesentlichen in der Netzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt wird, steht bedingt durch die neueren Entwicklungen unter Anpassungsdruck. Zwei Entwicklungen sind von besonderer Bedeutung. Der höhere Netzinvestitionsbedarf wirft verstärkt die Frage auf, wer für die höheren Kosten aufkommt und wie der Investitionsbedarf effektiv verringert werden kann. Auch hier spielt die Netzentgeltstruktur eine Rolle. Zum anderen ändert die Entwicklung hin zu stärkerer dezentraler Einspeisung und Energieeffizienz die Netznutzung; die zunehmende „Reserveaufgabe“ des Netzes erfordert eine angepasste Entgeltstruktur (vgl. Abschnitt 15.3.3). Unten werden einige Aspekte aus der aktuellen Diskussion um die Netzentgeltstruktur aufgegriffen.

15.3.1 Wer bezahlt derzeit für den Netzausbau?

Die Kosten für das Netz werden über Netzanschluss und Netznutzungsgebühren refinanziert. Die Netzanschlusskosten sind die Kosten für die Herstellung oder Änderung von Netzanschlüssen und fallen einmalig an. Der Kunde wird an diesen Kosten über die Netzanschlussgebühr beteiligt. Die Berechnung der Netzanschlusskosten kann dabei pauschal auf Basis vergleichbarer Fälle vorgenommen werden (NAV §9(1)). Kosten für Maßnahmen, die aufgrund des neuen Anschlusses im regulären Netz notwendig werden, sind nicht Bestandteil der Netzanschlussgebühren, sondern gehen in die Netznutzungsentgelte ein. Das heißt es werden *shallow connection costs* erhoben. Im Gegensatz dazu würden *deep connection costs* auch notwendige Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen tiefer im Netz dem Neuanschluss zurechnen.

Der Netzbetreiber kann allerdings einen Baukostenzuschuss erheben. Dieser dient dazu, die „notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes einschließlich Transformatorenstationen“ teilweise zu decken (NAV § 11). Baukostenzuschüsse werden auf Basis der Leistungsanforderung des Anschlusses berechnet und dienen dazu, überhöhte Kapazitätsanforderungen der Nutzer zu verhindern. Sie dürfen höchstens 50% der anfallenden Kosten abdecken und werden bei der Berechnung der Netzentgelte kostenmindernd geltend gemacht.

Für die Nutzung des Netzes werden Netznutzungsentgelte erhoben. Obwohl Erzeuger ebenso wie Verbraucher das Netz nutzen, werden Netznutzungsentgelte in Deutschland ausschließlich von den Verbrauchern erhoben. „Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten“ (StromNEV §15). Der sogenannte G-L Split, die Aufteilung der Entgelte zwischen Verbrauchern (*Load*, L) und Erzeugung (*Generation*, G), ist 0/100. Die Entgelte werden pro Netzebene einheitlich erhoben, d.h. sie sind unabhängig vom Ort der Einspeisung oder Ausspeisung („postage-stamps“). Die Berechnung der Netzentgelte wird für jede Netzebene durchgeführt. Dabei werden die Kosten der vorgelagerten Netze nach dem Kaskadeprinzip nach unten weitergereicht. Mit dem Entgelt, das schließlich Endkunden zahlen, sind also auch die Kosten der Nutzung vorgelagerte Ebene abgegolten. Es findet jedoch kein überregionaler Ausgleich der Netzkosten zwischen den Verteilnetzen statt. Dadurch kann es zu regionalen Ungleich-

heiten kommen. In Gebieten, die einen hohen Zuwachs an erneuerbarer Erzeugung aufweisen, ist der Investitionsbedarf der Netzbetreiber höher. Die Verbraucher in diesen Netzbereichen finanzieren einen höheren Anteil der durch die Energiewende bedingten Netzkosten. Dies erklärt die Diskussionen über die Notwendigkeit eines nationalen Ausgleichs der Netzkosten [11].

15.3.2 Diskussion um vermiedene Netznutzungs-entgelte

Der Paragraph 18(1) StromNEV lautet:

„(1) Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Das Entgelt nach Satz 1 wird nicht gewährt, wenn die Stromeinspeisung

1. nach § 16 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet oder in den Formen des § 33b Nummer 1 oder Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarktet wird oder
2. nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind.“

Diese Regelung betrifft die viel diskutierte Thematik der vermiedenen Netzentgelte (vNNE). Die NNE gestalten sich nach dem Kaskadeprinzip, so dass die Kosten der vorgelagerten Spannungsebenen bei Abnahme einer nachgelagerten Spannungsebene im Rahmen der Netzentgelte weitergereicht werden, bis die Summe der Kosten aller Spannungsebenen bei den Endkunden angekommen ist. Dies impliziert, dass dezentrale Einspeisung die vorgelagerten Netze nicht nutzt, sodass das nachgelagerte Netz weniger Netzentgelt bezahlt als im Falle einer zentralen Einspeisung. Dieser rechnerische Unterschied sind die vermiedenen Netzentgelte. Per Verordnung werden diese zur Förderung der dezentralen Einspeisung an deren Betreiber weitergereicht. Die Ausgaben für vNNE werden nach §11 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in die Erlösobergrenze weitergereicht.

Es sollte darauf geachtet werden, dass es sich bei dieser Regelung um vermiedene *Netzentgelte* handelt, nicht um vermiedene *Netzkosten*. Das zentrale Element in dieser Studie ist der durch die dezentrale Einspeisung bedingte Netzausbaubedarf. Die damit einhergehenden Kosten sind nicht von der Regelung zu vNNE betroffen.

Die Logik der Regelung zu vNNE funktioniert unter folgenden zwei Annahmen. Die Kaskaderichtung muss eindeutig sein. Bislang war die Stromversorgung im Grunde eine Einbahnstraße von Höchstspannung runter in die Verteilnetze zu den Endverbrauchern. Der derzeitige hohe Anteil dezentraler Einspeisung ändert das aber massiv. Zuviel eingespeister dezentraler Strom fließt in Umkehrrichtung vom Verteilnetz in die Regional- bzw. Übertragungsnetze um erst dann wieder zu einer anderen Lastquelle gebracht zu werden. Zum anderen muss der Effekt der dezentralen Einspeisung auf die Netzkosten mehr oder weniger eindeutig sein. Auch das ist derzeit nicht gegeben. Dezentrale Erzeugung kann netzbe- und/oder entlastend sein. Der Effekt ist kontextabhängig. Zudem trifft diese Zweideutigkeit nicht nur innerhalb einer Spannungsebene, sondern wie gerade erwähnt auch auf den Übergang zwischen Spannungsebenen zu.

Der Versuch, den Effekt dezentraler Einspeisung auf die Netzkosten verursachungsgerecht zu übertragen, ist durchaus begründet. Problematisch erscheint es jedoch, dies mit einer pauschalen Regelung erreichen zu wollen, da die Kontextabhängigkeit bereits zu groß geworden ist. Eine vielversprechende Alternative wäre die Anwendung des Konzepts der *long run incremental costs* (LRIC): das Konzept berechnet die Effekte zusätzlicher dezentraler Einspeisung auf Netzbe- oder Entlastung. Die anfallenden oder vermiedenen Kosten werden verursachungsgerecht in Zu- bzw. Abschläge auf die Netzanschlussgebühren umgeschlagen. Die Effekte auf die Netzentgelte können also positiv wie auch negativ sein. Die Konzepte „Common Distribution Charging Methodology“ (CDCM) und „Extra High Voltage Distribution Charging Methodology“ (EDCM) im Vereinigten Königreich sind hierfür gute Beispiele (vgl. [73]).

15.3.3 Auswirkungen der Energiewende auf die Netzentgeltstruktur

Es zeichnet sich immer deutlicher ab, dass Netzanschluss und -kapazität in Zukunft die Netznutzung als Treiber für Netzentwicklung ablösen werden. Die Netzbepreisung sollte sich entsprechend anpassen. Immer öfter gibt es größere Kunden oder Gruppen von Kunden (als Netzinself) mit einer fast ausbalancierten Netznutzung, wo Abnahme und dezentrale Einspeisung im Gleichgewicht sind. Bessere Speichermöglichkeiten werden diesen Trend verstärken. In seltenen Fällen wird aber das Gleichgewicht (z.B. bei fluktuierender Einspeisung von Solaranlagen) gestört sein und dann ist ein Ausgleich durch das Netz weiterhin erforderlich. In anderen Worten, das Netz wandelt sich vom „Stromlieferanten“ zu einer „Reservehaltung“. In einem solchen Szenario ist die gesamte Netznutzung gering, die Nachfrage nach Netzkapazität unter Umständen aber groß. Wenn das Netz nun überwiegend nach benutzten kWh abgerechnet wird, werden Anreize gesetzt die Netznutzung zu vermeiden oder auszubalancieren. Das ist ein Teufelskreis: unter einer Kostendeckungsbeschränkung werden die Netzkosten auf einer kleineren Gruppe umgeschlagen sodass pro Kunde die Netzkosten steigen; damit steigen wiederum die Anreize, „autark“ zu werden usw. Es bleibt unklar, wer für das Netz bezahlt. Klar ist, dass eine „Durchschnittsbepreisung pro kWh“ nicht länger zielführend sein kann und zu kostspieligen Verzerrungen führen wird. Die Tendenz geht daher zu einer grundlegenden Reform der Netzbepreisung. Einerseits wird Kapazitätsbepreisung wichtiger (man spricht inzwischen auch von „flat rates“ für das Netz). Hierbei bezahlt der Netznutzer schlichtweg für die Tatsache angeschlossen zu sein, während die Netznutzung in den Hintergrund rückt. Andererseits dürfte dort, wo Kapazitätsengpässe auftreten, die Bepreisung der Netznutzung in Extremfällen wichtiger werden, was für eine Spitzenlasttarifizierung beim Netz spricht.

Obwohl die Spitzenlasttarifizierung von Netzkapazität aus volkswirtschaftlicher Sicht eindeutig positive Effekte hat, ist die konkrete Anwendung in der Praxis immer wieder problematisch. Durch die wachsende Netzknappheit und den damit einhergehenden Investitionsbedarf steigt allerdings auch der Druck für eine effiziente Netznutzung. Insbesondere da ein signifikanter Teil des Netzausbau vermieden werden kann, wenn Lastspitzen abgeschnitten werden können. Es ist volkswirtschaftlich teuer, das Netz für die

maximale Last auszubauen, obwohl die maximale Last nur in wenigen Stunden benötigt wird. Unter Schlagwörtern wie „variable Netznutzungsentgelte“ und „*dynamic network pricing*“ erhält diese Thematik neuerdings größere Aufmerksamkeit. Die wesentlichen, derzeit weitgehend unbeantworteten institutionellen Fragen in diesem Teilbereich sind vor allem:

- Wie sieht eine optimale Netztarifierung (Spitzenlasttarifierung und Kapazitätsbepreisung) im Netz aus und welche Auswirkung hätte sie auf die Netznutzer?
- Wie passt eine solche Netztarifstruktur mit der Anreizregulierung zusammen? Eine angepasste Netzentgeltstruktur kann u.U. inkompatibel mit der Erlösobergrenze sein (das Problem ist bekannt als „*revenue matching*“).
- Sind die Effekte von Spitzenlasttarifierung bei Netzentgelten und Energietarife gegenläufig oder gehen sie in die gleiche Richtung?

Als Fazit lässt sich festhalten, dass sich die Netzentgeltstruktur unter dem Druck der Energiewende anpassen muss; die Frage ist nur wie.

15.3.4 Smart pricing: Netznutzungsentgelte zur Investitionsvermeidung

Eine Verringerung des Ausbaubedarfs kann auch mit einer besseren Nutzung der vorhandenen Kapazitäten erreicht werden, indem die Netznutzung effizienter gelenkt wird.

Eine Methode, dies zu erreichen ist *smart pricing*: Energie- und Netzbepreisung bzw. Vertragsbedingungen können so gestaltet werden, dass die Tarifierung die Effekte der Netznutzung für das Netz und seiner Entwicklung berücksichtigt. Auch wenn der Fokus hier auf der „Netzbepreisung“ liegt, sollte erwähnt werden, dass eigentlich nur eine Betrachtung des Gesamtpakets von Netz- und Energiebepreisung zielführend ist (vgl. [14])

Differenzierte Bepreisung hat eine zeitliche Komponente (Spitzenlasttarifierung und *dynamic pricing*) und eine standortbezogene Komponente (*locational pricing*). Für den Energieteil ist *dynamic pricing* zumindest auf Großhandelsebene üblich. In der Anwendung auf Verteilnetze handelt es sich jedoch um ein relativ neues Phänomen. Die Prinzipien sind weitestgehend bekannt; das Umsetzungsproblem ist die notorisch geringe Effektivität. Einerseits

haben Konsumenten eine sehr niedrige Nachfrageelastizität, während andererseits Einspeiser von der Zahlung der Netznutzungsstarife befreit sind. Standortbezogene Bepreisung ist auf der Ebene der Übertragungsnetze weitestgehend bekannt, aber in Verteilnetzen bisher wenig verbreitet. Standortbezogene Bepreisung umfasst lokal differenzierte Netzanschluss- und Netznutzungsgebühren (vgl. [12]).

Unter der Annahme, dass *smart pricing* einen Beitrag zur Investitionsvermeidung leisten kann, stellt sich die Frage inwiefern eine Umsetzung in Deutschland möglich ist. Aus der Analyse in [13] geht hervor, dass der bestehende gesetzliche Rahmen bereits Ansatzpunkte für *smart pricing* bietet und eine „Flexibilisierung“ im Rahmen des bereits vorhandenen gesetzlichen Spielraums einen Beitrag zur Vermeidung ansonsten benötigter Netzinvestitionen liefern kann. Flexibilisierung heißt in diesem Fall, dass den Netzbetreibern innerhalb der gesetzlichen Grenzen möglichst viel Spielraum gelassen werden sollte. Eine solche „Maßnahme“ erfordert also nicht so sehr eine Gesetzesänderung, sondern lediglich eine flexiblere Auslegung und Anwendung. Die konkreten Beispiele betreffen standortbezogene Netzentgelte. Folgende drei Beispiele illustrieren den Sachverhalt (vgl. [19]).

Beispiel 1: Baukostenzuschüsse. BKZ werden bisher hauptsächlich mit dem Ziel verwendet, übermäßig hohe Kapazitätsanforderungen zu verhindern. Die Baukostenzuschüsse werden in der Regel für einen Netzbereich einheitlich auf Basis von Standardberechnungsmethoden berechnet. Fallspezifische Berechnungen sind die Ausnahme. Durch eine stärkere Differenzierung auch innerhalb eines Netzes ließe sich eine höhere Steuerwirkung entfalten und Netzinvestitionen vermeiden.

Beispiel 2: individuelle Netzentgelte. Die Netznutzungsentgelte beinhalten eine Leistungs- und eine Arbeitskomponente. Individuelle verringerte Netznutzungsentgelte sind möglich, wenn ein Nutzer nicht zur Spitzenlast in der jeweiligen Netzebene beiträgt, da die Kapazität ein zentraler Treiber der Infrastrukturkosten ist. Das individuelle Entgelt darf generell nicht weniger als 20% des Standardtarifs betragen, wengleich einzelne Anbietern auch gänzlich von den Netznutzungsentgelten befreit sind [27]. Die entsprechenden Entgelte müssen vom Regulierer geprüft und genehmigt werden. Schlägt die Genehmigung fehl, gilt der Standardtarif. Bisher bezieht sich die Regelung auf den Beitrag zur Spitzenlast. Eine Erweiterung, so dass eine Anwendung auch unter Berücksichti-

gung örtlicher Aspekte, also beispielsweise regionaler Engpässe innerhalb eines Netzgebietes, möglich ist, könnte vorteilhaft sein.

Beispiel 3: freiwillige Abschaltvereinbarungen. Schon jetzt ist es möglich, mit Zuruf- und Abschaltvereinbarungen die Netzstabilität zu sichern und teilweise auch mit EEG-Erzeugern Abschaltvereinbarungen einzugehen, um das Auftreten negativer Strompreise zu verringern. Solche Vereinbarungen sind auch im Kontext individueller Netznutzungsentgelte möglich. In diesem Fall garantiert der Kunde, nicht während Spitzenlastzeiten zu verbrauchen. Diese Regelung bezieht sich nur auf atypische Nutzung in Bezug auf die Lastspitze. Im Falle von Flexibilität zu anderen Zeiten, kann der Netzbetreiber Verträge zur Bereitstellung von abschaltbaren Lasten oder Regelenergie mit den Verbrauchern oder Erzeugern schließen. In diesem Fall müssen regulär Netznutzungsentgelte gezahlt werden. Das individuell vereinbarte Entgelt für die Bereitstellung von Flexibilität fällt separat davon an und muss nicht vom Regulierer genehmigt werden [28]. Zur Vermeidung von Netzinvestitionen sind die Regelungen bisher zu restriktiv, auf große Installationen beschränkt und nur teilweise mit EEG-Erzeugern möglich. Da diese den Großteil der Erzeugung in Verteilnetzen darstellen, wäre eine Erweiterung hier sinnvoll.

Ausgehend von der Flexibilisierung des bestehenden gesetzlichen Rahmens, um den Spielraum für smart pricing zu schaffen, ergibt sich unmittelbar der nächste Schritt. Netzbetreiber müssen die richtigen Anreize haben, selbständig ein System von Verträgen, Tarifen und Vereinbarungen anbieten zu dürfen, um Netzausbau zu optimieren. Dieses System müsste auf Optionalität und Freiwilligkeit basieren. Netznutzer hätten immer die Möglichkeit, auf das gesetzlich verankerte System (*default option*) zurückzugreifen. So wird sichergestellt, dass sie sich nicht verschlechtern.

Die Anreize können dadurch geschaffen werden, dass die eingesparten Kosten der vermiedenen Investitionen geteilt werden. Ein Teil der Einsparungen verbleibt beim Netzbetreiber der mit smart pricing/contracts die Investition vermeidet. Dieser muss allerdings die Netznutzer überzeugen, mitzumachen, indem er einen Teil der Einsparungen als Tarifrabatte gewährt. So werden die Einsparungen zwischen Netzbetreiber und Konsumenten verteilt und gleichzeitig effiziente Anreize gesetzt. Ein solches System setzt voraus, dass die eingesparten Kosten der vermiedenen Investitionen tatsächlich zumindest zum Teil beim VNB verbleiben. Das impliziert die „doppelte Anreizstruktur“, wie bereits für das Regulierungssys-

tem in Großbritannien in Abschnitt 15.1 diskutiert wurde. Die doppelte Anreizstruktur umfasst einerseits die Förderung von Netzinvestitionen und gleichzeitig den Anreiz, ineffiziente Investitionen zu vermeiden, d.h. immer die Balance zu suchen.

15.4 Innovationen und Investitionsvermeidung

In Abschnitt 14.3 wurden die Untersuchungsvarianten präsentiert und diskutiert. Im Hintergrund dieser Untersuchungsvarianten stand insbesondere die Vorstellung, dass ein bestimmtes Ausmaß an Netzinvestitionen vermieden werden kann, indem intelligent mit vorhandenen Netzkapazitäten umgegangen wird oder alternative, kostengünstigere Technologien eingesetzt werden. Kurz gefasst, mit innovativen Methoden kann ein gewisses Maß an Netzinvestitionen vermieden werden. Die Kosten für den Um- und Ausbau sind damit noch immer hoch, aber die möglichen Einsparungen sind beträchtlich. Die genaueren Einzelheiten bedürfen noch weiterer Untersuchung, insbesondere hinsichtlich der Höhe der Kosteneinsparung.

Bei den innovativen Methoden bzw. Innovationen sollte zwischen „administrativen Maßnahmen“ und „alternativen Technologien“ unterschieden werden. Mit „alternativen Technologien“ sind vor allem (dezentrale) Speicher und innovative Netzkomponenten gemeint. Wie Netzausbau verursacht eine solche Investition überwiegend CAPEX. Die regulatorische Auswirkung ist in dem Sinne vergleichbar mit dem Netzausbau, mit dem Unterschied, dass die alternativen Technologien in aller Regel kürzere Nutzungsdauern haben (vgl. auch Abschnitt 14.3). Administrative Maßnahmen umfassen, neben den Vorgaben zur Abregelung und Anpassungen der technischen Richtlinien, in erster Linie *smart pricing*: Mit geeigneter Tarifstruktur (energie- und netzseitig) kann das Einspeise- und Lastverhalten gelenkt werden und somit effizienter mit vorhandenen Netzkapazitäten umgegangen werden. Vor allem die Konzepte „dynamic pricing“ und „variable Netznutzungsentgelte“ werden derzeit viel diskutiert. Administrative Maßnahmen verursachen (neben CAPEX infolge *smart meters*) vor allem OPEX und ggf. Kosten für neue Software. Angesichts der Liberalisierung und auch des Unbundlings im derzeitigen Energiewirtschaftsrecht werden allerdings weitreichende Fragestellungen aufgeworfen, insbe-

sondere, wenn es darum geht, netzseitige und energieseitige Tarifstrukturen nicht gegeneinander wirken zu lassen.

Wie die Regulierung mit Innovationen bzw. F&E-Ausgaben umzugehen hat, ist trotz der Relevanz in der Praxis und in der Literatur, noch nicht abschließend geklärt. In diesem Kapitel werden die regulatorischen Probleme angeschnitten und ein Lösungsansatz zur Diskussion gestellt. Jedoch wird in Anbetracht der Komplexität der Thematik explizit auf eine abschließende Empfehlung verzichtet.

Innovation, F&E-Ausgaben und Regulierung

Für die Analyse der regulatorischen Auswirkungen ist eine konzeptionelle Unterscheidung in Prozessinnovationen und Produktinnovation nützlich, wenngleich eine solche Trennung in der Praxis kaum möglich ist. Prozessinnovationen sind Maßnahmen zur Verbesserung der Produktivität bzw. Effizienz. Diese wirken sich kostenseitig aus. Typischerweise erfolgt eine kleinere oder größere Investition um die längerfristigen Produktionskosten zu senken. In diesem Sinne sind Prozessinnovationen (manchmal auch direkt mit Investitionen gleichgesetzt) ein primäres Ziel der Anreizregulierung. In der Literatur wird auch häufig die These vertreten, dass Prozessinnovationen von der Anreizregulierung abgedeckt und sogar gefördert werden (vgl. insbesondere [51]). Dagegen würde unter kostenbasierten Ansätzen zumindest theoretisch zu wenig in Prozessinnovationen investiert werden, weil die Effizienzreize generell als niedrig eingestuft werden.

Es gibt eine Analogie zwischen Prozessinnovation und (Ersatz-) Investitionen. Im Grunde kann die Analyse aus den vorherigen Kapiteln direkt angewendet werden. Zwei Probleme stehen allerdings zur Debatte. Zum einen trifft das übliche Zeitverzugsproblem auch hier zu; insofern Innovationen F&E- oder anderweitige Ausgaben erfordern, treten genau dieselben „t-5“- und „t-2“-Zeitverzugsprobleme wieder auf. Zum anderen hängt die Wirtschaftlichkeit der mit der Prozessinnovation einhergehenden Investition davon ab, wie lange die verbesserte Effizienz als Zusatzgewinn behalten werden darf. Auch hier gilt, wenn die EOG bereits nach wenigen Jahren dem niedrigeren Kostenniveau angepasst wird, ist die Anreizwirkung zu Prozessverbesserungen nicht sehr hoch.

Produktinnovationen andererseits verbessern die Wertschöpfung (*value added*) des Produkts und wirken sich auf der Konsumentenseite aus. Es gibt eine starke Analogie zur Diskussion um Qualitätsregulierung, bei der die Effekte sehr ähnlich sind. Für die akademische Regulierungsdebatte ist zu beachten, dass eine Änderung der Wertschöpfung sich in der Zahlungsbereitschaft auf Seite der Nachfrage (in diesem Falle nach Netznutzung) widerspiegelt. Je nachdem, wie der Netzoutput definiert ist, erweitert sich entweder die Absatzmenge, oder die Zahlungsbereitschaft erhöht sich bei gleichbleibender Menge, oder eine Kombination dieser beiden Effekte. Hier tritt unmittelbar ein Problem mit der Anreizregulierung auf: Durch die Preis- oder Erlösbergrenze können Erhöhungen der Wertschöpfung nicht unmittelbar in höhere Preise oder Erlöse umgesetzt werden. Dieses nur unvollständige Weiterreichen der verbesserten Wertschöpfung verursacht einen „*Spillover-Effekt*“ in dem Sinne, dass von einem Teil der verbesserten Wertschöpfung Kunden profitieren, die nicht dafür bezahlen. Dieser Spillover-Effekt drückt die Anreize für Produktinnovation. Dieses zugegebenermaßen etwas akademische Argument ist in der Literatur in einem etwas anderen Rahmen bekannt als das „Qualitätsproblem“ unter der Anreizregulierung und wurde bereits 1975 von [83] dargestellt.

Ein zusätzliches Problem, das neuerdings diskutiert wird, ist die Tatsache, dass es derzeit auch an der akademischen Front weitgehend unklar ist, wie Innovationen in das Benchmarking aufgenommen werden sollten. Da eine ausführliche Diskussion den Rahmen des Gutachtens sprengen würde, sei das Problem an dieser Stelle nur erwähnt.

Als Fazit ist festzuhalten, dass derzeit auch in der akademischen Literatur das Zusammenspiel zwischen Innovationen und Anreizwirkung nicht abschließend geklärt ist. Nichtsdestotrotz wird zunehmend deutlich, dass Anreizregulierung und Innovations- und F&E-Aktivitäten in einem Spannungsfeld stehen. Mögliche regulatorische Ansätze zum Umgang mit diesen Zielkonflikten werden weiter unter diskutiert.

Innovation und ARegV

Oben wurde bereits das Spannungsfeld zwischen Innovation bzw. F&E-Ausgaben einerseits und Regulierung andererseits erwähnt. Auch bezüglich der ARegV wurde dieses Thema bereits ausführ-

lich diskutiert und auch von z.B. dem BMWi aufgegriffen. Wie sollte nun eine Anreizregulierung mit Innovationen bzw. F&E-Ausgaben umgehen?

Vielleicht auch auf Grund der längeren Erfahrung mit der Anreizregulierung, hat der Regulierer in Großbritannien das Problem erkannt und bereits erste Ansätze zur Lösung entwickelt (vgl. [9]).

Für die Analyse möglicher Regulierungsinstrumente ist eine Unterscheidung in „netzbezogene“ und „marktbezogene“ Innovationen nützlich. Eine solche Unterscheidung versucht einzuordnen, wer für die Innovation zuständig ist. Netzbezogene Innovationen müssen zwangsläufig vom Netzbetreiber gemacht werden; das betrifft die F&E, vor allem aber die Umsetzung. Auch wenn andere Unternehmen die eigentliche Innovation tätigen können, sind die Netzbetreiber immerhin die ausführenden Akteure, weil sie die Innovation umsetzen müssen. Marktbezogene Innovationen dagegen können vom Netzbetreiber genauso aber auch von anderen gemacht werden. Ein Netzbetreiber stünde im direkten Wettbewerb (oder Zusammenarbeit) mit anderen Netzbetreibern, Versorgern, Forschungsinstituten und Beratungsfirmen. Generell sind Innovationsbudgets und Innovationsfonds im Gespräch.

Innovationsfonds

Für marktbezogene Innovationen wäre ein Innovationsfonds ein denkbarer Ansatz. In Österreich wird mit dem Energie- und Klimafonds genau in diese Richtung gedacht. Wie üblich bei vielen Forschungsrahmenprogrammen, kann auch in diesem Fall an zentraler Stelle ein Forschungsprogramm mit entsprechendem Budget eingerichtet werden. Alle interessierte Parteien könnten alleine oder als Konsortium Anträge für Forschungsprojekte einreichen, oder die zentrale Stelle könnte Ausschreibungen organisieren. Die Netzbetreiber würden wie alle anderen auch als „Forschungsinstitut“ gesehen und behandelt werden und würden wie andere Institutionen auch die Aktivitäten aus Drittmittel finanzieren. Selbstverständlich müssten solche Zusatzeinnahmen außerhalb der EOG bleiben. Es wichtiges Merkmal hierbei wäre, dass es eine Veröffentlichungspflicht gäbe. Es ist in der Forschungslandschaft üblich, dass Projekte bzw. Themen nur einmal gefördert werden, und dass im Gegenzug eine Veröffentlichungspflicht besteht, damit die Forschungsergebnisse einem möglichst breiten Interessentenkreis zugänglich werden und damit einen großen Effekt erzielen.

Zusätzliche Anreize können mit der Förderquote geschaffen werden. Die übliche Förderquote in der Forschungslandschaft variiert etwa zwischen 50% und 100%; der verbleibende Eigenanteil ist die Kofinanzierung. Es wäre durchaus denkbar, die Finanzierung des Eigenanteils in die EOG weiterzureichen. Somit wäre der Forschungsanteil in der EOG gebunden an die externe Förderung und damit einerseits abhängig von der Erfolgsquote und andererseits abhängig von der Entscheidung eines externen Dritten.

Das Problem mit einem Innovationsfonds ist, dass die förderwürdigen Projekte bestimmt werden müssen. Die Eleganz des Modells ist, dass diese Verfahren schon stattfinden bzw. dass solche Institutionen bereits existieren. In der Forschungslandschaft sind genau solche Verfahren unter Einberufung von externen Gutachtern sehr verbreitet. Es läge auf der Hand, die Bestimmung der Rahmenprogramme einerseits und die Begutachtung der förderwürdigen Projekte andererseits diesen bereits bestehenden Gremien zu überlassen.

Innovationsbudget

Die regulatorische Behandlung von netzbezogenen Innovationen erscheint problematischer. Unter der plausiblen Annahme, dass zumindest ein Teil der F&E Aktivitäten von den Netzbetreibern getätigt werden sollten, müssen die entsprechenden Aufwendungen auch über der EOG vergütet werden. Folgende drei Probleme treten auf. Zum einen würde auch hier für CAPEX das Zeitverzugsproblem auftreten. Zum anderen würden kurzlebige OPEX, insofern sie nicht gerade im Fotojahr anfallen, unter Umständen gar nicht in die EOG eingehen. Die Anreize, sich im Benchmarking zu verbessern, indem bei solchen Aufwendungen gespart wird, sind offensichtlich. Wenn die Ergebnisse der F&E-Aufwendungen nicht gut oder erst später im Benchmarking reflektiert werden, würden höhere F&E-Ausgaben als ineffizient eingestuft werden.

Idealerweise sollte auch hier ein output-orientierter Anreizmechanismus angewendet werden. Im echten Wettbewerb gibt es ähnliche Probleme. Eine Firma mit vielen erfolgreichen F&E-Aktivitäten würde erhoffen, die Ausgaben zurückzuerhalten, indem sie über längerer Zeit einen Wettbewerbsvorteil erlangt. Das Problem ist, dass eben der Wettbewerb diesen Wettbewerbsvorteil wieder wegnimmt. Genau deshalb schützen Patente die Eigentumsrechte der Innovationen und sichern damit die Innovationsanreize. Ein

ähnliches Verfahren würde auch hier aushelfen. Patente könnten als Outputindikator für einen output-orientierten Anreizmechanismus dienen. Das offensichtliche Problem ist, dass im Kontext des Smart Grids eine Patentvergabe weitgehend unklar ist, und Patente dementsprechend einen unzuverlässigen Outputindikator darstellen würden. Output-orientierte Anreizmechanismen werden für Innovationen in Smart Grids werden daher zumeist als problematisch eingestuft (vgl. [9]).

Verbleiben input-orientierte Ansätze. Das einfache Weiterreichen der Kosten erscheint sehr kritisch; es bestünde unmittelbar der Anreiz, irgendwelche Kosten als F&E-Ausgaben aufzulisten, ohne dass kontrolliert werden könnte, ob diese auch wirklich auf F&E-bezogenen Ausgaben beruhen. Die Möglichkeiten von Kostenverlagerungen wären zu vielfältig und würden sich einer konkreten Kontrolle entziehen. Bleibt die Möglichkeit eines extern festgelegten Innovationsbudgets, z.B. als Anteil an der Gesamtkostenbasis. Für die Festlegung käme der Vergleich mit anderen Sektoren, Ländern und Zeiten in Betracht. Ein Ansatz mit Innovationsbudgets ist bei weitem nicht unproblematisch aber sichert zumindest den Erlösrückfluss für die Fälle, in denen netzbezogene Innovationen wirklich notwendig sind.

Kernaussagen

In diesem Kapitel wurden vier weiterführende Überlegungen zur Anreizwirkung diskutiert. Die wichtigsten Aussagen sind:

Sollten die Regulierungssysteme sich nach österreichischem oder norwegischem Beispiel entwickeln, wobei weiterhin auf einen expliziten ex-ante Effizienztest verzichtet wird, dann wird das Benchmarking als ex-post Test noch stärker an Bedeutung gewinnen. Die Ausprägung des zukünftigen Benchmarkings erscheint elementar wichtig.

Zwar trägt der Erweiterungsfaktor zur Reduzierung des Zeitverzugsproblems bei Erweiterungsinvestitionen bei. Jedoch ist die Gesamtanreizwirkung weiter zu prüfen. Besonders problematisch erscheint die hohe Varianz des Erweiterungsfaktors bei strukturähnlichen Netzbetreibern.

Der Investitionsbedarf, das Potenzial für Investitionsvermeidung und der Ausbau dezentraler Einspeisung erzeugen einen Druck auf die Netzentgeltstruktur. Derzeit ist aber noch nicht abschließend geklärt, wie die Netzentgeltstruktur sich anpassen soll; die Diskussion hierzu steht noch am Anfang.

Es gibt ein nicht unerhebliches Potenzial für Investitionsvermeidung, das die Gesamtkosten weniger hoch ausfallen lässt. Jedoch ist bei Weitem nicht gesichert, dass die Netzbetreiber im bestehenden institutionellen Rahmen auch wirklich effiziente Anreize für Investitionsvermeidung haben. Auch hier hat die Diskussion erst begonnen.

16 Schlussfolgerungen

Teil B dieser Studie untersucht die Auskömmlichkeit (Suffizienz) der Erlöse unter der Anreizregulierung und bespricht mögliche Anpassungen der Regulierung. Der zentrale Fokus der Studie liegt auf den durch den Ausbau von Erneuerbaren Energien bedingten Erweiterungsinvestitionen bei den Verteilnetzen. Hier steht die zentrale Frage zur Diskussion, ob die derzeitige Anreizregulierung wie umgesetzt in der ARegV ausreicht, um den Investitionsbedarf zu decken.

Das Kernproblem

Die Anreizregulierung ist durch Zeitverzugseffekte, sogenannte Sockeleffekte, gekennzeichnet. Kosten, die während einer Regulierungsperiode anfallen, gehen erst zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze (EOG) ein, so dass der Erlösrückfluss erst mehrere Jahre nach den Ausgaben erfolgt. Es wird hierbei unterschieden zwischen dem „t-5“-Effekt, der durch das System der Anreizregulierung bedingt ist, und dem „t-2“-Effekt, der darauf zurückzuführen ist, dass geprüfte Buchwerte („Istwerte“) erst nach 2 Jahren für Regulierungszwecke zur Verfügung stehen. Insgesamt kann es zu einem Zeitverzug von bis zu 7 Jahren kommen. Dieser Effekt ist das Kernproblem der Untersuchung. Andererseits fallen genau durch diese Zeitverzögerungseffekte auch positive Sockeleffekte an. Die Kapitalkosten fallen automatisch mit den Abschreibungen auf Grund der sinkenden Zinskosten. Diese niedrigeren Kapitalkosten setzen sich ebenso zeitverzögert in die EOG um und schaffen somit positive Sockeleffekte. Hierbei gilt es zu unterscheiden zwischen dem positiven Sockeleffekt der neuen Anlage, in die investiert wird, und dem Sockeleffekt für die zuvor bereits bestehenden Altanlagen.

Bezüglich dieser Unterscheidung gibt es eine kontroverse Debatte. Wie soll die Wirtschaftlichkeit einer Investition beurteilt werden? Investitionstheoretisch korrekt wäre ein Ansatz, der nur die Sockeleffekte betrachtet, die unmittelbar mit der Investition zusammenhängen, während der Sockeleffekt aus Altanlagen ausgeblendet wird. Die BNetzA hat eine ganzheitliche Sichtweise und betrachtet die Wirtschaftlichkeit des gesamten Netzes. Somit berück-

sichtigt sie auch explizit die Sockeleffekte aus den Altanlagen. In diesem Fall subventionieren die Sockeleffekte aus Altanlagen faktisch die Investitionen. Diese Debatte wurde in der Vergangenheit bereits ausführlich geführt und steht in dieser Studie nicht im Vordergrund. Stattdessen wurde im Studiendesign vereinbart, die Sichtweise der BNetzA für die Basisbetrachtungen zu übernehmen, während der Sockeleffekt aus Altanlagen als Sensitivitätsanalyse besprochen wird.

Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen

Die Betrachtung der Sockeleffekte aus Altanlagen bedingt allerdings, dass neben Erweiterungsinvestitionen auch Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden müssen, um zu einer ganzheitlichen Netzbetrachtung zu gelangen. In dieser Studie spielen Ersatzinvestitionen keine eigenständige Rolle, sind aber dennoch aus genanntem Grunde relevant.

Die Erweiterungsinvestitionen wurden in Teil A von der TU Dortmund berechnet und gehen in Teil B netzbetreiberscharf in die Berechnungen ein. Die Ersatzinvestitionen hingegen wurden in Teil B auf Basis realer Netzdaten simuliert. Insbesondere wurde der Investitionszyklus auf Basis der Normalverteilungsannahme simuliert. Während die Größenordnung der Ersatzinvestitionen netzbetreiberspezifisch berechnet wurde und in einem realen Verhältnis zu den Erweiterungsinvestitionen steht, wurde der Verlauf des Zyklus synthetisiert. Somit entstanden drei Kategorien für den Ersatzbedarf: alte Netze, neue Netze, und eingeschwungene Netze. Mit diesen Varianten konnte der Ersatzbedarf realistisch variiert werden. In der Praxis stehen viele Netzbetreiber vor einem Hügel von Ersatzinvestitionen.

Fallunterscheidungen

Der in Teil A berechnete Erweiterungsbedarf wurde netzbetreiberspezifisch umgerechnet. Auch der Ersatzbedarf wurde netzbetreiberspezifisch berechnet. Die Netzbetreiber wurden nach dem jeweiligen Erweiterungs- und Ersatzbedarf in 4 Gruppen eingeordnet. 1) hoher Ersatz- und Erweiterungsbedarf, 2) geringer Ersatz- und Erweiterungsbedarf, 3) ein eingeschwungenes Netz mit hohem Erweiterungsbedarf und 4) ein eingeschwungenes Netz mit geringem Erweiterungsbedarf. Die Fälle mit eingeschwungenen Netzen sind hypothetisch, erlauben aber eine analytische Tren-

nung der Effekte von Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen. Es sei darauf hingewiesen, dass aus methodischen Gründen nicht auf einzelne, reale Netzbetreiber zurückgeschlossen werden kann. Zudem sollte bemerkt werden, dass die „ungewichtete“ Einteilung in die vier Gruppen nicht repräsentativ ist für die bundesweite Situation. Insbesondere muss erwartet werden, dass die Gruppe „Gesamt-hoch“ mit hohem Ersatz- und Erweiterungsbedarf in der Praxis eine hohe Relevanz hat

Schlussfolgerungen zu den Hauptuntersuchungen

Die zentrale Schlussfolgerung ist, dass die Suffizienz unter der momentanen ARegV für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf nicht garantiert ist. Es sei nochmal angemerkt, dass bei den Untersuchungen der Sockeleffekt aus Altanlagen grundsätzlich mitbetrachtet wird. Positiver sieht das Bild bei Netzbetreibern mit geringem Investitionsbedarf aus; in der Gruppe mit geringem Gesamtinvestitionsbedarf ist der Sockeleffekt aus Altanlagen hinreichend groß um die negativen Zeitverzögerungseffekte zu decken. Bei den hypothetischen Fällen mit eingeschwungenen Netzen fällt auf, dass die realisierten Renditen (IKV) sich den regulierten Zielrenditen (WACC) annähern. Das impliziert, dass insgesamt der Erweiterungsfaktor einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Zeitverzugsproblems bei den Erweiterungsinvestitionen leistet, und dass der Kern des Zeitverzugsproblems vor allem im zyklischen Verlauf der Ersatzinvestitionen liegt. Eine separate Analyse des Erweiterungsfaktors bestätigt diesen Eindruck. Jedoch ist die Varianz bei den Deckungsbeiträgen des Erweiterungsfaktors zwischen den Gruppen und zwischen strukturähnlichen Netzbetreibern groß. Unglücklicherweise muss festgestellt werden, dass gerade in der Problemgruppe mit einem hohen Gesamtinvestitionsbedarf der Deckungsgrad des Erweiterungsfaktors deutlich unter 100% bleibt. Die zentralen Ergebnisse erscheinen robust. Die Sensitivitätsanalysen bestätigen, dass alternativ Annahmen zwar das Ausmaß der Abweichung von der Zielrendite ändern, nicht jedoch die qualitativen Aussagen.

Schlussfolgerungen zu den Anpassungen der ARegV

Es wurden sechs mögliche Anpassungen der ARegV untersucht. Drei der Anpassungen betreffen strukturelle Maßnahmen, die in unterschiedlichem Maße das Zeitverzugsproblem angehen:

- Investitionsfaktor auf Istkostenbasis (vgl. Österreich); dieser Ansatz geht das „t-5“-Problem an, jedoch verbleibt das „t-2“-Problem.
- Investitionsfaktor (wie bei 1), aber erweitert um einen monetären Ausgleich in Form eines Zuschlags von 1,05% für das verbleibende „t-2“-Problem.
- Investitionszuschlag auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“); dieser Ansatz geht die CAPEX-bezogenen „t-5“- und „t-2“ Zeitverzugsprobleme gleichzeitig an. Dieser Ansatz wird auf Basis eines Vorschlags der Landesregulierungsbehörden seit kurzem auch in Deutschland diskutiert.

Diese Varianten sind sukzessive Schritte zur Lösung des Zeitverzugsproblems; die Varianten 1) und 2) reichen nicht aus, um das Problem bei der Gruppe mit hohem Investitionsbedarf zu lösen. Variante 3 löst vollständig das CAPEX-bezogene Zeitproblem, nicht jedoch den OPEX-bezogenen Zeitverzug. Nichtsdestotrotz ist aus den Zahlen ersichtlich, dass Variante 3 die realisierte Rendite der Problemgruppe den regulierten WACC annähern lässt. Es sollte noch beachtet werden, dass die Auswirkung dieser Varianten für verschiedene Netzbetreiber unterschiedlich ist. Grundsätzlich gilt, dass jene Netzbetreiber, die von den Sockeleffekten unter der ARegV profitieren, bei einer Systemänderung, die den zeitverzugsbedingten Sockeleffekt beseitigen würde, benachteiligt wären. Neben den drei strukturellen Anpassungen wurden drei Parameteranpassungen untersucht.

- Investitionsbonus („top-up“), wie z.B. bekannt aus den USA. Ein Investitionsbonus ist ein zeitlich befristeter Aufschlag auf die regulierte Rendite für alle Investitionen ab einem bestimmten Stichtag. Diese Variante hat einen nicht vernachlässigbaren Effekt auf die realisierten Renditen. Der Investitionsbonus ist ein einfaches und effektives Instrument. Ein Problem mit dem Bonus ist allerdings, dass er für alle Netzbetreiber anfällt, auch für jene Netzbetreiber, die vom Zeitverzugsproblem eigentlich profitieren.

- Es wurde untersucht, wie groß der Effekt von alternativen Werten für den X_{GEN} ist, wobei der Basiswert $X_{\text{GEN}} = 1,5\%$ ist. Der Effekt für $X_{\text{GEN}} = 1,0\%$ ist relativ gering. Andererseits wurde aus den Zahlen für die Variante mit $X_{\text{GEN}} = 2,0\%$ auch deutlich, dass bei Nichterreichen der Senkungsvorgaben die Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber durchaus bedroht ist.
- Anpassungen des Erweiterungsfaktors. Es wurde der quantitative Effekt einer Parameteranpassung in der Formel des Erweiterungsfaktors untersucht. Der Effekt auf die Renditen ist messbar, jedoch müsste die Anpassung recht hoch sein, um die Lücke bei der Problemgruppe wirklich zu schließen. Ein Problem allerdings ist, dass der EF sich auch auf strukturähnliche Netzbetreiber sehr unterschiedlich auswirken kann.

Schlussfolgerungen zu den Variantenrechnungen

Bei den Untersuchungsvarianten wurde vor allem der Frage nachgegangen, inwiefern mit Intelligenz konventionelle Netzausbauinvestitionen vermieden werden können. Hierbei wird unterschieden zwischen nutzerseitigen Maßnahmen und netzseitigen Maßnahmen, hierbei insbesondere „Innovative Netztechnologien“. Generell sind die Ergebnisse erwartungsgemäß. In fast allen Fällen können Netzinvestitionen vermieden werden, was in aller Regel impliziert, dass die Wirtschaftlichkeit sich verbessert. Das Ausmaß ist allerdings nicht sehr hoch, so dass auch die Auswirkungen auf die Renditen gering sind. Intelligenz-Maßnahmen sind zweifelsfrei wichtig, können aber das regulierungstechnische Zeitverzugsproblem nicht lösen.

Allgemeine Schlussfolgerungen

- Die zentrale Schlussfolgerung ist, dass die Suffizienz unter der momentanen ARegV für Netzbetreiber mit hohem Investitionsbedarf nicht garantiert ist.
- Um das Zeitverzugsproblem effektiv anzugehen, bietet sich in erster Linie ein Investitionszuschlag auf Plankostenbasis („Norwegenmodell“) an.
- Intelligenz-Maßnahmen, wie in den Variantenrechnungen untersucht, sind zweifelsfrei wichtig, können aber das regulierungstechnische Zeitverzugsproblem nicht lösen.

17 Anhang zum regulatorischen Gutachten

17.1 Hauptuntersuchungen

17.1.1 Szenario NEP B 2012

In diesem Abschnitt befindet sich die vollständigen Ergebnistabellen zu den im Kapitel 14 vorgestellten Untersuchungsergebnissen.

Tabelle 17.1 Ergebnisse des Szenarios NEP B 2012

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2012	Reg. WACC 2014	IKV 2012	IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,76%	4,73%	4,13%	4,22%
	GH2	4,75%	4,73%	4,03%	4,13%
	GH3	4,76%	4,74%	4,09%	4,12%
Gesamtniedrig	GN1	4,81%	4,80%	4,91%	5,32%
	GN2	4,82%	4,80%	4,80%	5,19%
	GN3	4,82%	4,81%	5,08%	5,40%
Erweiterunghoch	EH1	4,84%	4,83%	4,53%	4,76%
	EH2	4,85%	4,84%	4,55%	4,77%
	EH3	4,84%	4,83%	4,60%	4,70%
Erweiterungniedrig	EN1	4,83%	4,82%	4,62%	4,86%
	EN2	4,83%	4,82%	4,59%	4,85%
	EN3	4,83%	4,82%	4,59%	4,84%

Tabelle 17.2 Ergebnisvergleich mit und ohne SE3 (Szenario NEP B 2012)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Mit SE3 IKV 2014	Ohne SE3 IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,22%	2,06%
	GH2	4,73%	4,13%	1,81%
	GH3	4,74%	4,12%	1,98%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,32%	2,17%
	GN2	4,80%	5,19%	2,23%
	GN3	4,81%	5,40%	2,51%
Erweiterunghoch	EH1	4,83%	4,76%	2,77%
	EH2	4,84%	4,77%	2,92%
	EH3	4,83%	4,70%	2,53%
Erweiterungniedrig	EN1	4,82%	4,86%	2,34%
	EN2	4,82%	4,85%	2,30%
	EN3	4,82%	4,84%	2,29%

17.1.2 Bundesländerszenario

Tabelle 17.3 Ergebnisse des Bundesländerszenarios

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Szenario NEP B 2012 IKV 2014	Bundesländerszenario IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,22%	4,06%
	GH2	4,73%	4,13%	4,01%
	GH3	4,74%	4,12%	3,37%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,32%	5,31%
	GN2	4,80%	5,19%	5,05%
	GN3	4,81%	5,40%	5,19%
Erweiterunghoch	EH1	4,83%	4,76%	4,49%
	EH2	4,84%	4,77%	4,78%
	EH3	4,83%	4,70%	4,46%
Erweiterungniedrig	EN1	4,82%	4,86%	4,83%
	EN2	4,82%	4,85%	4,82%
	EN3	4,82%	4,84%	4,81%

Tabelle 17.4 Ergebnisvergleich mit und ohne SE3 (Bundesländerszenario)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Mit SE3 IKV 2014	Ohne SE3 IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,06%	2,15%
	GH2	4,73%	4,01%	1,90%
	GH3	4,74%	3,37%	2,03%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,31%	2,17%
	GN2	4,80%	5,05%	2,24%
	GN3	4,81%	5,19%	2,53%
Erweiterunghoch	EH1	4,83%	4,49%	2,81%
	EH2	4,84%	4,78%	3,21%
	EH3	4,83%	4,46%	2,54%
Erweiterungniedrig	EN1	4,82%	4,83%	2,34%
	EN2	4,82%	4,82%	2,31%
	EN3	4,82%	4,81%	2,30%

17.2 Anpassungen der ARegV

Tabelle 17.5 Ergebnisse zur den Anpassungen der ARegV (A.1 bis A.3)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	A.1 IF Istkosten IKV 2014	A.2 IF plus Ausgleich IKV 2014	A.3 IF Plankosten IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,32%	4,39%	4,53%
	GH2	4,73%	4,45%	4,52%	4,62%
	GH3	4,74%	4,32%	4,39%	4,52%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,21%	5,26%	4,90%
	GN2	4,80%	5,10%	5,15%	4,84%
	GN3	4,81%	4,95%	5,01%	4,75%
Erweiterunghoch	EH1	4,83%	4,56%	4,62%	4,61%
	EH2	4,84%	4,46%	4,52%	4,54%
	EH3	4,83%	4,71%	4,77%	4,71%
Erweiterungniedrig	EN1	4,82%	4,96%	5,01%	4,87%
	EN2	4,82%	4,98%	5,04%	4,89%
	EN3	4,82%	4,99%	5,04%	4,89%

Tabelle 17.6 Ergebnisse zu den Anpassungen der ARegV (A.4 bis A.6)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	A.4 Inv.-bon. IKV 2014	A.5a Xgen=1% IKV 2014	A.5b Xgen=2% IKV 2014	A.6 Anp. EF IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,57%	4,46%	3,98%	4,64%
	GH2	4,73%	4,47%	4,38%	3,88%	4,30%
	GH3	4,74%	4,46%	4,35%	3,87%	4,44%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,49%	5,78%	4,89%	5,38%
	GN2	4,80%	5,36%	5,61%	4,78%	5,30%
	GN3	4,81%	5,61%	5,82%	5,00%	6,02%
Erweiterungshoch	EH1	4,83%	5,02%	5,04%	4,48%	5,31%
	EH2	4,84%	5,04%	5,04%	4,49%	5,47%
	EH3	4,83%	4,94%	4,99%	4,40%	4,95%
Erweiterungsniedrig	EN1	4,82%	5,09%	5,18%	4,54%	4,93%
	EN2	4,82%	5,08%	5,17%	4,53%	4,88%
	EN3	4,82%	5,07%	5,16%	4,52%	4,85%

17.3 Variantenrechnungen

Tabelle 17.7 Ergebnisse der Variantenrechnungen (U.1 bis U.3)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Szenario NEP B 2012 IKV 2014	U.1 Inn. Netz-Technol. IKV 2014	U.2 Anpass. techn. RL IKV 2014	U.3 Leist.-steuerung IKV 2014
Gesamthoch	GH1	4,73%	4,22%	4,40%	4,28%	4,35%
	GH2	4,73%	4,13%	4,26%	4,18%	4,21%
	GH3	4,74%	4,12%	4,30%	4,20%	4,24%
Gesamtniedrig	GN1	4,80%	5,32%			
	GN2	4,80%	5,19%			
	GN3	4,81%	5,40%	5,66%	5,66%	5,52%
Erweiterungshoch	EH1	4,83%	4,76%	4,99%	4,88%	4,93%
	EH2	4,84%	4,77%	5,06%	4,92%	4,97%
	EH3	4,83%	4,70%	4,83%	4,76%	4,80%
Erweiterungsniedrig	EN1	4,82%	4,86%	4,89%	4,87%	4,87%
	EN2	4,82%	4,85%	4,87%	4,85%	4,86%
	EN3	4,82%	4,84%	4,85%	4,84%	4,85%

Tabelle 17.8 Ergebnisse der Variantenrechnungen (U.4 und U.7)

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Szenario NEP B 2012 IKV 2014	U.4 Voraussch. Netzpl. IKV 2014	U.7 Last-Reduktion IKV 2014
Gesamt-hoch	GH1	4,73%	4,22%	4,29%	4,16%
	GH2	4,73%	4,13%	4,18%	4,09%
	GH3	4,74%	4,12%	4,19%	4,07%
Gesamt-niedrig	GN1	4,80%	5,32%		
	GN2	4,80%	5,19%		
	GN3	4,81%	5,40%	5,49%	5,40%
Erweiterung-hoch	EH1	4,83%	4,76%	4,85%	4,71%
	EH2	4,84%	4,77%	4,87%	4,71%
	EH3	4,83%	4,70%	4,75%	4,66%
Erweiterung-niedrig	EN1	4,82%	4,86%	4,87%	4,85%
	EN2	4,82%	4,85%	4,86%	4,85%
	EN3	4,82%	4,84%	4,85%	4,84%

Tabelle 17.9 Ergebnisvergleich der Variante „Innovative Netztechnologien“ für Szenario NEP B 2012 / Bundesländerszenario

Gruppe	VNB-Code	Reg. WACC 2014	Szenario NEP B 2012		Bundesländerszenario	
			Basis IKV 2014	Inn. NT IKV 2014	Basis IKV 2014	Inn. NT IKV 2014
Gesamt-hoch	GH1	4,73%	4,22%	4,40%	4,06%	4,35%
	GH2	4,73%	4,13%	4,26%	4,01%	4,21%
	GH3	4,74%	4,12%	4,30%	3,37%	3,66%
Gesamt-niedrig	GN1	4,80%	5,32%		5,31%	
	GN2	4,80%	5,19%		5,05%	
	GN3	4,81%	5,40%	5,66%	5,19%	5,42%
Erweiterung-hoch	EH1	4,83%	4,76%	4,99%	4,49%	4,77%
	EH2	4,84%	4,77%	5,06%	4,78%	5,18%
	EH3	4,83%	4,70%	4,83%	4,46%	4,66%
Erweiterung-niedrig	EN1	4,82%	4,86%	4,89%	4,83%	4,87%
	EN2	4,82%	4,85%	4,87%	4,82%	4,85%
	EN3	4,82%	4,84%	4,85%	4,81%	4,84%

Literaturverzeichnis

- [1] ABARZÙA, T. Präsidium der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) (Hrsg.): *EEG 2012 – Vorrang für erneuerbare neu reguliert*. In: Zeitschrift für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Ausgabe 2011-06
- [2] Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): *Bundesländer in der Übersicht - Installierte Leistung Photovoltaik*. <http://www.foederal-erneuerbar.de>, Dezember 2011
- [3] Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.): *Erneuerbare Energien 2020 Potenzialatlas Deutschland – Sonderausgabe Bioenergie*. Berlin, November 2009
- [4] AIGNER, H., et.al. : *Leitfaden zur Zulassung von Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen - Anregungen für Gemeinden*. 2. Auflage, Feb. 2011
- [5] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. : *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011*. Berlin und Köln. Februar 2012
- [6] AVERCH, H., JOHNSON, L.L. : *Behavior of the firm under regulatory constraint*. American Economic Review, 52, S. 1053-1069, 1962.
- [7] BACHER, J. : *Clusteranalyse*. 2. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, 1996
- [8] BALLWIESER, W. : *Investitionsrechnungen für Netze im Rahmen der Anreizregulierung*, April 2008.
- [9] BAUKNECHT, D. : *Transforming the grid; Electricity system governance and network integration of distributed generation*, NOMOS, Baden-Baden, 2012.
- [10] BORCHARD, T., et al. : *Spannungsregelungsstrategien für Verteilungsnetze*. EW – Das Magazin für die Energiewirtschaft, EW Jg. 110 (2011), Heft 5, S. 42-46, Februar 2011

- [11] BR 868/10 : Antrag des Freistaats Thüringen Entschließung des Bundesrates zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet durch Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, Bundesrat Drucksache 868/10, 22.12.10.
- [12] BRANDSTÄTT, CHR., BRUNEKREEFT, G., FRIEDRICHSEN, N. : *Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?* Utilities Policy 19, 2011, 244-254.
- [13] BRANDSTÄTT, CHR. , BRUNEKREEFT G. , FRIEDRICHSEN, N. : *Smart pricing to reduce network investment in smart distribution grids – international lessons for Germany*. In: Sioshansi, F., Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy, Menlo Energy Economics, Elsevier, 2012.
- [14] BRANDSTÄTT, CHR. , BRUNEKREEFT, G. , FRIEDRICHSEN, N. : *Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts*. Bremer Energy Working Papers, No. 10, Jacobs University Bremen, September 2011.
- [15] BRUNEKREEFT, G. : *Regulierung der Stromverteilnetze und Netzinvestitionen – Eine empirische Untersuchung*. Studie für BKW AG, Bern, 2011.
- [16] BRUNEKREEFT, G. : *Die ARegV und der erhöhte Investitionsbedarf in Stromverteilnetze: der Vorschlag einer Neuberechnung des generellen X-Faktors sowie die Einführung eines Investitionsbonus*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Oktober 2011.
- [17] BRUNEKREEFT, G. : *On the role of international benchmarking of electricity Transmission System Operators facing significant investment requirements*. Bremen Energy Working Papers, No. 12, Jacobs University Bremen, Oktober 2012.
- [18] BRUNEKREEFT G. , BORRMANN, J. : *The effect of monopoly regulation on the timing of investment*. Bremen Energy Working Papers, No. 9, Jacobs University Bremen, Mai 2011.

- [19] BRUNEKREEFT, G. et al. : *Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN)*. Abschlussbericht, Kurzfassung, September 2011. <http://www.bremer-energieinstitut.de>
- [20] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien*. Stand: 30.06.2011
- [21] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Entwicklung der erneuerbaren Energie in Deutschland im Jahr 2010*. Berlin, März 2011
- [22] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“*. Berlin, Dezember 2010
- [23] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie - Schlussbericht*. Aachen, September 2010
- [24] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Programm zur Marktaktivierung für Elektrofahrzeuge – 100.000 Stück bis Ende 2014*. Berlin, 16.09.2009
- [25] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) : *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energie in Deutschland*. Berlin, März 2011
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (Hrsg.) : *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. Basel / Köln / Osnabrück, August 2010
- [27] Bundesnetzagentur : *Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 StromNEV ab 2011*

- [28] Bundesnetzagentur : EEG-Statistikbericht 2009. Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2009 nach den Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).
- [29] Bundesnetzagentur (Hrsg.) : *Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan 2012*. Bonn, Dezember 2011
- [30] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.) : *Energie-Info – Investitionen der deutschen Energieversorger*. Berlin, Juni 2010.
- [31] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.) : *Energiemarkt Deutschland - Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung*. Berlin, Juni 2010
- [32] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.) : *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Juni 2008
- [33] Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (Hrsg.) : *Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft*. Berlin, Januar 2009
- [34] Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) : *Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung*. Berlin, Mai 2011
- [35] Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) : *Repowering von Windenergieanlagen – Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung*. Berlin, März 2010
- [36] Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) : *Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen*. Berlin, Dezember 2010
- [37] DECKL, S.; KREBS, T., Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Ausstattung mit Gebrauchsgütern und Wohnsituation privater Haushalte, Auszug aus Wirtschaft und Statistik 2/2004*. Wiesbaden, 2004
- [38] Deutsches Biomasse Forschungszentrum (Hrsg.) : *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*. Leipzig, März 2011

- [39] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *Dena-Netzstudie II*. Berlin, November 2010
- [40] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)*. Berlin, Februar 2010
- [41] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.): *Leitstudie 2010*. Im Auftrag des BMU, Dezember 2010
- [42] DROSTE-FRANKE, B.; et.al.: *Balancing Renewable Electricity -Interdisciplinary Perspectives on Energy Storage, Smart Grids, E-Mobility and Network Extension*. Europäische Akademie, Bad Neuenahr Ahrweiler, 2011
- [43] E-Bridge : *Grenzen des Erweiterungsfaktors - Diskussionsbeitrag zur AG Regulierung*. Berlin, April 2012.
- [44] ENERCON GmbH (Hrsg.): *ENERCON Produktübersicht*. Aurich, Stand 03/11
- [45] Energiate GmbH & Co. KG (Hrsg.): *Elektromobilität – ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für Energieversorger? – Studie*. Essen, April 2009
- [46] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (Hrsg.): *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Studie*. Köln, März 2008
- [47] Erläuterungen zu NTS-VO 2010 : *Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, SNT-VO 2010*; <http://e-control.at/de/recht>.
- [48] ESTER, M.; SANDER, J. : *Knowledge Discovery in Databases*. Berlin: Springer, 2000. ISBN 978-3-540-67328-6
- [49] Farrier-Swier Consulting : *Regulation of Electricity Lines Businesses - Research Project for 2009 Threshold Reset, Distribution Networks and Asset Management*, Farrier-Swier, Melbourne, Dezember 2007.
- [50] GROWITSCH, CHR.; MÜLLER, CHR.; STRONZIK, M. : *Anreizregulierung und Netzinvestitionen*. WIK, Bad Honnef, April 2010.

- [51] GUTHRIE, G. : *Regulating infrastructure: The Impact on risk and investment*. Journal of Economic Literature, 44 (4), S. 925-972, 2006.
- [52] GWISDORF, B. ; HAMMERSCHMIDT, T. ; REHTANZ, C. : *Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen*, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08. - 09.11.2011
- [53] GWISDORF, B. , et al. : *Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units*. 2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply, Boston, 27. - 29.09.2010
- [54] HACHMEISTER, D. : *Zum Einfluss der Zahlungszuflüsse aus Bestandsanlagen auf Investitionsrechnungen für Ersatzinvestitionen in Netze im Rahmen der Anreizregulierung*, März 2009.
- [55] HEIDELCK, R.; KRUSE, H. ; LAUE, H.-J. : *Wärmepumpen in Gewerbe und Industrie - ein Überblick*. Hannover
- [56] HÜBNER, G. ; et. al. : *Pilotstudie zur Akzeptanz vertikaler Windenergieanlagen – Kurzfassung*. Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg, Halle, Januar 2010
- [57] IG-BCE : *Stromspeicher: Notwendig, aber teuer und sowohl qualitativ als auch quantitativ häufig überschätzt*. In: Elektrizitätswirtschaft und Braunkohle, Ausgabe 3/10
- [58] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber : *EEG-Anlagenstammdaten*. Stand: 31.12.2011, <http://www.eeg-kwk.net>
- [59] JOSKOW, P. L. : *Inflation and environmental concern: structural change in the process of public utility price regulation*. Journal of Law and Economics, 17, S. 291-327, 1974.
- [60] JOSKOW, P. L. : *Regulatory failure, regulatory reform, and structural change in the electric power industry*.

- Cambridge: Massachusetts Institute of Technology (MIT), Department of Economics, 1989.
- [61] KAUFMAN L. : *Submission to the Productivity Commission, Review of the gas access regime*. Pacific Economics Group report, April 2004.
- [62] KAYS, J., SCHWIPPE, J., WANIEK, D., REHTANZ, C. : *Multidimensionales Verfahren zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfs unter Berücksichtigung von Unsicherheiten*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, No. 34, S. 267-278, 2010
- [63] KERBER, G. : *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*. München, TU München, Dissertation, 2011
- [64] KLOBASA, M. : *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*. Karlsruhe, Universität Karlsruhe, Dissertation, 2007
- [65] LITTLECHILD, S. C. : *Regulation of British telecommunications' profitability*. London: Department of industry, 1983.
- [66] LÖDL M. ; et al. : *Abschätzung des Photovoltaik-Potential auf Dachflächen in Deutschland*. 11. Symposium Energieinnovation, Graz/Austria, 2010
- [67] MAKHOLM, J. : *The theory of relationship-specific investments, long-term contracts and gas pipeline developments in the United States*. Mimeo, NERA, Boston, 2006.
- [68] MOLLY, J.P. : *Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2010*. DEWI GmbH, Wilhelmshaven.
- [69] MULDER, M. : *Financeability of investment and allocation of costs: an assessment of the incentive regulation of the Dutch high-voltage network*. Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 13, No, 2, S. 160-186, 2012.
- [70] NAGEL, H. : *Systematische Netzplanung*. 2. Auflage; Berlin: VWEW Energieverlag GmbH; 2008

- [71] Norm DIN EN 50160 : *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010
- [72] Norm VDE 0122 : *Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge*. November 2001
- [73] Ofgem : Electricity distribution structure of charges: distribution charging methodology at lower voltages, Ofgem decision document, November 2009.
- [74] Ofgem : *RIIO: a new way to regulate energy networks – final decision*. Ofgem, Oktober 2010.
- [75] Ofgem : *Handbook for implementing the RIIO model*. Ofgem, Oktober 2010.
- [76] PARDATSCHER, R. ; et al. : *Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz*, VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08. - 09.11.2011
- [77] Prognos AG : *Zwischenprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*. Berlin, Basel, August 2011
- [78] QUASCHNING, V. : *Bewertung von Methoden zur Bestimmung des PV-Anteils sowie von Ausbauszenarien und Einflüssen auf die Elektrizitätswirtschaft*. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2011.
- [79] QUASCHNING, V. : *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000.
- [80] ROLINK, J. : *Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung*. Dortmund, Technische Universität Dortmund, Dissertation 2012
- [81] SCHEFFLER, J. : *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Chemnitz, Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2002
- [82] SHLEIFER, A. : *A theory of yardstick competition*. Rand Journal of Economics, 16, S. 319-327, 1985.

- [83] SPENCE, A.M. : *Monopoly, quality, and regulation*. Bell Journal of Economics, 6 (2), S. 417-429, 1975.
- [84] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Auszug aller selbständigen Gemeinden Deutschlands aus dem Gemeindeverzeichnis*. Stand: 31.12.2010
<http://www.destatis.de>
- [85] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Bodenflächen nach Art der tatsächlichen Nutzung*. Stand 31.12.2010,
<http://www.regionalstatistik.de>
- [86] Statistisches Bundesamt (Hrsg.) : *Gemeindeverzeichnis - Beschreibung der Gebietseinheiten*. Stand: 31.12.2006, <http://www.destatis.de>
- [87] Umweltbundesamt : *2050 100 % - Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Roßlau, Juli 2010
- [88] VDE (Hrsg.) : *VDE-Anwendungsregel; VDE-AR-N 4105:2011-08; Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. August 2011
- [89] VDEW (Hrsg.) : *Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze*. ISBN 3-8022-0073-x, Frankfurt, 1984
- [90] Verband der Netzbetreiber (VDN) (Hrsg.) : *Transmission Code 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. 2007
- [91] VKU und BDEW : *Stellungnahme: Anpassung Erweiterungsfaktor*. Berlin, Juni 2010.
- [92] VON ROON, S. ; GOBMEIER, T. : *Demand Response in der Industrie –Status und Potenziale in Deutschland*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Dezember 2010
- [93] 3M Deutschland GmbH : *Hintergrundinformation zum Netzausbau*. <http://www.3m-pressnet.de>. Stand: 22.11.2011. Abruf: 07.09.2012

