

Abschlussbericht.

Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt.

(kurz: Integration EE).

Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt

(Kurz: Integration EE)

Endbericht

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

Berlin, 15.08.2012

Titel der Studie	Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt. (Kurz: Integration EE)
Stand	Endbericht
Datum	15.08.2012
Version	Endbericht Integration EE
Autoren	<p>Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Annegret-Cl. Agricola (Bereichsleitung):</p> <p>Höflich, Bernd Noster, Rafael Peinl, Hannes Richard, Philipp Völker, Jakob (Projektleitung)</p> <p>Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser:</p> <p>Echternacht, David Grote, Fabian Schäfer, Andreas Schuster, Henning</p>
Auftraggeber	RWE AG

Management Summary

Zielsetzung der Studie

Deutschland hat sich für die Energiewende entschieden. Damit sind ambitionierte energiepolitische Zielsetzungen verbunden: Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen um 40 Prozent und bis 2050 um 80 Prozent reduziert werden. Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Dafür muss die deutsche Stromversorgung in den nächsten Jahrzehnten grundlegend umgebaut werden.

Der Ausbau und die Integration der regenerativen Stromerzeugung stellen vollkommen neue Anforderungen an das Energiesystem und verändern den konventionellen Kraftwerkspark, den Stromhandel, aber auch den Transport, die Verteilung und die Nutzung von Elektrizität maßgeblich. Die Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“ untersucht ausgewählte Aspekte des auf der Basis der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung eingeleiteten Transformationsprozesses des (deutschen) Stromsystems.

Für die hier vorliegende Untersuchung werden insbesondere folgende modellhafte Annahmen zugrunde gelegt:

- Annahme eines konstanten Strombedarfs,
- Entwicklungspfad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gemäß BMU-Leitszenario 2009¹,
- Entwicklung der Energieträgerpreise auf Basis der im Auftrag des BMWi erstellten Energieprognose 2009,
- Einbettung des deutschen Strommarkts in einen vollständig realisierten europäischen Strommarkt² unter Annahme eines barrierefreien Stromnetzes innerhalb der einzelnen europäischen Länder und unter Zugrundelegung der bestehenden Grenzkuppelkapazitäten inkl. bestehender Ausbauplanungen für den Stromtausch zwischen den Ländern.

Zu den Annahmen ist festzuhalten:

- Das BMU-Leitszenario 2009 stellt unter den verschiedenen etablierten Studien einen ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien dar. Andere Szenarien erwarten deutlich niedrigere Wachstumsraten der erneuerbaren Energien.
- Die angesetzten Primärenergieträgerpreise aus der BMWi-Energieprognose 2009 beeinflussen die Vorteilhaftigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit die Entwicklung des Erzeugungsmixes. Auch hier kommen andere Szenarien zu anderen Ergebnissen im Hinblick auf die ermittelte Merit Order im Strommarkt.

¹ Zum Zeitpunkt des Studienstarts lag das BMU-Leitszenario 2010 noch nicht vor.

² Bis dato ist die Vollendung des europäischen Binnenmarkt Strom noch nicht erreicht.

- Ein barrierefreier europäischer Strommarkt ist eine modellhafte Annahme, deren Realisierung aus heutiger Sicht nur eingeschränkt zu erwarten ist.
- Volkswirtschaftliche Effekte aus dem Transformationsprozess des Systems wurden im hier verwendeten Modell nicht berücksichtigt.

Konventionelle Kraftwerke auch 2050 noch in großem Umfang nötig

Die im Jahr 2050 in Deutschland installierte Erzeugungskapazität wird wesentlich größer sein als die heutige. Die installierte Kapazität erhöht sich von heute ca. 150 GW auf rund 240 GW im Jahr 2050. Die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien wird mehr als verdreifacht; auf Basis des zugrunde gelegten Szenarios ist zudem im Jahr 2050 ein konventioneller Kraftwerkspark mit rund 60 GW nötig. Sollte die Entwicklung z.B. des Ausbaus erneuerbarer Energien oder des Netzausbau hinter den ambitionierten Zielen zurückbleiben, läge der Bedarf an (inländischer) konventioneller Kraftwerksleistung noch höher.

Auch und gerade weil die Stromerzeugung aus fluktuiierenden erneuerbaren Energien bis 2050 stark ausgebaut wird, bleibt das deutsche Stromsystem auch im Jahr 2050 noch in einem beträchtlichen Umfang auf konventionelle Kraftwerke angewiesen. Bis 2050 werden allerdings die 2010 bestehenden konventionellen Kraftwerke aus altersbedingten und wirtschaftlichen Gründen vom Netz gehen (Retrofitmaßnahmen für bestehende konventionelle Kraftwerke, die durchaus Einfluss auf die Ausprägung des Kraftwerksparks haben, wurden in dieser Untersuchung nicht betrachtet). Zum Ausgleich der fluktuiierenden Einspeisung, zur Deckung des Regelleistungsbedarfs und zur Bereitstellung anderer Systemdienstleistungen werden auf der Basis des zugrunde gelegten Szenarios im Jahr 2050 rund 60 GW konventionelle Kraftwerksleistung für ein sicheres Gesamtversorgungssystem benötigt. Die konventionellen Kraftwerke werden in Zukunft schneller reagieren müssen als heute. Dementsprechend wird es einen starken Bedarf an effizienten und flexiblen Kraftwerken geben.

Fazit: Erneuerbare und konventionelle Energieerzeugung müssen zusammengehen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung macht den raschen Zubau von effizienten und flexiblen konventionellen Kraftwerken erforderlich, welcher durch die Flexibilisierung (in Verbindung mit Retrofitmaßnahmen) bestehender Kraftwerke ergänzt werden kann. Dafür muss ein stabiler politischer Rahmen geschaffen werden.

Deutschland wird vom Stromexporteur zum Stromimporteur

Infolge des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien und der bestehenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten steigt die Stromerzeugung bis 2020 an. Von den in Deutschland im Jahr 2020 produzierten 650 TWh werden nach den Ergebnissen der Modellierung im Jahressaldo 41 TWh exportiert. Aufgrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, der befristeten Restlaufzeiten der Kern-

kraftwerke und des steigenden Direktimports erneuerbarer Energien³ aus dem Ausland sinkt die Stromerzeugung dann bis 2050 auf 506 TWh/a. Die inländische Stromproduktion deckt damit die inländische Stromnachfrage nicht mehr ab. Deutschland wird vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur: Im Jahr 2040 werden per Saldo 96 TWh und im Jahr 2050 bereits 134 TWh importiert werden müssen. Dies muss insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit in Deutschland betrachtet werden. Mit der altersbedingten und wirtschaftlichen Stilllegung konventioneller Kapazitäten nimmt auch die gesicherte Leistung des bestehenden deutschen Kraftwerksparks stark ab. Diese Abnahme kann trotz des hohen Zubaus erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK, aufgrund der niedrigen gesicherten Leistung der fluktuiierenden erneuerbaren Energien, nicht ausgeglichen werden. Bereits ab 2020 steht angesichts der angenommenen Stilllegungen ohne den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke nicht mehr genügend Leistung zur gesicherten inländischen Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Bis 2050 müssen durch den Zubau konventioneller Kraftwerke, Retrofit und ggf. teilweise über das Ausland über 46 GW an zusätzlicher gesicherter Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt werden.⁴

Fazit: Bleiben die politischen Rahmenbedingungen unverändert, wird Deutschland seine Stromnachfrage trotz des gemäß BMU-Leitszenario 2009 zugrunde gelegten ambitionierten Zubaus erneuerbarer Energien langfristig nicht mehr eigenständig decken können. Da für die Einbeziehung des Auslands in die Bereitstellung gesicherter Leistung nicht nur die entsprechende Erzeugungsleistung im Ausland, sondern auch die notwendigen grenzübergreifenden Netzkapazitäten exakt zum benötigten Zeitpunkt zur Verfügung stehen müssten, wird eine nationale Vorhaltung gesicherter Leistung oberhalb der Jahreshöchstlast empfohlen. In Zukunft braucht es darüber hinaus einen ausgewogenen Technologiemix zwischen erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speicher, Netzausbau und Demand-Side-Management, um die Versorgungssicherheit in einem stark veränderten Stromsystem zu gewährleisten.

Integration der Erneuerbaren in das Stromsystem nicht vollständig möglich

Ab 2020 entstehen immer häufiger Situationen, in denen zu einem bestimmten Zeitpunkt mehr Strom durch erneuerbare Energien und KWK erzeugt wird, als in Deutschland zu diesem Zeitpunkt benötigt wird. Im Jahr 2050 übersteigt die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK die Nachfrage bereits in 43 Prozent der Stunden im Jahr bzw. um 66 TWh. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK ist 2050 bis zu 70 GW größer als die Nachfrage in einer Stunde. Zu einem gewissen Anteil kann diese Stromerzeugung (theoretisch) ins Ausland exportiert oder in inländischen Speichern zwischen gespeichert werden. Allerdings ist die Errichtung zusätzlicher Energiespeicherkapazitäten in der angenommenen Größenordnung nur schwer darstellbar. Trotz des für diese Berechnung unterstellten optimalen Netzausbau sowie modelloptimalem Austausch mit dem Ausland und perfekter Voraussicht

³ Unter Direktimport erneuerbarer Energien wird eine virtuelle Einspeisung ausländischer erneuerbarer Stromerzeugung in das deutsche Stromnetz entsprechend dem Entwicklungspfad des BMU-Leitszenarios 2009 verstanden. Der geografische Ursprung dieser Erzeugung und die Einspeisepunkte in Deutschland werden nicht spezifiziert.

⁴ Der in der Studie ermittelte Zubau konventioneller Kraftwerke wird im Kapitel 4.4 diskutiert, siehe insbesondere Kapitel 4.4.3.

im System können aber immer höhere Anteile der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung nicht mehr integriert werden und müssen zur Beibehaltung der Systemstabilität abgeregelt und damit verworfen werden. Aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung nehmen die Residuallastschwankungen in Deutschland stark zu.

Fazit: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss zwingend mit einer Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung, einer intelligenten Steuerung zur Flexibilisierung der Nachfrage sowie mit dem Bau von Stromspeicherkapazitäten einhergehen. Ein Teil der benötigten Systemflexibilität könnte durch eine flexible Betriebsweise von KWK-Anlagen und/oder die Verringerung der Must-run-KWK-Erzeugung bereitgestellt werden. Um das Auftreten von Extremwerten und Schwankungen auszugleichen, muss es einen kombinierten Einsatz von Speichern, Demand-Side-Management und nationalem wie internationalem Netzausbau geben. Angesichts der Komplexität der zukünftigen Stromerzeugung wird es dabei keine singuläre Lösung geben. Stattdessen muss das Energiesystem in seiner Gesamtheit betrachtet und optimiert werden. Bleibt der Netzausbau hinter den gesetzten Zielen zurück oder ist das Ausland nicht bereit, den Ausgleich der Schwankungen der Stromerzeugung in Deutschland zu unterstützen, wird die Integration der erneuerbaren Energien wesentlich schwieriger, und die Bedeutung der gesicherten Leistung der inländischen konventionellen Kraftwerke für die Versorgungssicherheit nimmt zu.

Netzausbau dringend notwendig

Bereits heute besteht ein geografisches Ungleichgewicht zwischen der hohen installierten Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland und der Konzentration der Lastzentren im Süden und Westen. Dieses Ungleichgewicht wird durch die Errichtung großer Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee sowie gegebenenfalls durch konventionelle Kraftwerksneubauten in Küstennähe weiter zunehmen. Das führt zu einem wachsenden Transportbedarf für elektrische Energie im Übertragungsnetz in Deutschland. In der vorliegenden Studie wurde der Netzausbaubedarf im deutschen Höchstspannungsnetz für eine besonders kritische Netzsituation (Starkwind und Starklast) untersucht. Die Analysen für diesen einzelnen Netznutzungsfall zeigen, dass bis 2050 ein weiterer Netzausbau im Übertragungsnetz von mindestens 12 900 km notwendig wird. Die überwiegend auf der Stromverteilnetzebene angeschlossenen erneuerbaren Erzeuger, vor allem Photovoltaik, kleinere Onshore-Windparks und Biomasseanlagen, haben einen erheblichen Ausbau- und Innovationsbedarf in diesen Netzbereichen zur Folge.

Fazit: Der Netzausbau ist ein zentraler Grundpfeiler für die erfolgreiche Integration der erneuerbaren Energien. Die Höchstspannungsnetze in Deutschland müssen dringend und umfangreich ausgebaut werden. Dieser Ausbau verzögert sich aber heute schon extrem. Darüber hinaus muss auch der Netzausbau auf der Verteilnetzebene dringend in Angriff genommen werden.

Die Stromversorgung kostet 2050 deutlich mehr als heute

Die zunehmende fluktuierende Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien hat nachhaltigen Einfluss auf den Stromhandel und die Preisbildung an der Börse. Sehr deutlich wird die Volatilität der Strompreise steigen, das heißt die Häufigkeit sehr hoher und sehr niedriger Preise nimmt stark zu. Die zukünftigen Strompreissteigerungen ergeben sich nicht nur aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem

veränderten Einsatz konventioneller Kraftwerke, sondern auch durch steigende Netzkosten und Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems, zum Beispiel durch die Errichtung von Speichern. Darüber hinaus werden Kosten für die Anbindung der Offshore-Windparks sowie erhöhte Kosten für Regelenergie und Demand-Side-Management anfallen. Insgesamt ist eine deutliche, aber aus heutiger Perspektive in ihrer genauen Höhe kaum zu beziffernde Zunahme der Kosten für die Stromversorgung bis 2050 zu erwarten. Den Kostensteigerungen stehen positive Effekte wie z.B. eine verminderte Abhängigkeit von Rohstoffimporten gegenüber.

Fazit: Auch 2050 können erneuerbare Energien unter den getroffenen Annahmen ihre Kosten nicht vollständig am Markt decken. Eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien wird es unter Beibehaltung des heutigen Strommarktaufbaus ohne Förderung nicht geben. Der heutige Aufbau des Strommarkts und die bestehenden Mechanismen zur Umwälzung der Kosten aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien werden im Jahr 2050 nicht mehr anwendbar sein. Der Strommarktaufbau in Verbindung mit einer Marktintegration der erneuerbaren Energien muss deshalb weiterentwickelt werden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	8
Abbildungsverzeichnis	11
Tabellenverzeichnis	14
Abkürzungsverzeichnis	15
1 Zusammenfassung der Studienergebnisse	17
2 Zielsetzung und Hintergrund der Untersuchung	29
3 Das heutige Stromversorgungssystem	31
3.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen	31
3.2 Nachfrage	34
3.3 Erzeugung	36
3.3.1 Konventionelle Erzeugung	37
3.3.2 Erzeugung aus erneuerbaren Energien	39
3.4 Stromtransport und -verteilung	44
3.5 Einbindung in das europäische Stromversorgungssystem	46
3.6 Markt	47
3.7 Zwischenfazit zum heutigen Stromversorgungssystem	51
4 Die Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050	53
4.1 Eingangsgrößen	54
4.1.1 Stromnachfrage	55
4.1.2 Ausbaupfad der EE in Deutschland	56
4.1.3 Konventioneller Kraftwerkspark	63
4.1.4 Konventionelle KWK-Erzeugung	65
4.1.5 Europäisches Übertragungsnetzsystem	66
4.1.6 Brennstoffkosten	67
4.1.7 Zwischenfazit Eingangsgrößen	68
4.2 Modellaufbau und Hintergrundinformationen zum verwendeten Modell	68
4.2.1 Modell zur Ermittlung des Reservebedarfs	70
4.2.2 Modell zur Entwicklung des Kraftwerksparks	70
4.2.3 Modell zur Marktsimulation und Preisbestimmung	71
4.2.4 Modell zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs	71
4.3 Regelleistung	72

4.3.1	Grundlagen der Regelleistung	72
4.3.2	Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis 2050	74
4.3.3	Zwischenfazit Regelennergie	76
4.4	Kraftwerkspark-Ausbauplanung	76
4.4.1	Konventionelle Erzeugungskapazitäten in Deutschland	77
4.4.2	Die Gesamt-Erzeugungskapazitäten in Deutschland	84
4.4.3	Gesicherte Leistung in Deutschland	86
4.4.4	Zwischenfazit Kraftwerkspark-Ausbauplanung	88
4.5	Die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	89
4.5.1	Einsatzzyklen konventioneller Kraftwerke	91
4.5.2	Die Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland	96
4.5.3	Zwischenfazit Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland	97
4.6	Stromtausch mit dem Ausland	97
4.6.1	Monatsscharfe Auswertung der Stromimporte und -exporte	98
4.6.2	Auslastung der deutschen Grenzkuppelkapazitäten	100
4.6.3	Zwischenfazit zum Stromtausch mit dem Ausland	101
4.7	Elektrizitätsmarkt	102
4.7.1	Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise	102
4.7.2	Negative Strompreise	107
4.7.3	Preisbildung und Handelsmechanismus für Fahrplanenergie an der Börse	109
4.7.4	Zwischenfazit Elektrizitätsmarkt	110
4.8	Die Integration der Must-run-Erzeugung und die Entwicklung der Residuallast	111
4.8.1	Negative Residuallast und nicht integrierbare Leistung	112
4.8.2	Schwankungen der Residuallastverläufe	115
4.9	Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene	120
4.10	Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene	122
4.11	Systemstabilität	124
4.11.1	Blindleistungsbereitstellung	124
4.11.2	Kurzschlussleistung	125
4.11.3	Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzbetriebsfähigkeit	126
4.11.4	Systemverantwortung	127
4.12	Die Kostenentwicklung der Stromversorgung in Deutschland	127
4.12.1	Die Kostenentwicklung konventioneller Stromerzeugung	128

4.12.2	Kostenentwicklung der Erzeugung aus EE	129
4.12.3	Die Entwicklung wesentlicher Kostenblöcke der Netzkosten	133
4.12.4	Zwischenfazit Kosten	137
5	Instrumente und Optionen zur verbesserten Integration der EE in das Stromversorgungssystem	139
5.1	Die Anpassung im Bereich der konventionellen Erzeugung	139
5.2	Anpassungen im Bereich der Nachfrage	141
5.3	Der Zubau zusätzlicher Speicherkapazität	143
5.4	Sensitivitätsrechnung für den Direktimport von EE	145
6	Literaturverzeichnis	148
7	Anhang	153
A.	Energie, Gewichts- und Zeiteinheiten	153
B.	Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten	154
C.	Eingangsdaten der Modellierung	155
D.	CO ₂ -Emissionen nach Kraftwerkstypen	162
E.	Beschreibung der verwendeten Modelle	163

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Stundenscharfe Netzlast in Deutschland 2010.....	35
Abbildung 3-2: Nettoengpassleistung in Deutschland (2010).....	36
Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung in Deutschland (2010).....	37
Abbildung 3-4: Regionale Verteilung der installierten Leistung der EE (Stand 2009).	40
Abbildung 3-5: Export-Import-Saldo für Elektrizität.....	47
Abbildung 3-6: Stromexporte und -importe, Windenergieerzeugung.....	47
Abbildung 3-7: Schematische Darstellung der Preisbildung an der Strombörse.	49
Abbildung 4-1: Schematischer Aufbau der Untersuchungen dieses Kapitels.	54
Abbildung 4-2: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung von EE.	58
Abbildung 4-3: Geografische Verteilung der EE-Leistung.	60
Abbildung 4-4: Angenommene Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus EE.	62
Abbildung 4-5: Realisierte Kraftwerkszubauten bis 2014.	64
Abbildung 4-6: Entwicklung der KWK-Erzeugung.	65
Abbildung 4-7: Geografischer Betrachtungsbereich der Marktmodellierung.....	66
Abbildung 4-8: Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise (Grenzübergangspreise) und des CO ₂ -Preises auf Grundlage der Energieprognose 2009 im Auftrag des BMWi und des NSAT-CDM-Szenarios.	68
Abbildung 4-9: Grafische Darstellung der verwendeten Modelle.	69
Abbildung 4-10: Aktivierungszeit der Regelenergie.	73
Abbildung 4-11: Lastrauschen und Prognosefehler.....	74
Abbildung 4-12: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland.	78
Abbildung 4-13: Leistungszubau konventioneller Kraftwerke in Deutschland.	79
Abbildung 4-14: Leistungsrückbau konventioneller Kraftwerke in Deutschland unter Annahme einer durchschnittlichen Kraftwerkslebensdauer von 45 Jahren (ohne Retrofit).	80
Abbildung 4-15: Technische und wirtschaftliche Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland.....	83
Abbildung 4-16: Wirtschaftlich bedingter Kraftwerksrückbau in Deutschland.	83

Abbildung 4-17: Gesamt-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland (der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009)	85
Abbildung 4-18: Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland.	87
Abbildung 4-19: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland (der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009).	90
Abbildung 4-20: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland inkl. Direktimport von EE (der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009).	91
Abbildung 4-21: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der KKW in Deutschland.	93
Abbildung 4-22: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der Braunkohlekraftwerke in Deutschland.	94
Abbildung 4-23: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der Steinkohlekraftwerke in Deutschland.	95
Abbildung 4-24: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der Gaskraftwerke in Deutschland.	96
Abbildung 4-25: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der konventionellen Erzeugung in Deutschland (ohne KWK).	96
Abbildung 4-26: Export-Import-Saldo Deutschland.	98
Abbildung 4-27: Entwicklung von Stromerzeugung, -import und -export.	99
Abbildung 4-28: Korrelationskoeffizienten der fluktuierenden Einspeisung zum Export.....	100
Abbildung 4-29: Durchschnittliche Auslastung der deutschen Grenzkuppelstellen.	101
Abbildung 4-30: Typischer Wochenverlauf der Börsenpreise in Deutschland.	103
Abbildung 4-31: Entwicklung der durchschnittlichen kostenbasierten Marktpreise in Deutschland.....	105
Abbildung 4-32: Entwicklung der Preisvolatilität in Deutschland (Base).	105
Abbildung 4-33: Entwicklung der Börsenpreise im benachbarten Ausland.....	106
Abbildung 4-34: Geordnete Dauerlinie der Residuallast.....	112
Abbildung 4-35: Nicht integrierbare Arbeit, Arbeit zu Zeitpunkten negativer Residuallast in Deutschland.....	114
Abbildung 4-36: Struktur und Entwicklung der Residuallast.	116
Abbildung 4-37: Tagesverlauf der Residuallast an einem Samstag im August.	116
Abbildung 4-38: Tagesverlauf der Residuallast an einem Dienstag im Februar.	117
Abbildung 4-39: Wochenverlauf der Residuallast im März.	118
Abbildung 4-40: Wochenverlauf der Residuallast im Juni.....	118

Abbildung 4-41: Wochenverlauf der Residuallast im Oktober	118
Abbildung 4-42: Monatsverlauf der Residuallast im Mai 2050.	119
Abbildung 4-43: Jahresverlauf der Residuallast 2050.	120
Abbildung 4-44: Transformationsprozess von zentraler zu dezentraler Erzeugung.	123
Abbildung 4-45: Gesamtkosten und spezifische Kosten der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland bis 2050.....	129
Abbildung 4-46: Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten.....	130
Abbildung 4-47: Spezifische EE-Stromgestehungskosten des Anlagenbestands.....	131
Abbildung 4-48: Die Entwicklung der Differenzkosten in Deutschland bis 2050.....	132
Abbildung 5-1: Änderung der Arbeit infolge der Reduzierung des KWK-Anteils.	141
Abbildung 5-2: Änderung der Arbeit in der DSM-Sensitivitätsrechnung.	142
Abbildung 5-3: Änderung der Börsenpreise in der DSM-Sensitivitätsrechnung.....	143
Abbildung 5-4: Jährlicher Grenznutzen von Speicherzubau im Jahr 2050.	144
Abbildung 5-5: Die Änderung der Arbeit im Jahr 2050 bei Zubau von 6,5 GW Speicher.	145
Abbildung 5-6: Die Änderung der Arbeit in der Sensitivitätsrechnung für den EE-Direktimport.....	146
Abbildung 7-1: Entwicklung der Brennstoffpreise (Realpreise 2007).....	160
Abbildung 7-2: Länder der Marktmodellierung.....	160
Abbildung 7-3: Bestimmung des Bedarfs an Reserveleistung	163
Abbildung 7-4: IKS-Modell zur Simulation der Kraftwerksparkentwicklung	165
Abbildung 7-5: Marktsimulationsverfahren.....	166

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Stromgestehungskosten der EE im Jahr 2010 (Mittelwert Neuanlagen) gemäß BMU-Leitszenario 2009	41
Tabelle 3-2: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus in Deutschland	42
Tabelle 3-3: Anteil der gesamten EEG-förderfähigen installierten Leistung in Direktvermarktung, Mittelwert 2010	50
Tabelle 4-1: Vorzuhaltender Reservebedarf in den Stützjahren	75
Tabelle 4-2: Auswirkung der Einspeisung von Wind- und Solarenergie auf den Regelleistungsbedarf	76
Tabelle 4-3: Auftreten von Stunden negativer Residuallast und nicht integrierbarer Leistung	113
Tabelle 4-4: Kosten der Stromerzeugung aus konventioneller KWK	129
Tabelle 4-5: Entwicklung der Differenzkostenumlage	133
Tabelle 4-6: Abschätzung des Ausbau- und Investitionsbedarfs auf allen Verteilnetzebenen bis 2020	136
Tabelle 5-1: KWK-Anteil (konventionell und EE) in der KWK-Sensitivitätsrechnung	140
Tabelle 5-2: Das Leistungsdefizit in Deutschland im Jahr 2050	147
Tabelle 7-1: Energieeinheiten	153
Tabelle 7-2: Umrechnungsfaktoren der Energieeinheiten	154
Tabelle 7-3: Ausbau der EE	155
Tabelle 7-4: EE-Erzeugung und Stromnachfrage	155
Tabelle 7-5: Volllaststunden der EE	156
Tabelle 7-6: Entwicklung der Erzeugung und des Anteils der KWK	156
Tabelle 7-7: Realisierte Kraftwerkszubauten bis 2014	157
Tabelle 7-8: Nutzungsdauern konventioneller Kraftwerke	158
Tabelle 7-9: Investitions- und Fixkosten für Kraftwerksprojekte	158
Tabelle 7-10: Flexibilitätsparameter konventioneller Kraftwerksneubauten in Deutschland	158
Tabelle 7-11: Brennstoffpreise (Realpreise 2007)	159
Tabelle 7-12: NTC-Werte [MW]	161
Tabelle 7-13: CO ₂ -Emissionen nach Kraftwerkstyp [t/MWh _{th}]	162

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BK	Braunkohle
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
ct	Cent
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DSM	Demand-Side-Management
dt.	deutsch
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEG-Anlagen	Anlagen zur Stromproduktion, die den Anforderungen des § 3 Abs. 2 EEG entsprechen
EEG-Strom	Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im Sinne des § 3 Abs. 2 EEG
EEX	European Energy Exchange Leipzig
EG	Erdgas
EnLAG	Energieleitungsbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
EU	Europäische Union

Abkürzung	Erläuterung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Gas-DT	Dampfturbinenkraftwerke
Gas-GT	Gasturbinenkraftwerke
GuD	Gas und Dampf
Hz	Hertz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaschutzprogramm
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KE	Kernenergie
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NAO	Nordatlantische Oszillation
NTC	net transfer capacity
OTC	over the counter
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SK	Steinkohle
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
th	thermisch
TYNDP	Ten Years Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Zusammenfassung der Studienergebnisse

Hintergrund

Das im Oktober 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung zeichnet den energiepolitischen Zielrahmen für die Entwicklung des Energieversorgungssystems bis 2050 vor. Es formuliert unter anderem folgende Ziele: Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 Prozent sowie Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 und bis 2050 auf 80 Prozent.

Um diese Ziele zu erreichen, ist ein grundlegender Umbau des deutschen, aber auch des europäischen Stromversorgungssystems in den kommenden Jahrzehnten zwingend notwendig. Die Veränderungen betreffen neben dem Ausbau und der Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch den konventionellen Kraftwerkspark, die Preisbildung und Handelsmechanismen an der Strombörse sowie die Speicherung, den Transport, die Verteilung und die Nutzung von Elektrizität in Deutschland und Europa. Die Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“ untersucht die mit den energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung einhergehenden Veränderungen des Stromversorgungssystems. Sie verzichtet dabei bewusst auf die Betrachtung von Alternativszenarien und die generelle Bewertung der Wahrscheinlichkeit des zugrunde gelegten Szenarios. Die leitende Fragestellung dieser Studie ist: Welche Herausforderungen bestehen bei der Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien? Die Studie zeigt die sich daraus ergebenden Probleme auf, für die Lösungsansätze abzuleiten sind.

Die Studie wurde von der Deutschen Energie-Agentur GmbH in Zusammenarbeit mit dem Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen erstellt. Das IAEW untersuchte im Auftrag der dena in einer Modellierung die Entwicklung wesentlicher Determinanten des deutschen und europäischen Stromversorgungssystems bis 2050.

Rahmenbedingungen und Studienaufbau

Die zentrale Fragestellung der vorliegenden Studie ist, welche Veränderungen durch einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere durch deren stark ansteigende fluktuierende Einspeisung auf der Basis eines aus verschiedenen Möglichkeiten ausgewählten Szenarios langfristig notwendig werden. Die mit diesen Veränderungen verbundenen Aus- und Umbaumaßnahmen des Stromversorgungssystems in Deutschland sind die wesentlichen Herausforderungen bei der Gewährleistung einer ökologischen, sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung in den kommenden Jahrzehnten.

Ausgangspunkt der Untersuchung ist das heute in Deutschland bestehende Stromversorgungssystem mit konventionellen und EE-Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilnetzen, Strompreisbildung an der Börse, nationalem und europäischem Stromhandel sowie den regulatorischen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Zielsetzungen. Für die Untersuchung der oben beschriebenen Fragestellung

wurde die Entwicklung des bestehenden Systems bis 2050 unter Fortführung der heutigen Rahmenbedingungen mittels einer rechnergestützten Modellierung untersucht. Für diese Untersuchung wurde eine Reihe von Annahmen getroffen, welche im Folgenden kurz beschrieben werden.

Für die simulationsgestützte Untersuchung wurde ein europäisches Kraftwerksmodell zugrunde gelegt, das einen vollendeten europäischen Binnenmarkt für Strom impliziert, der in der Realität so noch nicht verwirklicht ist. Für die zukünftige Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und deren Stromproduktion wurden im Wesentlichen die Annahmen des BMU-Leitszenarios 2009⁵ zugrunde gelegt und soweit notwendig an aktuelle Entwicklungen angepasst.⁶ Der konventionelle Kraftwerkspark und dessen Erzeugung wurden unter Verwendung einer Modellierung ermittelt. Für diese Modellierung wurden insbesondere eine Energiepreisentwicklung für die benötigten Energieträger auf Grundlage der vom BMWi beauftragten Energieprognose 2009⁷ und die energierechtlichen Regelungen in Verbindung mit dem im Sommer 2011 beschlossenen Atomausstieg in Deutschland berücksichtigt. Die Möglichkeit der technischen Ertüchtigung konventioneller Bestandskraftwerke (Retrofit) und die sich aus diesen Maßnahmen ergebenden erheblichen Auswirkungen auf einen zeitlich nach hinten verschobenen Zubau- bzw. Ersatzbedarf im konventionellen Kraftwerkspark wurden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Es wurden eine konstante Stromnachfrage sowie die heute geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen wie beispielsweise die Förderung und der Einspeisevorrang der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung angenommen.

Für den Stromtransport innerhalb Deutschlands wurde der entstehende Netzausbaubedarf untersucht. Als Grenzkuppelstellen für den Austausch mit dem Ausland wurden die heute bestehende Kapazität sowie geplante Erweiterungen einbezogen.

Im Rahmen der Modellierung wird auf der Basis der zugrunde gelegten Annahmen zunächst die zukünftig vorzuhaltende Regelleistung in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien errechnet. Für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 wird stundenscharf die Stromnachfrage und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie aus Kraft-Wärme-Kopplung modelliert. Das Modell berechnet darauf aufbauend die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland sowie den Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks in Europa unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten. Zielgröße ist dabei die kostenminimale Deckung der nach Abzug der Erzeugung aus EE und KWK verbleibenden Stromnachfrage. Dabei wird der konventionelle Kraftwerkspark so ausgelegt, dass Stromnachfrage und Reservebedarf in jeder Stunde gedeckt werden können. Abschließend erfolgen die

⁵ Zum Zeitpunkt des Studienstarts lag das BMU-Leitszenario 2010 noch nicht vor.

⁶ Der Untersuchung wird der Entwicklungspfad für erneuerbare Energien gemäß BMU-Leitszenario 2009 zugrunde gelegt. Dies dient dem Ziel, Herausforderungen und Lösungen dieser Entwicklung zu untersuchen, und ist keine Abschätzung der tatsächlichen Entwicklung der erneuerbarer Energien. Entsprechend den Annahmen des BMU-Leitszenarios 2009 wird auch ein Direktimport erneuerbarer Energien, eine virtuelle Einspeisung ausländischer erneuerbarer Stromerzeugung in das deutsche Stromnetz, angenommen.

⁷ Vergl. IER, RWI, ZEW (2010).

Simulation der resultierenden kostenbasierten Marktpreise für Strom sowie eine Abschätzung des Ausbaubedarfs im deutschen Stromübertragungsnetz.

Die in der vorliegenden Studie durchgeführte Modellierung zeigt die Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050 unter den skizzierten Rahmenbedingungen. Wie in jeder Modellierung erfolgt eine näherungsweise Abbildung der auf dieser Grundlage möglichen Entwicklung. Insbesondere mit zunehmendem Zeithorizont stellen die Ergebnisse eine Abschätzung der Entwicklung des Stromversorgungssystems dar, da verschiedene Rahmenbedingungen an die zukünftigen Gegebenheiten angepasst werden müssen, der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien sich abweichend entwickeln kann oder beispielsweise technische Innovationen nicht absehbar sind. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass die gefundenen Ergebnisse stark durch die Eingangsgrößen und Annahmen der Modellierung bedingt sind.⁸

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse sehr deutlich, dass weiterer Forschungsbedarf notwendig ist und dass die heutigen Rahmenbedingungen an die zukünftigen Gegebenheiten des Stromversorgungssystems anzupassen sind.

Im Folgenden werden zentrale Ergebnisse vorgestellt. Die Diskussion der Studienergebnisse erfolgt anhand ausgewählter Leitfragen, die für den Umbau des Stromversorgungssystems von zentraler Bedeutung sind.

Welche Herausforderungen ergeben sich durch die Integration hoher Anteile an erneuerbaren Energien in die Stromversorgung?

Insbesondere aus der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien ergibt sich ein weitreichender Veränderungsbedarf im bestehenden Stromversorgungssystem. Im Folgenden wird zunächst auf die Auswirkungen von Residuallastschwankungen eingegangen. Außerdem werden weitere Herausforderungen zur Integration hoher Anteile fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien beschrieben.

Nicht integrierbare Erzeugung

Beim Ausbau erneuerbarer Energien und deren Systemintegration muss stets sichergestellt sein, dass der konventionelle Kraftwerkspark, Speicher und Stromimporte die nach Abzug der Must-run-Erzeugung (Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK) verbleibende Residuallast decken können. Ab 2020 wird das Auftreten von Stunden mit negativer Residuallast (Überschussstrom) relevant. In solchen Stunden wird mehr Strom durch die Must-run-Erzeugungsanlagen (EE und KWK) bereitgestellt, als in Deutschland benötigt wird. Im Jahr 2050 weisen mehr als 3800 Stunden, also über 40 Prozent der Stunden im Jahr, negative Residuallastwerte auf. Der Extremwert der negativen Residuallast beträgt im Jahr 2050

⁸ Im Hinblick auf die hier ermittelte Erneuerung und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks haben insbesondere die Annahmen zur technischen Lebensdauer der Kraftwerke und die Nichtberücksichtigung von Retrofitmaßnahmen einen wesentlichen Einfluss.

mehr als 70 GW. Die insgesamt im Jahr 2050 zu Zeiten negativer Residuallast über die Nachfrage hinaus erzeugte Strommenge beträgt 66 TWh/a. Zu einem gewissen Anteil kann der Stromüberschuss zu Zeiten negativer Residuallast bei entsprechender Bereitschaft ins Ausland exportiert oder in inländischen Speichern zwischengespeichert werden. Die übrige Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ist nicht mehr integrierbar und muss zur Beibehaltung der Systemstabilität abgeregelt und damit verworfen werden. Dieser Teil wird als nicht integrierbare Arbeit bezeichnet.

Das anfänglich, unter Annahme barrierefreier Stromnetze innerhalb der europäischen Staaten, nur geringfügige Auftreten nicht integrierbarer Arbeit in den Stützjahren 2030 und 2040 zeigt, dass das vorhandene Stromversorgungssystem die fluktuierende Einspeisung der Must-run-Erzeugung unter optimalen Bedingungen zunächst relativ gut ausgleichen könnte, sofern das Ausland bereit und in der Lage ist, entsprechende Strommengen aufzunehmen. Mit dem weiteren Ausbau der fluktuierenden Erzeugung und den damit einhergehenden geringeren Anteilen an zum Ausgleich einsetzbarer konventioneller Stromerzeugung nimmt die nicht integrierbare Arbeit überproportional zu. Sie steigt von 0,3 TWh im Jahr 2030 auf 21,1 TWh im Jahr 2050. Die aufgezeigte Entwicklung bei der nicht integrierbaren Arbeit im Rahmen der Modellierung ist eine konservative Abschätzung und unterschätzt tendenziell die voraussichtliche zukünftige Entwicklung. Ursache ist die Modelleigenschaft der vollkommenen Voraussicht im Hinblick auf die Einsatzplanung des konventionellen Kraftwerksparks sowie den Betrieb von Speichern und Grenzkuppelkapazitäten. Darüber hinaus bestehen im existierenden Stromsystem eine Reihe inländischer und ausländischer Netzrestriktionen im Stromübertragungs- und Verteilnetz, welche bereits heute zu einer zeitweiligen Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Deutschland führt.

Schwankungen der Residuallast

Im Betrachtungszeitraum ist eine strukturelle Änderung der Residuallast zu beobachten. Die wichtigsten Merkmale sind hohe Schwankungen und das Aufbrechen bisher typischer Tages- und Wochenlastverläufe. So kommt es im Tagesverlauf zu Residuallastschwankungen von bis zu 70 GW, im Monatsverlauf zu Schwankungen um bis zu 110 GW. Die bisher durch die Nachfrage bestimmten Tages- und Wochenverläufe der Residuallast werden zunehmend durch die fluktuierende Einspeisung geändert. So kommt es auch in nachfragestarken Mittagsstunden aufgrund hoher PV-Einspeisungen zu negativen Residuallastwerten oder umgekehrt in Nachtstunden mit niedriger Windeinspeisung zu verhältnismäßig hohen Residuallastwerten.

Zusätzlich zu den beschriebenen Schwankungen im Tagesverlauf bestehen große Herausforderungen zum Ausgleich der jahreszeitlichen, aber auch der kurzfristigen Schwankungen der Residuallast im Minutenbereich. Bei der Analyse der kurzfristigen Schwankungen besteht weiterer Forschungsbedarf, insbesondere bei der in vorliegender Studie nicht erfolgten Modellierung im unterständlichen Bereich.

Um das Auftreten von Extremwerten und Schwankungen auszugleichen, sind verschiedene Maßnahmen denkbar. Auch wenn voraussichtlich ein vollständiger Ausgleich nicht möglich ist, kann langfristig die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien durch den kombinierten Einsatz verschiedener

Maßnahmen stärker verstetigt werden. Speicher, Demand-Side-Management, flexible konventionelle Kraftwerke, nationaler und internationaler Netzausbau und gegebenenfalls die besondere Förderung oder Begrenzung einzelner EE-Erzeugungstechnologien sowie das Erzeugungsmanagement erneuerbarer Energien müssen dabei einen Beitrag leisten.

Netzausbau

Bereits heute besteht ein geografisches Ungleichgewicht zwischen der hohen installierten Windenergieleistung im Norden und Osten Deutschlands und der Konzentration der Lastzentren im Süden und Westen der Republik. Dieses Ungleichgewicht wird zukünftig durch die geplante Errichtung großer Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee sowie gegebenenfalls durch konventionelle Kraftwerksneubauten in Küstennähe weiter zunehmen und führt zu einem wachsenden Transportbedarf für elektrische Energie im Übertragungsnetz in Deutschland. Weiterhin führen auch die zunehmende europäische Marktintegration und der damit verbundene grenzüberschreitende Strom austausch zu einem Netzausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz.

In der vorliegenden Studie wurde der Ausbaubedarf im deutschen Höchstspannungsnetz für eine besonders kritische Netzsituation (Starkwind und Starklast) abgeschätzt. Allein für diese Netzsituation sind bis zum Jahr 2050 zusätzliche Stromkreise von 12 900 km Länge notwendig. Dies entspricht etwa einem Drittel der heute bestehenden Stromkreislänge auf Übertragungsnetzebene in Deutschland. Diese Ergebnisse zeigen: Der mit den dena-Netzstudien für den Zeitraum bis 2020/2025 detailliert berechnete Netzausbaubedarf setzt sich auch nach 2025 fort.

Weiterer Ausbaubedarf im Übertragungsnetz besteht für folgende Punkte:

- Zum Netzanschluss der Offshore-Windparks ist zusätzlich ein Stromnetzaufbau in Nord- und Ostsee notwendig.
- Mit 123 TWh Erzeugung im Jahr 2050 ist der Direktimport⁹ erneuerbarer Energien im zugrunde gelegten BMU-Leitszenario 2009 ein wesentlicher Bestandteil der deutschen Stromversorgung. Für die Übertragung dieser Erzeugung wäre die Errichtung eines transnationalen Overlay-Netzes oder entsprechender Punkt-zu-Punkt Verbindungen mit entsprechenden Netzkapazitäten notwendig. Mit einer Sensitivitätsrechnung konnte gezeigt werden: Stehen die im BMU-Leitszenario aufgeführten und für einen Direktimport nach Deutschland gedachten erneuerbaren Energieanlagen in Italien, Spanien und Nordafrika, kommt von deren Erzeugung selbst bei einem massiven Ausbau der Grenzkuppelstellen aller betroffenen Länder in Deutschland nur ein sehr geringer Anteil an (siehe auch Abschnitt zu Kernfragen der besseren Integration erneuerbarer Energien am Ende der Zusammenfassung).

Der Umbau des Stromversorgungssystems auf der Erzeugungsseite hat auch bedeutende Auswirkungen auf das Verteilnetz. Bei der Untersuchung und Quantifizierung dieser Veränderungen besteht heute noch

⁹ Unter Direktimport erneuerbarer Energien wird eine virtuelle Einspeisung ausländischer, erneuerbarer Stromerzeugung in das deutsche Stromnetz gemäß BMU-Leitszenario 2009 verstanden. Der geografische Ursprung dieser Erzeugung und der Einspeisepunkt in Deutschland werden nicht spezifiziert.

großer Untersuchungsbedarf. Erste Abschätzungen lassen den Schluss zu, dass die Kosten des notwendigen Verteilnetzausbaus voraussichtlich noch oberhalb der Kosten für den Ausbau der Übertragungsnetzebene liegen werden.¹⁰

Der Netzausbau ist damit eine zentrale Herausforderung beim Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Integration in das bestehende Stromversorgungssystem. Die entstehenden Kosten für den Um- und Ausbau der Netze sind ein wichtiger Faktor für die Gesamtkostenentwicklung der deutschen Stromversorgung.

Welche Entwicklung nimmt der konventionelle Kraftwerkspark bei hohem Ausbau erneuerbarer Energien?

Gemäß dem durch das BMU-Leitszenario 2009¹¹ zugrunde gelegten Szenario steigt die inländische Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien von ca. 100 TWh im Jahr 2010 auf 429 TWh im Jahr 2050. Zusätzlich werden 123 TWh erneuerbarer Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund importiert. Gemessen an der getroffenen Annahme einer konstanten Stromnachfrage von 607 TWh pro Jahr könnte der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2050 damit bei 89 Prozent liegen. Tatsächlich ist er im Ergebnis der durchgeföhrten Untersuchung wesentlich niedriger. Dies liegt zum einen wie oben beschrieben daran, dass ein Teil der erneuerbaren Stromerzeugung nicht integriert werden kann und somit abgeregelt werden muss, und zum anderen daran, dass der aus Deutschland exportierte Strommix durchschnittlich einen höheren Anteil erneuerbarer Energien aufweist als der nach Deutschland importierte Strommix.

Zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung, zur Deckung des Regelleistungsbedarfs sowie zur Bereitstellung anderer Systemdienstleistungen wird auch bis 2050 weiterhin konventionelle Kraftwerksleistung benötigt. Die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke geht weniger stark zurück als die konventionelle Stromerzeugung und reduziert sich von ca. 106 GW im Jahr 2010 auf 61 GW im Jahr 2050. Die letzten Erzeugungsanlagen des heute bestehenden Kraftwerksparks gehen zwischen 2040 und 2050 vom Netz. Dies erfolgt gemäß den getroffenen Annahmen zur technischen Lebensdauer größtenteils altersbedingt und teilweise aufgrund der fehlenden Konkurrenzfähigkeit alter Kraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad. Das heißt: Der gesamte im Jahr 2050 notwendige konventionelle Kraftwerkspark wird gemäß den im zugrunde gelegten Szenario getroffenen Annahmen neu errichtet.

Die in dieser Studie angenommenen Lebensdauern für konventionelle Kraftwerke (im Durchschnitt 45 Jahre) haben maßgeblichen Einfluss auf die ermittelte Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks. Unter anderem diese zugrunde gelegten Annahmen führen zu der beschriebenen sukzessiven Stilllegung von alten Bestandskraftwerken. In der Realität können Kraftwerke jedoch deutlich länger betrieben werden, wenn beispielsweise durch technische Ertüchtigung (Retrofit) ein längerfristiger wirtschaftlicher

¹⁰ Vgl. BDEW (2011). Siehe auch Ausführungen zum Verteilnetz in Kapitel 4.12.3.

¹¹ Zum Zeitpunkt des Studienstarts lag das BMU-Leitszenario 2010 noch nicht vor. Bei Verwendung des BMU-Leitszenarios 2009 wurden die Werte zur Entwicklung des PV-Ausbaus an aktuelle Entwicklungen und Abschätzungen angepasst.

Betrieb sinnvoll möglich ist. Für den Fall, dass Retrofitmaßnahmen realisiert werden, werden voraussichtlich abweichend zu den vorliegenden Modellierungsergebnissen auch bestehende ältere Kraftwerke einen Teil der zukünftig benötigten konventionellen Erzeugungsleistung stellen, wodurch sich insbesondere der in den kommenden beiden Jahrzehnten entstehende Ersatzbedarf deutlich verringert bzw. zeitlich nach hinten verschiebt.

Der Ausbau der fluktuiierenden erneuerbaren Energien führt, insbesondere in Verbindung mit dem in dieser Studie unterstellten Einspeisevorrang¹², zu veränderten Einsatzzyklen der konventionellen Kraftwerke. Die Vollaststunden der konventionellen Kraftwerke nehmen unter Berücksichtigung der in dieser Studie zugrunde gelegten Annahmen deutlich ab, zeitgleich nimmt die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge deutlich zu. Infolgedessen verändern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb konventioneller Kraftwerke: Es besteht also insbesondere Bedarf an flexiblen Kraftwerken mit geringen Kapitalkosten.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht reichen die Erlöse an der Strombörse unter den hier zugrunde gelegten Annahmen nicht zur Deckung der Vollkosten neuer Kraftwerke aus. Auch vor dem Hintergrund steigender Risiken bleibt es fraglich, ob die zusätzlichen Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt ausreichend sind, um die Vollkosten zu decken. Zusätzlich stellt sich die Frage, ob die neuen Kraftwerke – insbesondere vor dem Hintergrund der benötigten Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten – rechtzeitig realisiert werden können. Hier zeigt sich immer deutlicher, dass langfristig ergänzende Anreizmechanismen zur Vorhaltung von Erzeugungsleistung und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Deutschland benötigt werden könnten.

In der Modellierung nach dem zugrunde gelegten Szenario wird deutlich, dass ein Teil des Zubaus konventioneller Kraftwerke ausschließlich zur Vorhaltung von Regelenergie erfolgt. Dies zeigt die Notwendigkeit, Erneuerbare-Energien-Anlagen noch stärker in die Bereitstellung von Regelleistung und Systemdienstleistungen einzubinden.

Bei Interpretation der Studienergebnisse, insbesondere bezüglich der Entwicklung konventioneller Kraftwerkskapazitäten, muss auch stets berücksichtigt werden, dass diese Ergebnisse auf den gewählten Eingangsgrößen beruhen. Wie diskutiert folgen aus dem starken Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuiierenden erneuerbaren Energien neue Anforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks, darüber hinaus beeinflussen verschiedene Nebenbedingungen der Modellierung, u.a. Energiepreisannahmen, Annahmen zu technischen Lebensdauern und Annahmen zur Bereitstellung von Regelenergie, die gefundenen Ergebnisse.

Ist bei heutigen Rahmenbedingungen und einem starken Ausbau erneuerbarer Energien das Versorgungssicherheitsniveau zu halten?

Infolge des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien und der bestehenden konventionellen Erzeugungskapazitäten steigt die im Jahr 2010 ca. 17 TWh über der Jahresnachfrage liegende

¹² Neben erneuerbaren Energien hat auch Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung Einspeisevorrang.

Stromerzeugung in Deutschland bis 2020 weiter an. Von den in Deutschland im Jahr 2020 produzierten 650 TWh werden im Saldo 41 TWh exportiert. In den Folgejahren kehrt sich dieser Trend um. Aufgrund des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, der befristeten Restlaufzeiten der Kernkraftwerke und des steigenden Direktimports erneuerbarer Energien aus einem neu zu errichtenden europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gemäß BMU-Leitszenario 2009 nehmen die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland ab, und die Stromerzeugung in Deutschland sinkt bis 2050 auf 506 TWh/a. Die inländische Stromproduktion deckt damit die inländische Stromnachfrage nicht mehr, und Deutschland wird vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur. Im Jahr 2040 werden per Saldo 96 TWh importiert, im Jahr 2050 134 TWh.

Auf den Kraftwerkspark bezogen bedeutet Versorgungssicherheit: Es steht jederzeit ausreichend gesicherte Leistung zur Deckung der Last zur Verfügung. Die gesicherte Leistung der Erzeugungstechnologien gibt Auskunft über den prozentualen Anteil der installierten Leistung, der unter Berücksichtigung von z.B. geplanten und ungeplanten Ausfällen, Revisionen oder bei fluktuierenden erneuerbaren Energien der Wetterabhängigkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast für die Lastdeckung gesichert zur Verfügung steht. Der für den Stromimport / -export beschriebene Trend zeigt sich auch bei der Entwicklung der gesicherten Leistung des deutschen Kraftwerksparks.

Mit dem altersbedingten und wirtschaftlichen Rückbau konventioneller Kapazitäten nimmt auch die gesicherte Leistung des bestehenden deutschen Kraftwerksparks stark ab. Diese Abnahme kann trotz des hohen Zubaus erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK aufgrund der niedrigen gesicherten Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht ausgeglichen werden. Bereits 2020 fehlen ohne den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke über 14 GW gesicherte Leistung zur inländischen Deckung der Jahreshöchstlast. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass dieser Wert dem zugrunde gelegten Szenario (Verzicht auf Retrofitmaßnahmen im bestehenden Kraftwerkspark) geschuldet ist. Bis 2050 müssen durch den Zubau konventioneller Kraftwerke, Retrofitmaßnahmen im bestehenden Kraftwerkspark oder ggf. teilweise das Ausland über 46 GW zusätzliche gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung gestellt werden. Da für die Einbeziehung des Auslands in die Bereitstellung gesicherter Leistung nicht nur die entsprechende Erzeugungsleistung im Ausland, sondern auch die notwendigen grenzübergreifenden Netzkapazitäten exakt zum benötigten Zeitpunkt zur Verfügung stehen müssen, muss das Eintreffen dieser Annahmen sorgfältig beobachtet werden.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien trägt vorrangig zum Klimaschutz bei. In enger Partnerschaft mit der Steigerung der Energieeffizienz und mit heimischen fossilen Energieträgern hilft er zudem auch langfristig, die Importabhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffen zu verringern und damit der gesicherten Leistung vorgelagert die Versorgungssicherheit zu erhöhen.¹³ Auch kann durch eine Steigerung der Energieeffizienz sowie die Realisierung eines Technologiemixes unter anderem aus

¹³ Dabei steigt die Erzeugung von Gaskraftwerken von ca. 84 TWh im Jahr 2010 bis auf 154 TWh im Jahr 2030 und sinkt danach auf 6 TWh im Jahr 2050. Demzufolge nimmt die Importabhängigkeit Deutschlands für den Energieträger Gas zwischenzeitlich zu.

erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern, Netzausbau und Demand-Side-Management zukünftig ein zusätzlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden.

Welche Auswirkungen hat der Ausbau erneuerbarer Energien auf den Stromhandel und die Kosten der Energieversorgung?

Die zunehmend fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat auch nachhaltigen Einfluss auf den Stromhandel und die Preisbildung an der Börse. Aktuell ist die Preisbildung vor allem nachfragegetrieben. Das heißt, untertags (und werktags) liegen eine höhere Nachfrage und damit im Allgemeinen auch ein höherer Preis vor. Nachts sind Nachfrage und auch Strompreise niedriger.

Zukünftig werden diese Zusammenhänge aufgrund der fluktuierenden Stromeinspeisung mehr und mehr aufgehoben. Außerdem ist zu erwarten, dass es infolge der sinkenden Erzeugung aus Großkraftwerken deutlich weniger langfristige Stromhandelskontrakte geben wird. Die Rahmenbedingungen des Stromhandels allgemein müssen an diese Veränderungen beispielsweise durch kürzeres Gate-Closures im Intraday-Handel angebotsseitig und (residual-)lastvariable Strompreisangebote für Endkunden nachfrageseitig angepasst werden.

Bei der Entwicklung der Börsenpreise ist vor allem die Zunahme der Strompreisvolatilität auffällig. Die Häufigkeit und Ausprägung sehr hoher und sehr niedriger Preise nimmt deutlich zu. Dabei ist zu erwarten, dass die beobachteten Werte zunehmend stark vom Residuallastverlauf und nicht wie heute vom Lastverlauf abhängen werden.

Die absoluten Kosten der konventionellen Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken sinken aufgrund der abnehmenden Erzeugung. Die spezifischen Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung steigen hingegen stark an. Sie verdreifachen sich zwischen 2020 und 2050 von 5,3 ct/kWh auf 16,8 ct/kWh. Diese Steigerung ist die Konsequenz einer sukzessiv abnehmenden Auslastung der konventionellen Kraftwerke infolge des Anstiegs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die Summe der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien steigt entsprechend der starken Zuwächse bei der Erzeugung von 2010 bis 2050 um 176 Prozent auf 34,5 Mrd. Euro an.¹⁴ Dagegen sinken die spezifischen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien bis 2050 infolge von Skalen- und Lerneffekten um rund 40 Prozent. Trotz der stark sinkenden spezifischen Kosten bleiben im Ergebnis der Untersuchungen dieser Studie die Differenzkosten der erneuerbaren Energien bis 2050 positiv.¹⁵ Eine wirtschaftliche Direktvermarktung erneuerbarer Energien ist damit unter bestehenden Marktbedingungen (heutiger Marktaufbau) auch 2050 nicht ohne weitere finanzielle Anreize zu erwarten.

¹⁴ Bei den in der Studie dargestellten Kosten und Preisangaben handelt es sich um Realwerte.

¹⁵ Die Differenzkosten sind in der vorliegenden Studie definiert als der Anteil der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien, der nicht durch Erlöse am Strommarkt gedeckt werden kann und daher auf den Endverbraucher umgelegt wird. Dies bildet die EEG-Umlage nur näherungsweise ab, da diese auch weitere Kostenbestanteile wie z.B. Zinsen oder Vermarktungskosten enthält.

Die aktuelle Diskussion bezüglich der Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Strompreise für Endverbraucher konzentriert sich auf die Entwicklung der Börsenpreise für Strom und die Entwicklung der EEG-Umlage. Eine solche Betrachtung vernachlässigt wesentliche weitere Bestandteile der Strompreise für Endverbraucher. Zukünftige Strompreissteigerungen werden auch durch steigende Netzkosten¹⁶ und Kosten für Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems wie beispielsweise die Errichtung von Speichersystemen und die Förderung des Demand-Side-Management verursacht.¹⁷ Die genaue Berechnung der Kostenentwicklung bis 2050 ist aufgrund der Vielzahl der Faktoren, der komplexen Zusammenhänge und der langen Dauer des Umbaus des Stromversorgungssystems heute nicht möglich. Eine Grobabschätzung verschiedener wesentlicher Kostenblöcke auf Basis der Modellierungsergebnisse, zusätzlicher Berechnungen, Experteneinschätzungen und den Ergebnissen anderer Studien zeigt insgesamt eine deutliche Zunahme der Kosten für die Stromversorgung in Deutschland bis 2050.

Den erwarteten Kostensteigerungen stehen auf der anderen Seite neben der Integration erneuerbarer Energien weitere positive Effekte und Einsparpotenziale gegenüber. So kann die Verringerung der Klimafolgekosten infolge der Integration erneuerbarer Energien in der Kostenbetrachtung hier nicht berücksichtigt werden. Auch die volkswirtschaftlichen Vorteile durch die verminderte Abhängigkeit von Rohstoffimporten und die Risiken durch deren Preisschwankungen sowie zusätzliche nationale Wertschöpfung werden hier nicht einbezogen.

Welche Kernfragen bestehen hinsichtlich einer besseren Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem?

Zur Bewertung verschiedener technischer Optionen zur verbesserten Integration der erneuerbaren Energien werden in der vorliegenden Studie Sensitivitätsvarianten analysiert. Jede Sensitivitätsvariante wurde getrennt berechnet, um die unterschiedlichen Auswirkungen analysieren zu können. Die Ergebnisse zeigen, dass unterschiedliche Optionen zur verbesserten Systemintegration der erneuerbaren Energien bestehen.

Durch eine Verringerung der Must-run-Kapazität aus KWK kann zusätzliche Flexibilität auf der Erzeugungsseite im System geschaffen werden. Durch eine Verringerung des KWK-Anteils an der Stromversorgung von 23 Prozent auf 16 Prozent im Jahr 2050 wird die nicht integrierbare Arbeit um 28 Prozent gesenkt. Damit zeigt die KWK-Sensitivitätsrechnung, dass die Verringerung der nicht flexiblen KWK die Integration der EE im Zeithorizont bis 2050 und auf Basis des zugrunde gelegten Szenarios unterstützt. Auch eine teilweise Flexibilisierung wärmegeführter KWK-Anlagen, beispielsweise durch

¹⁶ Die Netznutzungsentgelte enthalten unter anderem Kosten für Ausbau, Nutzung, Wartung und Betrieb der Netze, Verlustenergie und Systemdienstleistungen. Die Netzkosten werden zukünftig nicht nur infolge des Netzausbaus, sondern auch aufgrund höherer Betriebskosten durch die steigende Stromkreislänge zunehmen.

¹⁷ Diese Kosten können nicht einfach addiert werden, da ihnen kostensenkende Effekte beispielsweise bei der Deckung der Residuallast gegenüberstehen und für ihre Dimensionierung eine kostenminimierende Gesamtsystemoptimierung notwendig ist.

Wärmespeicher, kann zur Systemintegration der erneuerbaren Energien beitragen, erhöht jedoch die Systemkosten.

Die Einbindung von Maßnahmen zum Demand-Side-Management in das Stromversorgungssystem kann durch die mögliche Verschiebung der Lasten, für die hier eine Verschiebung in Höhe von 8 Prozent der stündlichen Last während fünf Stunden pro Tag angenommen wird, zusätzliche Flexibilität auf der Nachfrageseite schaffen. Hierdurch kann die nicht integrierbare Arbeit im Jahr 2050 um 15 Prozent gesenkt werden. Daneben wird eine leichte Verringerung des Preisniveaus an der Strombörse erreicht. Die Studienergebnisse bestätigen damit die Relevanz der Erschließung des Demand-Side-Management-Potenzials zur Systemintegration erneuerbarer Energien. Maßgeblich für die Realisierung dieses Potenzials ist die Wirtschaftlichkeit der nachfrageseitigen Maßnahmen im Einzelfall.

Auch durch den Zubau zusätzlicher Speicherkapazität kann die Systemintegration der erneuerbaren Energien verbessert werden. Durch den Zubau von 2,5 GW an Pumpspeicheranlagen und 4 GW an adiabaten Druckluftspeichern kann die nicht integrierbare Arbeit im Jahr 2050 um 23 Prozent gesenkt werden. Neben der Verringerung der nicht integrierbaren Arbeit werden durch den Einsatz von zusätzlichen Speichern im Ergebnis dieser Untersuchung auch eine leichte Verringerung der kostenbasierten Marktpreise für Strom erreicht und zusätzliche Anlagen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verfügbar. Diese Ergebnisse belegen die weitreichenden Potenziale von Speichern zur Integration der erneuerbaren Energien.

Gemäß dem zugrunde gelegten BMU-Leitszenario 2009 wird in Deutschland im Jahr 2050 ein bedeutender Teil der Last durch einen Direktimport erneuerbarer Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gedeckt. In der Modellierung wird zu deren Direktimport nach Deutschland die Verfügbarkeit entsprechender virtueller Overlay-Netzstrukturen angenommen. In einer Sensitivitätsrechnung wird überprüft, ob alternativ auch eine Übertragung dieser lastfern erzeugten Leistung mittels des bestehenden europäischen Verbundnetzes möglich wäre. Die Ergebnisse zeigen, dass dies trotz der Annahme eines barrierefreien Netzes innerhalb der EU-Länder und eines Ausbaus der Grenzkuppelstellen um ein Drittel ihrer Kapazität, d.h. ca. 32,7 GW, nicht ausreichend möglich ist. Eine eventuelle Einbeziehung von Direktimporten erneuerbarer Energien sollte daher zukünftig nur in Zusammenhang mit dem Aufbau eines Overlay-Netzes diskutiert werden.

Insgesamt zeigen die untersuchten Anpassungsoptionen ein weitreichendes Potenzial zur Systemintegration der erneuerbaren Energien. Es wird aber auch deutlich, dass eine Technologie allein keine umfassende Lösung zur Integration erneuerbarer Energien darstellt, sondern ein Mix gut abgestimmter und gesamtsystemoptimierter Maßnahmen nötig ist. Eine vollständige Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist aber auch unter Nutzung aller Optionen eine erhebliche Herausforderung.

Die entscheidende Vorgabe zur Weiterentwicklung des Stromversorgungssystems wird durch das Ziel Dreieck einer sicheren, ökologischen und wirtschaftlichen Energieversorgung beschrieben. Die Optimierung des zukünftigen Stromversorgungssystems, also insbesondere der Aus- und Umbau

künftiger Erzeugungsstrukturen und der Aufbau von Integrationstechnologien (z.B. Netzausbau, Speicher, Demand-Side-Management), ist bei Gewährleistung der Versorgungssicherheit kostenminimal zu planen. Für diese Optimierung ist unter anderem auch eine Anpassung des energiewirtschaftlichen Rahmens notwendig.

2 Zielsetzung und Hintergrund der Untersuchung

Die Bundesregierung hat ihre energiepolitischen Zielsetzungen mit dem im Oktober 2010 verabschiedeten Energiekonzept¹⁸ für einen Zeithorizont bis 2050 vorgestellt. Darin formuliert die Bundesregierung u.a. die Ziele, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 und bis 2050 um mindestens 80 Prozent – jeweils gegenüber 1990 – zu senken sowie den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Deckung des Bruttostromverbrauchs bis 2020 auf 35 und bis 2050 auf 80 Prozent zu steigern.

Der Ausbau der EE in Deutschland, aber auch im übrigen Europa, stellt den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromversorgungssystems vor neue Herausforderungen. Insbesondere die zunehmende fluktuiierende Einspeisung aus EE führt zu einer stark volatilen Residuallast und macht damit Anpassungen im System notwendig. Zukünftig wird es beispielsweise vermehrt zu Situationen kommen, in denen die Stromproduktion aus fluktuiierender Einspeisung die Gesamtlast übersteigt oder eine im Vergleich zu heute (2011) deutlich flexiblere Leistungsabgabe durch die konventionellen Kraftwerke notwendig ist.

Ziel ist, auch zukünftig die möglichst vollständige Integration der EE in das Stromversorgungssystem sicherzustellen und eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung für den Industriestandort Deutschland zu gewährleisten. Die vollständige Integration der fluktuiierenden Einspeisung aus EE zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele erfordert neben einem weitreichenden Netzausbau auf Übertragungs-, Verteilnetz- und Grenzkupplungsebene¹⁹ den Ausbau von Energiespeichern, eine weitere Flexibilisierung auf Erzeugungsseite und die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen (Flexibilisierung der Nachfrageseite). Einhergehend mit einer sinkenden Jahressauslastung muss der konventionelle Kraftwerkspark zukünftig noch flexibler auf hohe Residuallastschwankungen reagieren können. Ferner bedarf es langfristig einer Marktintegration der EE.

Die staatlich gesetzten Rahmenbedingungen müssen einen wirtschaftlichen Aufbau und Betrieb eines flexiblen Stromerzeugungssystems ermöglichen, um das Potenzial der EE voll nutzen zu können und um zu garantieren, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend gesicherte Erzeugungsleistung zur Deckung der Last zur Verfügung steht. Dazu und zu der damit einhergehenden Europäisierung des Stromversorgungssystems ist auch die Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen notwendig.

¹⁸ Vgl. Bundesregierung (2010a), S. 3 ff.

¹⁹ Der transnationale Ausgleich fluktuiierender Stromerzeugung wird zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Stromproduktion liefern. Dies setzt aber voraus, dass zu dem jeweiligen Zeitpunkt ein entsprechend hoher Strombedarf und/oder Speicherkapazitäten im Ausland sowie ausreichend hohe verfügbare Übertragungs- und Grenzkuppelstellenkapazitäten bestehen. Die relativ hohe Korrelation der Windenergieerzeugung in Europa einerseits und die relativ hohe Korrelation der Last in Europa andererseits setzen den ausgleichenden Effekten Grenzen, so dass eine vollständige Integration der EE weiterer Maßnahmen bedarf. Vgl. TradeWind (2009); OffshoreGrid (2010).

Die vorliegende Studie beschreibt das heutige Stromversorgungssystem, zeigt die Herausforderungen bei der Integration hoher Anteile von EE in die Stromversorgung auf und analysiert Lösungsansätze, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Der Untersuchung wird der Entwicklungspfad für EE gemäß BMU-Leiszenario 2009 zugrunde gelegt.²⁰ Die Annahme dieses Entwicklungspfads dient dem Studienziel, die Entwicklung des Stromversorgungssystems bei einem starken Ausbau der EE zu untersuchen, und ist keine Abschätzung der tatsächlichen Entwicklung der EE in Deutschland. Die rechnergestützte Untersuchung der Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050 basiert auf Modellen für:

- den Bedarf an Reserveleistung
- den konventionellen Kraftwerkspark
- den Einsatz aller Kraftwerke
- den Strommarkt
- das Höchstspannungsnetz

Die einzelnen Modellierungen werden in der oben genannten Reihenfolge aufeinander aufbauend durchgeführt. Ergebnisse eines Modellierungsschrittes werden im folgenden Schritt berücksichtigt.

Der Aufbau der Studie insgesamt gliedert sich in folgende Arbeitsschritte:

■ **Schritt 1: Beschreibung des heutigen Stromversorgungssystems (Ausgangssituation)**

Das bestehende Stromversorgungssystem (Erzeugung, Verteilung, Verbrauch), dessen rechtliche Rahmenbedingungen sowie der deutsche und europäische Strommarkt werden analysiert.

■ **Schritt 2: Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050**

In diesem Schritt wird das deutsche Stromversorgungssystem auf der Basis eines europäischen Strommarktmodells bis 2050 modelliert und die Ergebnisse dargestellt. Dafür werden die aktuellen Rahmenbedingungen und ein starker Ausbau der EE gemäß BMU-Leitszenario 2009 angenommen. Die Modellierung gliedert sich in mehrere Schritte (Regelleistungsbedarf, Kraftwerksausbau und -einsatz, Stromübertragungsbedarf).

■ **Schritt 3: Analyse der Herausforderungen**

Die Modellierung unter Annahme der Fortführung der aktuellen Rahmenbedingungen ermöglicht es, die Herausforderungen für das Gesamtsystem zu ermitteln und den Handlungsbedarf zur Bewältigung der Herausforderungen zu verdeutlichen. Dabei werden die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Stromversorgungssystem benannt und, soweit möglich, quantifiziert.

■ **Schritt 4: Analyse möglicher Varianten zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem**

Als mögliche Lösungsansätze für die im vorherigen Schritt dargestellten Herausforderungen werden Instrumente vorgestellt und diskutiert. An gegebener Stelle werden die Analysen durch eine Quantifizierung des erreichbaren Effekts unterlegt.

²⁰ Die zu Studienbeginn vorliegenden Werte für die Entwicklung der PV wurden dabei an aktuelle Erkenntnisse angepasst, da sie im Rahmen des BMU-Leiszenarios 2009 insbesondere für die nahe Zukunft unterschätzt werden.

3 Das heutige Stromversorgungssystem

In diesem Kapitel wird das bestehende Stromversorgungssystem in Deutschland beschrieben. Die Darstellung ist gegliedert in energiepolitische Rahmenbedingungen, Nachfrage, Erzeugung, Transport und Verteilung sowie Markt.²¹

3.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden von Zielen und Strategien der Bundesregierung und der Europäischen Kommission inklusive internationaler Vereinbarungen grundlegend beeinflusst.

Als maßgebliche klimaschutzpolitische Strategie, die zugleich erhebliche Auswirkungen auf die europäische und nationale Energiepolitik hat, stellt das Kyoto-Protokoll das erste global verpflichtende Abkommen für die angestrebte Reduktion von Treibhausgasen dar. Gemäß Kyoto-Protokoll streben die unterzeichnenden Vertragsstaaten an, die jährlichen Treibhausgasemissionen der Industrieländer innerhalb der ersten Verpflichtungsperiode (2008–2012) um durchschnittlich 5,2 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren. Deutschland hat sich in diesem Rahmen zu einer Reduktion um 21 Prozent verpflichtet. Dabei spielt die Energiewirtschaft in Deutschland eine wichtige Rolle, da sie ein bedeutender Emittent von Treibhausgasen ist.²²

Auf EU-Ebene wurde mit der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen ein verbindlicher Anteil von 20 Prozent EE am Endenergieverbrauch für die Anwendungsgebiete Strom, Wärme und Mobilität bis zum Jahr 2020 festgelegt. Für Deutschland wurde in diesem Rahmen ein Anteil von 18 Prozent vereinbart. Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, wurde von der EU-Kommission am 10.11.2010 die Energiestrategie 2020 veröffentlicht. Darin werden fünf Schwerpunkte der zukünftigen europäischen Energiepolitik definiert, u.a. die Erhöhung der Energieeffizienz, eine verstärkte europäische Marktintegration und die Förderung der Energieforschung. Insgesamt wird für die Umsetzung der Strategie ein Investitionsbedarf von einer Billion Euro innerhalb der nächsten zehn Jahre geschätzt. Allein die Hälfte davon wird für den Ausbau und die Verstärkung der Energieinfrastruktur benötigt.

Eine weitere Rahmenbedingung für das europäische Stromversorgungssystem stellt seit dem Jahr 2005 der Emissionshandel dar. Dieser ist ein klimaschutzpolitisches Instrument, das im Rahmen des Kyoto-Protokolls zu sinkenden Treibhausgasemissionen führen soll. Davon sind ca. 11 000 europäische Anlagen der Stromproduktion sowie bestimmte Industriezweige betroffen, die für etwa die Hälfte der derzeitigen europäischen Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Der Emissionshandel weist Treibhausgasen

²¹ In diesem Kapitel werden Bestandsgrößen des Stromversorgungssystems in Deutschland quantifiziert. Die Auswahl und Erläuterung der für die Modellierung verwendeten Eingangsgrößen erfolgt in Kapitel 4.1.

²² Im Jahr 2009 sind 42 Prozent der CO₂-Emissionen, 54 Prozent der Schwefeldioxid-Emissionen und 22 Prozent der Emissionen an Stickstoffoxiden der Energiewirtschaft zuzuordnen. Vgl. BMWi (2011b).

einen Wert (Preis) zu, dadurch sollen zu volkswirtschaftlich minimierten Kosten Treibhausgase dort vermieden werden, wo es am günstigsten ist.

Der Emissionshandel funktioniert nach dem Prinzip cap and trade – beschränken und handeln. Die Europäische Union gibt dabei zunächst eine Gesamtmenge (cap) an zulässigen Treibhausgasemissionen pro Handelsperiode vor.²³ Eine äquivalente Menge an handelbaren Zertifikaten wird daraufhin an die Teilnehmer des Emissionshandels verteilt.²⁴ Emittiert eine Anlage innerhalb eines Jahres weniger Emissionen als die ihr zugeteilte Menge an Zertifikaten, z.B. durch den Einsatz klimaschonender Technologien, können die überschüssigen Zertifikate verkauft werden. Umgekehrt müssen Unternehmen mit höheren Emissionen Zertifikate erwerben.

Auf nationaler Ebene hat sich die Bundesregierung im Oktober 2010 in ihrem Energiekonzept einen Anteil von 35 Prozent Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2020 als Ziel gesetzt. Der Bruttostromverbrauch soll bis 2020 um 10 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 sinken. Im Jahr 2050 sollen 80 Prozent der Bruttostromnachfrage durch EE gedeckt werden, der Bruttostromverbrauch soll bis dahin um 25 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 sinken. Um den dafür nötigen Umbau des Energiesystems zu ermöglichen, soll unter anderem der Ausbau bestehender Netze und der Aufbau von zusätzlichen Speicherkapazitäten forciert werden. Darüber hinaus soll die Förderung gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) marktorientierter ausgestaltet werden.²⁵ Die beschriebenen Vorgaben und insbesondere die Zielsetzungen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Senkung des Energieverbrauchs in allen Energieanwendungsbereichen sollen zu einer Verminderung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 sowie um 80 bis 95 Prozent im Jahr 2050 gegenüber 1990 führen.

Infolge der Unfälle in den Blöcken des japanischen Kernkraftwerks Fukushima-Daiichi ab dem 11. März 2011 hat die Bundesregierung den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Durch das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 wurde die sofortige Stilllegung acht älterer Blöcke beschlossen und ein spätester Stilllegungszeitpunkt für die übrigen Meiler festgelegt.

Um eine sichere, nachhaltige und bezahlbare Stromversorgung und die Integration der EE in das bestehende Stromversorgungssystem zu gewährleisten, ist aufbauend auf den energiepolitischen Strategien ein konsistenter rechtlicher Rahmen notwendig. Der Rechtsrahmen des deutschen Stromversorgungssystems wird durch eine Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen bestimmt.

²³ Die Gesamtmenge der verteilten Zertifikate sinkt jährlich sukzessive, um Anreize für eine Verringerung der Treibhausgasemissionen zu setzen.

²⁴ Ein Zertifikat berechtigt zur Emission von einer Tonne Kohlendioxid oder einer vergleichbaren Menge anderer Treibhausgase mit demselben Treibhauspotenzial. Derzeit kostet ein Zertifikat des Emissionshandels 10,25 Euro (Stand 26.10.2011). Die Zertifikate wurden seit 2005 mehrheitlich kostenlos verteilt. Ab 2013 müssen alle deutschen Stromerzeuger die Zertifikate kaufen.

²⁵ Vgl. Bundesregierung (2010a), S. 20 ff.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) stellt den grundlegenden gesetzlichen Rahmen für den Markt der leistungsgebundenen Energieversorgung in Deutschland dar.²⁶ Aufbauend auf den energiepolitischen Zielen der Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit wird im Gesetz u.a. der Netzbetrieb reguliert und die Entflechtung der ehemals vertikal integrierten Versorgungsunternehmen vorgeschrieben. Darüber hinaus werden behördliche Aufgaben bezüglich Planfeststellungsverfahren oder zum Schutz der Letztverbraucher definiert. Hinsichtlich der Integration der EE werden gemäß EnWG alle bis 2026 neu gebauten und in Betrieb genommenen Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit.²⁷

Die Vergütung und den Einspeisevorrang der EE regelt das EEG.²⁸ Es garantiert Betreibern von EE-Anlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren einen gesetzlich definierten Einspeisetarif in Abhängigkeit von Anlagenart und -größe sowie dem Jahr der Inbetriebnahme. Der örtliche Netzbetreiber ist zur vorrangigen Abnahme des regenerativ erzeugten Stroms sowie zur Zahlung der gesetzlich festgelegten Vergütung verpflichtet. Ab dem Jahr 2010 trat eine grundlegende Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Vermarktung der EE in Kraft. Mit der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) wurde der ehemals physische zu einem finanziellen Wälzungsmechanismus geändert.²⁹ Die AusglMechV verpflichtet dabei die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)³⁰, den EEG-Strom an der Börse zu verkaufen. Der Fehlbetrag zwischen festgelegter EEG-Vergütung und Einnahmen an der Strombörse wird in Form der sogenannten EEG-Umlage über die Stromlieferanten an den nicht privilegierten Letztverbraucher weitergegeben. Stromintensive Industriebetriebe zahlen eine verminderte EEG-Umlage.³¹

Neben der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung des EEGs ist der Netzausbau ein wichtiges Element zur Integration der EE in das Stromversorgungssystem. Das Energieleitungsausbauigesetz (EnLAG) definiert zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren 24 Netzausbauprojekte, für die vordringlicher Bedarf besteht, und ermöglicht mit der Anerkennung erhöhter Kosten für die Erdverkabelung den Testbetrieb dieser Technologie auf bestimmten Höchstspannungstrassen.³² Seit der letzten Änderung des EnWG am 28. Juli 2011 wurde darüber hinaus die jährliche Erstellung eines nationalen Netzentwicklungs-

²⁶ Vgl. EnWG (2011).

²⁷ Vgl. EnWG (2011), § 118 Abs. 6.

²⁸ Zuletzt wurde eine Änderung des EEG am 28. Juli 2011 beschlossen. Das hiermit aktualisierte EEG tritt am 1. Januar 2012 in Kraft.

²⁹ Vgl. AusglMechV (2009), S. 1 ff.

³⁰ Die vier deutschen ÜNBs sind Tennet TSO GmbH (TenneT), 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH und EnBW Transportnetze AG (EnBW).

³¹ Vgl. EEG (2009), §§ 40–44.

³² Vgl. EnLAG (2009), S. 1 ff. Durch die Änderung des EnLAG vom Februar 2011 wird den Genehmigungsbehörden das Recht eingeräumt, auf bestimmten Höchstspannungstrassen in der Nähe von Wohnsiedlungen Teilerdverkabelungen anzurufen. Vgl. Änderung des EnLAG vom 27. Januar 2011, Drucksache 17/4559.

plans und Bundesbedarfsplans vorgeschrieben. In letzterem werden für die einbezogenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgelegt.³³

3.2 Nachfrage

Im Folgenden wird die Nachfrageseite des heutigen Stromversorgungssystems in Deutschland betrachtet. Neben der sektoralen Aufteilung werden die wesentlichen Einflussfaktoren der Stromnachfrage diskutiert.

Die jährliche Bruttostromnachfrage in Deutschland ist im vergangenen Jahrzehnt um 4,9 Prozent von 579,6 TWh im Jahr 2000 auf 607,8 TWh im Jahr 2010 angestiegen (allein bis zum Jahr 2008 war ein Anstieg um 6,0 Prozent bis auf 614,6 TWh zu beobachten).³⁴ Bemerkenswert in diesem Zeitraum ist der Rückgang des Stromverbrauchs im Jahr 2009 um 35,8 TWh bzw. 5,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Ein derart starker Verbrauchsrückgang war seit 1990 in keinem Jahr zu verzeichnen. Dieser Rückgang unterbricht den sonst nahezu jährlichen Anstieg der Bruttostromnachfrage. Eine Analyse der Ursachen für die Veränderungen des Stromverbrauchs von 2008 auf 2009 zeigt, dass der gesamtwirtschaftliche Einbruch infolge der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise zu ca. 90 Prozent Ursache des kräftigen Rückgangs des Stromverbrauchs gewesen ist. Die sinkende Stromintensität und die rückläufige Zahl der Einwohner trugen – wenn auch nur schwach – ebenfalls zu einem Rückgang der Stromnachfrage bei.³⁵ Der Bruttostromverbrauch der Verbrauchsgruppen Industrie, Handel und Gewerbe sank massiv von 332 TWh im Jahr 2008 um rund 15 Prozent auf 283 TWh im Jahr 2009.³⁶ Die rückläufige Entwicklung bei der Bruttostromnachfrage wurde im Jahr 2010 nicht fortgesetzt. Vielmehr ist im Zuge der wirtschaftlichen Erholung eine deutliche Zunahme der Bruttostromnachfrage um 4,3 Prozent auf 604 TWh zu beobachten. Die Bruttostromnachfrage von Industrie, Handel und Gewerbe stieg 2010 im Vergleich zum Vorjahr um 5,4 Prozent auf 298 TWh an. Damit ist der Stromverbrauch dieser Verbrauchsgruppen im Jahr 2010 noch deutlich geringer als vor der Wirtschaftskrise (332 TWh). Langfristig ist im Rahmen der wirtschaftlichen Erholung damit zu rechnen, dass die Höhe des Stromverbrauchs dieser Verbrauchsgruppe gegen das Niveau von 2008 tendiert. Die Entwicklung der Stromnachfrage der Verbrauchsgruppe private Haushalte blieb in den Jahren 2008 und 2009 nahezu konstant. Im Jahr 2010 ist ein geringer Anstieg um 1,3 Prozent zu verzeichnen.

Der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage in Deutschland ist hochvolatil. Die Stromnachfrage weist im täglichen, wöchentlichen und jährlichen Verlauf charakteristische Zyklen auf. Anhand der stundenscharfen Lastlinie in Abbildung 3-1 lassen sich die verschiedenen Zyklen erkennen.³⁷ Besonders deutlich

³³ Vgl. EnWG (2011), §§ 12 ff.

³⁴ Vgl. BMWi (2011b); Werte einschließlich Netzverluste und Eigenverbrauch.

³⁵ Vgl. AG Energiebilanzen (2010).

³⁶ Vgl. BMWi (2011b).

³⁷ Die abgebildete stundenscharfe Netzlast basiert auf ENTSO-E-Daten. Die stundenscharfen ENTSO-E-Lastdaten werden auf Übertragungsnetzebene gemessen. Dies führt dazu, dass der Teil der Lasten, welcher im unterlagerten Verteilnetz auftritt und dort durch dezentrale Erzeugung gedeckt wird, nicht in der gezeigten Kurve enthalten ist. Da es aktuell keine zeitlich aufgelösten

wird dabei der jahreszeitliche Zyklus. In Deutschland wird im Winter mehr Strom nachgefragt als in den Sommermonaten. Dies ist vor allem auf die zusätzliche Stromnachfrage für Beleuchtung und Heizungsanlagen zurückzuführen.

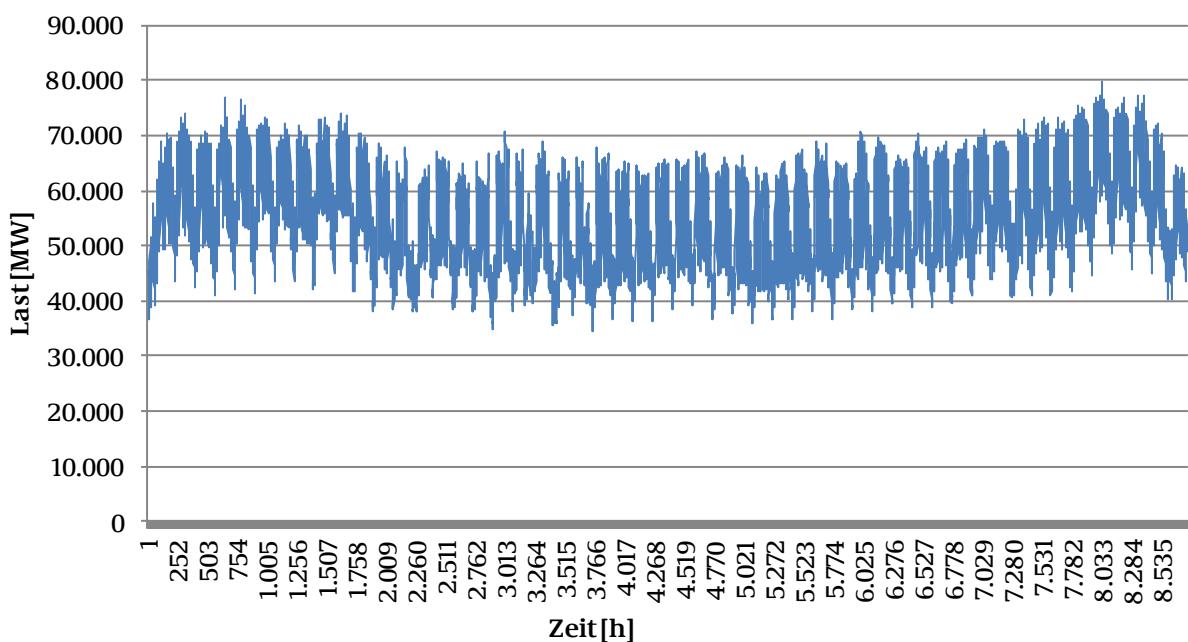


Abbildung 3-1: Stundenscharfe Netzlast in Deutschland 2010.³⁸

Neben den Jahreszeiten beeinflussen mehrere andere Faktoren die Elektrizitätsnachfrage. Dazu zählen u.a. das Bruttoinlandsprodukt (BIP)³⁹, Wetter- und Helligkeitsverhältnisse sowie Arbeits- und Lebensgewohnheiten der Bevölkerung. Daraus resultieren neben den jahreszeitlichen Zyklen charakteristische wöchentliche und tageszeitliche Schwankungen der Elektrizitätsnachfrage. Zum Wochenende lässt sich ein substantieller Abfall der Last erkennen. Dies ist durch die niedrigere industrielle und gewerbliche Produktion zu begründen. Für den typischen Tageszyklus der Netzlast wird zwischen einem Wintertag und einem Sommertag unterschieden. In beiden Jahreszeiten ist die Nachfrage in den Nachtstunden deutlich geringer als am Tag. In den Sommermonaten tritt die Tageshöchstlast häufig in den Mittagsstunden auf. Hingegen tritt in den Wintermonaten das Nachfragermaximum eines Tages entweder zur Mittagszeit oder in den Abendstunden auf, wobei die Last im Winter tagsüber überwiegend ein hohes

Lastdaten für ganz Deutschland gibt, welche die gesamte Last stundenscharf für ein ganzes Jahr zeigt, besteht in diesem Bereich Forschungsbedarf. Energetisch deckt die gezeigte stündliche Zeitreihe rund 92 Prozent der deutschen Nettostromnachfrage von 2010 ab.

³⁸ Vgl. ENTSO-E (2011).

³⁹ Nach Energiedaten des BMWi ergibt sich eine starke Korrelation zwischen BIP und Stromnachfrage von 0,959 zwischen 1990 und 2009.

Plateau bildet. Der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast war in der Vergangenheit häufig in den Abendstunden eines Wintertags zu beobachten.

Hinsichtlich der Integration der EE ist die Residuallast von besonderer Bedeutung. Als Residuallast wird in der vorliegenden Studie die Gesamtnachfrage abzüglich der gesetzten Einspeisung aus nach EEG vergüteten EE sowie wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bezeichnet. Die Residuallast muss demnach stets durch den inländischen konventionellen Kraftwerkspark (exklusive KWK) sowie durch (Pump-)Speicherkraftwerke oder Importe gedeckt werden. Heute ist die Residuallast zu jedem Zeitpunkt positiv. Zukünftig ist jedoch mit dem vermehrten Auftreten negativer Residuallastwerte zu rechnen. In Stunden negativer Residuallast ist die Erzeugung aus EE und KWK größer als die Nachfrage. Die dann überschüssige Leistung muss von Speichern aufgenommen oder ins Ausland exportiert werden, wenn sie nicht ungenutzt verworfen werden soll.

3.3 Erzeugung

An die Darstellung der Stromnachfrage anschließend, wird in diesem Abschnitt die Angebotsseite des deutschen Stromversorgungssystems dargestellt. Es werden die installierte Leistung, die Stromerzeugung sowie die betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten anhand aktueller Daten diskutiert.

Elektrische Energie wird in Deutschland durch den Einsatz einer Vielfalt an Kraftwerkstechnologien und darin eingesetzten Primärenergieträgern erzeugt. Abbildung 3-2 zeigt die gesamte Nettoengpassleistung⁴⁰ der Elektrizitätswirtschaft für das Jahr 2010. Diese beträgt insgesamt 165,9 GW.

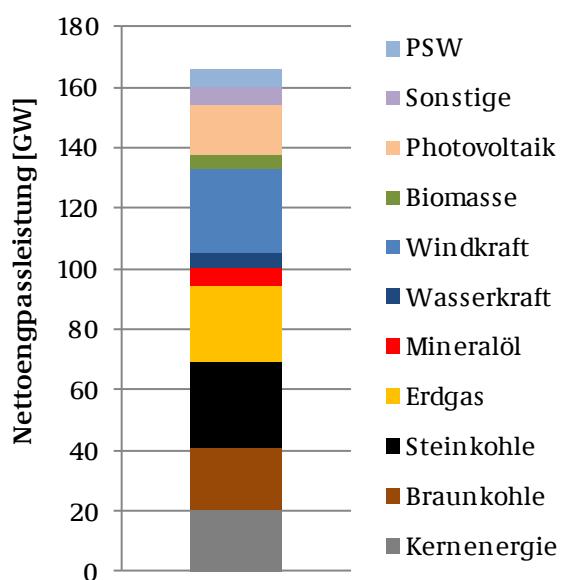


Abbildung 3-2: Nettoengpassleistung in Deutschland (2010).⁴¹

⁴⁰ Die Nettoengpassleistung ist diejenige Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, die unter Normalbedingungen nach Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke erreichbar ist.

Insgesamt ist im vergangenen Jahrzehnt in Deutschland eine deutliche Zunahme der installierten Erzeugungskapazität zu beobachten. Die Erzeugungsleistung ist zwischen 1999 und 2009 um ca. 26 Prozent angewachsen. Diese Entwicklung ist ausschließlich auf die stetig steigende installierte Leistung der EE zurückzuführen. Die Leistung der konventionellen Erzeugungseinheiten ist in diesem Zeitraum leicht gesunken. Infolge der Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 ist die konventionelle Erzeugungsleistung mittlerweile deutlich weiter gesunken.

Entsprechend den installierten Erzeugungskapazitäten sowie deren Einsatzzyklen zeigt Abbildung 3-3 die generierte Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2010. Diese beträgt 625 TWh/a. Damit ist die Bruttostromerzeugung im letzten Jahrzehnt um ca. 8 Prozent gestiegen.

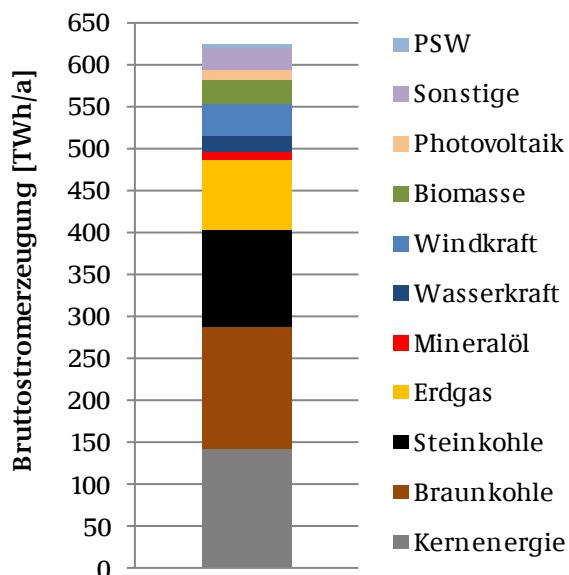


Abbildung 3-3: Bruttostromerzeugung in Deutschland (2010).⁴²

3.3.1 Konventionelle Erzeugung

Zu den konventionellen Kraftwerken zählen fossile befeuerte Kraftwerke mit und ohne KWK sowie Kernkraftwerke. Im Jahr 2010 gab es in Deutschland konventionelle Kraftwerke mit einer installierten Nettoengpassleistung von 27,9 Gigawatt (GW) Steinkohle, 25,5 GW Erdgas, 20,4 GW Braunkohle, 20,4 GW Kernkraft sowie 6,0 GW Mineralöl. Damit stellten die konventionellen Kraftwerke über 60 Prozent der insgesamt in Deutschland installierten Nettoengpassleistung von 165,9 GW.

Die regionale Verteilung der konventionellen Kraftwerke orientiert sich infolge historisch gewachsener Strukturen stark an den Lastzentren, Abaugebieten der eingesetzten Primärenergieträger oder der Nähe zu Transportwegen wie beispielsweise Flussläufen oder Küsten. So sind z.B. die installierten

⁴¹ Vgl. BDEW (2011b), S. 16.

⁴² Vgl. BMWi (2011b).

Braunkohlekapazitäten in unmittelbarer Nähe zu den deutschen Braunkohleabbaugebieten errichtet. Steinkohle- und Gaskraftwerke sind gleichmäßiger über Deutschland verteilt, befinden sich jedoch gehäuft in der Nähe von Verbrauchscentren wie dem Ruhrgebiet oder der Rhein-Main-Region.

Die konventionellen Kraftwerke wurden bisher in Grund-, Mittel-, und Spitzenlastkraftwerke unterteilt.⁴³ Grundlastkraftwerke weisen mehr als 6000 Vollaststunden pro Jahr auf. Kraftwerke auf Basis von Braunkohle und Kernenergie zählen dazu. Sie stellten mit 145,0 TWh (23,2 Prozent) bzw. 140,6 TWh (22,5 Prozent) 2010 in Deutschland die größten Strommengen bereit. Mittellastkraftwerke weisen zwischen 3000 und 6000 Vollaststunden pro Jahr auf. Aus den häufig in der Mittellast eingesetzten Steinkohlekraftwerken stammten 2010 117,4 TWh (18,8 Prozent). Die Spitzenlastkraftwerke weisen weniger als 3000 jährliche Vollaststunden auf. Aus den erdgas- oder mineralölbefeuerten Spitzenlastkraftwerken stammten 2010 91,8 TWh (14,7 Prozent).

Die Stromerzeugung und die Erbringung von Systemdienstleistungen mittels konventioneller Kraftwerke erfolgt zu unterschiedlichen Kosten. Die eingesetzten Kraftwerkstypen unterscheiden sich dabei wesentlich in ihren fixen und variablen Kostenanteilen je erzeugter Kilowattstunde (kWh). Zu den fixen Kosten werden hierbei vor allem die Investitionskosten und die Betriebskosten gezählt, die variablen Kosten bestehen hauptsächlich aus Brennstoffkosten und CO₂-Kosten.

Neben dem Verhältnis von fixen und variablen Kosten sind der Wirkungsgrad und die Auslastungsdauer eines konventionellen Kraftwerks weitere wesentliche Determinanten der betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke. Der Wirkungsgrad eines Kraftwerks bestimmt, wie viel Prozent der eingesetzten Primärenergie in Strom und/oder nutzbare Wärme umgewandelt werden. Ein hoher Wirkungsgrad wirkt bei konventionellen Kraftwerken entlastend auf die Brennstoff- sowie die CO₂-Kosten. Die höchsten Wirkungsgrade erzielen Gas- und Dampfkraftwerke (GuD). Die Auslastungsdauern eines konventionellen Kraftwerks wirken kostensenkend, da mit steigender Auslastung die Fixkosten auf eine größere Produktionsmenge verteilt werden können.⁴⁴ Grundlastkraftwerke wie Braunkohle- und KKW weisen heute mehr als 6000 Vollaststunden im Jahr auf und können somit zu vergleichsweise geringen Vollkosten Strom produzieren. Spitzenlastkraftwerke mit weniger als 3000 Vollaststunden pro Jahr kommen nur selten zum Einsatz und produzieren zu vergleichsweise hohen Vollkosten.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland steht vor einem strukturellen Umbau. Altersbedingt werden in den nächsten Jahren viele Großkraftwerke vom Netz gehen. Die dena-Kraftwerksstudie hat unter Annahme fester technischer Lebensdauern ermittelt, dass bis 2030 die Nettoengpassleistung des bestehenden konventionellen Kraftwerkspark (technische Sterbelinie) um 58,7 GW abnimmt.⁴⁵ Um die

⁴³ Diese Unterteilung lässt sich infolge der zunehmenden Anteile fluktuierender, vorrangig abzunehmender Einspeisung von EE heute immer weniger anwenden.

⁴⁴ Die Auslastungsdauern eines Kraftwerks werden wesentlich durch dessen Grenzkosten der Stromproduktion bestimmt.

⁴⁵ Vgl. dena (2009). Zum Zeitpunkt der Studienerstellung wurde ein Ausstieg aus der Kernenergie gemäß damals geltender Gesetzeslage unterstellt.

Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können, ist demnach bis zum Jahr 2020 selbst bei Annahme sinkender Stromnachfrage ein Zubau an konventioneller Kraftwerkskapazität in Höhe von 10,6 GW erforderlich. Bleibt der Bau hohen effizienter konventioneller Kraftwerke aus, müssen – ggf. nach einem Retrofit – Altkraftwerke länger am Netz bleiben.

Laut BDEW-Investitionsübersicht haben die deutschen Stromversorger im Jahr 2009 5,4 Mrd. Euro in konventionelle und erneuerbare Kraftwerke investiert. Die regionale Verteilung der fossil befeuerten Kraftwerksneubauten zeigt eine Konzentration in Nord- und Westdeutschland.⁴⁶

Die von der Bundesregierung im Sommer 2011 beschlossene sofortige Stilllegung von acht deutschen Kernkraftwerken sowie die Festlegung der Stilllegungszeitpunkte der verbliebenen Kernkraftwerke haben nachhaltigen Einfluss auf die installierte Kraftwerksleistung in Deutschland. Die aktuell installierte gesicherte Leistung wurde damit deutlich verringert.

In Kapitel 4.4 der vorliegenden Studie wird die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks anhand einer Kraftwerksausbauplanung unter Einbeziehung der 2011 neu festgelegten Laufzeitregelung für deutsche Kernkraftwerke modelliert und untersucht.

3.3.2 Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Die Erzeugungsseite des Stromversorgungssystems wird in zunehmendem Maße neben den konventionellen Kraftwerken auch durch die EE-Erzeugungsanlagen bestimmt. EE-Stromerzeuger nutzen dabei unter anderem nachwachsende sowie witterungsbedingt fluktuierend dargebotene Ressourcen wie Wasser, Wind, Sonne oder Biomasse und Erdwärme zur Stromerzeugung.

In Deutschland waren im Jahr 2010 EE-Kraftwerke mit einer Nettoengpassleistung von 53,9 GW installiert. Die größten Anteile entfielen dabei auf Windenergie (27,2 GW bzw. 50 Prozent) sowie Photovoltaik (16,5 GW bzw. 31 Prozent). Damit machten Wind und Photovoltaik 2010 81 Prozent der installierten Nettoengpassleistung der EE aus.⁴⁷

Die regionale Verteilung der installierten Leistung an EE weist starke Cluster auf, da sich dargebotsabhängige Erzeugung in Gebieten mit günstigen Witterungsverhältnissen und ausgewiesenen Flächenpotenzialen konzentriert.⁴⁸ Ein Großteil der installierten Windleistung befindet sich daher in den nördlichen und östlichen Bundesländern (24,9 Prozent in Niedersachsen, 16,2 Prozent in Brandenburg).⁴⁹

⁴⁶ Vgl. BNetzA (2010a), S. 22.

⁴⁷ Vgl. BDEW (2011b), S. 16.

⁴⁸ Daneben können auch gesellschaftliche Aspekte wie Akzeptanz und Vermögensstruktur Einfluss auf die regionale Verteilung der EE haben. Die folgenden Darstellungen beziehen sich auf Zahlen von 2009, da zum Zeitpunkt der Studienerstellung keine Zahlen zur regionalen Verteilung der EE in Deutschland für das Jahr 2010 vorlagen.

⁴⁹ Vgl. BWE (2010), S. 10.

Dagegen sind die meisten Photovoltaikanlagen in Bayern (41 Prozent) und Baden-Württemberg (21 Prozent) installiert.⁵⁰ Abbildung 3-4 veranschaulicht die regionale Verteilung der EE in Deutschland.

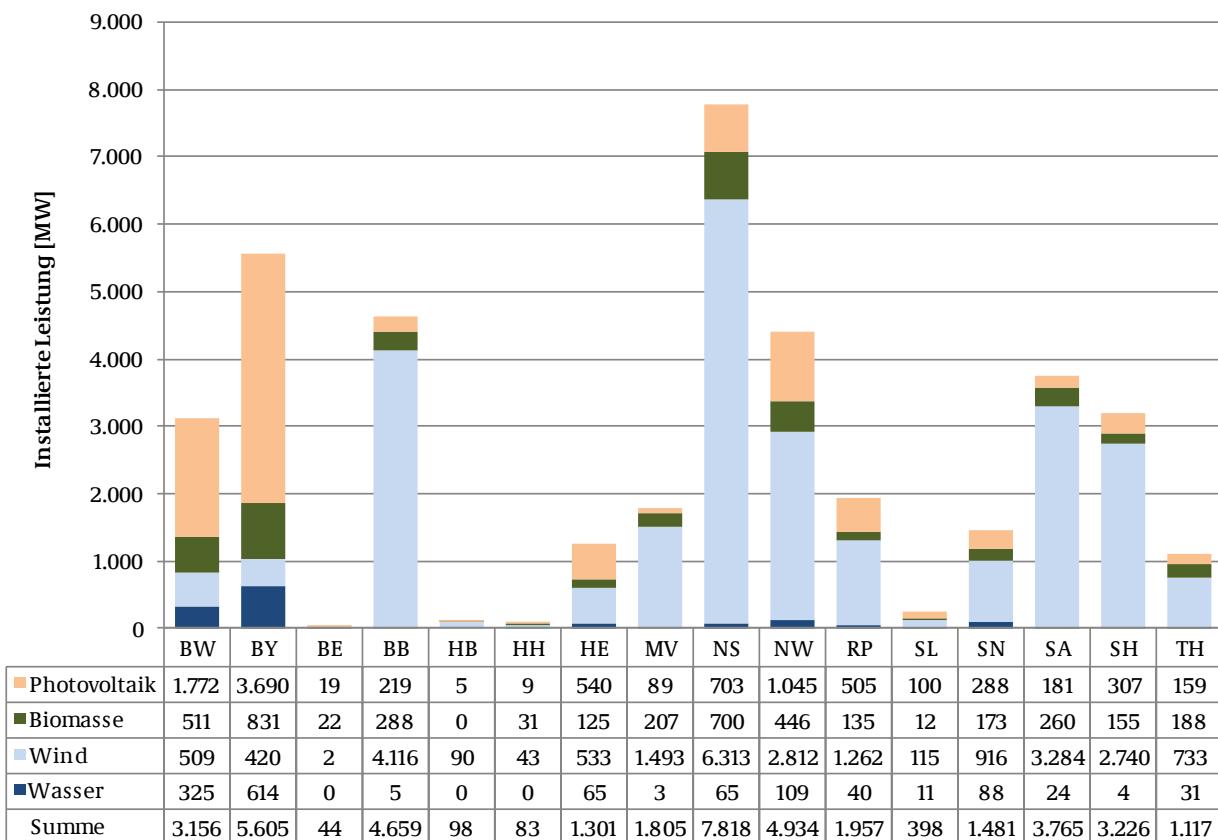


Abbildung 3-4: Regionale Verteilung der installierten Leistung der EE (Stand 2009).⁵¹

Die Stromerzeugung auf Basis der verschiedenen EE unterscheidet sich hinsichtlich der Regelbarkeit, der Vollaststundenanzahl und der Volatilität. Biomasse-, Geothermie- oder Laufwasserkraftwerke sind regelbar und können als bedingt grundlastfähig bezeichnet werden. Dies bedeutet in diesem Zusammenhang, dass sie zu einer weitgehend gleichbleibenden Leistungsabgabe fähig sind. Außerdem weisen diese Technologien die höchsten Vollaststunden unter den verschiedenen erneuerbaren Energien auf. Im Jahr 2009 erreichten Biomassekraftwerke 5800, Laufwasserkraftwerke 4000 und Geothermiekraftwerke 3000 Vollaststunden. Bei den Energieträgern Sonne und Wind hängt die Stromerzeugung hingegen insbesondere von der Witterung und dem Standort ab. Windenergieanlagen (WEA) erreichten im Jahr

⁵⁰ Vgl. BNetzA (2009), S. 53.

⁵¹ Eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW (2010a), S. 18 ff.

2009 in Deutschland 1500, Photovoltaikanlagen 700 Vollaststunden.⁵² Dargebotsabhängige EE weisen darüber hinaus eine witterungsbedingt hohe Volatilität der Stromerzeugung auf.

EE hatten im Jahr 2010 mit einer Stromerzeugung von insgesamt 101,7 TWh einen Anteil von 16,7 Prozent am Bruttostromverbrauch. Die größten Beiträge erbrachten dabei Windenergie (36,5 TWh bzw. 35,8 Prozent) und Biomasse (28,7 TWh bzw. 28,2 Prozent). Bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik war im Zuge des starken Ausbaus an installierter Leistung auch 2010 ein besonders deutlicher Anstieg an der Bruttostromerzeugung zu verzeichnen. Mit 12,0 TWh (2009: 6,6 TWh) hatte Solarstrom einen Anteil von knapp 11,8 Prozent an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und damit erstmals einen Anteil von ca. 2 Prozent am deutschen Bruttostromverbrauch.⁵³

Tabelle 3-1 weist die mittleren Stromgestehungskosten für EE aus. Daraus wird ersichtlich, dass derzeit Stromerzeugungsanlagen auf Basis von Wasser und Wind zu den geringsten Kosten regenerativ Strom erzeugen können, Geothermie und insbesondere Photovoltaik haben hingegen vergleichsweise hohe Stromgestehungskosten.

	Wasser	Wind	PV	Geothermie	Biomasse	Biogas
Stromgestehungskosten [ct/kWh]	6,2	9,1 ⁵⁴	35,4	21,1	10,5	12,3

**Tabelle 3-1: Stromgestehungskosten der EE im Jahr 2010 (Mittelwert Neuanlagen)
gemäß BMU-Leitszenario 2009.⁵⁵**

Die betriebswirtschaftlichen Stromgestehungskosten der EE sind nur bedingt ein Indikator für die Struktur und die Intensität des Ausbaus an installierter Leistung. Der wesentliche Anreiz zum Ausbau regenerativer Erzeugungstechnologien wird durch die mit dem EEG festgelegten Rahmenbedingungen wie der Dauer und Höhe der Einspeisevergütung bzw. die Differenz der EEG-Einspeisevergütung zu den tatsächlichen Stromgestehungskosten gesetzt.

Obwohl mittels Photovoltaik derzeit zu relativ hohen Kosten Strom erzeugt wird, erhöhte sich die installierte Leistung dieser Erzeugungstechnologie im Jahr 2010 deutlich um 7,4 GW auf insgesamt 17,3 GW.⁵⁶ In diesem Zusammenhang zeigt Tabelle 3.2 die Entwicklung des PV-Zuwachses bei installierter Leistung in Deutschland in den vergangenen Jahren. Die tatsächliche Entwicklung übersteigt die im BMU-Leitszenario 2009 prognostizierten Werte deutlich. Dies zeigt, dass beim Ausbau der Photovoltaik in

⁵² Vgl. BMU (2010a), S. 15.

⁵³ Vgl. BMWI (2011b).

⁵⁴ Die höheren Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergie werden in dem angegebenen Wert berücksichtigt, die Offshore-Windenergie umfasst für dieses Jahr 0,2 Prozent des angenommenen Anlagenbestands für Wind.

⁵⁵ Vgl. BMU (2009), S. 103; in der Realität haben sich die Stromgestehungskosten teilweise abweichend von den in der Tabelle 3-1 dargestellten Werten entwickelt.

⁵⁶ Vgl. BSW (2011a).

Deutschland aktuell eine sehr starke Dynamik zum Tragen kommt. Deswegen wurde in der vorliegenden Studie für die Entwicklung der Photovoltaik anders als bei der Entwicklung der übrigen EE-Erzeuger ein dynamischer Ausbaupfad als im BMU-Leitszenario 2009 angenommen (vgl. Kapitel 4.1.2).

	2008	2009	2010	2011
Jährl. Ist-Zuwachs an installierter PV-Leistung [GW]	1,8	3,8	7,4	7,5
Jährl. Zuwachs an installierter PV -Leistung gemäß BMU-Leitszenario 2009 [GW]	1,7	1,9	1,9	1,9

Tabelle 3-2: Entwicklung des jährlichen PV-Zubaus in Deutschland.⁵⁷

Die installierte Leistung der Windenergie in Deutschland verzeichnete im Jahr 2010 einen Netto-Leistungszubau von 1,5 GW bzw. 5,8 Prozent. Zum Jahresende waren demnach WEA mit einer installierten Leistung von ca. 27,2 GW in Betrieb. Im Jahr 2010 ging außerdem der erste deutsche Offshore-Windpark, das Testfeld alpha ventus, mit einer installierten Leistung von 60 MW und zwölf WEA in Betrieb. Gemäß der Strategie der Bundesregierung sollen bis 2030 25 GW installierter Leistung an Offshore-WEA entstehen. Derzeit sind 28 weitere Windparks mit einer Gesamtleistung von ca. 15 GW in Nord- und Ostsee genehmigt.⁵⁸

Vergleich verschiedener Ausbauszenarien für EE

Im Jahr 2050 sollen laut Energiekonzept der Bundesregierung 80 Prozent des Bruttostromverbauchs durch EE gedeckt werden.⁵⁹ Die zukünftige Entwicklung der dafür benötigten installierten Leistung ist Untersuchungsgegenstand einer Vielzahl von Szenarien und Prognosen.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat im Jahr 2011 eine Studie veröffentlicht, in der die Möglichkeit einer vollständigen regenerativen Stromerzeugung im Jahr 2050 als machbar und volkswirtschaftlich kostenoptimal identifiziert wird. Für den Fall hoher und niedriger Stromnachfrage werden jeweils die drei Optionen Selbstversorgung, Verbund mit Skandinavien sowie zusätzlicher Verbund mit Nordafrika untersucht. Die nationalstaatliche Lösung wird dabei als die ineffizienteste identifiziert. Technologische Fortschritte oder Brückentechnologien sind laut der Studie für den Übergang auf regenerative Vollversorgung nicht nötig, hingegen ist ein starker innereuropäischer sowie transkontinentaler Netzausbau unabdingbar.⁶⁰ Offen bleibt dabei, in welchem Umfang und bis wann die

⁵⁷ Vgl. BSW (2011b), BSW (2012), BMU (2009).

⁵⁸ Vgl. dena (2011).

⁵⁹ Dies würde bei Realisierung der im Energiekonzept prognostizierten Reduzierung der Stromnachfrage um 25 Prozent bis 2050 einer Erzeugung von ca. 365 TWh entsprechen.

⁶⁰ Gemäß SRU gehen die letzten Kernkraftwerke 2025 vom Netz. Im Szenario „Verbund mit Skandinavien“ ist eine Austauschleistung von 42 bis 69 GW nötig.

benötigte Infrastruktur für den Umbau des Energiesystems ausgebaut und verstärkt werden muss, da keine Netzmodellierung durchgeführt wurde.

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) veröffentlicht in meist jährlichen Abständen das sogenannte Leitszenario bzw. die sogenannte Leistudie. Darin wird der Ausbau an installierter Leistung und Bruttostromerzeugung der EE bis zum Jahr 2050 prognostiziert. In dem BMU-Leitszenario 2009 wird für das Jahr 2050 ein Anteil regenerativen Stroms am Bruttostromverbrauch von 84 Prozent prognostiziert.⁶¹ 150 GW erneuerbarer Leistung, d.h. ein vergleichbares Volumen wie der gesamte heutige inländische Kraftwerkspark, werden installiert sein. Dabei entfallen 110 GW (73 Prozent) allein auf Wind und Photovoltaik. Der meiste Strom wird gemäß Leitszenario im Jahr 2050 durch Wind generiert (45 Prozent).⁶²

In Vorbereitung des Energiekonzepts der Bundesregierung wurden mehrere Szenarien für den Ausbau der EE errechnet.⁶³ Alle Szenarien gehen im Zeitraum bis 2050 von einem zusätzlichen Investitionsbedarf von rund 20 Mrd. Euro jährlich aus, damit 2050 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt werden können. Die Energieszenarien zeigen ferner, dass die Windenergie im Jahr 2050 eine entscheidende Rolle bei der Stromerzeugung spielen soll und dass aus Gründen der Kosteneffizienz Deutschland im Jahr 2050 einen erheblichen Anteil seines Strombedarfs (ca. 100 TWh) importieren soll. Voraussetzung dafür ist ein Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Im Vergleich der verschiedenen Szenarien zeigt sich eine große Bandbreite an möglichen Anteilen der EE zur Deckung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050. Der jeweilige prozentuale Wert hängt stark von den getroffenen Annahmen z.B. über Nachfrageentwicklung, Primärenergiepreise oder Volllaststunden ab. Des Weiteren ist der Fokus der Analysen unterschiedlich, und es werden verschiedene mathematische Modelle mit unterschiedlichen Detailtiefen angewandt. So wird der Strommarkt teilweise national oder international abgebildet. Netzrestriktionen werden unterschiedlich detailliert modelliert, oder sie werden unter der vereinfachenden Annahme einer „Kupferplatte“ (keine Restriktionen bei der Stromübertragung) vernachlässigt.

⁶¹ 24,5 Prozent des erneuerbaren Stroms werden im Jahr 2050 gemäß Leitszenario 2009 durch Direktimporte von EE gedeckt, vgl. BMU (2009).

⁶² In der vorliegenden Studie wird stets das BMU-Leitszenario 2009 als Referenz für den Ausbau der EE genutzt, da zum Start der Studienerstellung die BMU-Leitstudie 2010 noch nicht verfügbar war. Grundsätzlich weisen beide Veröffentlichungen bis 2050 einen sehr starken Ausbau der EE auf. Ein wesentlicher Unterschied besteht nur bei PV, für die in der vorliegenden Studie abweichend vom BMU-Leitszenario 2009 ein aktualisierter Ausbaupfad angenommen wurde. Die Verwendung des BMU-Leitszenarios 2009 wird daher der Zielsetzung der vorliegenden Studie (Untersuchung des Anpassungsbedarfs im deutschen Stromversorgungssystem infolge eines starken Ausbaus der EE) gerecht.

⁶³ BMWi (2010).

3.4 Stromtransport und -verteilung

Die physische Zusammenführung von Stromangebot und -nachfrage erfolgt über das Stromnetz. Da Elektrizität ein leitungsgebundener Energieträger ist, sind Transport und Verteilung essenzielle Wertschöpfungsstufen der Stromwirtschaft.⁶⁴ Im folgenden Abschnitt werden wesentliche Strukturmerkmale des Stromnetzes in Deutschland dargestellt sowie die Regelung des Netzbetriebes hinsichtlich Systemstabilität und -verantwortung grundlegend beschrieben.

Das deutsche Netz umfasst eine Gesamtlänge von über 1,7 Mio. km. Es unterteilt sich nach Spannungsebenen und Übertragungsaufgaben. Die Höchstspannungsebene bilden 380- und 220-kV-Leitungen (kV=Kilovolt). Sie dienen als Übertragungsnetz, an das Erzeuger sowie einzelne Großbetriebe angeschlossen sind.⁶⁵ Die darunter liegenden Netzebenen Hoch- (110 kV), Mittel- (10–50 kV) und Niederspannungsnetz (230/400 V) bilden das Verteilnetz mit auf verschiedenen Ebenen angeschlossenen Verbrauchern und Erzeugern.⁶⁶

In Deutschland hat das Übertragungsnetz eine Gesamtlänge von ca. 36 000 km und ist in das europäische Verbundnetz eingebunden.⁶⁷ Die hohen Spannungen des Übertragungsnetzes dienen unter anderem der Verringerung der Verluste bei der Stromübertragung. Das Übertragungsnetz besteht fast ausschließlich (ca. 99 Prozent) aus Freileitungssystemen. Erdkabel werden auf der Höchstspannungsebene aufgrund deutlich höherer Investitionskosten (in Abhängigkeit von der Übertragungsausgabe betragen die Investitionskosten für ein 380-kV-Erdkabelsystem das Drei- bis Fünffache eines Freileitungssystems)⁶⁸ und technischer Anforderungen nur in Gebieten eingesetzt, in denen ein Bau von Freileitungen nicht möglich ist wie z.B. in Städten.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß §§ 12,13 EnWG in ihrer jeweiligen Regelzone für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb und damit für die Regelung im Übertragungsnetz verantwortlich. Durch den Einsatz von zeitlich gestaffelten Regelenergiequalitäten und der Blindleistungsregulierung gewähren sie die Frequenz- und Spannungsstabilität im Übertragungsnetz. Die für die Frequenzhaltung benötigten Regelleistungskapazitäten werden von den ÜNB über ein standardisiertes Auktionsverfahren beschafft.⁶⁹ Weichen Frequenz oder Spannung von ihren definierten Sollwerten ab, kann dies zu Netzstörungen bis hin zu einem kompletten Netzzusammenbruch führen.

⁶⁴ Strom ist im Vergleich zu anderen Energieträgern (z.B. Kohle oder Gas) nicht lagerbar. Um Strom zu speichern, bedarf es dessen Umwandlung beispielsweise in Höhenenergie (Pumpspeicher) oder chemische Energie (Batterien). Für mehr Informationen zu Stromspeichern wird auf die dena-Studie „Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der EE (2010)“ verwiesen.

⁶⁵ EE-Erzeuger sind auch an tieferes Netzebenen angeschlossen.

⁶⁶ Vgl. Heuck et al. (2007), S. 77 ff.

⁶⁷ Vgl. BMWi (2011b).

⁶⁸ Vgl. dena-Netzstudie II, S. 187.

⁶⁹ Vgl. Regelleistung (2010).

Das deutsche Übertragungsnetz ist Bestandteil eines europäischen Verbundsystems. Durch Grenzkuppelstellen wird das deutsche Übertragungsnetz mit denen der deutschen Anrainerstaaten gekoppelt. Somit kann Strom international gehandelt werden, was zu steigendem Wettbewerb und zu sinkenden Preisen führen soll. Deutschland verfügt über eine für den Stromhandel nutzbare Exportkapazität von 15 540 MW und eine Importkapazität von 18 450 MW mit insgesamt neun Nachbarländern.⁷⁰ Neben den wirtschaftlichen Vorteilen des Verbundsystems besteht ein technischer und organisatorischer Nutzen in der Verbindung der nationalen Übertragungsnetze. So kann z.B. durch die wechselseitige Bereitstellung von Regelleistung im Verbund die Versorgungssicherheit erhöht werden.⁷¹ Außerdem dient das europäische Verbundsystem dazu, Lastschwankungen auszugleichen. Des Weiteren kann fluktuierende EE-Einspeisung besser in ein europäisches Verbundsystem integriert werden als in ein isoliertes nationales Übertragungsnetz.

Die untergelagerten Spannungsebenen des Verteilnetzes dienen der regionalen Verteilung von Strom sowie der lokalen Belieferung von Endkunden. Durch den Ausbau der EE entstehen zusätzliche Aufgaben für die Stromverteilnetze wie beispielsweise Aufnahme, Verteilung und Transport der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Zum Verteilnetz zählen das Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz mit Stromkreislängen von ca. 75 200, 493 000 und 1 067 100 km.⁷² Im Verteilnetz ist der Kabelanteil deutlich höher als im Übertragungsnetz. In Deutschland gibt es derzeit 862 Verteilnetzbetreiber (VNB), wovon 91,3 Prozent weniger als 100 000 angeschlossene Kunden bedienen.⁷³

Deutschland hat im internationalen Vergleich einen Spitzenplatz bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit. Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung in Minuten je angeschlossenem Letztverbraucher an. Dieser lag in Deutschland für das Jahr 2009 bei 14,63 Minuten.⁷⁴

Da EE aktuell größtenteils in das Verteilnetz eingespeist werden, ist diese Netzebene besonders von der Volatilität dargebotsabhängiger Einspeisung betroffen. Dabei treten in Regionen mit hoher EE-Einspeisung und niedriger Last (z.B. Sachsen-Anhalt) immer häufiger bidirektionale Lastflüsse auf, d.h. es kommt zu Rückspeisungen von der Verteilnetz- in die Übertragungsnetzebene. Das heutige Verteilnetz

⁷⁰ Dies sind die ausgewiesenen bidirektionalen Handelskapazitäten. Die real verfügbaren Kapazitäten unterliegen zeitlichen Schwankungen und der gegenseitigen Beeinflussung von Grenzkuppelstellen, vgl. ENTSO-E (2010).

⁷¹ Die Absicherung eines Risikos (hier der Unterbrechung der Stromversorgung) durch Pooling, d.h. den Zusammenschluss mehrerer Teilnehmer zu einer Risikogemeinschaft, ist effizienter als eine individuelle Risikoabsicherung. Die individuellen Beiträge zur Risikoabsicherung (hier die Bereitstellung von Regelleistung) sind durch Pooling geringer als bei separater Absicherung.

⁷² Vgl. BDEW (2010b).

⁷³ Vgl. BDEW (2010b).

⁷⁴ Vgl. BNetzA (2010a), S. 30.

weist einen enormen Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf auf, um den geänderten Anforderungen (z.B. bidirektionale Lastflüsse) der volatilen Einspeisung auf den unteren Netzebenen zu begegnen.⁷⁵

Die Kosten für den Betrieb und den Ausbau der Netze werden in Deutschland über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher umgelegt. Die erzielbaren Erlöse aus dem Netzgeschäft werden durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) gemäß Anreizregulierung genehmigt und sind begrenzt.⁷⁶

3.5 Einbindung in das europäische Stromversorgungssystem

Das deutsche Stromversorgungssystem ist in das europäische System eingebettet. Deutschland ist mit den Nachbarmärkten über ein Verbundsystem auf Übertragungsnetzebene verknüpft. Dies dient einerseits der Systemstabilität, aber auch dem grenzüberschreitenden Handel mit Elektrizität. Voraussetzung für Letzteren ist die ausreichende Verfügbarkeit von Grenzkuppelkapazitäten.

Der monatliche Saldo aus Exporten und Importen des deutschen Stromaußenhandels ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Der Saldo weist einen stark ausgeprägten Jahreszyklus auf. Im Winter ist der Saldo stark positiv, im Sommer leicht negativ. Er schwankt im Betrachtungszeitraum zwischen einem Exportüberschuss von etwa 5 TWh/Monat und einem Importüberschuss von rund 2 TWh/Monat. Das Maximum des Saldos lag im Dezember 2007, das Minimum im Mai 2011. Neben den jahreszeitlichen Schwankungen wirken sich weitere Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Monatssaldi aus. Im Jahr 2009 ist infolge der weltweiten Wirtschaftskrise und der damit einhergehenden Verringerung der Stromnachfrage eine Absenkung der monatlichen Export-Import-Saldi zu beobachten. 2010 steigt das Niveau der Export-Import-Saldi aufgrund der wirtschaftlichen Erholung und der damit verbundenen Steigerung der Stromnachfrage wieder an. Die starke Verringerung des Saldos im Jahr 2011 wird neben der jahreszeitlichen Schwankung auch durch die sofortige Stilllegung von acht KKW beeinflusst. Die Auswertung der Stromimporte und Stromexporte nach Marktgebieten zeigt, dass Frankreich und Tschechien die größten Exporteure von Elektrizität nach Deutschland sind und die Niederlande, die Schweiz und Österreich zu den größten Abnehmern von Elektrizität aus Deutschland gehören. Die Aufsummierung der monatlichen Saldi zeigt, dass Deutschland im dargestellten Betrachtungszeitraum jedes Jahr einen Exportüberschuss für Elektrizität aufweist.

⁷⁵ Eine Diskussion des Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarfs der Verteilnetze und der erforderlichen Investitionskosten erfolgt in Kapitel 4.12.3. Eine detaillierte Analyse des Ausbau- und Innovationsbedarfs in den deutschen Verteilnetzen erfolgt aktuell im Rahmen der Erarbeitung der dena-Verteilnetzstudie. Deren Ergebnisse sollen Ende 2012 vorliegen.

⁷⁶ Vgl. AregV (2007).

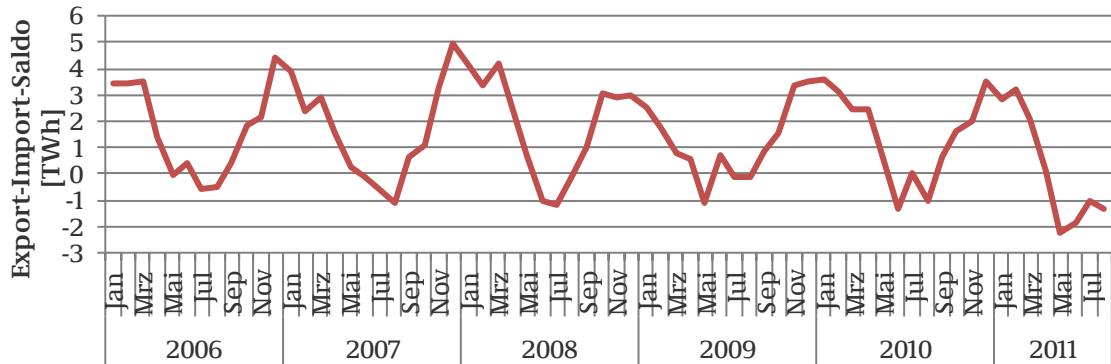


Abbildung 3-5: Export-Import-Saldo für Elektrizität.

Abbildung 3-6 zeigt die Entwicklung des monatlichen Stromim- und -exports sowie die monatliche Einspeisung der fluktuierenden Windenergie. Die Darstellung zeigt, dass der Stromimport deutlich geringeren Schwankungen unterliegt als der Stromexport. Darüber hinaus wird deutlich, dass mit Zunahme der Einspeisung von Windenergie der Export aus Deutschland deutlich zunimmt.

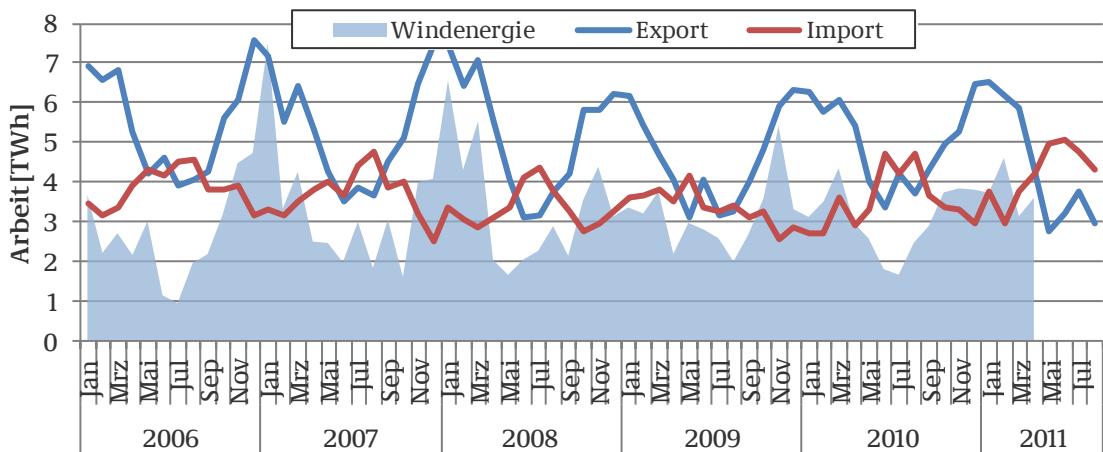


Abbildung 3-6: Stromexporte und -importe, Windenergieerzeugung.

3.6 Markt

Der Strommarkt hat in den vergangenen 20 Jahren einen grundlegenden Strukturwandel durchlaufen. Im folgenden Abschnitt wird der heutige Strommarkt für konventionelle und erneuerbare Anbieter dargestellt (2010). Dabei werden anhand aktueller Daten grundlegende Mechanismen sowie daraus resultierende volkswirtschaftliche Kosten diskutiert. Abschließend wird kurz der Status der europäischen Marktintegration analysiert.

Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz wurde im Jahr 1997 auf der Basis der Binnenmarktrichtlinie 96/92/EC Strom der Europäischen Kommission sowie anschließend durch die Neufassung des EnWG im Jahr 1998 grundlegend geändert. Die bis dato bestehenden regionalen Versorgungsmonopole für

Energieversorgungsunternehmen (EVU) wurden durch die regulatorische Entflechtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen für den Wettbewerb geöffnet.

Strom wird seitdem auf verschiedenen wettbewerblichen Märkten gehandelt. Die Marktstrukturen lassen sich anhand der Zentralisierung des Handels, des Standardisierungsgrades sowie des Zeithorizonts der gehandelten Produkte klassifizieren. In der ersten Gliederungsebene, der Zentralisierung des Handels, wird zwischen dezentralen Börsenmodellen und zentralisierten Poolmodellen unterschieden. Seit der Liberalisierung hat sich in Deutschland das Börsenmodell etabliert. Dieses ist durch eine dezentrale Marktorganisation und Preisfindung gekennzeichnet, d.h. Entscheidungen werden durch Marktpreise gesteuert, und Erzeuger optimieren ihren Kraftwerkseinsatz zu jeder Zeit selbst.⁷⁷ In der zweiten Gliederungsebene werden Strommärkte nach der Standardisierung der Produkte unterteilt. Auf Over-the-counter-Märkten (OTC-Märkten) werden bilaterale Handelsgeschäfte abgeschlossen, die zwischen einem Produzenten und einem Abnehmer von Elektrizität ausgehandelt werden. An der Strombörse werden hingegen im Vergleich zu bilateralen OTC-Geschäften stark standardisierte Produkte zu festen Handelszeiten gehandelt. In der dritten Gliederungsebene der Strommärkte wird nach dem Zeithorizont der gehandelten Produkte differenziert. Auf dem Terminmarkt werden langfristige Handelsgeschäfte mit einem Zeithorizont von bis zu sechs Jahren getätigt. Der Spotmarkt hingegen betrifft den kurzfristigen Day-ahead-Handel mit Lieferzeiten bis zum nächsten Tag sowie den Intraday-Handel mit Liefertermin am selben Tag.

Um das Marktpreisrisiko zu minimieren, wird von den konventionellen Produzenten angestrebt, einen Großteil der Produktion über langfristige Verträge auf dem Terminmarkt zu verkaufen. Die verbleibenden Kapazitäten werden auf den kurzfristigen Spotmärkten für einzelne Stunden oder Stundenblöcke im Auktionsverfahren versteigert. Im Jahr 2010 wurden 279 TWh auf dem Spotmarkt (EPEX Spot) und 1208 TWh auf den Terminmärkten gehandelt.⁷⁸ Obwohl auf Terminmärkten ein deutlich höheres Volumen gehandelt wird, ist die Day-ahead-Auktion des Spotmarktes die zentrale Stromauktion. Auf dem Spotmarkt wird Strom für jede Stunde des jeweils nächsten Tages auktioniert. Die in der Day-ahead-Auktion ermittelten Preise bestimmen den Strompreisindex Phelix und somit die Referenzpreisfunktion der Börsenpreise. Hinsichtlich der Integration der EE in das Stromversorgungssystem gewinnt der kurzfristige Handel des Spotmarktes weiter an Bedeutung, da innerhalb dieses Marktes die Erzeugung aus EE durch die ÜNB nach gesetzlichen Vorgaben vermarktet wird.

Auf dem Spotmarkt entsprechen angebotsseitig die Gebote der Anbieter ihren Grenzkosten.⁷⁹ Für die Grenzkosten sind vor allem die kurzfristigen variablen Erzeugungskosten, hierbei insbesondere die Brennstoffkosten und die CO₂-Kosten, relevant. Fixkosten sind nicht grenzkostenrelevant. Aus den aufsteigend geordneten Geboten wird die aggregierte Angebotsfunktion (Merit Order) gebildet. Die Merit Order weist schematisch einen konvexen Verlauf auf, die preiswertesten Anbieter haben nur geringe

⁷⁷ Vgl. Ockenfels (2008), S. 10.

⁷⁸ EEX (2011).

⁷⁹ Dies gilt bei Annahme des vollkommenen Wettbewerbs.

Kostenunterschiede, hingegen nimmt an der Kapazitätsgrenze die Angebotsfunktion eine vertikale Form an, da das Angebot nicht mehr erweitert werden kann.

Die Nachfrager geben auf den Spotmärkten ebenfalls stundenweise Gebote ab. Aufgrund fehlender Substituierbarkeit und Echtzeit-Preisinformationen von Elektrizität sind die Preisgebote der Nachfrager meist preisunelastisch und generieren eine steile bis vertikale Nachfragekurve.

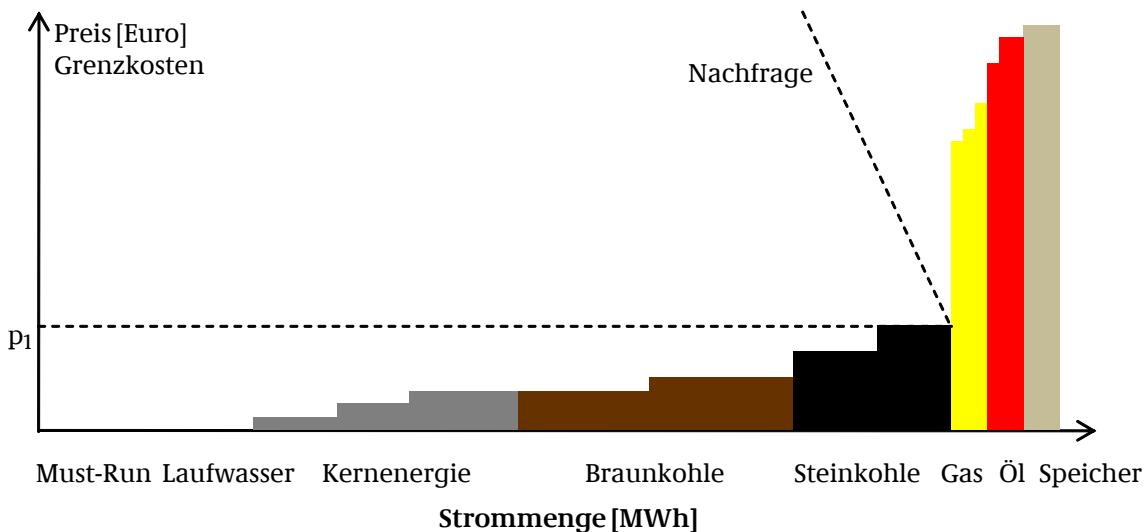


Abbildung 3-7: Schematische Darstellung der Preisbildung an der Strombörse.⁸⁰

Wie aus Abbildung 3-7 ersichtlich, wird durch den Schnittpunkt von Merit Order und Nachfragekurve der markträumende Preis sowie die gehandelte Menge für die betreffende Stunde ermittelt. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk, das sogenannte Grenzkraftwerk, bestimmt heute mit seinem Gebot den markträumenden Preis. Sämtliche Gebote, die kleiner oder gleich dem markträumenden Preis sind (die sogenannten inframarginalen Bieter), kommen zum Zuge. Alle erfolgreichen Bieter erhalten den markträumenden Preis.⁸¹

Die Vorrangfunktion der EE nach EEG hat bereits heute Einfluss auf die erzielten Preise und Mengen auf dem Spotmarkt, ergo die Börsenpreise. Neben der theoretisch börsenpreissenkenden Funktion der EE⁸² treten auch negative Strompreise an der Strombörse auf. Der Durchschnittspreis auf dem Spotmarkt (day

⁸⁰ Schematische Darstellung in Anlehnung an BNetzA (2010a), S. 58. Die Einsatzreihenfolge der verschiedenen Kraftwerksarten sowie die genaue Ausprägung der Grenzkosten können je nach auktionierter Stunde variieren.

⁸¹ Weitere Informationen zur Preisbildung an der Strombörse: Vgl. Ockenfels et al. (2008).

⁸² Durch die gesetzte Einspeisung erneuerbarer Energien wird die aggregierte Angebotskurve auf dem Spotmarkt nach rechts verschoben. Dies führt dazu, dass ein Kraftwerk mit niedrigeren Grenzkosten den Preis bestimmt, folglich der Großhandelspreis unter sonst gleichbleibenden Umständen sinkt. Der Umfang und die zeitliche Dauer dieses sogenannten „Merit-Order-Effekts“ werden kontrovers diskutiert.

ahead) betrug im Jahr 2010 44,49 Euro/MWh, das Minimum der stündlichen Preise konnte bei einem Preis von -20,45 Euro/MWh festgestellt werden, das Maximum bei 131,79 Euro/MWh.⁸³ Negative Strompreise können unter anderem auftreten, wenn bei geringer Nachfrage eine hohe Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeuger erfolgt. In diesen Situationen sollten konventionelle Kraftwerke für eine bestimmte Zeit auf die für netztechnische Anforderungen notwendige Mindestleistung gedrosselt oder gänzlich abgeschaltet werden. Die Abschaltung von EE durch die Netzbetreiber ist nur zur Wahrung der Systemsicherheit zulässig (vgl. §13.2 EnWG).

Der gesetzlich geregelte EE-Einspeisevorrang erfordert eine erhöhte Flexibilität und Kurzfristigkeit des Strommarkts sowie eine wettbewerbliche Anpassung ihrer Vermarktungsregeln. Neben der nach EEG gesetzlich garantierten Vorrangfunktion der EE gibt es bereits im heutigen Stromversorgungssystem die Möglichkeit der EE-Direktvermarktung. Wesentlicher Unterschied ist hierbei, dass der EE-Anlagenbetreiber im Falle der Direktvermarktung verantwortlich für die fahrplangerechte Lieferung der Strommengen ist. Dabei kann ein Anlagenbetreiber den Strom an die Börse bringen oder über den OTC-Markt an Dritte veräußern. Das EEG regelt durch § 17 die Direktvermarktung explizit. Darin wird ein „Rosinenpicken“ einzelner hochpreisiger Stunden ausgeschlossen. Betreiber müssen sich vor Beginn des Vormonats, in dem EE-Strom direkt vermarktet werden soll, entscheiden, ob sie für einen gesamten Monat auf die EEG-Vergütungen verzichten und den Strom direkt vermarkten wollen. Wie aus Tabelle 3-3 ersichtlich, wurde im Jahr 2010 die Direktvermarktung von erneuerbarem Strom nur wenig genutzt. Der sehr hohe Anteil der Direktvermarktung bei Deponie-, Klär- und Grubengas ist insgesamt unbedeutend, da diese Erzeugung nur 1,4 Prozent der EEG-Stromeinspeisemengen ausmacht.

Wasser-kraft	Deponie-, Klär- und Grubengas	Biomasse	Geothermie	Wind onshore	PV
12,20 %	69,18 %	0,03 %	0,00 %	0,42 %	0,00 %

Tabelle 3-3: Anteil der gesamten EEG-förderfähigen installierten Leistung in Direktvermarktung, Mittelwert 2010.⁸⁴

Für den nicht direkt vermarkteten erneuerbaren Strom erhalten die Anlagenbetreiber eine Vergütung gemäß EEG. Diese Vergütungszahlungen sind 2010 auf insgesamt ca. 12,8 Mrd. Euro angestiegen.⁸⁵ Gegenüber dem Jahr 2009 (10,5 Mrd. Euro) ist das eine Erhöhung um rund 22 Prozent, welche weitgehend durch den starken Zubau an Photovoltaik bedingt ist. Die durchschnittliche Vergütung von EEG-Strom betrug damit 2010 15,84 ct/kWh.⁸⁶ Gemäß AusglMechV sind die ÜNB verpflichtet, den gesamten nicht direkt vermarkteten EEG-Strom an der Börse (day-ahead) zu verkaufen. Die Differenz aus den Verkaufserlösen und den geleisteten Vergütungszahlungen wird über die EEG-Umlage auf die

⁸³ Vgl. Daten von EEX/EPEX; www.eex.com/de, Stand: 5. April 2011.

⁸⁴ Vgl. EEG-Jahresabrechnung 2010: www.ee-kwk.net, Stand: 9. November 2011.

⁸⁵ EEG-Vergütungen nach Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte.

⁸⁶ Vgl. EEG-Jahresabrechnung 2010: www.ee-kwk.net, Stand: 9. November 2011.

Letztverbraucher umgelegt. Die EEG-Umlage betrug im Jahr 2010 2,047 ct/kWh und im Jahr 2011 3,53 ct/kWh für den nicht privilegierten Letztverbraucher. Im Jahr 2012 wird der Wert leicht auf 3,592 ct/kWh steigen.

Um den steigenden volkswirtschaftlichen Kosten der Integration der EE in das Stromversorgungssystem zu begegnen, stellt die europäische Marktintegration⁸⁷ neben dem Netz- und Speicherausbau eine wesentliche Option dar. Das deutsche Außenhandelssaldo betrug im Jahr 2009 14,2 TWh.⁸⁸ Die Niederlande, Frankreich, Österreich und die Schweiz waren 2009 aus deutscher Sicht Hauptabnehmer. Importiert wurde hauptsächlich aus Dänemark, Tschechien und Polen.⁸⁹

Das derzeitige europäische Stromversorgungssystem weist in den vergangenen Jahren eine deutliche Steigerung bei der Marktintegration des europäischen Stromhandels auf.⁹⁰ Im Jahr 2010 herrschte in 70 Prozent der Stunden in den Marktgebieten Deutschland, Frankreich und Benelux Preisgleichheit. Gründe für die weiterhin insgesamt unvollständige Marktintegration sind u.a.:⁹¹

- unzureichende Verbundinfrastruktur zwischen den nationalen Stromnetzen,
- unzureichende Anreize zur Verbesserung der grenzüberschreitenden Infrastruktur sowie
- nicht kompatible Ausgestaltung der Märkte (z.B. Unterschiede beim Einsatz der Regelenergie, bei Nominierungsverfahren, bei den Öffnungszeiten der Strombörsen).

Die Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für eine effiziente Integration der europäischen Energiemarkte wird in Europa von einem Zusammenschluss nationaler Regulierungsbehörden für Elektrizität und Gas, der sogenannten European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG), angestrebt. Deutschland wird in der ERGEG von der BNetzA vertreten. In einem ersten Schritt wurden die teilnehmenden Länder in sieben regionale Gruppen aufgeteilt, in denen die Marktintegration jeweils vorangetrieben werden soll. Deutschland ist Mitglied in vier von sieben Regionalgruppen. Die Marktintegration der Regionalgruppen soll als Zwischenschritt eines einheitlichen europäischen Strommarktes dienen.

3.7 Zwischenfazit zum heutigen Stromversorgungssystem

Das deutsche Stromversorgungssystem ist ein komplexer Mechanismus, welcher Nachfrage und Erzeugung mittels der Stromnetze (physisch) und des Strommarkts (wirtschaftlich) miteinander verknüpft. Darüber hinaus ist das deutsche System Teil des größeren europäischen Stromversorgungssystems.

⁸⁷ Marktintegration bezeichnet die Erweiterung von Handelsgebieten der Strombörsen über nationale Grenzen hinweg durch Harmonisierung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

⁸⁸ Vgl. BMWi (2011b).

⁸⁹ Vgl. BNetzA (2010a), S. 191.

⁹⁰ Diverse Varianten des Market-Coupling zwischen nationalen Strombörsen sollen die Marktintegration verbessern.

⁹¹ Vgl. EK (2008).

Wie beschrieben sind die einzelnen Faktoren des Stromversorgungssystems keine konstanten Größen. Sie verändern sich aufgrund unterschiedlicher Einflüsse. Die Höhe der erzeugten elektrischen Arbeit und der Mix der hierfür eingesetzten Kraftwerkstechnologien resultiert u.a. aus der Höhe der Stromnachfrage und deren zeitlichem Verlauf sowie dem Anteil der fluktuierenden Erzeugung aus EE und der Versorgungssituation im Ausland. Die Stromnachfrage dagegen schwankt u.a. aufgrund des täglichen und jahreszeitlichen Rhythmus, aber auch aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung.

Aktuell ist im deutschen Stromversorgungssystem der Beginn einer grundlegenden Veränderung zu beobachten, welche insbesondere durch den enormen Ausbau der EE bedingt wird. Der aktuell stark steigende Anteil der EE an der Stromversorgung macht zudem den Ausbau der Stromnetze notwendig. Zukünftig besteht die größte Herausforderung darin, die überwiegend dargebotsabhängige, fluktuierende EE-Erzeugung möglichst vollständig in das Energiesystem zu integrieren und gleichzeitig zum Erhalt der Versorgungssicherheit die fluktuierende Einspeisung adäquat durch konventionelle Erzeugung im In- und Ausland sowie durch Speicher zu flankieren.

4 Die Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050

In diesem Kapitel wird untersucht, wie sich das deutsche Stromversorgungssystem bis 2050 unter Zugrundelegung bestimmter Annahmen, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau der EE-Stromerzeugung, entwickelt. Grundlagen der Untersuchung sind eine Steigerung⁹² des Anteils der EE unter konstanter Fortschreibung der sonstigen bestehenden Rahmenbedingungen sowie unter Einbeziehung des europäischen Auslands. Als Basis für die angenommene Entwicklung des EE-Ausbaus (installierte Leistung und erzeugte Arbeit) dienen die Ausbauzahlen aus dem aktualisierten Leitszenario des BMU aus dem Jahr 2009.⁹³ Dieser Ausbaupfad der EE wurde insbesondere aufgrund der breiten Datenbasis des BMU-Leitszenarios als Eingangsgröße für die Modellierung gewählt.⁹⁴ Damit wird für die Studie ein Szenario angenommen, welches von einem ambitionierten Ausbau der EE bis 2050 in Deutschland einschließlich eines hohen Anteils von EE-Direktimporten ausgeht.

Die Untersuchung lässt sich in zwei Teile gliedern:

- **Teil 1 Modellierung⁹⁵:** Unter Verwendung verschiedener Modelle (Regelleistung, Kraftwerksausbauplanung, Kraftwerkseinsatzplanung mit Blick auf Markt und Netz) wird die Entwicklung des Stromversorgungssystems (Fokus Deutschland, Einbeziehung des europäischen Auslands) bis 2050 simuliert. Die Ergebnisauswertung ist auf die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 konzentriert.
- **Teil 2 Analyse:** Zunächst werden die Modellierungsergebnisse analysiert. Aufbauend auf diese Analyse erfolgt die Identifikation und Diskussion der resultierenden Herausforderungen.

Die einzelnen Abschnitte dieses Kapitels sind dabei nach Themen geordnet, die aufeinander aufbauende Modellierungsschritte darstellen. Die detaillierte Modellbeschreibung der einzelnen Modellierungsschritte und der Eingangsgrößen erfolgt in Kapitel 4.2 und im Anhang E.⁹⁶

⁹² Der Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009. Dieses wurde als Eingangsgröße der EE gewählt, um einen Entwicklungspfad des Stromversorgungssystems bei massivem Ausbau der EE zu untersuchen. Diese Wahl stellt keine Abschätzung des zukünftigen Ausbaus der EE dar.

⁹³ Vgl. BMU (2009), S. 9 ff. In der vorliegenden Studie wird das BMU-Leitszenario 2009 als Referenz für den Ausbau der EE genutzt, da zum Start der Studienerstellung die BMU-Leitstudie 2010 noch nicht verfügbar war. Grundsätzlich weisen beide Veröffentlichungen bis 2050 einen sehr starken Ausbau der EE auf. Ein wesentlicher Unterschied besteht nur bei PV, für die in der vorliegenden Studie abweichend vom BMU-Leitszenario 2009 ein aktualisierter Ausbaupfad angenommen wurde. Die Verwendung des BMU-Leitszenarios 2009 wird daher der Zielsetzung der vorliegenden Studie (Untersuchung des Anpassungsbedarfs im deutschen Stromversorgungssystem infolge eines starken Ausbaus der EE) gerecht.

⁹⁴ Details und Anpassungen im Rahmen des in Ansatz gebrachten Ausbauszenarios für EE finden sich in den Abschnitten 4.1.2 und 4.1.3.

⁹⁵ Alle Modellierungen wurden durch das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen im Auftrag der dena erstellt.

⁹⁶ Eingangsgrößen und damit Grundlagen der verschiedenen Modellierungsstufen sind die Ist-Situation des heutigen Stromversorgungssystems, die prognostizierten Werte für Brennstoffpreise, ein vorgegebener Ausbau der EE, die Lastentwicklung

- Im ersten Schritt der Modellierung wird die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs für die einzelnen Stützjahre ermittelt.
- Im zweiten Schritt erfolgt die Modellierung der Kraftwerksausbau- und darauf aufbauend der Kraftwerkseinsatzplanung (kombiniert mit einer Marktmodellierung). Nebenbedingungen dieser Modellierungen sind u.a. die Deckung des Regelleistungsbedarfs sowie der vorgegebenen Last. Wesentliche Ergebnisse sind u.a. die Entwicklung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks, die Einsatzzeiten und -zyklen der konventionellen Kraftwerke, die CO₂-Emissionen der konventionellen Erzeugung und die resultierenden Grenzflüsse zwischen den europäischen Ländern.
- Abschließend wird ausgehend von der ermittelten Erzeugungsstruktur in Deutschland und dem Austausch mit dem Ausland untersucht, inwieweit das bestehende Übertragungsnetz die resultierenden Leistungsflüsse in Deutschland übertragen kann und wie hoch der Netzausbaubedarf überschlägig ist.

Abbildung 4-1 zeigt grafisch den Aufbau der Untersuchung in Kapitel 2.

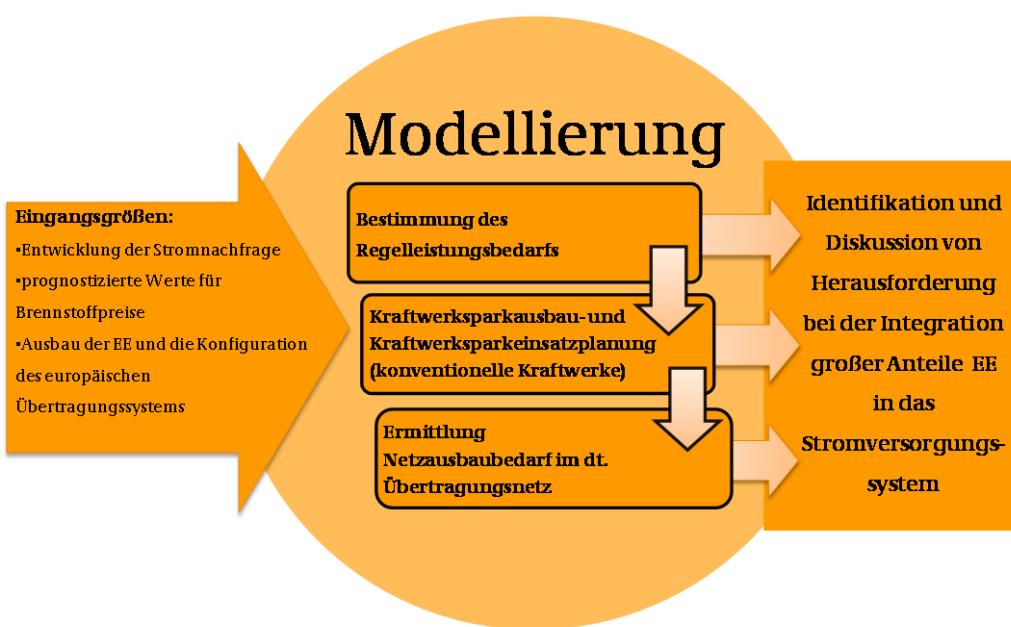


Abbildung 4-1: Schematischer Aufbau der Untersuchungen dieses Kapitels.

4.1 Eingangsgrößen

Der folgende Abschnitt beschreibt die Eingangsgrößen für die Modellierung der Entwicklung des Stromversorgungssystems bis 2050. Ziel dieses Untersuchungsschritts ist es, die Entwicklung und das Verhalten des Stromversorgungssystems bei einer starken Steigerung des Anteils der EE und bei sonst

und die Konfiguration des europäischen Übertragungssystems. Die Entwicklung des Stromversorgungssystems wird in diesem Kapitel unter Fortschreibung der im Jahr 2010 gegebenen Rahmenbedingungen untersucht.

konstanter Fortschreibung der bestehenden Rahmenbedingungen zu untersuchen. Dabei geht es explizit nicht darum, den Entwicklungspfad der EE für die Zukunft abzuschätzen. Ziel ist vielmehr eine Szenarioanalyse einer exogen durch das BMU-Leitszenario 2009 vorgegebenen Entwicklung des Ausbaus und der Einspeisung von EE, um aufbauend auf dieser Analyse Anforderungen bei der Systemintegration der EE zu identifizieren und Lösungsansätze zu entwickeln bzw. zu untersuchen.

4.1.1 Stromnachfrage

Die bisherige Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland – bis zum Beginn der weltweiten Wirtschaftskrise im Herbst 2008 – ist durch eine stetige Zunahme gekennzeichnet. So stieg der inländische Bruttostromverbrauch⁹⁷ in den Jahren zwischen 2000 und 2008 von 579,6 TWh/a um 6,0 Prozent auf 614,6 TWh/a an. Im Jahr 2009 kam es im Zuge der Weltwirtschaftskrise durch eine geringere Produktion zu einem Rückgang um 5,8 Prozent auf 578,9 TWh. Im Zuge der wirtschaftlichen Erholung 2010 stieg die Stromnachfrage wieder um 5,0 Prozent auf 607,8 TWh an.

Im Rahmen dieser Studie wird von einer konstanten Stromnachfrage von 607 TWh/a bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Dies entspricht dem Wert des Jahres 2008 abzüglich des Pumpstrombedarfs.⁹⁸ Als Grundlage des zeitlichen Verlaufs wird die von ENSTO-E veröffentlichte stündliche Nachfrage in Deutschland verwendet.⁹⁹ Folgende Zielsetzungen und Faktoren beeinflussen die Entwicklung der Stromnachfrage:

- Vor dem Hintergrund des globalen Klimawandels wurde sowohl in Deutschland als auch auf europäischer Ebene das energiepolitische Ziel festgelegt, die Energieeffizienz auf der Nachfrageseite deutlich zu erhöhen. Zwischen den Mitgliedsstaaten in Europa wurde verbindlich vereinbart, bis 2020 die Energieeffizienz im Vergleich zum Referenzjahr 1990 um 20 Prozent zu erhöhen.¹⁰⁰ Die Bundesregierung setzte im Rahmen des Energiekonzepts vom Oktober 2010 das Ziel fest, die Stromnachfrage bis 2050 im Vergleich zum Referenzjahr 2008 um 25 Prozent zu senken.
- Studien zeigen, dass in den verschiedenen Verbrauchssektoren erhebliche wirtschaftliche Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz existieren.¹⁰¹
- Zur Erschließung der Energieeffizienzpotenziale sind in den letzten Jahren in der EU und in Deutschland verschiedene Maßnahmen auf den Weg gebracht worden. So legen beispielsweise die EU-Ökodesign-Verordnungen Anforderungen an die umweltgerechte und energieeffiziente Gestaltung für verschiedene energieverbrauchende Produkte fest, und über die EU-

⁹⁷ Dieser Bruttostromverbrauchswert schließt die Verluste für die Übertragung und Verteilung sowie den Pumpstrombedarf mit ein. Vgl. BMWi (2011b).

⁹⁸ Der Pumpstrombedarf wird von der Nachfrage subtrahiert, da dieser im Rahmen der Modellierung endogen für jedes Jahr ermittelt wird.

⁹⁹ Diese wird auf die Stromnachfrage von 607 TWh pro Jahr skaliert, da diese Zeitreihe nur ca. 90 Prozent der tatsächlichen Nachfrage in Deutschland abbildet. Siehe auch Fußnote 37.

¹⁰⁰ Vgl. EK (2010), S. 3.

¹⁰¹ Vgl. McKinsey (2009), S. 46 ff.

Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie soll Konsumenten die Identifikation besonders energieeffizienter Produkte ermöglicht werden. Neben ordnungsrechtlichen Maßnahmen dienen auch Förderinstrumente, z.B. zur Durchführung von Energieberatungen in Industrie und Gewerbe sowie im Gebäudebereich, der Steigerung der Energieeffizienz. Zudem verfolgen Informations- und Motivationskampagnen die notwendige Sensibilisierung der relevanten Zielgruppen hinsichtlich der Energieeffizienz.

■ Auch in der Wirtschaft ist Energieeffizienz in den letzten Jahren ein wichtiger Trend in Deutschland. Es hat sich ein Markt für energieeffiziente Produkte und Dienstleistungen zur Steigerung der Energieeffizienz entwickelt, und es gibt freiwillige Selbstverpflichtungen der Industrie zur Entwicklung energieeffizienter Produkte sowie zur Verbesserung der Energieeffizienz in den eigenen Prozessen (z.B. Green IT Allianz).

■ Parallel zu den deutlichen Erfolgen der Energieeffizienzbestrebungen, z.B. der Verringerung des spezifischen Stromverbrauchs vieler Produkte, lässt sich eine Zunahme der Anzahl der Stromanwendungen sowohl im privaten Bereich als auch in Unternehmen beobachten. Beispielsweise werden im Bereich der Haustechnik gerade auch für energieeffiziente Gebäude Lüftungs- und Klimatisierungssysteme eingesetzt. Außerdem kommen in allen Verbrauchssektoren verstärkt Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnik zum Einsatz. Auch die vereinbarte Zielsetzung der Bundesregierung und der Industrie, die Einführung der Elektromobilität zu beschleunigen und bis 2020 eine Million bzw. bis 2030 6 Millionen Elektrofahrzeuge zuzulassen, stützt die Einschätzung, dass zukünftig von einer steigenden Zahl an Stromanwendungen auszugehen ist.¹⁰²

Nach Einschätzung der dena existieren in Deutschland in allen Verbrauchssektoren erhebliche wirtschaftliche Stromeffizienzpotenziale. Dennoch wird vermutet, dass derzeit aufgrund fehlender Instrumente und Anreize eine Erschließung dieser Effizienzpotenziale entsprechend den Zielsetzungen der Bundesregierung für 2020 und 2050 nicht zu erwarten ist. Vielmehr ist in einigen Bereichen mit einer Zunahme der Stromanwendungen zu rechnen (z.B. IKT-Ausstattung, Gebäudeklimatisierung, Elektromobilität), die die kontinuierlichen Energieeffizienzzugewinne infolge des technologischen Fortschritts tendenziell kompensiert. Deswegen wird eine konstante Stromnachfrage im Untersuchungszeitraum bis 2050 angenommen. Als Basis dient der Wert der Bruttostromnachfrage von 2008.

4.1.2 Ausbaupfad der EE in Deutschland

In der vorliegenden Studie wird die Entwicklung des Anteils der EE im Wesentlichen entsprechend des BMU-Leitszenarios 2009¹⁰³ angenommen. Damit wird ein Szenario mit einem ambitionierten Ausbau der EE zugrunde gelegt.

¹⁰² Vgl. Bundesregierung (2010a), S. 24.

¹⁰³ Vgl. BMU (2009), S. 9 ff. Das BMU-Leitszenario 2009 wurde als Eingangsgröße der EE gewählt, um einen Entwicklungspfad des Stromversorgungssystems bei erheblichem Ausbau der EE zu untersuchen. Diese Wahl stellt keine Abschätzung des zukünftigen Ausbaus der EE dar.

Für den Ausbaupfad der Photovoltaikanlagen in Deutschland werden in der vorliegenden Studie deutlich höhere Werte als im Leitszenario 2009 angenommen. Hintergrund ist, dass Ende 2010 in Deutschland mit 17,3 GW installierter Leistung der durch das Leitszenario prognostizierte Wert für das Jahr 2010 von ca. 8,9 GW bereits deutlich überschritten wurde.¹⁰⁴ Die Eingangsdaten für den Ausbau der Photovoltaik werden daher in Anlehnung an die im Gesetzentwurf für ein Gesetz zur Änderung des EEG vom 23. März 2010 genannten Werte auf 42 GW und für das Jahr 2030 auf 60 GW erhöht.¹⁰⁵ Damit orientiert sich der Ausbaupfad für Photovoltaik an der Einschätzung der Bundesregierung im Frühjahr 2010. Die weitere Entwicklung bis 2050 wird entsprechend einer zu erwartenden abnehmenden Wachstumsintensität fortgeschrieben und liegt für 2050 mit 75 GW installierter Leistung 41 GW höher als das BMU-Leitszenario 2009.¹⁰⁶

Die Annahmen zum Ausbau der KWK aus EE greifen, wie im vorliegenden Abschnitt und in Abschnitt 4.1.3 erläutert, ebenfalls auf das Datenmaterial des BMU-Leitszenarios 2009 zurück. In Abweichung¹⁰⁷ zum Leitszenario werden alle Biomasseanlagen und Anlagen unter Verwendung von geothermischen Potenzialen als KWK-Anlagen modelliert.

Zusätzlich wird ab dem Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 ein weiterer, im Laufe der Jahrzehnte stark zunehmender Anteil an EE angenommen, der mittels Direktimport aus dem Süden Europas nach Deutschland virtuell¹⁰⁸ transportiert wird.

¹⁰⁴ Vgl. BSW (2011); BMU (2009), S. 40.

¹⁰⁵ Vgl. Bundesregierung (2010b), S. 6.

¹⁰⁶ Zum Zeitpunkt des Starts der Studienerstellung war die BMU-Leitstudie 2010 noch nicht verfügbar. Daher wurde die BMU-Leitstudie 2009, bei Anpassung der Werte des Ausbaus der PV, als Grundlage für die Entwicklung des Ausbaus der EE verwendet. Die in der vorliegenden Studie gewählten Werte für den Ausbau der PV liegen für die Jahre 2020 und 2030 mit 10 GW und 3 GW unter denen der BMU-Leitstudie 2010, für die Jahre 2040 und 2050 liegen sie um 5 GW bzw. 10 GW darüber.

¹⁰⁷ Siehe hierzu Abschnitt 4.1.3, Fußnote 124.

¹⁰⁸ Entsprechend dem der vorliegenden Studie zugrunde gelegten Ausbauszenario der EE (BMU-Leitszenario 2009 bei Anpassung der Ausbauzahlen für PV) wird ein Direktimport von EE angenommen. Für die Arbeit dieser EE-Quelle wird davon ausgegangen, dass sie in Deutschland zur Verfügung gestellt wird. Im BMU-Leitszenario bleibt offen, über welche Netzstrukturen die Übertragung dieser Erzeugung nach Deutschland erfolgt. Aufgrund dieser Unklarheit wird in der vorliegenden Studie von virtuellen bzw. angenommenen Netzstrukturen für die Übertragung des Direktimports von EE nach Deutschland gesprochen.

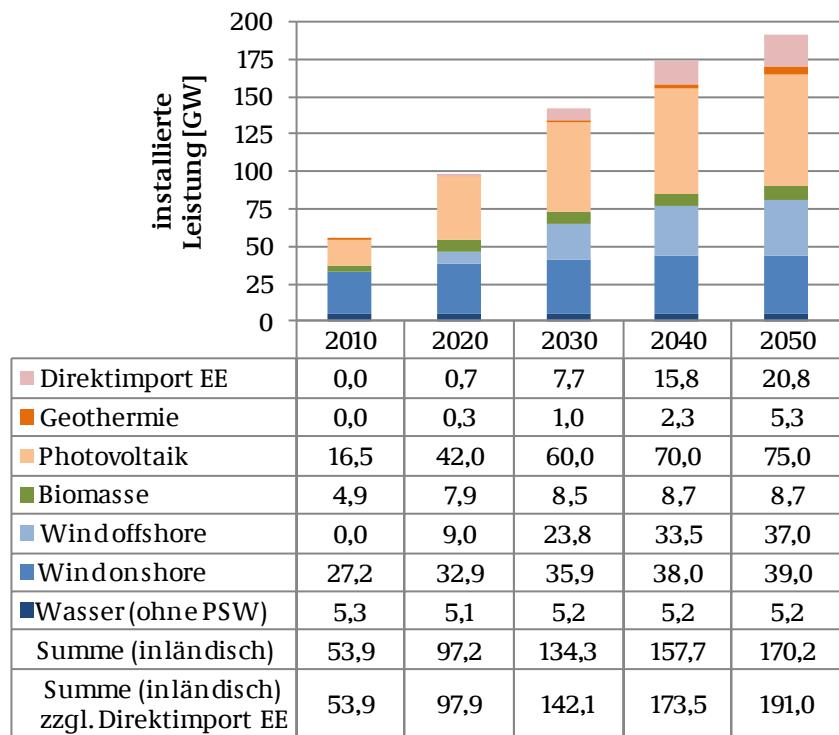


Abbildung 4-2: Angenommene Entwicklung der installierten Leistung von EE.¹⁰⁹

Abbildung 4-2 zeigt die angenommene Entwicklung der installierten Leistung der EE in Deutschland für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050. Die installierte Leistung der EE verdoppelt sich im Zeitraum von 2020 bis 2050 nahezu. Verglichen mit heute bedeutet die für 2050 angenommene installierte Leistung der EE etwa eine Vervierfachung (installierte Leistung EE 2010: ca. 54 GW, siehe auch Kapitel 3.3). Das BMU-Leitszenario 2009 nimmt bis 2050 einen Import von 123,3 TWh/a Strom aus EE aus dem europäischen Ausland und ggf. Nordafrika an.¹¹⁰ Das bestehende Verbundnetz in Europa ist für diesen Leistungs-austausch nicht vorbereitet, daher wird für die Übertragung der angenommenen Strommengen implizit ein neu zu errichtendes Overlay-Netz bzw. eine deutliche Verstärkung der Grenzkuppelkapazitäten vorausgesetzt. Bei den weitergehenden Untersuchungen zum Strom austausch mit dem Ausland werden der Direktimport und die dafür notwendigen Netzverstärkungen nicht berücksichtigt. Der Direktimport fließt hier direkt als Erzeugungsquelle in Deutschland ein. Wird lediglich der innerdeutsche Zuwachs der installierten Leistung an EE zwischen 2020 und 2050 betrachtet, beträgt dieser 73 GW beziehungsweise 75 Prozent.

¹⁰⁹ Werte für 2010: Vgl. BDEW (2011b), S. 16 (Werte für Wind onshore und offshore sind zusammengefasst); zukünftige Werte: vgl. BMU (2009), S. 40; Anpassung der PV Werte in Anlehnung an Bundesregierung (2010b), S. 6.

¹¹⁰ Die Einspeisung des Direktimports an EE wird in der Modellierung als gleichbleibende Erzeugungsleistung (Baseload) im Jahresverlauf angenommen.

Effekte des Anstiegs an installierter EE-Leistung auf die geografische Verteilung von Erzeugung und Verbrauch

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird häufig von einer sogenannten Dezentralisierung der Energieerzeugung gesprochen. Bei genauerer Analyse zeigt sich, dass ein Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß BMU-Leitszenario 2009 zu geografischen Konzentrationen an Stromerzeugungskapazitäten führt. Insbesondere die installierte Leistung der zukünftig an Bedeutung gewinnenden Offshore-Windenergie¹¹¹ ballt sich geografisch in Nord- und Ostsee. Die installierte Leistung der Onshore-Windenergie ist darüber hinaus maßgeblich im Norden und Osten Deutschlands konzentriert.

¹¹¹ Im Jahr 2050 sollten 34 Prozent des deutschen EE-Stroms aus Offshore-Windenergie stammen.

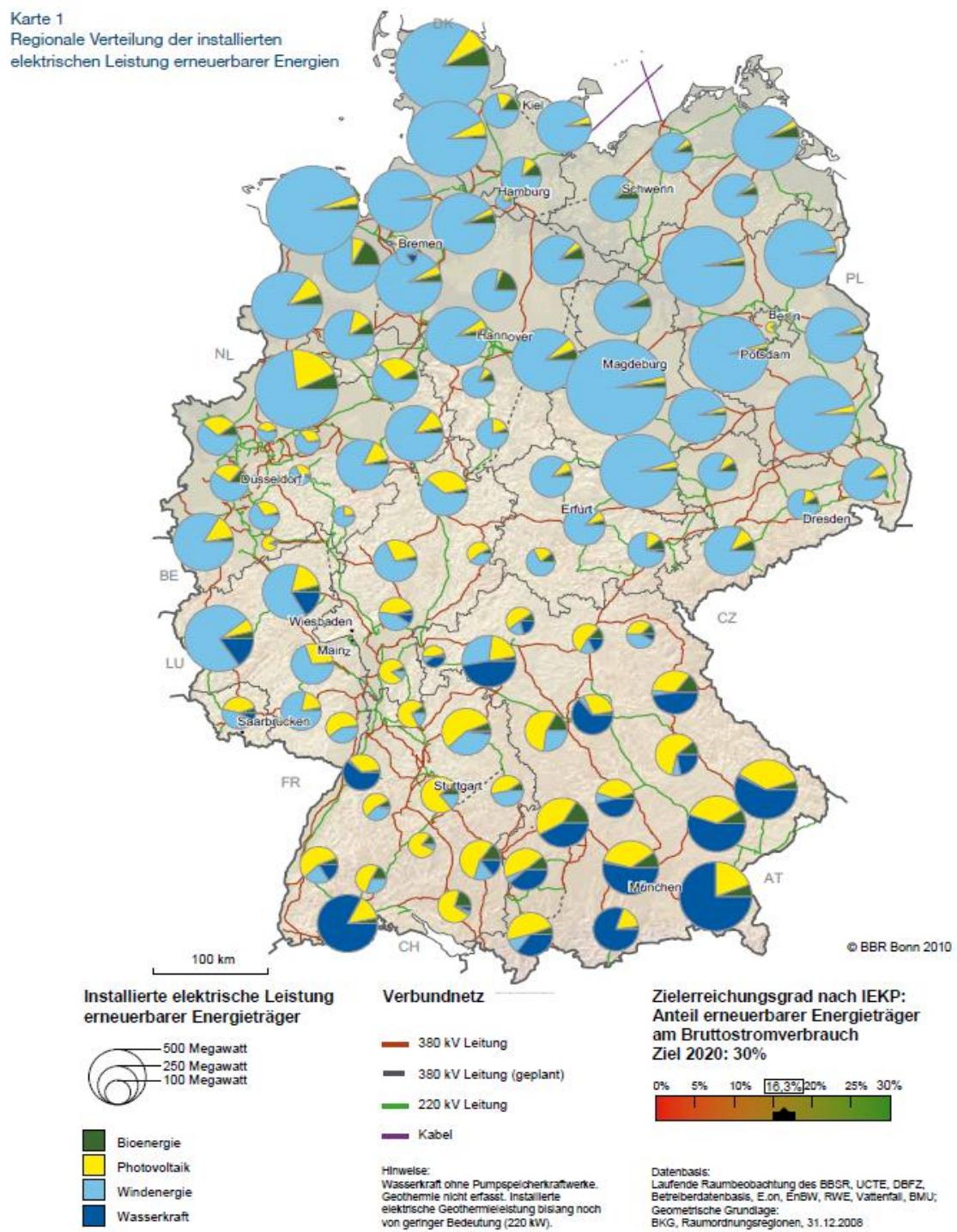


Abbildung 4-3: Geografische Verteilung der EE-Leistung.¹¹²

¹¹² Vgl. BBR (2010).

Die installierte Leistung der Photovoltaik ist derzeit maßgeblich im Süden Deutschlands (Bayern, Baden-Württemberg) konzentriert. Da die Förderung von PV-Anlagen auf Ackerflächen mit dem Ersten Gesetz zur Änderung des EEG vom 11. August 2010 durch den Gesetzgeber ab dem 1. Januar 2012 abgeschafft wurde, wird zukünftig der Anteil des PV-Leistungszubaus auf Dach- und Gebäudeflächen zunehmen. Da Wind und PV im Jahr 2050 zusammen 89 Prozent der installierten EE-Leistung in Deutschland gemäß dem zugrunde gelegten EE-Szenario ausmachen, stellt deren geografische und (im Fall Windenergie) eher lastferne Zentralisierung neben der fluktuierenden Einspeisung eine weitere Herausforderung an das Stromversorgungssystem dar. Insbesondere die relativ lastferne Erzeugung ist ein Treiber des benötigten Netzausbau auf Ebene der Übertragungsnetze.¹¹³ Auch bei Realisierung des aktuell diskutierten Ausbaus der Windenergie in Süddeutschland wird ein deutliches Ungleichgewicht bei der installierten Leistung zwischen Nord- und Süddeutschland bestehen bleiben. Neben den Effekten der geografischen Verteilung von EE auf die Stromversorgung muss zukünftig auch der Beitrag der EE zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen steigen, um die Systemstabilität bei hoher EE-Erzeugung zu gewährleisten.

Bruttostromerzeugung aus EE

Abbildung 4-4 zeigt die angenommene Entwicklung der Bruttostromerzeugung der EE für die Stützjahre 2020 bis 2050. Der Entwicklung der Einspeisezeitreihen der Wind- und Photovoltaik-Erzeugung liegen reale Ist-Einspeisezeitreihen des Jahres 2006 zugrunde. Auf den historischen Werten aufbauend, werden die Zeitreihen entsprechend des Ausbaus der EE für die einzelnen Jahre skaliert.

¹¹³ Eine ausführliche Analyse des notwendigen Netzausbau für die Integration der EE erfolgt in Kapitel 4.9.

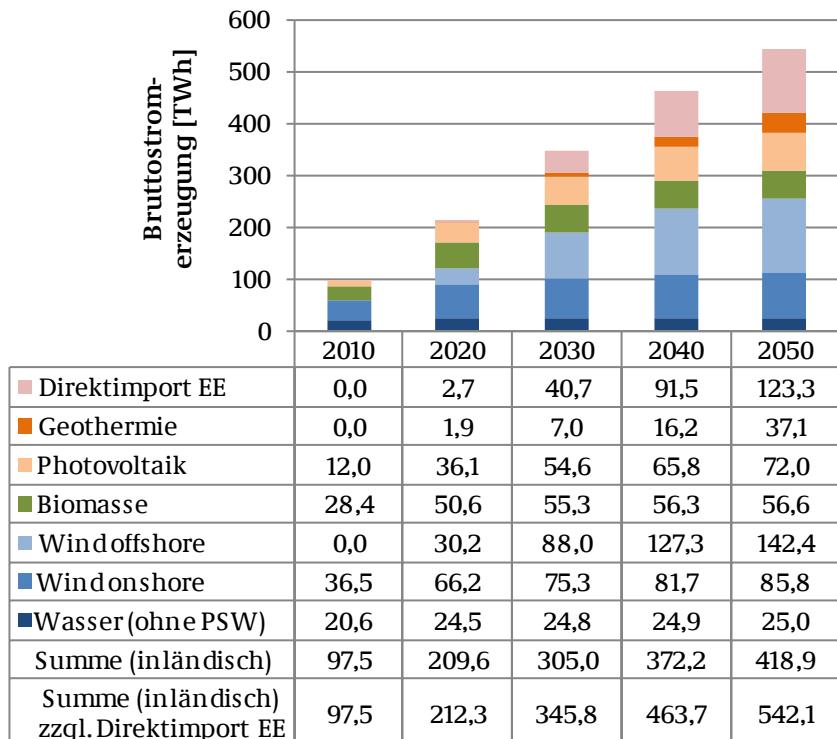


Abbildung 4-4: Angenommene Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus EE.¹¹⁴

Unter Einbeziehung des Direktimports von EE steigt die Bruttostromerzeugung der EE im Modell von ca. 212 TWh im Jahr 2020 auf 542 TWh im Jahr 2050 an. Im Jahr 2010 lag dieser Wert mit ca. 100 TWh deutlich niedriger (siehe hierzu auch Kapitel 3.3). Bei konstanter Nachfrage¹¹⁵ und einer vollständigen Integration der EE¹¹⁶ würde sich so ein Anteil von 35 Prozent im Jahr 2020 und ein Anteil von 89 Prozent im Jahr 2050 an der Stromversorgung ergeben. Die Abweichungen zu den im Energiekonzept der Bundesregierung genannten Zahlen in Höhe von 35 Prozent im Jahr 2020 und 80 Prozent im Jahr 2050 aus Abschnitt 2 begründen sich durch die Anpassungen der Prognosen zum Ausbau von erneuerbaren Energien und der in Ansatz gebrachten konstanten Stromnachfrage in Deutschland (siehe Abschnitt 4.1.2).

¹¹⁴ Werte für 2010: Vgl. BMWi (2011b) (Werte für Wind onshore und offshore sind zusammengefasst); zukünftige Werte: vgl. BMU (2009), S. 40; die Anpassung der PV-Werte geschieht in Anlehnung an Bundesregierung (2010b), S. 6.

¹¹⁵ Die jährlich in Ansatz gebrachte Stromnachfrage beträgt 607 TWh/a. Für detaillierte Informationen siehe Abschnitt 4.1.1.

¹¹⁶ Wie eingangs beschrieben, ist es das Ziel dieses Untersuchungsschritts, die Entwicklung und das Verhalten des Stromversorgungssystems bei einer hohen Steigerung des Anteils der EE und sonst konstanter Fortschreibung der bestehenden Rahmenbedingungen zu untersuchen. Der tatsächlich integrierbare Anteil an EE ist abhängig von der Verfügbarkeit entsprechender Übertragungskapazitäten im Netz, die derzeit nicht ausreichen, um den geplanten Ausbau an EE zu übertragen, sowie den Möglichkeiten, negative Residuallast durch Speicherung und Stromexporte auszugleichen. Die Sensitivitätsanalysen im Abschnitt 5 nehmen sich dieser Themen tiefgreifender an.

Die zukünftige Bruttostromerzeugung aus fluktuierenden EE wie Wind und PV ist maßgeblich von den meteorologischen Gegebenheiten abhängig. 2050 stammen gemäß dem angenommenen Ausbaupfad der EE 42,1 Prozent des EE-Stroms aus Wind. Dafür wurden die Dargebotsverhältnisse des Windjahres 2006 unterstellt sowie eine leichte Steigerung der Volllaststunden, maßgeblich bedingt durch technologischen Fortschritt und größere Nabenhöhen.¹¹⁷

Die zukünftigen Dargebotsverhältnisse des Windes sowie daraus resultierende Volllaststunden sind Gegenstand aktueller Forschung. Sollten vermehrt windschwache Jahre auftreten, sinken die zu erwartenden Volllaststunden der Windenergie. Zur Beurteilung der langfristigen Windverhältnisse wird u.a. der NAO-Index verwendet.¹¹⁸ Es wird derzeit in der Fachwelt eine bevorstehende langfristige Phase von schwachen Windjahren gemäß NAO-Index diskutiert.¹¹⁹

Die Beurteilung der zukünftigen Windverhältnisse ausschließlich auf Basis des NAO-Index ist mit Unsicherheiten behaftet. So weist der NAO-Index im kurzfristigen Zeitbereich (zwei bis drei Jahre) eine hohe Volatilität und Stochastik auf. Dies führt dazu, dass der NAO-Index für ausgewählte Jahre in Widerspruch zu alternativen Windertragsindizes steht. Die langfristigen Zyklen des NAO-Index (bis zu 70 Jahre) können aufgrund eines Mangels an historischen meteorologischen Daten nicht hinreichend belegt und prognostiziert werden.

Mit dem Ausbau der Windenergie besteht daher ein hoher Bedarf an meteorologischer Forschungsarbeit, um belastbarere Aussagen über die zukünftigen Dargebotsverhältnisse von Wind und Sonne treffen zu können. Vorerst ist die mögliche Existenz von mehreren aufeinanderfolgenden Schwachwindjahren ein gewichtiger Grund, den Beitrag von Windenergieanlagen zur gesicherten Leistung der Stromversorgung kritisch zu hinterfragen.

4.1.3 Konventioneller Kraftwerkspark

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks wird ausgehend vom bestehenden Kraftwerkspark in Deutschland modelliert.¹²⁰ Abbildung 4-5 zeigt aggregiert die zusätzlich vorgegebenen Kraftwerksneubauten verschiedener Betreiber in Deutschland für die Jahre von 2009 bis 2014, gemäß der dena-Studie „Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung)“ aus dem Jahr

¹¹⁷ Das Windjahr 2006 war gemäß Wind-Index (90 Prozent) und NAO-Index (-0,2) ein leicht unterdurchschnittliches Jahr. Hinsichtlich der Entwicklung der Volllaststunden wurden die Annahmen aus BMU (2009) übernommen.

¹¹⁸ Der Index der Nordatlantischen Oszillation (NAO) ist ein Maß für die Ausprägung der Luftdruckunterschiede im Nordatlantik. Ein positiver NAO-Index bedeutet starke Luftdruckunterschiede über dem Nordatlantik und starken Westwind, ein negativer NAO-Index das Gegenteil. Der NAO-Index weist kurz-, mittel und langfristige Zyklen auf und wird auf einer Skala von -4 bis +4 abgetragen.

¹¹⁹ Vgl. Vahrenholdt (2010).

¹²⁰ Siehe Abschnitt 4.2.

2009.¹²¹ Der Bedarf für weitere Zubauten konventioneller Kraftwerke wird in der Kraftwerksparkausbauplanung in Kapitel 4.4 untersucht.

Die im Rahmen von konventionellen Kraftwerksneubauten zugrunde gelegten Investitions- und Fixkosten können dem Anhang C entnommen werden. Bei der Berechnung wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 7,5 Prozent in Ansatz gebracht. Die für die Modellierung relevante und ab der Inbetriebnahme angesetzte Betriebsdauer der Kraftwerke liegt in Abhängigkeit des Kraftwerkstyps bei 40 bis 50 Jahren.¹²² Da die Möglichkeit der technischen Ertüchtigung konventioneller Bestandskraftwerke (Retrofit) in dieser Untersuchung nicht betrachtet wird, führt dies zu einem deutlich vorgezogenen Ersatzbedarf im konventionellen Kraftwerkspark. In der Realität können Kraftwerke unter Berücksichtigung von Retrofitmaßnahmen deutlich länger betrieben werden.

Die für die Modellierung verwendeten Flexibilitätsannahmen (Mindestlast, Betriebs- und Stillstandszeiten) für Bestandskraftwerke basieren auf Datensätzen des bestehenden Kraftwerksparks. Da neue Kraftwerke flexiblere Werte aufweisen, wird für in Deutschland zuzubauende konventionelle Kraftwerke teils eine Steigerung der Flexibilität auf Basis von Experteneinschätzungen angenommen. Diese Flexibilitätsannahmen können Anhang C entnommen werden.

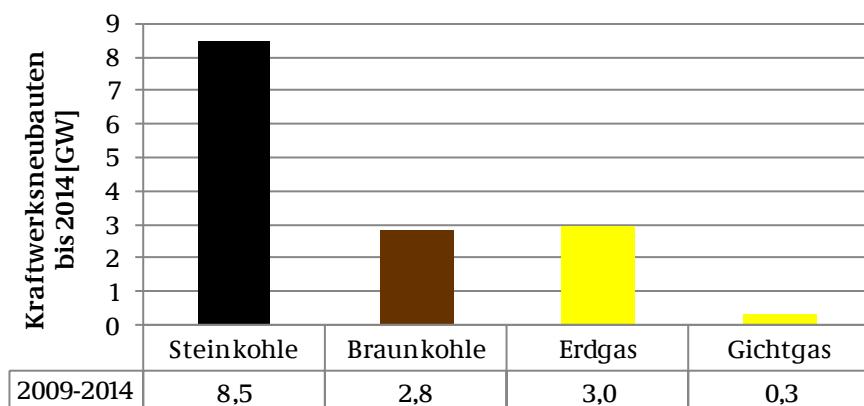


Abbildung 4-5: Realisierte Kraftwerkszubauten bis 2014.

Des Weiteren berücksichtigt die Modellierung der Kraftwerkspark-Ausbauplanung die Regelungen bezüglich der Stilllegungszeitpunkte für deutsche Kernkraftwerke gemäß dem ab 31. Juli 2011 gültigen Atomgesetz. Entsprechend dieser gesetzlichen Regelung gehen 2011 acht Kernkraftwerke vom Netz. Die letzten Meiler werden Ende 2022 stillgelegt.

¹²¹ Vgl. dena (2009). Die hier als realisiert angenommenen Zubauten sind alle konventionellen Kraftwerke der Kategorie A und ausgewählte Kraftwerke der Kategorie B der Kurzanalyse.

¹²² Die zugrunde gelegten kraftwerksspezifischen Laufzeiten für die einzelnen Kraftwerksarten finden sich im Anhang C.

4.1.4 Konventionelle KWK-Erzeugung

Der Ausbau konventioneller KWK wird als weitere Eingangsgröße im Modell berücksichtigt. Die Festlegung der zukünftigen KWK-Erzeugung orientiert sich an dem im KWK-Gesetz festgeschriebenen (und zuletzt am 28. Juli 2011 geänderten) Ziel, den Ausbau der KWK bis zum Jahr 2020 auf 25 Prozent der gesamten Stromerzeugung zu erhöhen. Die Erkenntnisse der dena-Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) werden bei der Ermittlung konventioneller KWK-Erzeugung bis 2050 einbezogen.¹²³ Die Werte der KWK-Produktion aus EE beziehen sich auf die Angaben im BMU-Leitszenario 2009. Die Erzeugung aus Biomasse und Geothermie wird vollständig der KWK-Erzeugung zugerechnet.¹²⁴ Abbildung 4-6 zeigt die bei der Modellierung angenommenen Werte der KWK-Erzeugung. Die rückläufige Erzeugung im Jahr 2040 lässt sich dadurch erklären, dass die ab 2030 altersbedingt außer Betrieb gehenden großen konventionellen KWK-Anlagen nicht weiter ersetzt werden und der Zubau an KWK durch EE diese abnehmenden Erzeugungskapazitäten nicht kompensiert. Ab 2040 verläuft die Erzeugung aus KWK-Prozessen annähernd konstant.

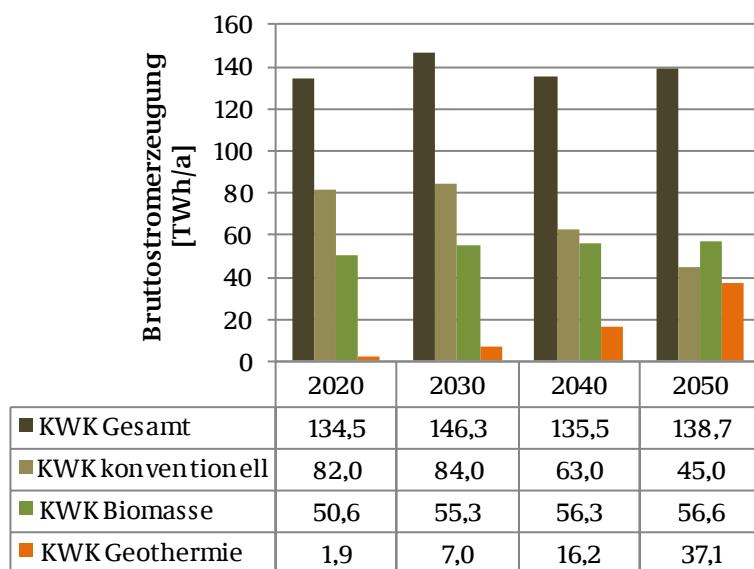


Abbildung 4-6: Entwicklung der KWK-Erzeugung.

Der relative Anteil der durch KWK erzeugten Strommenge an der Stromnachfrage von 607 TWh/a steigt von 22,2 Prozent im Jahr 2020 auf 24,1 Prozent im Jahr 2030 an. In den Folgejahren schwankt der KWK-Anteil, so dass dieser 22,3 Prozent im Jahr 2040 und 22,9 Prozent im Jahr 2050 beträgt.

¹²³ Vgl. BMU (2009), S. 90 ff.; dena (2009).

¹²⁴ Gemäß dem BMU-Leitszenario 2009 sind die Erzeugnisse aus Geothermie und Biomasse nur zum Teil den Erzeugnissen aus KWK zuzusprechen. Aus Vereinfachungsgründen werden die Erzeugnisse in der Modellierung zu 100 Prozent der KWK zugesprochen.

4.1.5 Europäisches Übertragungsnetzsystem

Das Stromversorgungssystem in Deutschland ist in ein europäisches Verbundsystem eingebunden. Der länderübergreifende Stromaustausch trägt beispielsweise zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von EE bei und dient darüber hinaus dem Stromhandel, der Versorgungssicherheit und der Systemstabilität.

Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten

Als grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden in der Modellierung die heute bestehenden Kapazitäten zuzüglich der bestehenden Ausbauplanungen (in Anlehnung an die Planungen des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) 2010¹²⁵ und ergänzende Experteneinschätzungen) angenommen. Die einzelnen Net-Transfer-Capacities-Werte (NTC) können dem Anhang C entnommen werden. Ab 2020 werden die Transferkapazitäten als konstant angenommen. Der bis 2050 ansteigende Direktimport an EE wird dabei nicht über die Übertragungsnetze der europäischen Staaten geleitet, sondern mittels einer als bestehend angenommenen, virtuellen Netzstruktur transportiert.¹²⁶

Länder der Kraftwerkseinsatzplanung und Marktmodellierung

Abbildung 4-7 zeigt die Länder, welche im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung und der Marktmodellierung berücksichtigt werden.



Abbildung 4-7: Geografischer Betrachtungsbereich der Marktmodellierung.

Stromerzeugung und Stromnachfrage im europäischen Ausland

Die Eingangsgrößen der Stromnachfrage und der Stromerzeugungskapazitäten (erneuerbar und konventionell) im europäischen Ausland basieren auf dem NSAT-CDM-Szenario.¹²⁷ Für die Jahre nach

¹²⁵ Vgl. ENTSO-E (2010). Der TYNDP des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) beschreibt auf europäischer Ebene die Netzausbaumaßnahmen der folgenden zehn Jahre.

¹²⁶ Siehe auch Fußnote 108.

¹²⁷ Das NSAT-CDM-Szenario ist eines von neun Szenarien im Report „Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables“. Vgl. Capros et al. (2008), S. 33 ff.

2030¹²⁸ werden der Stromverbrauch und die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks vereinfachend als konstant angenommen, und der Ausbau der EE wird auf Basis der Angaben bis zum Jahr 2050 linear fortgeschrieben.

Die Ermittlung der Photovoltaik- und Windstromerzeugung basiert auch für das europäische Ausland auf realen Einspeisezeitreihen des Jahres 2006, die entsprechend der Entwicklung der EE skaliert werden. Somit werden historische Korrelationen der EE-Einspeisungen in Europa näherungsweise fortgeschrieben.

4.1.6 Brennstoffkosten

Die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise basiert auf der Energieprognose 2009, welche im Auftrag des BMWi erstellt wurde.¹²⁹ Die darin prognostizierten Energiepreise werden über das Jahr 2030 hinaus bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Der gewählte Ansatz für die CO₂-Preise lehnt sich an die Werte aus dem NSAT-CDM-Szenario an.¹³⁰ Die tatsächliche Entwicklung der Brennstoffpreise wird voraussichtlich vom für diese Untersuchung zugrunde gelegten Entwicklungspfad abweichen, da eine genaue Prognose von Brennstoffpreisen nicht möglich ist. Bereits der Vergleich der Brennstoffpreise für das Jahr 2010 zwischen angenommener und tatsächlich eingetretener Entwicklung zeigt deutliche Abweichungen zwischen diesen Pfaden. Die tatsächlichen Preise für Öl, Gas und Steinkohle waren 2010 deutlich höher, die Preise für CO₂-Zertifikate deutlich geringer. Zugleich ist darauf hinzuweisen, dass die zugrunde gelegte Energieträgerpreisentwicklung relevanten Einfluss auf die Modellierungsergebnisse, insbesondere auf die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks hat.

¹²⁸ Das zugrunde liegende NSAT-CDM-Szenario betrachtet den Zeitraum bis 2030. Für die Jahre nach 2030 enthält die verwendete Studie keine Angaben. Vgl. Capros et al. (2008), Appendix 5.

¹²⁹ Vgl. IER, RWI, ZEW (2009), S. 56 ff.

¹³⁰ Vgl. Capros et al. (2008), S. 33.

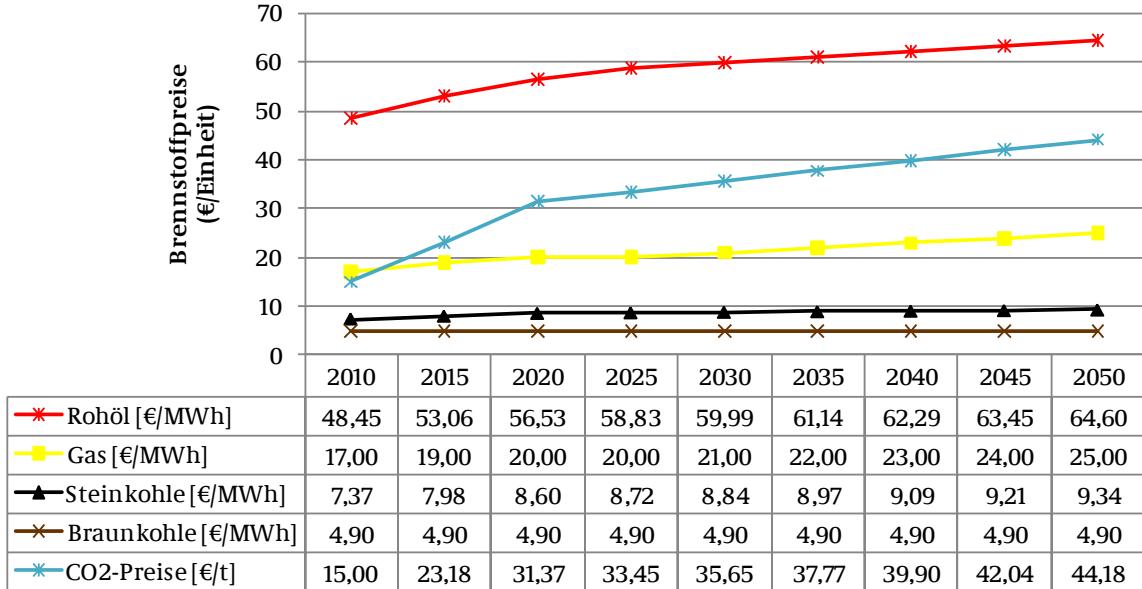


Abbildung 4-8: Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise (Grenzübergangspreise) und des CO₂-Preises auf Grundlage der Energieprognose 2009 im Auftrag des BMWi und und des NSAT-CDM-Szenarios.¹³¹

Der zur Vereinheitlichung zugrunde gelegte Wechselkurs beträgt: 1 Euro \approx 1,4 US Dollar.

4.1.7 Zwischenfazit Eingangsgrößen

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden mit den oben beschriebenen Werten Eingangsgrößen gewählt, welche in erster Linie dem Erkenntnisinteresse der Studie dienen: Ziel ist die Untersuchung der Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems infolge eines enormen Ausbaus der EE. Hierfür wurde ein ambitionierter Ausbaupfad für EE angenommen. Damit ist nicht der Ausbaupfad der EE an sich Untersuchungsgegenstand der vorliegenden Studie, sondern das deutsche Stromversorgungssystem als Ganzes. Um die beziehungsweise systemische Betrachtung zu ermöglichen, wurde ein Modell gewählt, welches u.a. auch die Interdependenzen mit dem umgebenden europäischen Stromversorgungssystem sowie Rückschlüsse auf die Auswirkungen auf Marktpreise und Netze ermöglicht.

4.2 Modellaufbau und Hintergrundinformationen zum verwendeten Modell

Für die Untersuchungen im Rahmen der Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“ werden am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) im Wesentlichen vier Modelle eingesetzt. Dabei sind die Modelle miteinander konsekutiv verknüpft. Dies bedeutet, dass die Ausgangsdaten einer Berechnung zum Teil als Eingangsdaten für die folgende Untersuchung verwendet werden. Die folgende Abbildung stellt die Reihenfolge der Modellierungen und Verknüpfungen der vier Modelle dar.

¹³¹ Bei den angegebenen Werten handelt es sich um Realpreise 2007 und bei den Brennstoffpreisen um €/MWh_{th}.

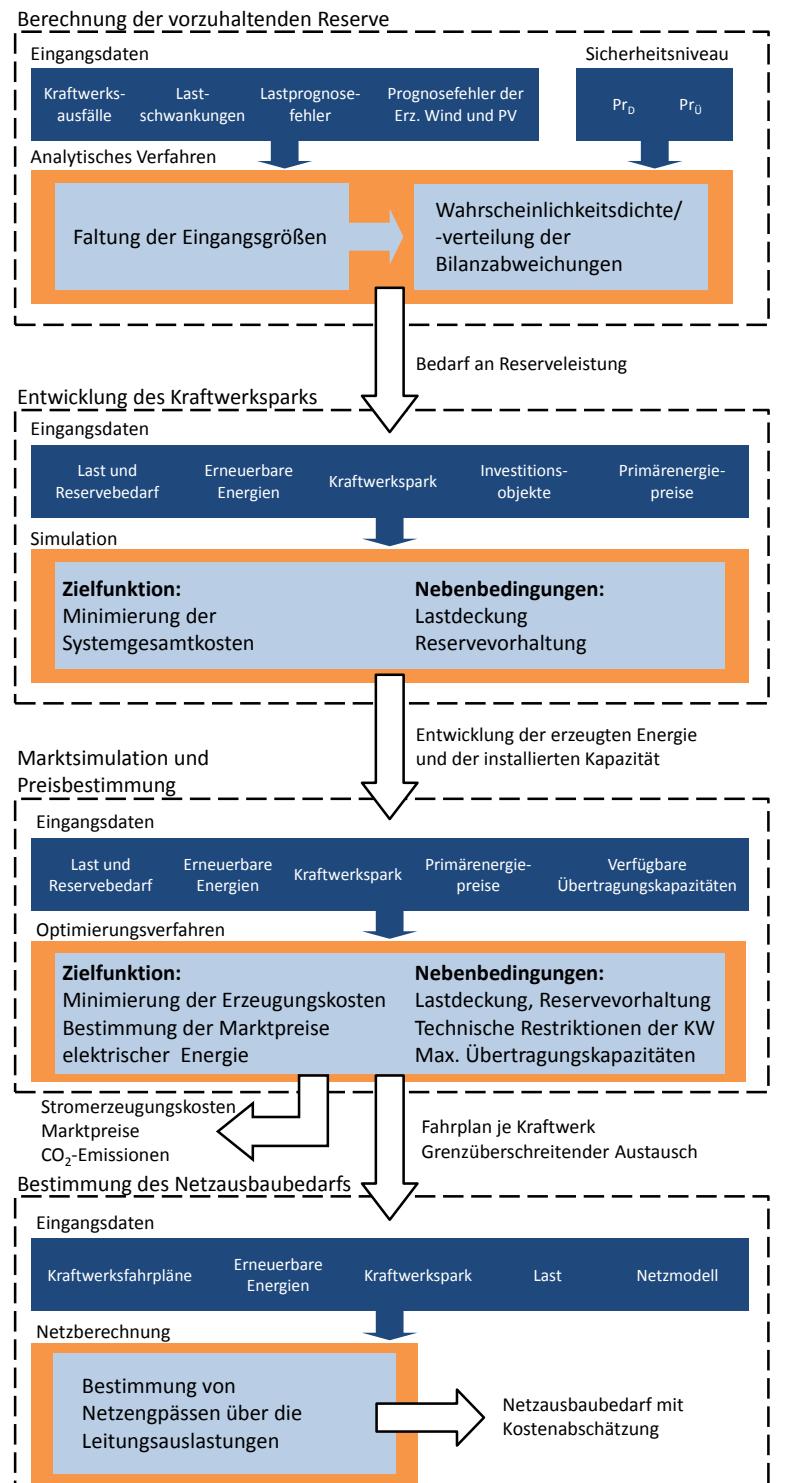


Abbildung 4-9: Grafische Darstellung der verwendeten Modelle.

4.2.1 Modell zur Ermittlung des Reservebedarfs

Im ersten Schritt wird die für einen sicheren Systembetrieb im Netz benötigte Reserveleistung ermittelt. Um die Höhe des vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreservebedarfs zu bemessen, wird im Modell das Verfahren nach Graf/Haubrich angewendet, welches von allen deutschen ÜNB eingesetzt wird.¹³² Die Eingangsdaten des Verfahrens (siehe Abbildung 4-9) sind die Unsicherheiten und möglichen Störungen der prognostizierten Erzeugung und Last im Netz. Bei der Erzeugung müssen mögliche Ausfälle von Kraftwerken berücksichtigt werden. Zudem treten bei der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Wind und Sonne Abweichungen der tatsächlich eingespeisten gegenüber der prognostizierten Leistung auf. Diese stochastischen Abweichungen werden über den sogenannten Prognosefehler berücksichtigt. Auf der Seite der Nachfrage kommt es durch nicht vorhersehbare Lastschwankungen und Unsicherheiten bei der Lastprognose ebenfalls zu Abweichungen.

Neben den Eingangsdaten wird ein einzuhaltendes Sicherheitsniveau anhand einer Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeit vorgegeben. Als Wahrscheinlichkeiten werden hier jeweils Werte in Höhe von 0,1 Prozent angenommen, welche sich in zahlreichen praxisnahen Untersuchungen bewährt haben. Dies bedeutet, dass in nur durchschnittlich zehn Stunden pro Jahr die vorgehaltene Reserve nicht ausreicht. In der Realität ist die Anzahl der Zeitpunkte, zu denen nicht über ausreichend Reserve verfügt wird, erheblich niedriger, da sich ÜNB durch Aushilfvereinbarungen gegenseitig beistecken.

Aus den Eingangsdaten wird mittels eines analytischen Verfahrens unter Berücksichtigung des geforderten Sicherheitsniveaus die vorzuhaltende Reserve für alle betrachteten Zeitpunkte bestimmt. Das Verfahren beruht auf dem Ansatz, dass zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der leistungsmäßigen Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht die miteinander weitgehend unkorrelierten Einflussfaktoren durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung überführt werden können.

4.2.2 Modell zur Entwicklung des Kraftwerksparks

Das zweite verwendete Modell ermittelt eine aus volkswirtschaftlicher Betrachtungsweise optimierte Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland. Dafür werden im Rahmen der Studie der Einsatz des Kraftwerksparks im deutschen und allen angrenzenden Marktgebieten und die damit verbundenen Exporte und Importe simuliert. Als Eingangsdatum für die Berechnung wird zunächst der reale Kraftwerkspark zu Beginn des Simulationszeitraums inklusive aller bereits beschlossenen Neubauten vorgegeben. Weitere vorzugebende Faktoren sind die erwarteten Lastgänge und Einspeisungen aus erneuerbaren Energiequellen sowie der im vorherigen Schritt bestimmte Reservebedarf für die zu simulierenden Perioden. Außerdem werden mögliche Investitionsobjekte in den Kraftwerkspark (unter Beachtung des technologischen Fortschritts) und die Entwicklung der Primärenergiepreise angegeben. Der bestehende Kraftwerkspark in den deutschen Anrainerstaaten sowie dessen Entwicklungen und die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sind ebenfalls Eingangsgrößen.

¹³² Vgl. Haubrich (2008).

Die Entscheidungsgrundlage der anschließenden Simulation der Kraftwerksparkentwicklung bildet die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken. Ein bestehendes Kraftwerk wird dann durch eine Alternative ersetzt, wenn der Barwert der Summe aus Erzeugungskosten und Investitionskosten eines neuen Kraftwerks abzüglich des Restwertes die Erzeugungskosten des alten Kraftwerks bei Ausnutzung seiner technischen Nutzungsdauer unterschreitet. In jeder untersuchten Periode wird als erstes der stündliche Kraftwerkseinsatz ermittelt. Anschließend wird jedes thermische Kraftwerk mit seiner optimalen Ersetzungsalternative verglichen und ggf. durch diese substituiert. Das Ergebnis der Simulation ist eine kraftwerksblockscharfe Entwicklung des Kraftwerksparks und der erzeugten Energie bei Minimierung der Systemgesamtkosten und Einhaltung der vorgegebenen Nebenbedingungen.

4.2.3 Modell zur Marktsimulation und Preisbestimmung

Im nächsten Schritt wird das Modell der Marktsimulation und Preisbestimmung eingesetzt. Ein Teil der benötigten Eingangsgrößen entspricht denen im Modell zur Entwicklung des Kraftwerksparks. So müssen wiederum die Entwicklungen von Last, Reservebedarf, Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und Primärenergiepreise vorgegeben werden. Auch der Kraftwerkspark, welcher als Ergebnis des zweiten Modellteils vorliegt, und die verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten sind Eingangsdaten des Modells.

Beim Modell zur Marktsimulation und Preisbestimmung handelt es sich um ein mehrstufiges Optimierungsverfahren. Hierbei werden verschiedene Nebenbedingungen wie Lastdeckung, Einhaltung der vorzuhaltenden Reserve, technische Restriktionen der Kraftwerke und Einhaltung der verfügbaren Übertragungskapazitäten berücksichtigt. Über einen Optimierungsalgorithmus werden der systemweite volkswirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatz, die Kosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie CO₂-Emissionen und nicht integrierbare Leistung bestimmt. Zudem werden der grenzüberschreitende Energieaustausch sowie stündliche Stromerzeugungskostenkurven (Merit Order) für jedes Marktgebiet ausgegeben. Hieraus können kostenbasierte Marktpreise für elektrische Energie stunden- und marktgebietsscharf abgeleitet werden.

4.2.4 Modell zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs

Das vierte Modell dient zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs. Eingangsdaten des Modells sind die Last, die Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Kraftwerkspark für alle betrachteten Perioden. Zusätzlich werden die mit der Marktsimulation bestimmten Kraftwerksfahrpläne und ein Netzmodell benötigt. Das Netzmodell umfasst alle Länder der ehemaligen UCTE, was dem größten Teil Kontinental-europas entspricht (siehe Kapitel 4.1).

Auf Grundlage der Kraftwerkseinsatzpläne sowie sonstiger Einspeisung und der Nachfrage kann der Lastfluss im europäischen Netz berechnet werden. Die Quantifizierung des Ausbaubedarfs berücksichtigt in dieser Untersuchung die thermische Belastbarkeit der Übertragungsleitungen als wichtigste Kenngröße zur Beschreibung erlaubter Betriebszustände. Die Überprüfung der Belastung von Höchstspannungsnetzen erfolgt standardmäßig mit Hilfe des (n-1)-Kriteriums. Dieses Kriterium besagt,

das auch nach Ausfall einer Leitung oder eines Transformators keine Grenzwertverletzungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen. Somit lassen sich mögliche Engpässe im Netz identifizieren. Anhand der ermittelten Netzengpässe wird die Abschätzung für den Ausbaubedarf vorgenommen.

Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieser Studie eine vereinfachte Abschätzung des Ausbaubedarfs anhand nur eines auslegungsrelevanten Netznutzungsfalls erfolgt. Hierdurch kommt es zu einer Unterschätzung des Ausbaubedarfs. Darüber hinaus wird der in Abschnitt 3.3.2 diskutierte Direktimport von EE in den Untersuchungen in dieser Studie vereinfachend als Lastreduktion modelliert und damit praktisch über das gesamte Übertragungsnetz verteilt. Dies ist erforderlich, da konkrete Netzanchlusspunkte heute noch nicht absehbar sind und eine willkürliche Annahme hierzu die regionale Verteilung des Netzausbaubedarfs stark verfälschen würde. Dieses Vorgehen hinsichtlich der örtlichen Verteilung der Einspeisung des Direktimport von EE führt tendenziell zu einer Reduktion bzw. Unterschätzung des gesamten Ausbaubedarfs im Höchstspannungsnetz.

Die Ergebnisse der einzelnen Modellierungen werden im Folgenden ausgewertet. Die Reihenfolge der Auswertung entspricht hierbei dem Ablauf der einzelnen Modellschritte.

4.3 Regelleistung

Im Folgenden werden zunächst die Grundlagen der Regelenergiebereitstellung dargestellt. Anschließend werden die Modellergebnisse hinsichtlich der Reservebemessung dargelegt und diskutiert.

4.3.1 Grundlagen der Regelleistung

Im Rahmen ihrer Systemverantwortung ist es eine Aufgabe der ÜNB, verschiedene Systemdienstleistungen zu erbringen. Diese sind für den stabilen Stromnetzbetrieb notwendig und gewährleisten die Versorgungssicherheit in Deutschland. Ein sicherer Betrieb elektrischer Netze erfordert unter anderem ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast (siehe Kapitel 3.4). Dieser Herausforderung begegnen die ÜNB durch eine vorausschauende Betriebsplanung, in der Informationen zu Fahrplänen von Kraftwerken und Lastprognosen der Verbraucher berücksichtigt werden. Die Lastprognosen für eine Regelzone unterliegen immer einer Unsicherheit, da das Verhalten der angeschlossenen Verbraucher nur in Grenzen prognostizierbar ist. Des Weiteren können im Netzbetrieb nicht vorhersehbare Störungen wie z.B. Kraftwerksausfälle auftreten. Um auf Abweichungen zwischen Last und Erzeugung reagieren zu können und so die Netzfrequenz im Toleranzbereich zu halten, wird Regelenergie eingesetzt. Für den Einsatz der Regelenergie ist der ÜNB verantwortlich. Dieser schreibt hierzu eine bestimmte Kapazität an Regelleistung (=Reserveleistung) aus, die dann vom entsprechenden Kraftwerksbetreiber vorgehalten wird. Für den Fall einer Störung kann der ÜNB diese als Regelenergie abrufen. Unterschieden wird hierbei in positive und negative Regelleistung. Zur Erbringung positiver Regelenergie kann die Erzeugung erhöht oder die Nachfrage reduziert werden (z.B. durch Lastmanagement), bei Bedarf an negativer Regelleistung wird die Erzeugung vermindert oder die Nachfrage, z.B. durch den Einsatz hydraulischer Pumpen, erhöht.

Je nach zeitlicher Verfügbarkeit (Aktivierungszeit) und Einsatzdauer wird in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie unterschieden. Bei lang anhaltenden Störungen, z.B. dem Ausfall konventioneller Kraftwerksblöcke, ist in den ersten 60 Minuten der ÜNB für die Vorhaltung der Regelleistung verantwortlich. Bei längeren Störungen erfolgt der Ausgleich durch die im betroffenen Bilanzkreis angeschlossenen Kraftwerksbetreiber.

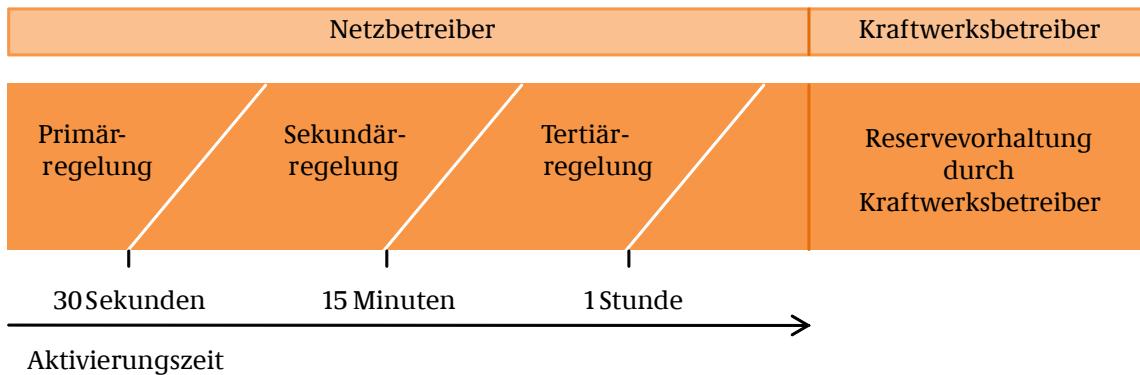


Abbildung 4-10: Aktivierungszeit der Regelenergie.

In der Betriebsplanung der ÜNB werden Prognosen der Netzlast und der Einspeisung verwendet, um den Regelenergiebedarf vorausschauend zu planen.

Lastprognose. Für die Prognoseunsicherheit der Lasthöhe muss Kraftwerksreserve vorgehalten werden. Bei einer probabilistischen Reservebemessung werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem jeweiligen Zeitbereich in Lastrauschen und Lastprognosefehler unterteilt. Hierbei bezeichnet man Abweichungen des Viertelstunden-Mittelwerts der Last von dem in diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der momentanen Last vom viertelstündlichen Mittelwert als Lastrauschen. Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast.

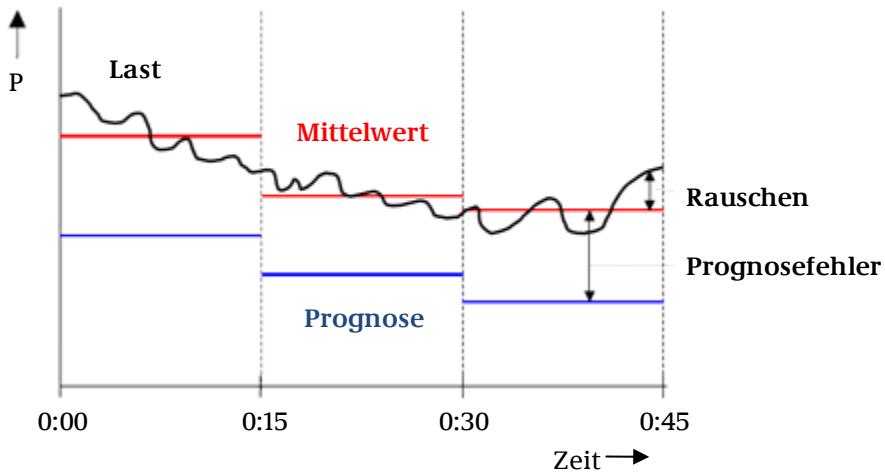


Abbildung 4-11: Lastrauschen und Prognosefehler.¹³³

Aufgrund des in der Regel bisher nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen die Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Wissenschaftliche Untersuchungen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass das Lastrauschen mit ausreichender Genauigkeit als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgröße beschrieben werden kann.¹³⁴ Die Verteilungseigenschaften von Lastrauschen und der Lastprognosefehler, der ebenfalls als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgröße beschrieben werden kann, werden in der für die Studie verwendeten Modellierung auf Basis historischer Prognosefehler parametriert.

Prognose dargebotsabhängiger Einspeisung. Weiterhin wird die vorzuhaltende Reserve auch durch den zu erwartenden Prognosefehler für die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien beeinflusst. Die Prognosefehler durch Wind und Photovoltaik sind hierbei die dominierenden Größen im Rahmen der vorliegenden Untersuchung.

Aus der Kombination von Lastprognosefehler, installierter Leistung der verschiedenen Erzeugungstechnologien sowie des Prognosefehlers der fluktuiierenden Einspeisung der EE wird die Höhe des Reservebedarfs ermittelt.

4.3.2 Entwicklung des Regelleistungsbedarfs bis 2050

Wie in der Modellbeschreibung¹³⁵ einführend dargelegt, wird im Vorfeld der Modellierung des Kraftwerksparks der Regelleistungsbedarf in einem eigenen Modell bestimmt. Das IAEW hat in Zusammenarbeit mit der CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH im Rahmen eines Gutachtens für die BNetzA ein transparentes Verfahren erarbeitet, um die Höhe der vorzuhaltenden

¹³³ Vgl. Haubrich (2008).

¹³⁴ Siehe Abschnitt 4.2.

¹³⁵ siehe Anhang E.

Sekundär- und Tertiärregelreserve zu bemessen.¹³⁶ Grundlage hierfür war die Anwendung des von allen deutschen ÜNB verwendeten Bemessungsverfahrens nach Graf/Haubrich.¹³⁷ Eine detaillierte technische Beschreibung des zugrunde liegenden Modells zur Reservebemessung der RWTH Aachen ist in Anlage E dargestellt.

Die vorzuhaltende Reserve wird auf Basis der stochastischen Eigenschaften von Kraftwerksausfällen, des Last-, Wind- und Photovoltaik-Prognosefehlers sowie des Lastrauschens¹³⁸ ermittelt. Die jeweiligen Werte hängen neben der installierten Leistung der verschiedenen Erzeugungstechnologien und der zu erwartenden Spitzenlast auch von den Verteilungseigenschaften der Größen ab. Auf Basis des verwendeten Modells ergeben sich für Deutschland in den Stützjahren folgende Werte der vorzuhaltenden positiven Reserveleistung.

Stützjahr	Reservebedarf [GW]
2020	11,1
2030	14,3
2040	16,4
2050	17,3

Tabelle 4-1: Vorzuhaltender Reservebedarf in den Stützjahren.

Tabelle 4-1 zeigt, dass bis zum Jahr 2050 der Bedarf an vorzuhaltender positiver Reserve stark ansteigt.¹³⁹

Wesentlichen Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Reserveenergie hat der steigende Anteil dargebotsabhängiger Einspeisung aus erneuerbaren Energien, also Wind- und Solarenergie. Um eine Einschätzung zu treffen, in welchem Maß der Anstieg der vorzuhaltenden Reserveleistung auf Windenergie- und Solaranlagen zurückzuführen ist, wurde in der vorliegenden Studie eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Für das Jahr 2050 wurde der Bedarf an Regelleistung jeweils ohne den Einfluss der installierten Wind- und Solarenergie bei sonst gleichbleibenden Rahmenbedingungen bestimmt. Tabelle 4-2 zeigt das Ergebnis dieser Untersuchung. Zu beachten ist, dass aufgrund des stochastischen Verhaltens

¹³⁶ Vgl. Haubrich (2008). Der Regelleistungsbedarf wird aufgrund nationaler Gegebenheiten bestimmt.

¹³⁷ Vgl. Haubrich (2008).

¹³⁸ Vgl. Abbildung 4-11.

¹³⁹ Die ermittelten Werte sind im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen vergleichsweise hoch. Die dena-Netzstudie II weist für das Jahr 2020 einen Reservebedarf von 4,2 GW für positive Sekundär- und Minutenreserve (negativ: 3,3 GW) aus. Die dena-Netzstudie II geht dabei von einer Verbesserung der Windprognosegüte von bis zu 45 Prozent im Jahr 2020 aus. Grundlage hierfür ist die Annahme, dass bestehende Wettermodelle fortlaufend optimiert werden und zukünftig windparkspezifisch jeweils die geeignetesten Prognosemodelle zur Anwendung kommen. Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) errechnet für das Jahr 2020 einen Reservebedarf von 8,1 GW für Deutschland.

der Einflussgrößen eine einfache Addition der Reservebedarfe der einzelnen Sensitivitäten nicht zulässig ist.

Sensitivität	Reservebedarf (2050)[GW]
Basisbetrachtung	17,3
ohne Solarenergie	12,0
ohne Windenergie	14,0
ohne Wind- und Solarenergie	6,7

Tabelle 4-2: Auswirkung der Einspeisung von Wind- und Solarenergie auf den Regelleistungsbedarf.

Hinsichtlich der Vorhaltung von Regelleistung ist zu berücksichtigen, dass sich im betrachteten Zeitraum die installierte Leistung aus konventioneller Erzeugung um über 40 Prozent (siehe Kraftwerksausbauplanung in Kapitel 4.4) verringert. Da aus heutiger Sicht die konventionelle Erzeugung den wesentlichen Anteil an Regelleistung liefert, muss zukünftig infolge von deren zurückgehender Erzeugungsleistung zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit Regelleistung zum Beispiel verstärkt durch EE-Anlagen bereitgestellt werden. Der Grundannahme der Studie folgend, die einen Fortbestand insbesondere der momentanen regulatorischen Rahmenbedingungen unterstellt, wurde in den Modellrechnungen davon ausgegangen, dass EE-Anlagen keinen Beitrag zur Reservevorhaltung leisten.

4.3.3 Zwischenfazit Regelenergie

Die Modellergebnisse bezüglich der Entwicklung des Reservebedarfs zeigen, dass dieser bis 2050 deutlich ansteigt. Wie die ergänzende Auswertung in Tabelle 4-2 zeigt, ist diese Entwicklung in erster Linie auf den Ausbau der Wind- und Solarenergie zurückzuführen. Beide Technologien beeinflussen den Reservebedarf in ähnlicher Höhe. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Höhe des ermittelten Reservebedarfs stark von der Entwicklung der Prognosegüte der EE abhängig ist.

In weiterführenden Untersuchungen ist zu prüfen, in welcher Weise der ermittelte Bedarf an Regelleistung zukünftig zu decken ist. In der vorliegenden Studie wird von der heutigen Praxis ausgegangen. Dabei erfolgt die Bereitstellung von Reserveleistung überwiegend durch konventionelle und hydraulische Kraftwerke.

4.4 Kraftwerkspark-Ausbauplanung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der modellierten Kraftwerkspark-Ausbauplanung vorgestellt und diskutiert.¹⁴⁰ Dabei wird untersucht, wie sich der deutsche konventionelle Kraftwerkspark unter Fortschreibung der gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen, einem starken Ausbau der EE

¹⁴⁰ Alle Modellierungen wurden durch das IAEW der RWTH Aachen im Auftrag der dena erstellt.

gemäß BMU-Leitszenario 2009 sowie den weiteren zugrunde gelegten Annahmen, insbesondere den Annahmen bzgl. der Energieträger-Preisentwicklung auf Grundlage der Energieprognose 2009 im Auftrag des BMWi, sowie den angenommenen festen technischen Lebensdauern, bis zum Jahr 2050 entwickelt.

4.4.1 Konventionelle Erzeugungskapazitäten in Deutschland

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland verändert sich gemäß den Modellierungsergebnissen bis zum Jahr 2050 grundlegend. Wie aus Abbildung 4-12 ersichtlich, sinkt die installierte Leistung konventioneller Kraftwerke zwischen 2010 und 2050 um 35,5 GW (36,8 Prozent).¹⁴¹ Darüber hinaus verändert sich die Struktur des konventionellen Kraftwerksparks wesentlich. Die installierte Leistung von konventionellen Kraftwerken wie z.B. Kernkraft, Braunkohle oder Steinkohle nimmt bis 2050 deutlich ab. Die installierte Leistung aus konventioneller KWK sinkt um 37,1 Prozent bzw. 6,9 GW.¹⁴² Ölkraftwerke werden im Jahr 2050 im konventionellen Kraftwerkspark nicht mehr eingesetzt. Hingegen ist ein massiver Anstieg installierter Leistung von Gaskraftwerken (um 168,3 Prozent bzw. 23,4 GW zwischen 2010 und 2050) festzustellen.¹⁴³

¹⁴¹ Der gezeigte Kraftwerkspark für 2010 entspricht näherungsweise den Ist-Werten dieses Jahres.

¹⁴² Die Entwicklung der installierten Leistung konventioneller KWK erfolgt in Anlehnung an die Ergebnisse der dena-Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung).

¹⁴³ Der starke Wandel der Erzeugungsstruktur bis 2030 mit einem vergleichsweise hohen Zubau an Gaskraftwerken liegt u.a. darin begründet, dass einerseits die Möglichkeit von Retrofitmaßnahmen nicht betrachtet wurde und damit viele Kraftwerke in den kommenden zehn Jahren bei Erreichen der angenommenen technischen Lebensdauer stillgelegt werden, während gleichzeitig andererseits die Deckung der Residuallast und des Reservebedarfs als notwendigerweise einzuhaltende Nebenbedingung modelliert wurde. Insofern entspricht dies einer volkswirtschaftlichen Sichtweise. Ob auch die betriebswirtschaftlich handelnden Marktakteure die Bereitschaft zu den notwendigen Investitionen zeigen, lässt sich hieraus nicht ableiten.

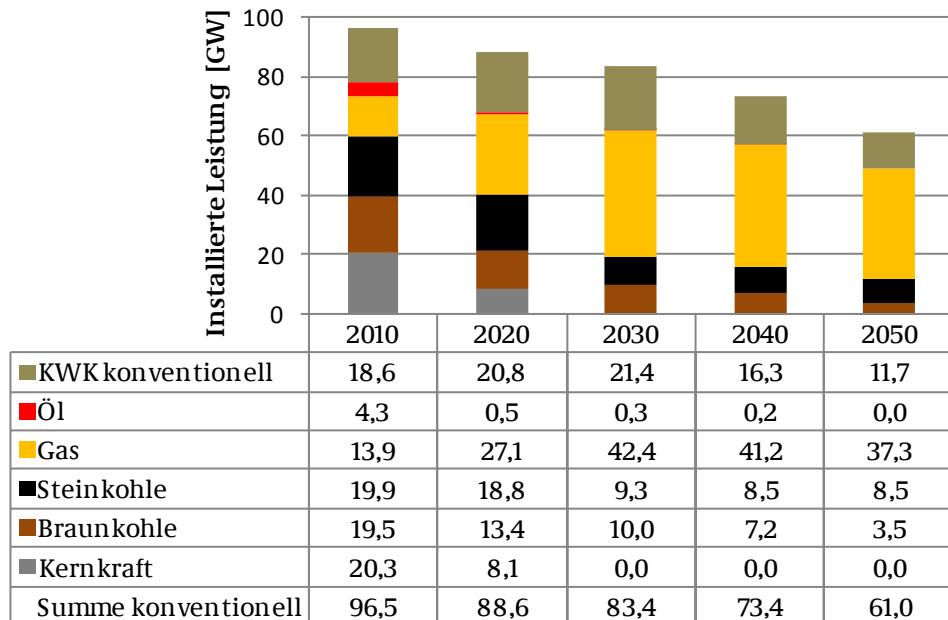


Abbildung 4-12: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland.

Der Rückgang an installierter konventioneller Kraftwerksleistung und dessen veränderte Struktur bis zum Jahr 2050 werden durch Zubauten und technisch sowie volkswirtschaftlich bedingte Außerbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke bestimmt.

In die folgenden Analysen bezüglich Zu- und Rückbauten sowie Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks werden die konventionellen KWK-Kraftwerke nicht einbezogen. Hintergrund ist, dass die Entwicklung dieser Kapazitäten auf Basis der dena-Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) erfolgt und somit nicht Teil der modellgestützten Simulationsrechnung der Kraftwerkspark-Ausbauplanung ist.

Zu- und Rückbauten konventioneller Kraftwerke

Die Zubauten konventioneller Kraftwerke veranschaulicht Abbildung 4-13. Die Mehrheit (32,0 GW bzw. 64,1 Prozent) von insgesamt 49,3 GW an Zubauten erfolgt zwischen 2011 und 2020 – bedingt dadurch, dass in diesem Zeitraum viele der bestehenden konventionellen Anlagen das Ende ihrer in dieser Untersuchung angenommenen technischen Lebensdauer erreichen. In diesem Zeitraum werden Gas-, Braun- und Steinkohlekraftwerke in Deutschland neu errichtet. Ab dem Jahr 2020 werden nur noch Gaskraftwerke und ein Braunkohlekraftwerk neu gebaut. Die Gaskraftwerke stellen mit 75,7 Prozent (37,3 GW) die Mehrheit aller Zubauten zwischen 2011 und 2030. In den letzten beiden Jahrzehnten zwischen 2031 und 2050 werden keine konventionellen Kraftwerke mehr zugebaut.

Der gemäß den Modellierungsergebnissen ermittelte Zubau konventioneller Kraftwerke ist der aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenoptimale Kraftwerkspark zur Deckung der Residuallast sowie zur Vorhaltung von Regelleistung. Aus dem volkswirtschaftlich optimalen Zubau resultiert nicht zwingend,

dass die zugebauten Kraftwerke unter dem bestehenden Marktregime auch betriebswirtschaftlich rentabel betrieben werden können.¹⁴⁴ Im derzeitigen Stromversorgungssystem lassen sich jedoch Abweichungen von den idealen Voraussetzungen des Modells feststellen. So kommt es z.B. zu Verzögerungen von Kraftwerksneubauten u.a. durch mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz und einen zeitweise knappen Markt für Kraftwerkskomponenten oder einen Weiterbetrieb konventioneller Anlagen über deren angenommene technische Lebensdauer hinaus.

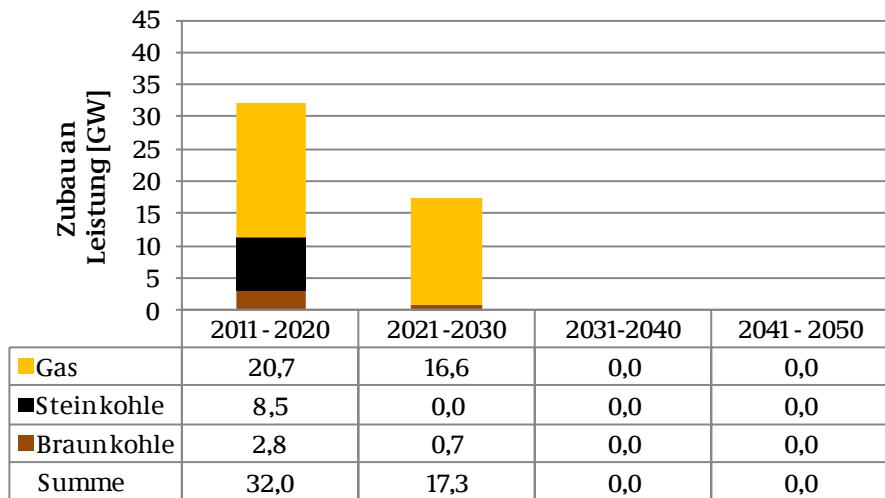


Abbildung 4-13: Leistungszubau konventioneller Kraftwerke in Deutschland.¹⁴⁵

Komplementär zu den Zubauten veranschaulicht Abbildung 4-14 die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung in Deutschland zwischen 2011 und 2050. Insgesamt werden 77,9 GW an installierter Leistung stillgelegt, wobei der Großteil davon (53,9 Prozent) zwischen 2011 und 2020 zu beobachten ist. In diesem Zeitraum verteilt sich der Rückbau konventioneller Kraftwerksleistung relativ gleichmäßig auf Kernkraft, Braunkohle sowie Gaskraftwerke. Zwischen 2021 und 2030 setzt sich der überwiegende Anteil der zurückgebauten konventionellen Kraftwerksleistung aus Steinkohle- und Kernkraftwerken zusammen (75,9 Prozent von insgesamt 23,1 GW). Die Modellierung berücksichtigt, dass alle Kernkraftwerke zum gesetzlich festgelegten spätesten Stilllegungszeitpunkt rückgebaut werden. Als letzte KKW im konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland gehen somit Ende 2022 die KKW Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 vom Netz. Der Rückbau an konventioneller Kraftwerksleistung von

¹⁴⁴ Eine Auswertung ausgewählter nach 2020 zugebauter Kraftwerke zeigt, dass diese am Spotmarkt nicht genügend Deckungsbeiträge für einen rentablen Betrieb erwirtschaften können. Dabei wurden u.a. Erlöse durch den Regelenergiemarkt nicht beachtet.

¹⁴⁵ In Anlehnung an die dena-Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung 2009) wurden im Rahmen der Eingangsgrößen folgende Kraftwerkskapazitäten definiert, welche bis 2014 in jedem Fall ans Netz gehen: Braunkohlekraftwerke: 2,8 GW, Steinkohlekraftwerke: 8,5 GW, Erdgas- und Gichtgaskraftwerke: 3,3 GW (vgl. Kapitel 4.1.3).

insgesamt 12,8 GW zwischen 2031 und 2050 setzt sich überwiegend (zu 90,7 Prozent) aus Braunkohle- und Gaskraftwerken zusammen.

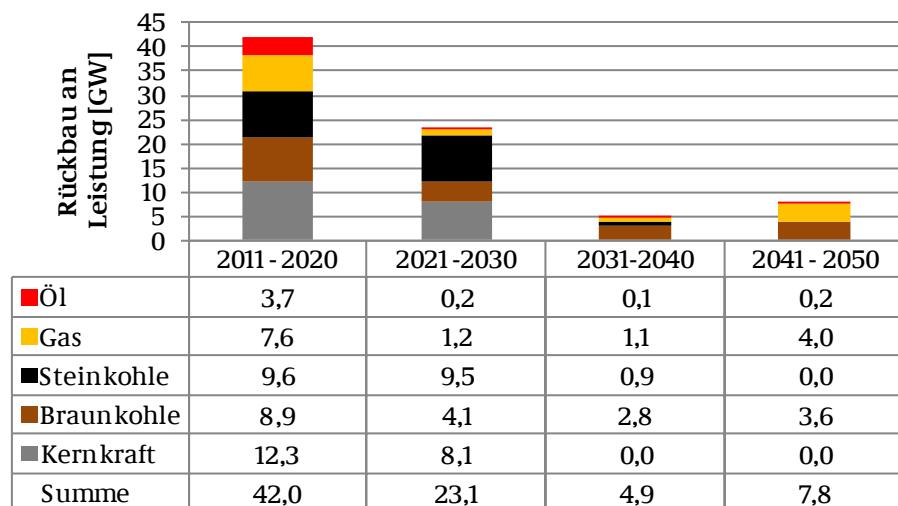


Abbildung 4-14: Leistungsrückbau konventioneller Kraftwerke in Deutschland unter Annahme einer durchschnittlichen Kraftwerkslebensdauer von 45 Jahren (ohne Retrofit).

Die beschriebenen Rückbauten konventioneller Kraftwerke können technische oder wirtschaftliche Ursachen haben. Technische Ursache ist das Erreichen der in dieser Untersuchung angenommenen technischen Lebensdauern von konventionellen Kraftwerken.¹⁴⁶ Der heute existierende deutsche Kraftwerkspark ist vergleichsweise alt. Ein durchschnittliches Braunkohlekraftwerk ist 30, ein Steinkohlekraftwerk 27 Jahre alt. Bedingt durch die in der Modellierung angenommenen technischen Lebensdauern dieser Kraftwerkstypen von 45 Jahren wird zwischen 2011 und 2030 ein Großteil des heutigen Bestandes an deutschen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken altersbedingt zurückgebaut, obwohl diese in der Realität zum Teil erheblich länger am Netz bleiben. KKW werden gemäß den Modellierungsannahmen ausschließlich auf Basis des geltenden Atomgesetzes stillgelegt.¹⁴⁷

Fossil befeuerte Kraftwerke werden vor dem Erreichen ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt, wenn dies insgesamt zu einer kostengünstigeren Deckung der Residuallast durch den konventionellen Kraftwerkspark führt. In Abhängigkeit von Betriebs- und Vollaststunden sowie von Investitionskosten

¹⁴⁶ Die in der Modellierung angenommenen technischen Lebensdauern konventioneller Kraftwerke können Anhang C entnommen werden. Diese sind eine vereinfachende Annahme für die Modellierung. In der Praxis werden Altanlagen nach technischer Ertüchtigung über die angenommenen technischen Lebensdauern hinaus betrieben, soweit dies betriebswirtschaftlich sinnvoll ist.

¹⁴⁷ Der Rückbau von KKW entsprechend den gesetzlichen Regelungen wird exogen für die Modellierung vorgegeben. Dabei wird neben dem Stilllegungszeitpunkt auch berücksichtigt, dass die festgelegten Reststrommengen nicht überschritten werden dürfen. Zu Beginn der Modellierung wird im Jahr 2011 die Stilllegung von acht KKW exogen vorgegeben, welche daher nicht in der Kraftwerkspark-Ausbauplanung berücksichtigt werden.

und Brennstoffpreisen kann es beispielsweise insgesamt kostengünstiger sein, die Dauerlinie der Residuallast zu decken, wenn einzelne konventionelle Kraftwerke vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt werden.¹⁴⁸

Ergebnis der technischen und wirtschaftlichen Rückbauten von Kraftwerken und der Regelungen gemäß Atomgesetz (2011) ist die Sterbelinie des heute existierenden konventionellen Kraftwerksparks. Sie zeigt, bis wann die heutigen Erzeugungskapazitäten aus technischen beziehungsweise wirtschaftlichen Erwägungen genutzt werden. Abbildung 4-15 stellt die technische (t) und wirtschaftliche (w) Sterbelinie der konventionellen Kraftwerke in Deutschland gegenüber.¹⁴⁹ Dabei wird ersichtlich, dass der heute bestehende konventionelle Kraftwerkspark aus technischen und wirtschaftlichen Gründen bis 2050 vollständig zurückgebaut wird. Aus dem Vergleich von technischer und wirtschaftlicher Sterbelinie wird ersichtlich, dass es in den Jahrzehnten bis 2020, 2030 und 2040 auch zu einem rein wirtschaftlich bedingten Rückbau in Deutschland kommt, d.h. es werden Kraftwerke stillgelegt, die ihre technische Lebensdauer noch nicht erreicht haben.

Bis zum Jahr 2020 betrifft dies alle Technologien außer der Kernkraft, d.h. sowohl Öl- als auch Gas-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke. Es werden 0,9 GW an Gas-, 1,3 GW an Braunkohle- sowie 2,1 GW an Steinkohlekraftwerken vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer zurückgebaut. Zusätzlich wird ein Ölwerk mit einer Leistung von 0,7 GW deutlich vor Erreichen der technischen Lebensdauer stillgelegt.

Der vorzeitige Steinkohle-Rückbau in Deutschland bis zum Jahr 2020 betrifft insgesamt zwölf Kraftwerke, von denen vier eine installierte Leistung von weniger als 100 MW besitzen. Der durchschnittliche Wirkungsgrad dieser rückgebauten Kraftwerke liegt mit 31 Prozent (Mittelwert über alle zwölf rückgebauten Kraftwerke) deutlich unter dem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 41,5 Prozent aller im Jahr 2020 am Netz befindlichen Steinkohlekraftwerke und erklärt den vorzeitigen Rückbau der betroffenen Kraftwerke. Der technische Rückbau der Mehrheit dieser Kraftwerke wäre zwischen 2020 und 2022 erfolgt, d.h. die Steinkohlekraftwerke standen auch kurz vor ihrem technischen Lebensende. Nur ein Kraftwerk wäre erst im Jahr 2023 stillgelegt worden.

Darüber hinaus erreichen bis 2020 Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von 7,6 GW das Ende ihrer in dieser Untersuchung angenommenen technischen Lebensdauer und werden daher stillgelegt. Der mittlere Wirkungsgrad der bis 2020 vorzeitig stillgelegten Braunkohlekraftwerke (1,3 GW) liegt mit 32

¹⁴⁸ Da der Ausbau der EE als Rahmenbedingung vorausgesetzt wird, beziehen sich die Bewertungen der Kosten ausschließlich auf die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks zur Deckung der Residuallast. Die Aussagen sind keine Bewertung im Sinne einer Gesamtkostenbetrachtung.

¹⁴⁹ Die technische Sterbelinie veranschaulicht die installierte Leistung im Zeitverlauf unter der Annahme des technischen Rückbaus an installierter Leistung. Die wirtschaftliche Sterbelinie berücksichtigt neben dem Rückbau aufgrund des Erreichens der technischen Lebensdauer auch den Rückbau von Kraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen vor Erreichen der technischen Lebensdauer. Ausgehend vom Ist-Zustand der installierten Kraftwerksleistung wird die zukünftige Entwicklung ohne Berücksichtigung geplanter Zubauten dargestellt.

Prozent unter dem mittleren Wirkungsgrad der verbleibenden Braunkohlekraftwerke von 38,9 Prozent und ist daher wirtschaftlich bedingt.

Der vorzeitige Rückbau von 0,9 GW an Gaskraftwerken, jeweils ein Jahr vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer, ist ähnlich zu begründen. Die Kapazität verteilt sich hierbei auf drei Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von 21 MW, 290 MW und 622 MW. Diese haben mit 32 Prozent ebenfalls einen durchschnittlich geringeren Wirkungsgrad als die 49,9 Prozent des gesamten Bestandes der Gaskraftwerke in Deutschland.

Bis zum Jahr 2030 werden zwei weitere Braunkohlekraftwerke mit Leistungen von 456 MW und 20 MW ein bzw. zwei Jahre vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer abgeschaltet. Darüber hinaus werden zwei Steinkohlekraftwerke mit insgesamt 1,4 GW Leistung ein bzw. vier Jahre vor der technisch bedingten Abschaltung rückgebaut sowie acht Gaskraftwerke unter 100 MW mit einer Gesamtleistung von 0,3 GW, die ein bis drei Jahre später ihre technische Lebensdauer erreicht hätten. Im Zeitraum bis 2040 werden nochmals ein Braunkohlekraftwerk mit 0,1 GW und vier Gaskraftwerke mit insgesamt 0,8 GW jeweils ein Jahr vor Erreichen der technischen Lebensdauer stillgelegt. Als Ursachen für den vorzeitigen Rückbau können wiederum die geringeren Wirkungsgrade bzw. die teilweise vergleichbar geringen Leistungen der betroffenen Kraftwerksblöcke angeführt werden sowie der hohe Zubau konventioneller Kraftwerkskapazitäten, insbesondere in den früheren Stützjahren. Ebenso trägt die hohe Flexibilität der neuen Erzeugungsanlagen dazu bei, dass ältere Kraftwerke weniger häufig zur Stellung von Reserve verwendet werden. Abbildung 4-16 stellt zusammenfassend den wirtschaftlich bedingten Rückbau von Steinkohle- und Gaskraftwerken vor Erreichen ihrer technischen Lebensdauer in Deutschland dar.

Die Modellierung der Kraftwerkspark-Ausbauplanung berücksichtigt nicht die Möglichkeit des Retrofits für konventionelle Bestandskraftwerke. Beim Retrofit werden Kraftwerke durch Überarbeitung bzw. Austausch der Turbine, Verbesserung der Leittechnik und effizientere Steuerung des Verbrennungsprozesses modernisiert. Insbesondere die Modernisierung der Turbine führt zu einer Erhöhung des Wirkungsgrads älterer Kraftwerke und damit zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei gleichzeitiger Verringerung der Klimagasemissionen je erzeugter Arbeit. Durch eine Verbesserung der Leittechnik wird wiederum die Flexibilität der Anlage erhöht. Durch den Einsatz von Retrofitmaßnahmen können infolge der Modernisierung der betroffenen Kraftwerke deren Einsatzzeiten aufgrund der gesteigerten Wirtschaftlichkeit und Flexibilität erhöht sowie die technische Lebensdauer verlängert werden. Retrofitmaßnahmen sind individuell je Kraftwerk zu planen und umzusetzen. Retrofit wurde nicht im Rahmen der Kraftwerksausbauplanung berücksichtigt. Eine Berücksichtigung von Retrofit in der Modellierung würde die Studienergebnisse im Hinblick auf den energieträgerspezifischen Rückbau und Zubau von konventionellen Kraftwerkskapazitäten verändern. Dies würde voraussichtlich auch zu einer anderen Erzeugungsstruktur im konventionellen Kraftwerkspark führen.

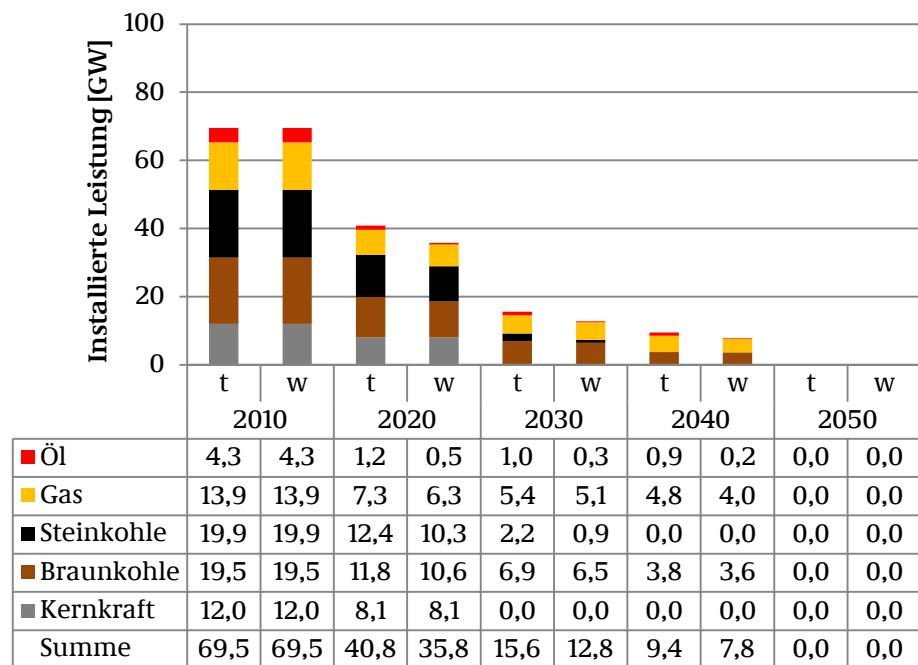


Abbildung 4-15: Technische und wirtschaftliche Sterbelinie des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland.

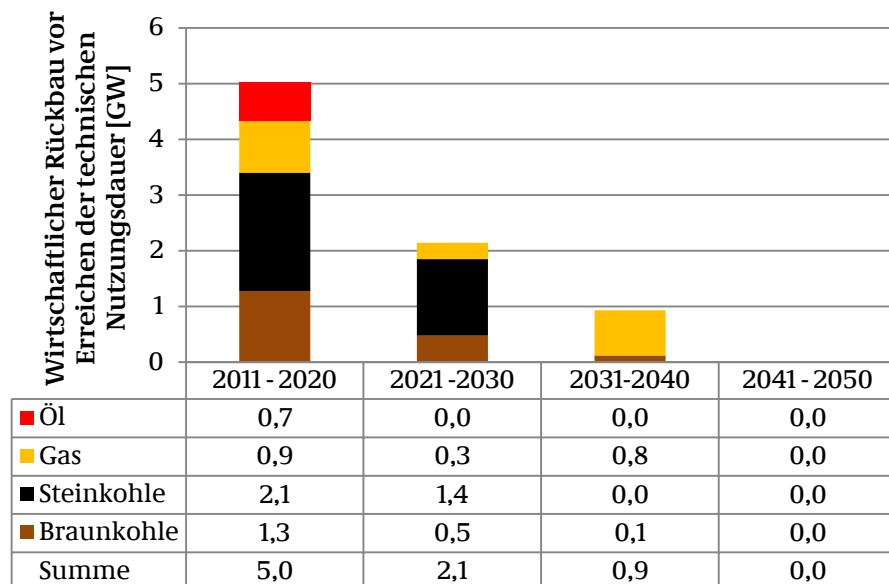


Abbildung 4-16: Wirtschaftlich bedingter Kraftwerksrückbau in Deutschland.

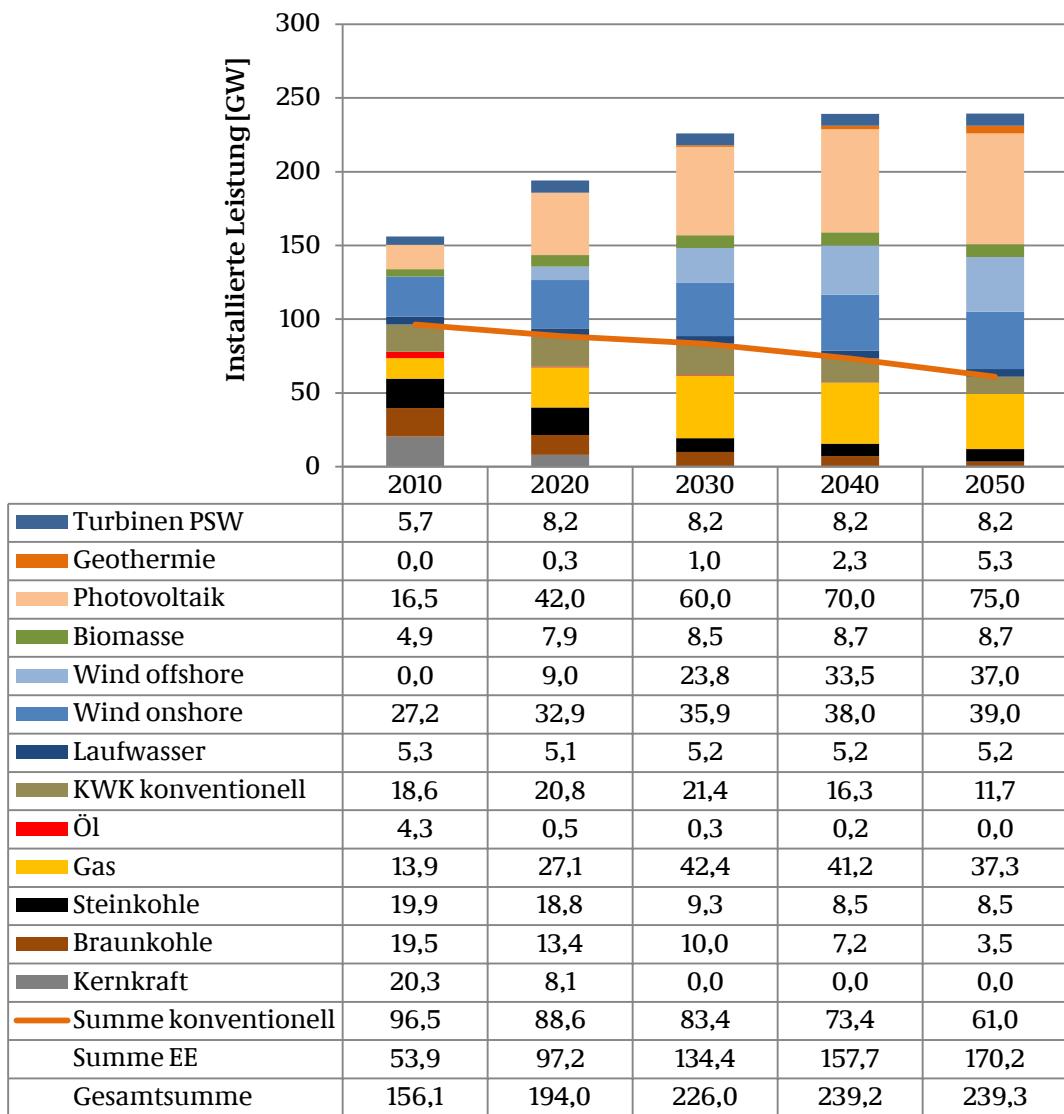
4.4.2 Die Gesamt-Erzeugungskapazitäten in Deutschland

Aufbauend auf der analysierten Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks veranschaulicht Abbildung 4-17 die gesamten Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland. Diese umfassen neben konventionellen Kraftwerken auch die im Rahmen der Eingangsgrößen definierten EE-Stromerzeugungskapazitäten. Zwischen 2010 und 2050 steigt die insgesamt in Deutschland installierte Leistung um 83,2 GW bzw. 53 Prozent an.¹⁵⁰ Die Leistung des konventionellen Kraftwerksparks nimmt im selben Zeitraum um 35,5 GW bzw. 36,8 Prozent ab. Im Jahr 2050 sind noch 61,0 GW Leistung konventioneller (exklusive hydraulischer) Kraftwerke am Netz. Diese werden zur Lastdeckung und Bereitstellung von Regelleistung benötigt.¹⁵¹ Hingegen wird die installierte Leistung der EE gemäß den Eingangsgrößen in Deutschland zwischen 2010 und 2050 stark ausgebaut.¹⁵² Das Wachstum beträgt hier 116,3 GW. Ein aus dem hier zugrunde gelegten ambitionierten BMU-Leitszenario abgeleiteter besonders starker Zubau lässt sich bei Wind und Photovoltaik feststellen, so dass 2050 89 Prozent der gesamten EE-Leistung in Deutschland auf diese beiden Primärenergieträger entfallen.

¹⁵⁰ Der angenommene Kraftwerkspark für 2010 entspricht näherungsweise den tatsächlichen Ist-Werten dieses Jahres.

¹⁵¹ Gemäß den Annahmen der zugrunde gelegten Kraftwerkspark-Ausbauplanung wird Regelleistung ausschließlich durch konventionelle und hydraulische Kraftwerke bereitgestellt. Daher wird z.B. im Modell ein Teil der Gaskraftwerke zur ausschließlichen Vorhaltung von Regelleistung zugebaut. Wird die Vorhaltung von Regelleistung durch EE in die Betrachtung einbezogen, so ist zu erwarten, dass der verbleibende konventionelle Kraftwerkspark 2050 eine geringere Kapazität aufweist.

¹⁵² Die Entwicklung erneuerbarer Energien verläuft gemäß BMU-Leitszenario 2009 (wobei die Werte für Photovoltaik angepasst wurden) und wird in Kapitel 4.1 detailliert beschrieben.



**Abbildung 4-17: Gesamt-Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland
(der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009).**

Gemäß den Eingangsgrößen der Modellierung wird die Nachfrage in Deutschland auch durch einen Direktimport von EE gedeckt. Die Leistung des Direktimport von EE, welche bis zum Jahr 2050 bis auf 20,8 GW ansteigt, ist im Ausland installiert und wird daher nicht in Abbildung 4-17 berücksichtigt. Im Rahmen der Modellierung wird angenommen, dass der Direktimport von EE mittels einer virtuellen Netzinfrastruktur direkt nach Deutschland übertragen wird.¹⁵³

¹⁵³ Siehe auch Fußnote 108.

4.4.3 Gesicherte Leistung in Deutschland

Die Garantie einer gleichbleibend hohen Versorgungssicherheit des deutschen Stromversorgungssystems ist eine zentrale energiepolitische Zielsetzung in Deutschland. Die zukünftige Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks hat einen wesentlichen Einfluss auf das Erreichen dieses Ziels. Weitere wichtige Größen sind die Entwicklung der Stromnachfrage, der Netzausbau auf allen Ebenen sowie der weitere Aufbau von Speicherkapazitäten. Auf den Kraftwerkspark bezogen bedeutet Versorgungssicherheit: Es steht jederzeit ausreichend gesicherte Leistung zur Deckung der Last zur Verfügung. Die gesicherte Leistung der Erzeugungstechnologien gibt Auskunft über den prozentualen Anteil der installierten Leistung, der unter Berücksichtigung etwa von geplanten und ungeplanten Ausfällen oder Revisionen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast für die Lastdeckung zur Verfügung steht. Es wird also angegeben, welche Leistung je installierter Technologie zu jedem Zeitpunkt mindestens gesichert zur Verfügung steht. Darüber hinaus wird vom ENTSO-E eine zusätzliche Reservekapazität von 5 Prozent der Nettoerzeugungsleistung empfohlen.¹⁵⁴ Die gesicherte Leistung dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten wie z.B. Windenergieanlagen ist sehr gering. So geht man derzeit davon aus, dass z.B. Windenergieanlagen in Deutschland eine gesicherte Leistung von rund 7 Prozent aufweisen.¹⁵⁵ Konventionelle Kraftwerke und witterungsunabhängige EE-Erzeugungsanlagen haben hingegen je nach Technologie eine gesicherte Leistung von bis zu 95 Prozent.¹⁵⁶

Im Folgenden wird eine Abschätzung zur Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland durchgeführt. Hierfür wird diese zunächst ermittelt. Die Angabe der gesicherten Leistung je Kraftwerkstechnologie wird entsprechend der dena-Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung 2010) angenommen. Der ermittelte Wert für die gesicherte Leistung in Deutschland wird abschließend mit einem historischen Wert der Last¹⁵⁷ in Deutschland verglichen. Abbildung 4-18 zeigt das Ergebnis dieser Untersuchung.

¹⁵⁴ Vgl. ENTSO-E (2010a), S. 12.

¹⁵⁵ Vgl. TradeWind (2009), S. 64 ff.; Im Rahmen der dena-Netzstudie I wird der Wert für 2010 mit 5 bis 7 Prozent in Abhängigkeit von der Jahreszeit ermittelt.

¹⁵⁶ Vgl. dena (2009).

¹⁵⁷ Vgl. ENTSO-E (2011). Lastwert (alle Netzebenen) vom 17. Januar 2007, 19 Uhr. Dieser Wert entspricht nicht zwangsläufig der historischen Höchstlast. Auch korrespondiert er nicht mit der im Rahmen der Modellierung verwendeten Lastzeitreihe.

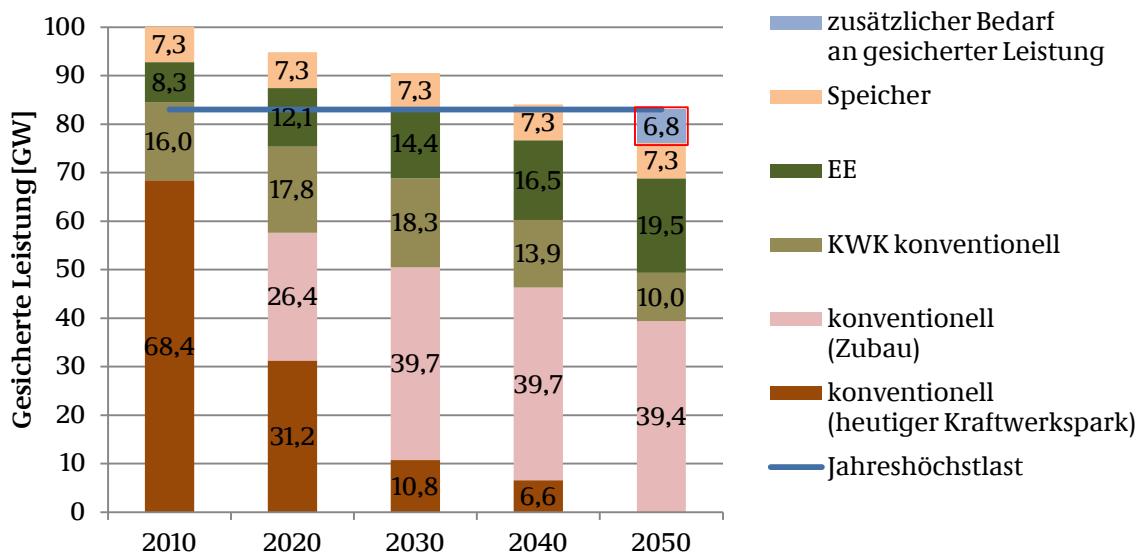


Abbildung 4-18: Entwicklung der gesicherten Leistung in Deutschland.

Mit dem altersbedingten und wirtschaftlichen Umbau des heute bestehenden konventionellen Kraftwerksparks nimmt auch die in Deutschland verfügbare gesicherte Leistung deutlich ab. Diese Abnahme wird nur teilweise durch den Bau neuer Erzeugungsanlagen ausgeglichen. Trotz des hohen Zubaus an EE-Erzeugungsanlagen tragen diese nur einen relativ geringen Anteil zur zukünftig benötigten gesicherten Leistung bei. Ursächlich hierfür ist, dass Windenergie- und PV-Anlagen, welche den größten Anteil der installierten EE-Leistung ausmachen, nur eine geringe bzw. keine gesicherte Leistung haben. Bereits ab 2020 steht ohne den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke nicht mehr genügend Leistung zur gesicherten inländischen Deckung der Jahreshöchstlast zur Verfügung. Der zusätzliche Bedarf an gesicherter Leistung steigt ohne den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke bis 2050 auf über 46 GW an.

Wie in Kapitel 4.4 dargestellt, werden bis zum Jahr 2020 insgesamt 32 GW und zusätzlich bis 2030 19,3 GW neuer konventioneller Kraftwerke errichtet. Von den bis 2020 neu errichteten Kraftwerken sind 14,6 GW aufgrund heute bekannter Planungen vorgegeben. Die übrigen Zubauten werden modellendogen ermittelt, da laut Modell in allen Stützjahren der Bedarf an Reserveleistung und die Last gedeckt werden müssen. Dabei gibt das Modell nicht vor, dass die Deckung der Jahreshöchstlast in jedem Fall durch inländische Kapazitäten möglich sein muss, sondern es lässt hierfür auch den Rückgriff auf Kapazitäten im europäischen Ausland zu. Daher ist es trotz des Neubaus konventioneller Kraftwerke möglich, dass im Jahr 2050 die in Deutschland verfügbare gesicherte Leistung geringer als die Jahreshöchstlast ist. Insgesamt tragen die im Rahmen der Modellierung zugebauten konventionellen Kraftwerke wesentlich zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei. Ab 2030 stellen sie den größten Anteil der insgesamt in Deutschland verfügbaren gesicherten Leistung.

Für eine Deckung der Jahreshöchstlast durch ausländische Kapazitäten muss nicht nur die importierte Leistung im Ausland exakt zu dem in Deutschland benötigten Zeitpunkt sicher zur Verfügung stehen,

sondern auch die notwendigen ausländischen, grenzübergreifenden und deutschen Netzkapazitäten. Diese Form der Sicherung der Höchstlastdeckung muss kritisch hinterfragt werden. Außerdem korrelieren die Lastverläufe in den Nachbarländern Deutschlands weitgehend mit den deutschen Lastverläufen. Mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien im Ausland und den damit zumindest langfristig voraussichtlich abnehmenden Kapazitäten konventioneller Erzeugungskapazitäten sinkt auch die Möglichkeit des Auslands, Deutschland zu Zeitpunkten hoher Last Erzeugungskapazitäten zur Verfügung zu stellen. Daher sollte aus Gründen der Versorgungssicherheit in Deutschland die Höhe der national vorgehaltenen gesicherten Leistung mindestens der Höhe der Jahreshöchstlast entsprechen. Optional könnte ein Teil des Bedarfs an gesicherter Leistung statt durch den Neubau von Kraftwerken auch durch Retrofit, also den längeren Betrieb bestehender Kraftwerke, die Konservierung nicht mehr benötigter Kraftwerke (Kaltreserve) oder ggf. die vertraglich gesicherte Bereitstellung von Leistung aus dem Ausland beschafft werden.

In der Diskussion zur Entwicklung der gesicherten Leistung muss auch berücksichtigt werden, dass der Ausbau der EE langfristig dazu beiträgt, die Importabhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten zu verringern, und damit die der gesicherten Leistung vorgelagerte Versorgungssicherheit erhöht.¹⁵⁸ Auch kann durch die Realisierung eines Technologiemixes aus Ausbau steuerbarer EE, Speichern und Demand-Side-Management (DSM) künftig ein zusätzlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden. So kann beispielsweise die Realisierung geplanter PSW-Neubauten zur Erhöhung der gesicherten Leistung in Deutschland beitragen.¹⁵⁹

4.4.4 Zwischenfazit Kraftwerkspark-Ausbauplanung

Die Untersuchung der Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland zeigt einen grundlegenden Wandel in diesem Bereich des deutschen Stromversorgungssystems bis zum Jahr 2050. Ursache für diesen Wandel ist der erhebliche Ausbau der EE und hierbei insbesondere die Zunahme des Anteils der fluktuiierenden Einspeisung aus EE an der Erzeugung insgesamt. Die Größe des Kraftwerksparks wächst deutlich an, und seine Zusammensetzung ändert sich umfänglich. Bezuglich der konventionellen Kraftwerke wird Folgendes festgestellt:

Die heute in Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten gehen, überwiegend aus Altersgründen, bis 2050 vollständig vom Netz. Sie werden jedoch nur teilweise durch neue konventionelle Kraftwerke ersetzt, da die EE einen Teil der alten Erzeugungsleistung übernehmen. Aufgrund der vergleichsweise geringen Investitionskosten und der getroffenen Annahmen zu den Primärenergieträgerpreisen und zur Regelenergievorhaltung werden vor allem Gaskraftwerke zugebaut.¹⁶⁰ Neben den Gaskraftwerken werden aber auch Braun- und Steinkohlekraftwerke für die

¹⁵⁸ Wie in Kapitel 4.5 dargestellt, verringert sich die Erzeugung aus Kern-, Steinkohle- und Gaskraftwerken deutlich. Damit sinkt auch der Bedarf, die Primärenergieträger dieser Technologien zu importieren.

¹⁵⁹ Hierzu zählen u.a. das PSW Atdorf, das PSW Riedl und das PSW Heimbach.

¹⁶⁰ Ohne die Nebenbedingung, dass der Reservebedarf in Deutschland durch konventionelle und hydraulische Kraftwerke inländisch gedeckt werden muss, würde der Zubau von Gaskraftwerken geringer ausfallen.

kostenminimale Deckung der Last in Deutschland benötigt. Dieses Ergebnis zeigt den massiven Erneuerungsbedarf des konventionellen Kraftwerksparks, wenn die Residuallast zukünftig unter Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten gedeckt werden soll.

Die gesicherte Leistung in Deutschland reicht, wie die Kraftwerkspark-Ausbauplanung zeigt, langfristig nicht aus, um die Nachfrage durch den inländischen Kraftwerkspark zu decken. Es müssen Lösungen entwickelt werden, um die Versorgungssicherheit in Deutschland auch zukünftig zu gewährleisten.

4.5 Die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

Wie in Abschnitt 4.2 dargestellt, wird die Erzeugung aus EE und KWK als Eingangsgröße vorgegeben und der Einsatz der konventionellen Kraftwerke zur Deckung der Residuallast europaweit unter Berücksichtigung der Grenzkuppelkapazitäten kostenminimal geplant. Abbildung 4-19 zeigt als Ergebnis der europäischen Kraftwerkseinsatzplanung die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland für die simulierten Stützjahre bis 2050.

Nach einem Anstieg der Stromproduktion in Deutschland bis 2020 sinkt diese wieder. Im Jahr 2050 liegt sie mit 505,5 TWh deutlich unter dem Wert des Jahres 2010 von 625 TWh. In den Stützjahren 2040 und 2050 ist die inländische Stromerzeugung um 80 TWh/a bzw. 101,5 TWh/a geringer als die Bruttostromnachfrage pro Jahr.

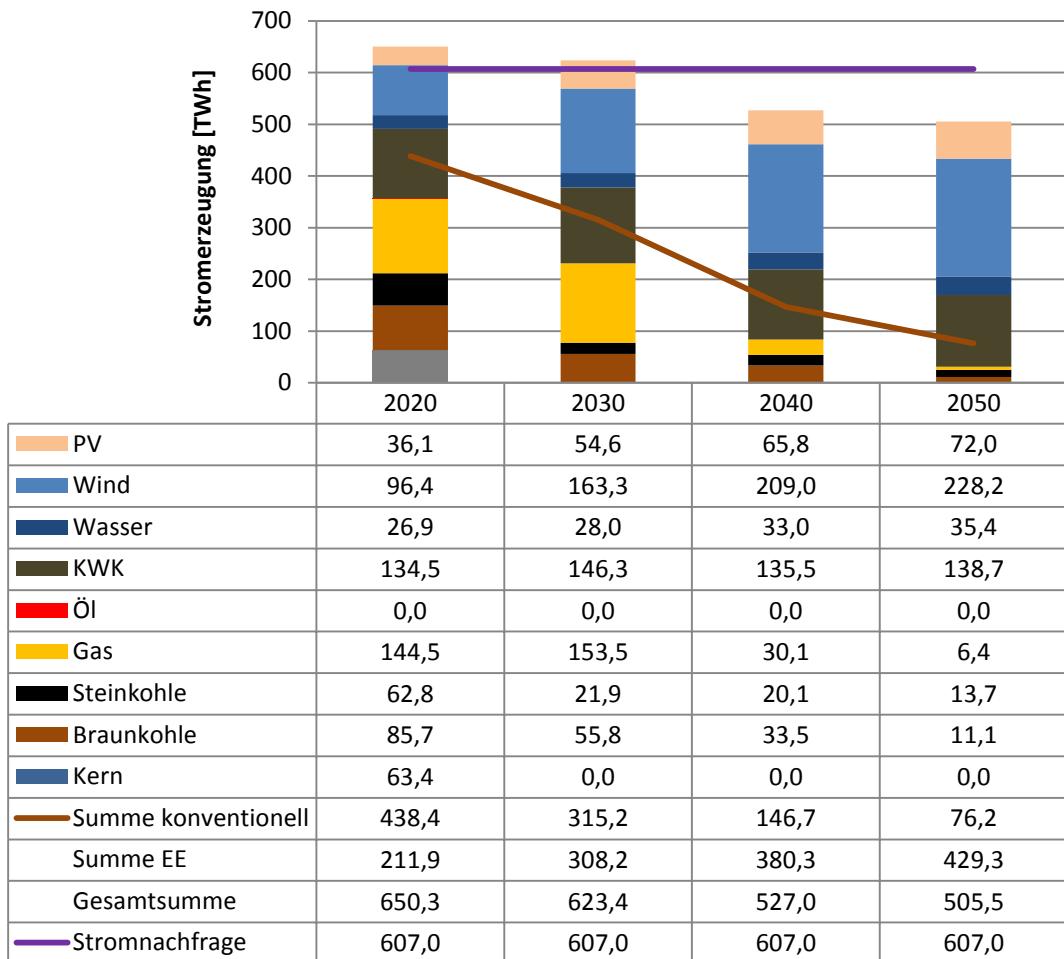


Abbildung 4-19: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland
(der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009).

Der aggregierte Block KWK beinhaltet neben der konventionellen KWK-Erzeugung auch sämtliche Biomasse- und Geothermie-Kraftwerke. Gemäß dem BMU-Leitszenario 2009 wird zusätzlich zur EE-Erzeugung ein Direktimport von EE ausgewiesen, ungeachtet möglicher Engpässe auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen. In der folgenden Betrachtung wird dieser vereinfachend zur inländischen Erzeugung gezählt. Abbildung 4-20 zeigt die Versorgungssituation bis 2050 in Deutschland inkl. eines Direktimports an EE.¹⁶¹

¹⁶¹ Siehe hierzu auch Abschnitt 4.6.

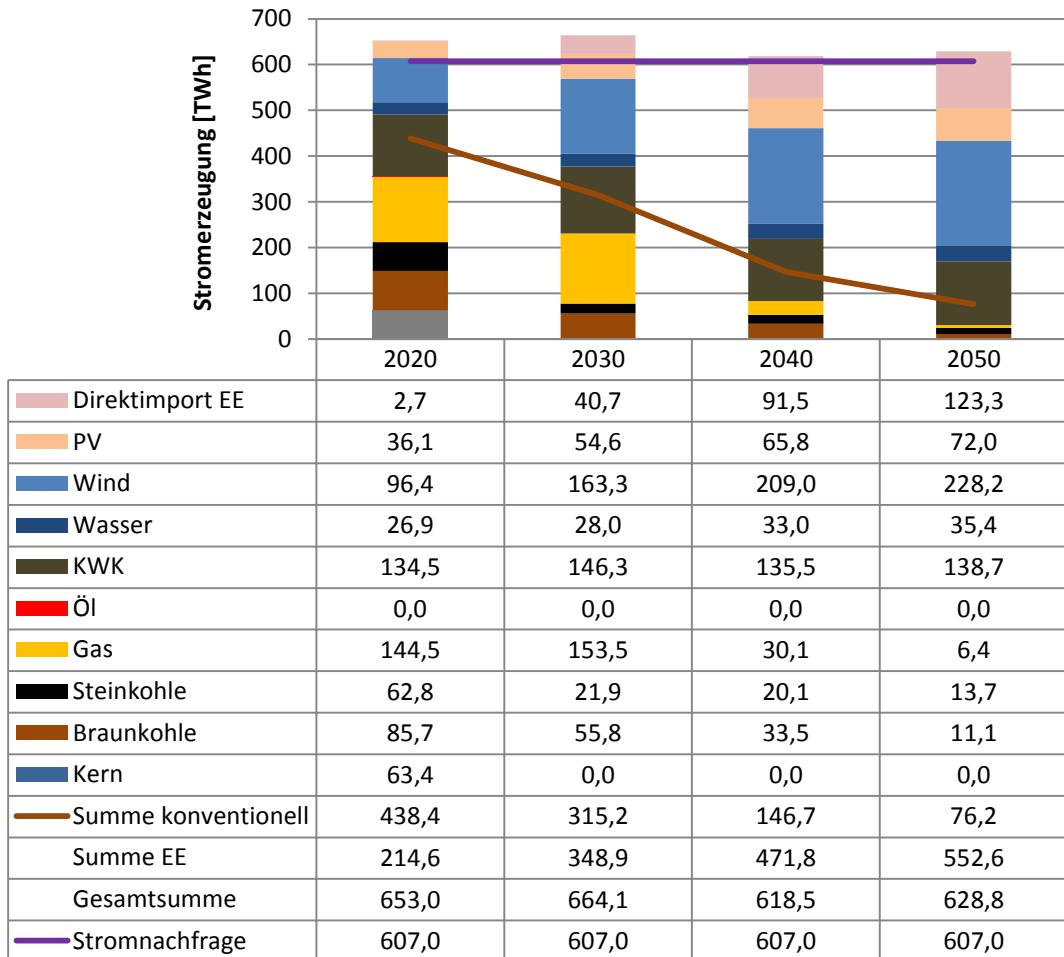


Abbildung 4-20: Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland inkl. Direktimport von EE
(der angenommene Ausbaupfad der EE basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009).

4.5.1 Einsatzzyklen konventioneller Kraftwerke

Im Folgenden werden die Modellierungsergebnisse bezüglich des Einsatzes der konventionellen Kraftwerke in Deutschland diskutiert. Diese verändern sich im Betrachtungszeitraum infolge des zunehmenden Ausbaus der EE. Wie in Abschnitt 4.2 gezeigt, wird der Einsatz der konventionellen Kraftwerke europaweit unter Einbeziehung der Restriktionen der Grenzkuppelkapazitäten geplant. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke wird aber unabhängig von inländischen Netzrestriktionen modelliert. Die sich aus dem Kraftwerkseinsatz und der Must-run-Erzeugung zukünftig ergebenden Lastflüsse sind nur bei ausreichenden inländischen Netzkapazitäten möglich. Im Kapitel Netzausbau wird eine Abschätzung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz durchgeführt. Eine Einbeziehung von inländischen Netzrestriktionen in die Kraftwerkseinsatzplanung bei der Modellierung würde voraussichtlich zu einem abweichenden Kraftwerkseinsatz führen.

Die für die Modellierung verwendeten Flexibilitätsannahmen (Mindestlast, Betriebs- und Stillstandszeiten) der bestehenden Kraftwerke basieren auf Ist-Werten und wurden im betrachteten Zeitraum konstant gehalten. Da in der Realität neue Kraftwerke flexiblere Werte aufweisen, wurden für die Neubauten konventioneller Kraftwerke in Deutschland die Flexibilitätsparameter angepasst. Die zur Stabilität der Stromnetze notwendige Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke ist im Modell nur im Hinblick auf den erforderlichen Regelenergiebedarf berücksichtigt.

Der beschriebene Umbau des Stromversorgungssystems infolge des Anstiegs des EE-Anteils führt zu einem veränderten konventionellen Kraftwerkspark. Neben der Höhe der konventionellen Erzeugungsleistung und deren Zusammensetzung verändern sich auch die Einsatzzyklen der konventionellen Kraftwerke. Grund hierfür ist, neben dem deutlich verringerten Anteil der konventionellen Erzeugung an der Erzeugung insgesamt, insbesondere die Veränderung der Struktur der Residuallast, also der Verlauf des Anteils der Nachfrage, der durch die konventionellen Kraftwerke gedeckt werden muss.¹⁶² Im Folgenden wird die Entwicklung der Einsatzzyklen konventioneller Kraftwerke anhand der Volllast- und Betriebsstunden sowie der Anzahl notwendiger Starts analysiert. Es wurden jeweils die jährlichen Mittelwerte für die einzelnen Auswertungsgrößen kraftwerkstypscharf ermittelt. Abbildung 4-21 bis Abbildung 4-24 zeigen die ausgewerteten Daten für die Stützjahre.

Abbildung 4-21 zeigt die Einsatzzyklen der 2020 noch in Betrieb befindlichen KKW. Alle Kraftwerke weisen trotz des stark voranschreitenden Ausbaus der EE sehr hohe Volllast- und Betriebsstunden auf. Dies ist dadurch zu erklären, dass die verfügbare KKW-Kapazität in Deutschland 2020 in keiner Stunde größer als die Residuallast zuzüglich Pumpstrombezug und Stromexport ist. Daraus folgt, dass der bis 2020 angenommenen EE-Ausbau in Deutschland keine Einschränkung des KKW-Betriebs nach sich zieht. Auch die Anzahl der Starts belegt, dass die KKW weitgehend unterbrechungsfrei durchlaufen. Die auftretenden Stillstandszeiten sind hierbei auf Revisionen zurückzuführen. Zwischen 2020 und 2030 werden in Deutschland die letzten KKW stillgelegt, so dass in den Stützjahren 2030, 2040 und 2050 KKW keine Einsatzzyklen mehr aufweisen.

¹⁶² In Kapitel 4.8 werden ausführlich die Veränderung der Struktur der Residuallast erläutert und die ermittelten Verläufe dargestellt.

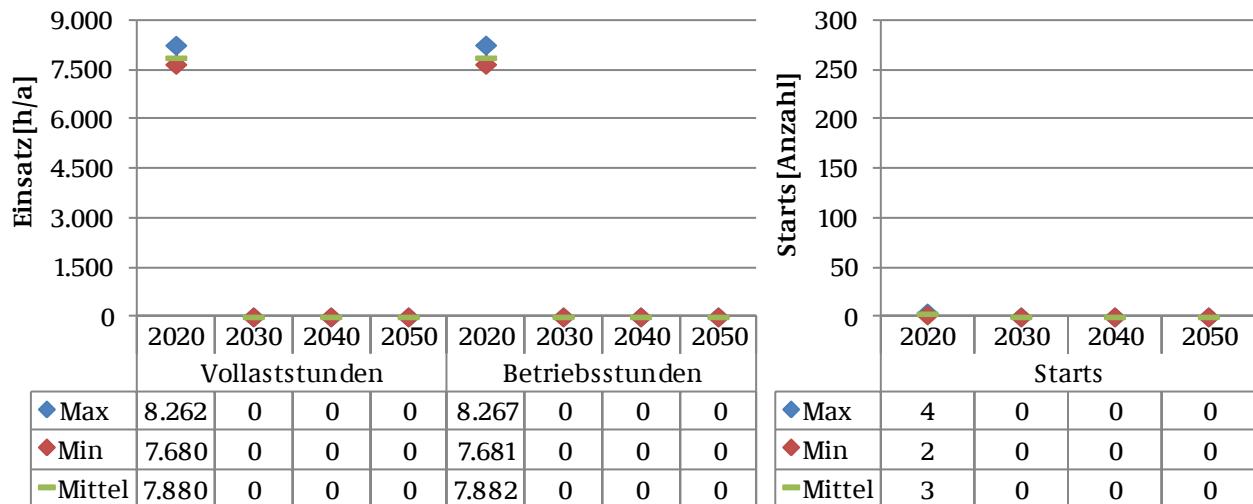


Abbildung 4-21: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der KKW in Deutschland.

Abbildung 4-22 zeigt die Entwicklung der Einsatzzyklen von Braunkohlekraftwerken. Auffällig ist insbesondere die große Bandbreite an Werten bei Volllast-, Betriebsstunden und Starts. Der Trend bei der Entwicklung der jeweiligen Mittelwerte ist weitgehend konstant. Die große Bandbreite lässt sich insbesondere durch die niedrige Volllaststundenzahl einzelner, ineffizienter Kraftwerksblöcke (insbesondere kleiner, älterer Blöcke) erklären. Berücksichtigt man für das Stützjahr 2020 ausschließlich Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad über 38 Prozent, die in Summe rund 98 Prozent der installierten Leistung in Braunkohlekraftwerken umfassen, so liegt die minimale Volllaststundenzahl bei 5384 und die mittlere Volllaststundenzahl bei 6292. Ähnliche Effekte sind in den Stützjahren 2030 und 2040 zu beobachten. Im Jahr 2050 befinden sich in Deutschland nur noch vier Braunkohlekraftwerke am Netz, deren Wirkungsgrade lediglich um ein Prozent variieren und somit die geringe Streuung zwischen minimaler und maximaler Volllaststundenzahl erklären.

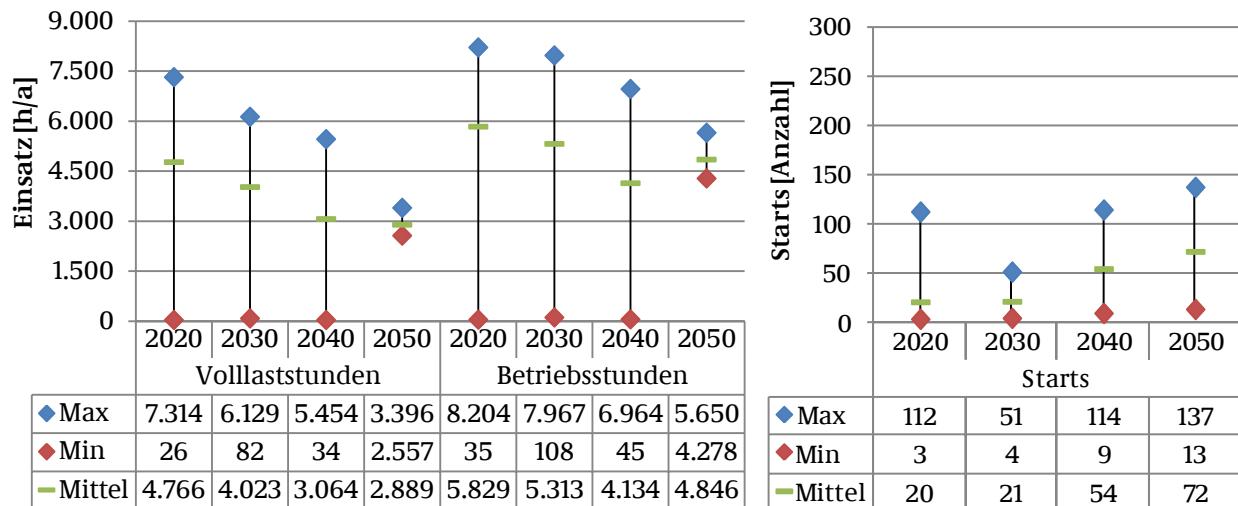


Abbildung 4-22: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der Braunkohlekraftwerke in Deutschland.

Abbildung 4-23 zeigt die Entwicklung der Einsatzzyklen von Steinkohlekraftwerken in Deutschland. Verglichen mit den Einsatzdaten von Braunkohle- und Gaskraftwerken, weisen die Steinkohlekraftwerke ab 2030 eine sehr geringe Schwankungsbreite auf, die sich außerdem bis 2050 nochmals deutlich verringert. Die Begründung hierfür liegt in den im Betrieb befindlichen Steinkohlekraftwerken. Ab 2030 befinden sich überwiegend (etwa zu 90 Prozent) Kraftwerke mit sehr ähnlichen Parametern in Betrieb. Dies führt zu weitgehend einheitlichen Einsatzzyklen. Eine weitere Auffälligkeit ist der Unterschied zwischen dem Niveau von Volllast- und Betriebsstunden. Dieser Unterschied lässt darauf schließen, dass die Kraftwerke weitgehend im Teillastbetrieb als Mittellastkraftwerke gefahren werden.

Die Modellierungsergebnisse zeigen außerdem, dass die Anzahl der Starts bis 2050, trotz der ab 2020 sinkenden Volllaststunden, deutlich zunimmt. Diese Veränderungen sind insbesondere auf die zunehmende Einspeisung aus fluktuierenden EE und die damit verbundene zunehmende Volatilität der Residuallast zu erklären (siehe Kapitel 4.8). So müssen die Steinkohlekraftwerke häufiger komplett heruntergeregt bzw. abgestellt und dann wieder neu gestartet werden.

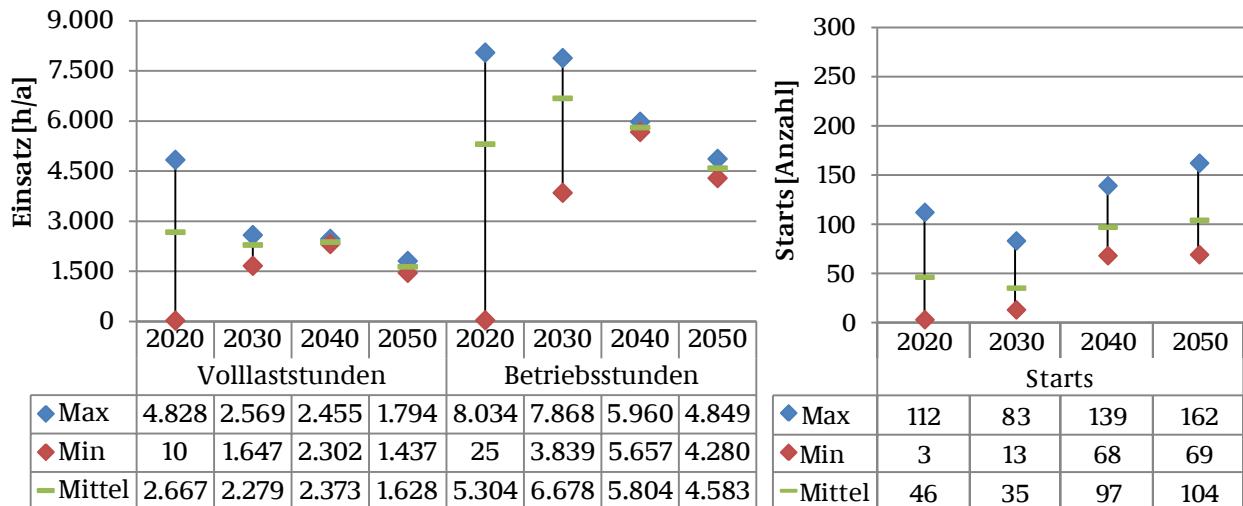


Abbildung 4-23: Die Entwicklung der Einsatzzzyklen der Steinkohlekraftwerke in Deutschland.

Abbildung 4-24 zeigt die Entwicklung der Einsatzzzyklen von Gaskraftwerken in Deutschland. Hierbei ist zu beachten, dass sich die zum Einsatz kommenden Gasturbinenkraftwerke (Gas-GT) und Dampf- bzw. Gas-und-Dampfturbinenkraftwerke (Gas-DT) bezüglich ihrer Investitionskosten und ihres Wirkungsgrads deutlich unterscheiden. Die Gas-GT im Kraftwerkspark wurden nahezu ausschließlich aufgrund ihrer geringen Investitionskosten zur Bereitstellung von Reserveleistung zugebaut.¹⁶³ Die Vollast-, Betriebsstunden und Starts der Gas-DT liegen daher in allen Stützjahren nahe null. Die Gas-DT erreichen deutlich höhere Werte. In den Stützjahren 2020 und 2030 liegen die Vollaststunden im Mittel bei rund 6000 bzw. rund 4100. Infolge der rückläufigen Erzeugung aus Gaskraftwerken insgesamt fällt dieser Wert in den Stützjahren 2040 und 2050 deutlich unter 1000 Vollaststunden.

Der Rückgang bei den Betriebs- und Vollaststunden der Gaskraftwerke insgesamt lässt sich auf einen stetig steigenden Anteil an erneuerbarer Einspeisung im deutschen Stromversorgungssystem zurückführen. 2040 werden bereits über 85 Prozent der Nachfrage aus EE und KWK gedeckt. Dies führt zu Überkapazitäten im thermischen Kraftwerkspark, speziell bei den Spitzenlastkraftwerken, zu denen die Gaskraftwerke zählen, die dann im Wesentlichen zur Bereitstellung der Reserveleistung verwendet werden. Die nach 2030 kontinuierlich sinkende Anzahl an Starts der Gaskraftwerke ist neben der geringer werdenden Nutzung der Gaskraftwerke außerdem durch ihre Flexibilität bedingt. Die Flexibilität ermöglicht außerdem eine kostengünstigere Erzeugung im Teillastbetrieb.

¹⁶³ Eine Nebenbedingung der Modellierung ist, dass der inländische konventionelle Kraftwerkspark (ohne KWK) in jeder Stunde den ermittelten Bedarf an Reserveleistung bereitstellen kann.

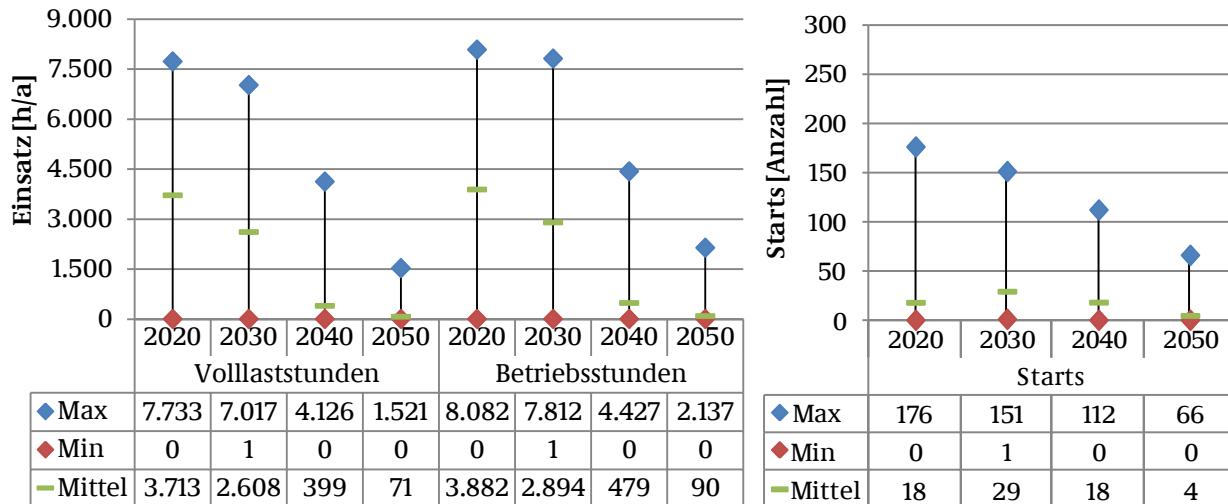


Abbildung 4-24: Die Entwicklung der Einsatzzyklen der Gaskraftwerke in Deutschland.

4.5.2 Die Entwicklung der CO₂-Emissionen der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland

Abbildung 4-25 zeigt als weiteres Ergebnis der Kraftwerkseinsatzplanung die CO₂-Emissionen der konventionellen Erzeugung in Deutschland (ohne konventionelle KWK). Mit der Verringerung der konventionellen Erzeugung sinken auch deren CO₂-Emissionen entsprechend. Diese werden im Zeitraum 2020 bis 2050 um 86 Prozent reduziert. Ein näherungsweiser Vergleich zum Jahr 1990 ergibt eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um ca. 30 Prozent bis 2020 und um 90 Prozent bis 2050.¹⁶⁴

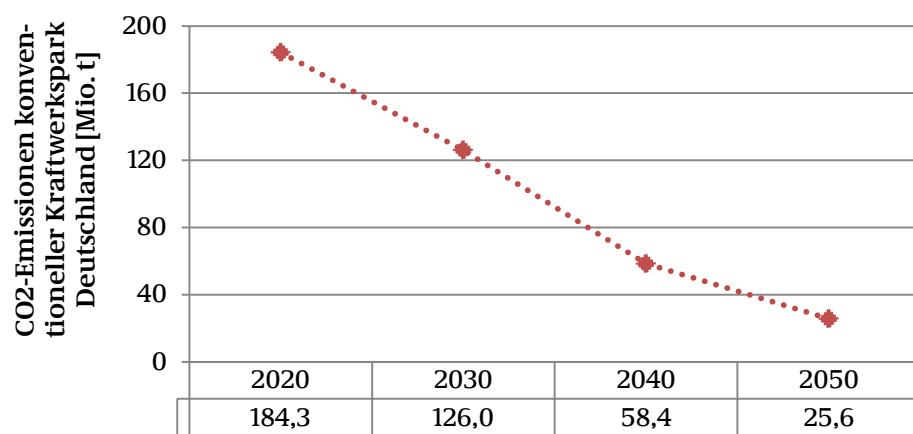


Abbildung 4-25: Entwicklung der CO₂-Emissionen der konventionellen Erzeugung in Deutschland (ohne KWK).

¹⁶⁴ Dieser Wert umfasst keine Veränderungen der CO₂-Emissionen der konventionellen KWK-Erzeugung.

4.5.3 Zwischenfazit Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland

Die Auswertungen zeigen, dass die Erzeugung konventioneller Kraftwerke infolge des massiven Ausbaus der EE und des damit verbundenen starken Anstiegs von deren Erzeugung bis zum Jahr 2050 deutlich zurückgeht. Damit einher geht auch eine massive Senkung der CO₂-Emissionen der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland.

Neben der Höhe der erzeugten Arbeit zeigen die Ergebnisse jedoch auch, dass sich die Einsatzzyklen der konventionellen Kraftwerke unter Berücksichtigung der zugrunde gelegten Annahmen deutlich verändern. Noch 2020 können die KKW nahezu unterbrechungsfrei betrieben werden. Danach zeigt sich bei allen verbleibenden Kraftwerkstechnologien eine deutliche Absenkung der Vollaststunden: von 2020 bis 2050 um 40 Prozent bei Braunkohlekraftwerken, um 39 Prozent bei Steinkohlekraftwerken und um 98 Prozent bei Gaskraftwerken. Trotz dieser Veränderungen zeigen die Ergebnisse jedoch auch, dass konventionelle Kraftwerke unter den gesetzten Rahmenbedingungen auch über das Jahr 2050 hinaus für die Stromversorgung benötigt werden. Ihr Einsatz ist zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung notwendig, weil EE-Anlagen nicht zu jeder Zeit ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung stellen können. Darüber hinaus werden konventionelle Kraftwerke zur Bereitstellung von Reserveleistung und damit für die Gewährleistung der Systemsicherheit benötigt. Es muss daher sichergestellt werden, dass zukünftig ausreichend Anreize bestehen, um konventionelle Kraftwerke unter diesen deutlich geänderten Einsatzbedingungen wirtschaftlich zu betreiben.

4.6 Stromaustausch mit dem Ausland

Das deutsche Übertragungsnetz ist in ein europäisches Verbundsystem eingebettet. Über die Verbindungen mit dem Ausland wird Strom mit diesem ausgetauscht. Über den grenzüberschreitenden Handel wird je nach Ausprägung der Preisunterschiede zwischen den jeweiligen Marktgebieten sowohl Strom aus Deutschland exportiert als auch importiert. Abbildung 4-26 zeigt die Entwicklung des Strom-Export-Import-Saldos für Deutschland. Die gemäß BMU-Leitszenario 2009 aus einem europäischen Stromverbund stammende Erzeugung „EE-Direktimport“ ist in der Abbildung als Importanteil einbezogen.¹⁶⁵ Die Abbildung zeigt deutlich, dass sich entsprechend der ab 2020 sinkenden inländischen Erzeugung auch der Saldo des Austauschs mit dem Ausland deutlich verringert und negativ wird. Deutschland wird nach 2030 vom Nettostromexporteur zum Nettostromimporteur. 2050 wird insgesamt mit gut 134 TWh mehr als das Dreifache der elektrischen Arbeit importiert, die noch 2020 exportiert wurde.

¹⁶⁵ Zur Übertragung des EE-Direktimports nach Deutschland siehe auch Fußnote 108.

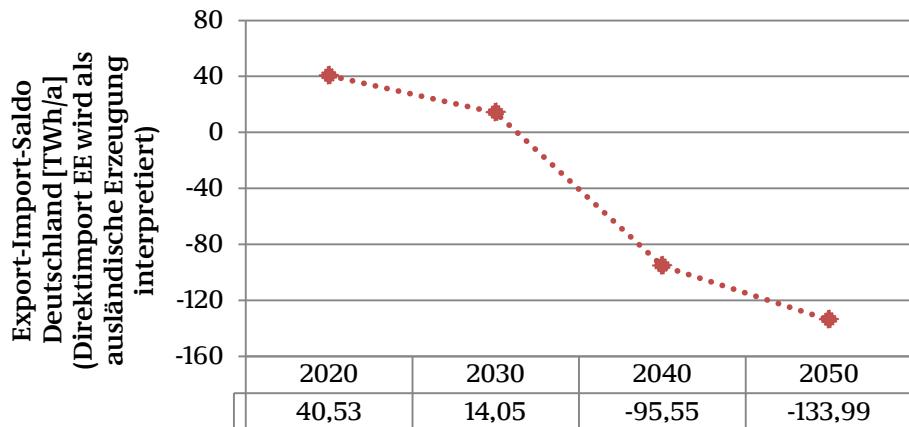


Abbildung 4-26: Export-Import-Saldo Deutschland.

Die im Kapitel 4.4 aufgezeigte Reduzierung des deutschen konventionellen Kraftwerksparks und der Strom-Export-Import-Saldo zeigen, dass Deutschland zur Deckung der Nachfrage zukünftig auf das Ausland angewiesen sein wird. Hierfür muss im Ausland ausreichend Infrastruktur für die Erzeugung und Übertragung vorgehalten werden, um die Versorgungssicherheit in Deutschland sicherzustellen. Insbesondere bei der Erzeugung an weit entfernten Standorten wie der im EE-Direktimport vorgesehenen Erzeugung aus Nordafrika ist unklar, ob diese Annahmen ausreichend erfüllt werden können. Neben den möglichen Veränderungen bei der Versorgungssicherheit führt die ins Ausland verlagerte Stromerzeugung auch zu einer Verlagerung der damit verbundenen Wertschöpfung und der Arbeitsplätze.

Der gemäß BMU-Leitszenario 2009 für Deutschland vorgesehene EE-Direktimport steigt von 2,7 TWh im Jahr 2020 bis auf 123,3 TWh im Jahr 2050. Wie eingangs beschrieben, wird der EE-Direktimport als Stromimport betrachtet und hat wesentlichen Einfluss auf den Strom-Export-Import-Saldo, da er 2050 einen Anteil von 20 Prozent der Stromnachfrage in Deutschland deckt. Unklar ist, mit welcher Netzstruktur diese Leistung technisch nach Deutschland übertragen werden soll.¹⁶⁶ Die benötigten zusätzlichen Netz- und Grenzkuppelkapazitäten bestehen heute noch nicht. Zur Integration in das bestehende Verbundsystem muss ein deutlicher Ausbau der Netze in und zwischen den beteiligten Ländern erfolgen.

4.6.1 Monatsscharfe Auswertung der Stromimporte und -exporte

Wie im vorherigen Kapitel gezeigt, ändert sich der Export-Import-Saldo für Elektrizität bis 2050 nachhaltig. Damit wird Deutschland vom Nettoexporteur für Strom zum Nettoimporteur. Um den Hintergrund dieser Verschiebung noch detaillierter zu untersuchen wird im Folgenden die Veränderung zentraler Faktoren monatsscharf ausgewertet. Abbildung 4-27 zeigt die monatsscharfe Entwicklung der

¹⁶⁶ Siehe hierzu auch Fußnote 108.

konventionellen Erzeugung (ohne KWK), der Wind-, PV-Einspeisung und der Direktimport-EE-Einspeisung sowie von Stromimport und Stromexport.

Entsprechend den Ausführungen in den vorherigen Kapiteln zeigt Abbildung 4-27 einen Rückgang der konventionellen Erzeugung, eine Zunahme der Erzeugung aus Windenergie, PV und EE-Direktimport sowie eine starke Zunahme der Importe bei im Jahresmittel nahezu gleichbleibenden Exporten.

Es ist auffällig, dass die gezeigten Werte im Jahresverlauf stark schwanken. Dies ist auf die jahreszeitlichen Veränderungen, welche starke Schwankungen der fluktuierenden EE-Einspeisung nach sich ziehen, zurückzuführen. Insbesondere in den Stützjahren 2040 und 2050 wird deutlich, dass die geringere Windenergieerzeugung in den Monaten Juni und Juli nur zum Teil durch die starke PV-Einspeisung kompensiert wird und zusätzliche Stromimporte bzw. geringere -exporte die Folge sind. Der langfristige Anstieg der Stromimporte wird insbesondere durch die Zunahme des EE-Direktimports verursacht. Rechnet man den EE-Direktimport aus den Importen heraus, ergibt sich für die Jahre 2020 und 2030 ein konstantes Niveau. In den Jahren 2030 und 2040 ist auch ohne Berücksichtigung des EE-Direktimports eine leichte Zunahme der Importe zu beobachten.

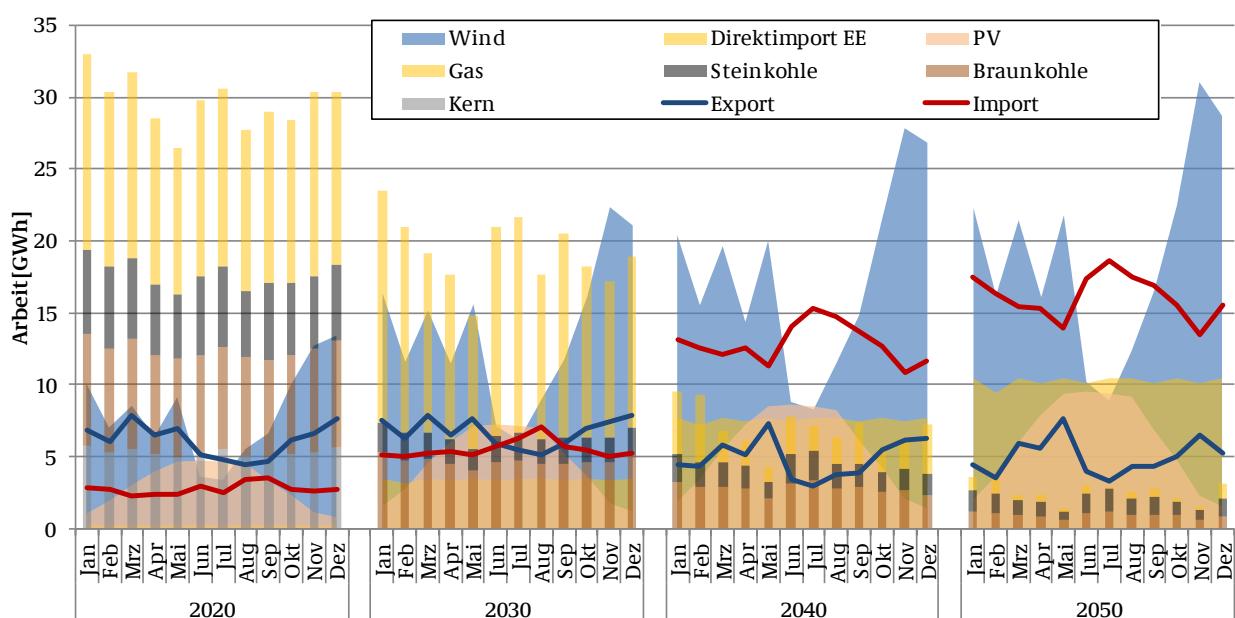


Abbildung 4-27: Entwicklung von Stromerzeugung, -import und -export.

Um den Zusammenhang der verschiedenen Größen bei Stromimporten und -exporten zu analysieren, wurden die Korrelationskoeffizienten verschiedener monatlicher Erzeugungsgrößen und des monatlichen Exports ermittelt. Abbildung 4-28 zeigt ausgewählte Ergebnisse dieser Analyse. Die Werte der Korrelationskoeffizienten von Export mit Windenergieeinspeisung bzw. mit der Summe von

Windenergie- und PV-Einspeisung zeigen einen deutlich positiven Zusammenhang. Dies zeigt, dass bei hoher Windenergie bzw. hoher Windenergie- plus PV-Einspeisung ein relativ hoher Export zu beobachten ist. Die Werte des Korrelationskoeffizienten der PV-Einspeisung mit Export zeigt hingegen, dass bei diesen Größen über den gesamten Jahresverlauf gesehen kein direkter Zusammenhang besteht.

Darüber hinaus zeigt Abbildung 4-28 den Korrelationskoeffizienten der Summe der konventionellen Erzeugung und der Summe von Windenergie- und PV-Einspeisung. Der Wert zeigt ab dem Stützjahr 2030 einen negativen Zusammenhang. Dieser lässt darauf schließen, dass die konventionelle Erzeugung ab 2030 dafür eingesetzt wird, Flauten der beiden dominierenden fluktuierenden Einspeiser auszugleichen, bzw. dass die konventionelle Erzeugung bei starker Einspeisung fluktuierender Erzeugung verringert wird.

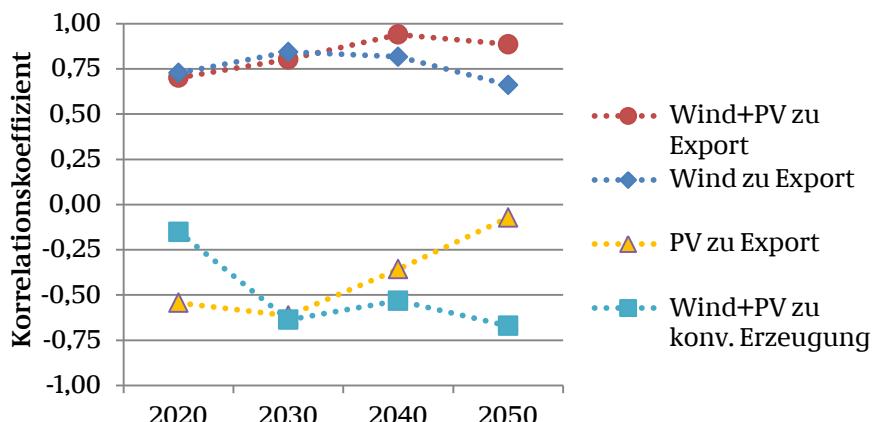


Abbildung 4-28: Korrelationskoeffizienten der fluktuierenden Einspeisung zum Export.

4.6.2 Auslastung der deutschen Grenzkuppelkapazitäten

Ein weiteres Ergebnis der Modellierung ist der Einfluss von Stromexport und -import auf die Auslastung der Grenzkuppelstellen des bestehenden europäischen Verbundsystems.¹⁶⁷ Dafür werden die aus der Kraftwerkseinsatzplanung, der EE-Erzeugung sowie der Lastverläufe resultierenden transnationalen Lastflüsse mit der Kapazität der Grenzkuppelstellen abgeglichen. Wie im Kapitel 4.1.2 (Ausbaupfad der EE in Deutschland) beschrieben, wird die Bereitstellung der Erzeugung „EE-Direktimport“ in Deutschland entsprechend dem BMU-Leitszenario 2009 angenommen. Für die Übertragung dieser Erzeugung nach Deutschland wird ein zusätzliches virtuelles Netz angenommen, da unklar ist, wie diese Erzeugung nach Deutschland übertragen wird. Bei der in diesem Kapitel beschriebenen Auswertung der Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten kann die Übertragung des EE-Direktimports nach Deutschland daher nicht berücksichtigt werden.

¹⁶⁷ Als grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten werden die heute bestehenden Kapazitäten zzgl. erwarteter Ausbauprojekte in Anlehnung an den Ten-Year-Network-Development-Plan sowie Experteneinschätzungen angenommen. Die detaillierten Werte sind im Anhang C dargestellt.

Abbildung 4-29 zeigt die durchschnittliche jährliche Auslastung der Grenzkuppelstellen aus dem Ausland nach Deutschland und umgekehrt. Die Ergebnisse korrelieren mit der für Deutschland ermittelten Nettostromerzeugung inklusive EE-Direktimport. Entsprechend diesen Ergebnissen nimmt die Auslastung der Grenzkuppelstellen aus Deutschland ins Ausland bis 2030 leicht zu und sinkt danach wieder. Für die Grenzkuppelstellen aus Deutschland in Richtung Ausland ist demnach der umgekehrte Trend zu verzeichnen. Es ist zu berücksichtigen, dass neben der Stromerzeugung und -bereitstellung in Deutschland auch die Intensität des grenzüberschreitenden Stromhandels die ermittelte Auslastung beeinflusst. So exportiert Deutschland beispielsweise 2020 mehr Strom, als sich aus der Überproduktion im Vergleich zur Stromnachfrage ergibt, und importiert im Gegenzug Elektrizität.

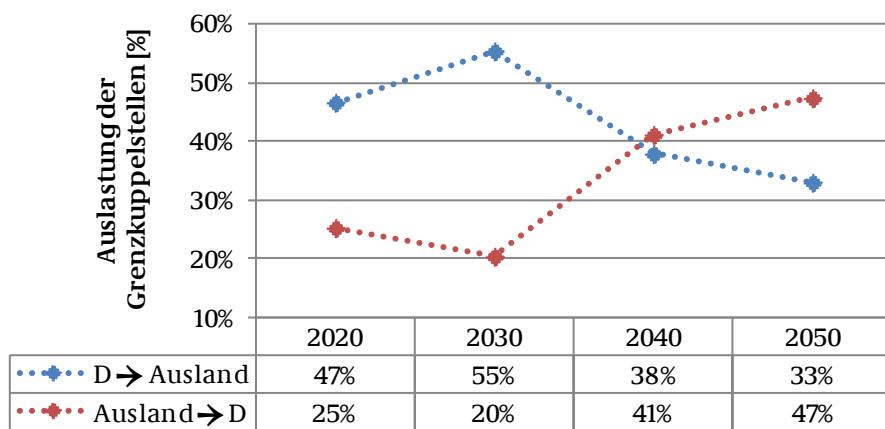


Abbildung 4-29: Durchschnittliche Auslastung der deutschen Grenzkuppelstellen.

Die in Abbildung 4-29 dargestellte durchschnittliche Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten lässt nur begrenzt auf Engpässe bei der Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten von und nach Deutschland schließen. Die detailliertere Analyse ausgewählter Grenzkuppelstellen zeigt, dass an verschiedenen Stellen Engpässe auftreten. So sind die Grenzkuppelkapazitäten von Deutschland nach Frankreich in den Stützjahren 2020 und 2030 in rund 50 Prozent der Stunden zu über 90 Prozent ausgelastet. Für die Grenzkuppelkapazitäten nach Polen liegt dieser Wert im gleichen Zeitraum sogar bei rund 90 Prozent. Bei den Grenzkuppelkapazitäten nach Deutschland stellt insbesondere die Übertragungskapazität aus Dänemark mit mindestens 90-prozentiger Auslastung in etwa 75 Prozent der Stunden im Stützjahr 2020 einen Engpass dar.

4.6.3 Zwischenfazit zum Stromtausch mit dem Ausland

Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass Deutschland im Betrachtungszeitraum vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur für Strom wird. Diese Entwicklung ist insbesondere auf die Annahme eines EE-Direktimports im Rahmen der Eingangsgrößen zurückzuführen. Diese aus dem BMU-Leitszenario 2009 übernommene Erzeugung steigt bis auf 123,3 TWh im Jahr 2050 an und macht damit 92 Prozent des Stromimports nach Deutschland in diesem Stützjahr aus. Darüber hinaus muss Deutschland auch deshalb Strom importieren, weil im Jahr 2050 21,1 TWh der Must-run-Erzeugung aus EE und KWK ungenutzt

abgeregelt werden müssen (vgl. Kapitel 4.8). Hinsichtlich der Auslastung der Grenzkuppelstellen zeigt sich, dass es trotz der durchschnittlich moderaten Auslastung an verschiedener Stelle zu deutlichen Engpässen kommt. Die monatsscharfe Auswertung zeigt darüber hinaus, dass insbesondere der Export in Abhängigkeit zu der Windenergieeinspeisung schwankt und ab 2030 die konventionelle Erzeugung vermehrt zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung von Windenergie und PV eingesetzt wird.

4.7 Elektrizitätsmarkt

Elektrizität wird wie andere Güter gehandelt. Wichtigster Handelsplatz ist dabei die Strombörse. Der Ausbau der EE hat nachhaltigen Einfluss auf die physische Erzeugung von Elektrizität. Darüber hinaus ändert sich aber der Strommarkt mit wachsenden Anteilen der EE-Erzeugung.¹⁶⁸

4.7.1 Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise

Aufbauend auf den geschilderten Ergebnissen der Kraftwerkseinsatzplanung wird in der Marktmodellierung die Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise für Elektrizität untersucht. Die ermittelten kostenbasierten Marktpreise sind als Näherung an die tatsächlichen Börsenpreise zu verstehen.¹⁶⁹ Die kostenbasierten Marktpreise enthalten die Grenzkosten der Erzeugung der konventionellen Kraftwerke, Anfahrkosten sowie vermiedene Anfahrkosten. Abweichend von der Bildung der Börsenpreise in der Realität, können dagegen im Modell u.a. folgende Faktoren nicht berücksichtigt werden:

- die Einpreisung von Fixkosten auf Angebotsseite,
- die Kostenelastizität der Nachfrage in Stunden mit extrem hoher Nachfrage sowie
- strategische Überlegungen der Kraftwerksbetreiber.

Es wird untersucht, welche Änderungen sich durch den Ausbau der EE und der daraus resultierenden Must-run-Erzeugung im Niveau und der Struktur der kostenbasierten Marktpreise ergeben, unter der Annahme, dass die heute bestehenden Rahmenbedingungen, insbesondere die vorrangige Einspeisung und Vermarktung der Must-run-Erzeugung, fortbestehen. Die bestehenden Rahmenbedingungen führen dazu, dass das Must-run-Angebot an der Börse preisunelastisch ist und die Must-run-Erzeugung zum jeweiligen Börsenpreis, also völlig unabhängig von den tatsächlichen Erzeugungskosten, vermarktet wird. Die tatsächlichen Kosten für die Must-run-Erzeugung fließen damit nicht in die Bildung der kostenbasierten Marktpreise ein. Der Kostenanteil der Must-run-Erzeugung, der nicht über deren Vermarktung an der Börse gedeckt werden kann, wird über die EEG- und die KWK-Umlage gewälzt. Es ist

¹⁶⁸ Bei den in der Studie dargestellten Kosten und Preisangaben handelt es sich um Realwerte.

¹⁶⁹ Im Rahmen eines Back-Testings wurde gezeigt, dass die ermittelten kostenbasierten Marktpreise für die heutige Situation insgesamt große Übereinstimmung mit den realen Börsenpreisen zeigen. Lediglich im Bereich sehr hoher und sehr niedriger Preise ist die Übereinstimmung begrenzt. Da künftig voraussichtlich zusätzliche Faktoren, welche bei der Ermittlung der kostenbasierten Marktpreise nicht berücksichtigt werden, die Bildung der Börsenpreise beeinflussen werden, ist eine abnehmende Übereinstimmung von realen Börsenpreisen und kostenbasierten Marktpreise in zukünftigen Betrachtungen möglich. Beispielsweise ist wahrscheinlich, dass für Kraftwerke mit geringen Einsatzzeiten zukünftig vermehrt Fixkosten bei Geboten an der Strombörse eingepreist werden.

ein energiepolitisches Ziel, mittel- bis langfristig die EE in den Markt zu integrieren.¹⁷⁰ Dies bedeutet, dass die EE-Erzeugung direkt von den Anlagenbetreibern oder Dritten vermarktet (Direktvermarktung) und nicht über die ÜNB zentral veräußert bzw. über fixe Einspeisetarife vergütet wird. Im Rahmen der Novellierung des EEG im Sommer 2011 wurde die Einführung einer Marktprämie zum 1. Januar 2012 beschlossen, die einen Anreiz zur Direktvermarktung liefern soll. Die Marktintegration der EE wird zukünftig Einfluss auf die Preisbildung an der Börse haben. Angesichts der in Zukunft vermutlich zunehmenden Marktintegration der EE ist zu erwarten, dass die Übereinstimmung der Entwicklung von kostenbasierten Marktpreisen und der Entwicklung der tatsächlichen Börsenpreise, insbesondere in zeitfernen Stützjahren, abnimmt. Die genaue Methodik der Marktmodellierung wird im Kapitel 4.2 erläutert.

Abbildung 4-30 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Wochenverlaufs der kostenbasierten Marktpreise für die Stützjahre.¹⁷¹ Die Abbildung zeigt, dass die Schwankungsbreite der Werte bis 2050 deutlich zunimmt. Insbesondere für die Jahre 2040 und 2050 gilt, dass sowohl der maximale als auch der minimale Wert besonders extreme Ausprägungen annehmen. Die Ursache liegt u.a. im Umbau und in der Verkleinerung des konventionellen Kraftwerksparks. Auf dem Strommarkt geht die Angebotskurve früher in einen steileren Verlauf des Spitzenlastbereichs über. Hieraus ergeben sich bei hoher Nachfrage höhere kostenbasierte Marktpreise. Darüber hinaus werden z.B. Anfahrkosten von Kraftwerken, die nur für einen sehr kurzen Zeitraum in Betrieb sind, auf eine geringere Anzahl von Stunden verteilt, so dass sich hierdurch in Spitzenlastzeiten höhere Preise ergeben können.

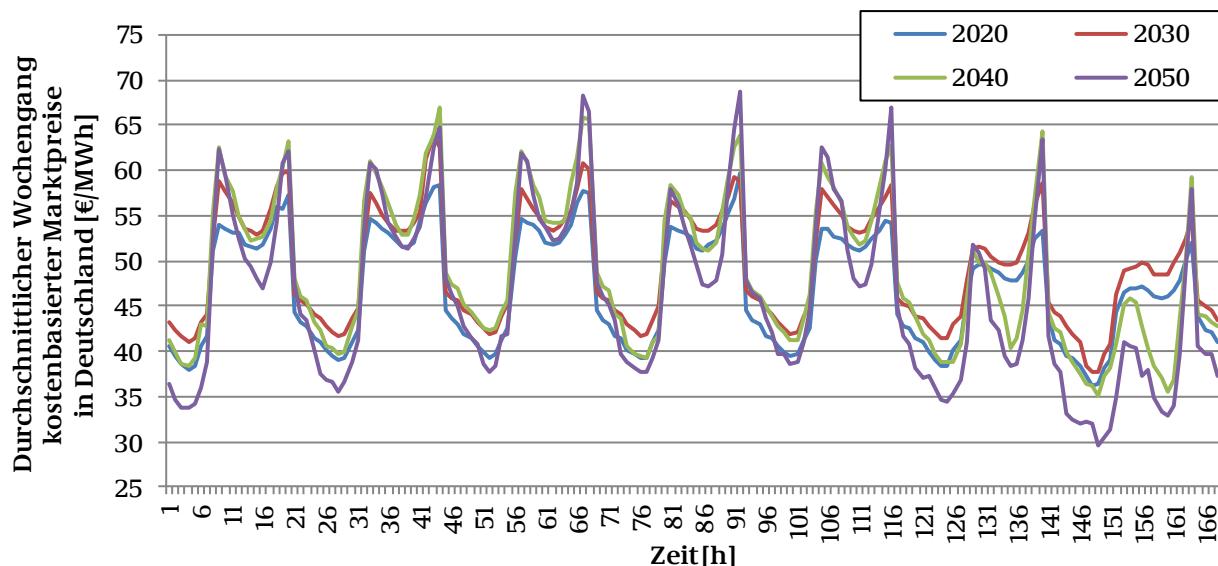


Abbildung 4-30: Typischer Wochenverlauf der Börsenpreise in Deutschland.

¹⁷⁰ Vgl. Bundesregierung (2010a), S. 20.

¹⁷¹ Es wurde der Durchschnitt der Preise aller Stunden von 0:00 Uhr bis 1:00 Uhr der Montage eines Jahres usw. gebildet.

Abbildung 4-31 zeigt die durchschnittliche Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise für Fahrplanenergie in Deutschland bis 2050. Es werden die durchschnittlichen Peak-, Offpeak- und Base-Preise angegeben. Bei der Auswertung und Darstellung der Ergebnisse wurden zwei unterschiedliche Definitionen von Peak und Offpeak gewählt. Die unter der zeitlichen Definition abgebildeten Werte entsprechen der heute an der Börse üblichen Festlegung für Peak (8–20 Uhr, Mo–Fr). Außerdem werden die Werte einer mathematischen Definition für Peak angegeben, um zu zeigen, wie sich die zeitliche Struktur der Preise ändert. Eine mathematische Definition erscheint sinnvoll, da künftig der hohe Anteil fluktuierender Einspeisung das historische Lastprofil dominiert. Der Durchschnittswert der Peak-Preise enthält hierbei die Preise der 3132 Stunden im Jahr mit den höchsten Werten.¹⁷² Die Offpeak-Preise entsprechen jeweils den Durchschnittswerten der übrigen Tagesstunden, und die Base-Preise geben den Durchschnitt über alle Stunden wieder. Daher sind die Base-Preise für die zeitliche wie auch die mathematische Definition identisch.

Diese Auswertung bestätigt die in Abbildung 4-30 dargestellten Ergebnisse. Die zeitliche Definition der Werte zeigt, dass die Schwankungsbreite der kostenbasierten Marktpreise zunimmt. Daneben wird deutlich, dass die durchschnittlichen Preise der Stützjahre nach einem Anstieg 2030 und 2040 langfristig bis 2050 wieder auf das Ausgangsniveau sinken. Dies ist insbesondere mit der oben erläuterten Veränderung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der dadurch veränderten Angebotsfunktion (Merit Order) zu erklären. Die Nachfrage hat keinen Einfluss auf diese Veränderungen, da sie in der Modellierung als unelastisch in Bezug auf Preissignale angenommen wird. Die Darstellung der Preise nach mathematischer Definition erlaubt einen weiteren Rückschluss auf Veränderungen. Die Volatilität der Preise nimmt stärker zu als bei der zeitlichen Definition. Außerdem zeigt die Einteilung der Werte nach Höhe (mathematische Definition) und nicht nach ihrem zeitlichen Auftreten im Tagesverlauf (zeitliche Definition), dass die Höhe des Preises einer Stunde im Jahr 2050 in geringerem Maß vom Zeitpunkt im Tagesverlauf abhängt. Die Begründung hierfür liegt in der Veränderung des Verlaufs der Residuallast. Mit steigendem Anteil der Einspeisung aus fluktuierenden EE sinkt der Einfluss der Nachfrage auf den Verlauf der Residuallast und des Börsenpreises. Dagegen nimmt der Einfluss dieser fluktuierenden EE-Einspeisung zu.

¹⁷² 3132 Stunden ergeben sich dabei aus folgender näherungsweisen Bestimmung: Anzahl der Werkstage (Montag bis Freitag) pro Jahr, multipliziert mit der Stundenzahl des eigentlich üblichen Peak-Zeitfensters pro Tag.

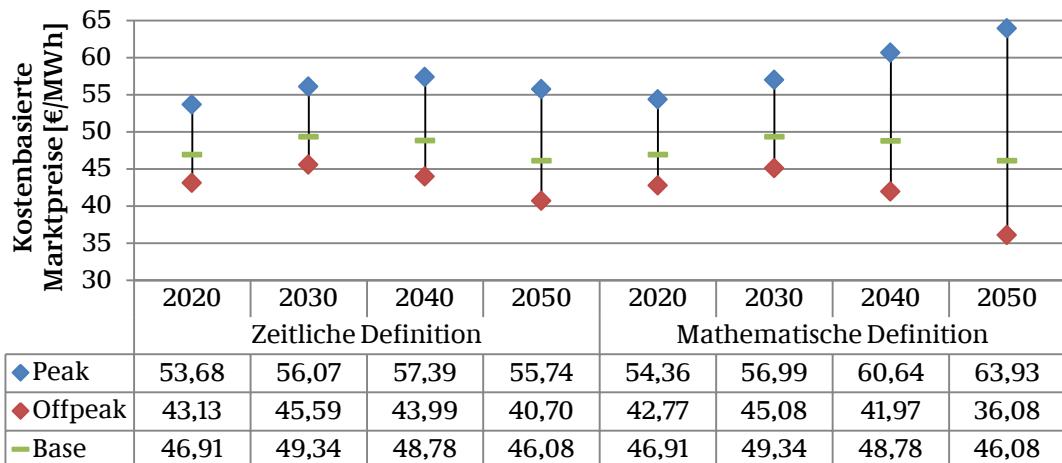


Abbildung 4-31: Entwicklung der durchschnittlichen kostenbasierten Marktpreise in Deutschland.

Die oben erwähnte Steigerung der Volatilität der Preise kann durch eine weitere Auswertung verdeutlicht werden. Abbildung 4-32 zeigt die Entwicklung des 5-Prozent- und des 95-Prozent-Quantils der Börsenpreise in Deutschland. Die Quantile geben den Preis an, für den gilt, dass die entsprechende Prozentzahl aller beobachteten Werte unter diesem Preis liegt. Durch den Kurvenverlauf der beiden Quantile wird deutlich, dass die Werte sich in der Tendenz weiter vom Mittelwert entfernen, also insgesamt die Volatilität der Preise erhöht wird.

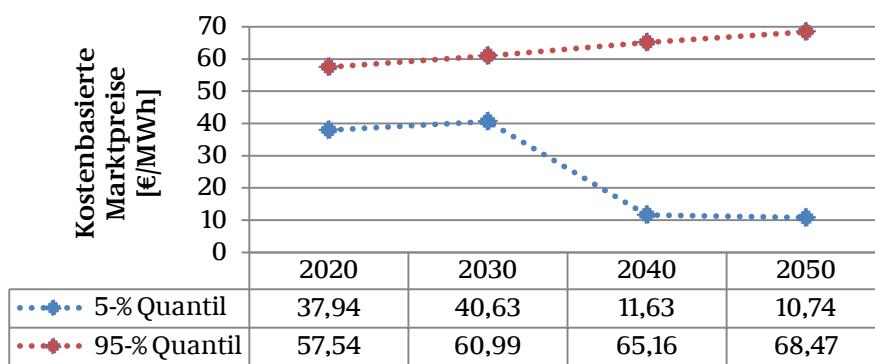


Abbildung 4-32: Entwicklung der Preisvolatilität in Deutschland (Base).

Die Auswertung der verschiedenen Parameter für kostenbasierte Marktpreise für Elektrizität in Deutschland kann wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Schwankungsbreite und die Volatilität der kostenbasierten Marktpreise nehmen bis 2050 zu. Insbesondere die Häufigkeit und Ausprägung hoher Preise nimmt deutlich zu.
- Das durchschnittliche Preisniveau steigt in den Stützjahren 2030 und 2040 leicht und sinkt 2050 wieder auf das Ausgangsniveau zurück.

- Die Preiseffekte an der Strombörse können auf die Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark infolge des Ausbaus der EE (Verkleinerung, Änderung der Zusammensetzung, Flexibilisierung der Kraftwerkstechnologien) sowie Änderungen bei der zu deckenden Residuallast zurückgeführt werden.
- Zukünftig wird die Höhe der kostenbasierten Marktpreise wesentlich durch die Residuallast und nicht wie bisher durch die Last bestimmt.
- Der Einfluss des zeitlichen Verlaufs der Nachfrage auf Börsenpreisverläufe sinkt. Vielmehr wird die Preisbildung zunehmend durch die Kombination von angebotsseitigen Faktoren wie der fluktuierenden EE-Einspeisung und dem zeitlichen Verlauf der Nachfrage bestimmt.

Diese Ergebnisse bestätigen, dass der Ausbau der EE nachhaltigen Einfluss auf die Preisbildung an der Börse hat. Die Entwicklung der Börsenpreise für Elektrizität in Deutschland wird bei Fortschreibung der heutigen Rahmenbedingungen die für kostenbasierte Marktpreise gezeigten Effekte aufweisen. Wie eingangs beschrieben, wird die tatsächliche Entwicklung jedoch voraussichtlich durch verschiedene Effekte zusätzlich beeinflusst werden.

Die Entwicklung der Preise in Deutschland steht im Zusammenhang mit der Entwicklung des Stromversorgungssystems in Europa und insbesondere den Nachbarländern. Durch das europäische Verbundsystem auf Übertragungsnetzebene wird Strom ausgetauscht. Insbesondere der grenzüberschreitende Stromhandel nutzt und beeinflusst Preisunterschiede benachbarter Märkte. Abbildung 4-33 zeigt die Entwicklung der Börsenpreise für Fahrplanenergie in ausgewählten deutschen Nachbarländern in den Stützjahren 2020 bis 2050. Die Grafik zeigt vor allem, dass die Entwicklung der kostenbasierten Marktpreise der einzelnen Länder weitgehend parallel verläuft. Deutliche Abweichungen zwischen den Ländern wie der Wert im Jahr 2030 für Polen sind selten, jedoch auch möglich. Die Ursache für den Ausreißer liegt zum einen in einem Kapazitätsengpass in Polen im Jahr 2030. Dies führt u.a. auch zu einer hohen Auslastung der Grenzkuppelstellen von Deutschland nach Polen. Andererseits wird für die östlich von Polen liegenden Staaten keine Kraftwerkseinsatzplanung durchgeführt. Dies verringert die Aussagekraft des Modells, da Annahmen für den Austausch mit dieser Region getroffen werden mussten.

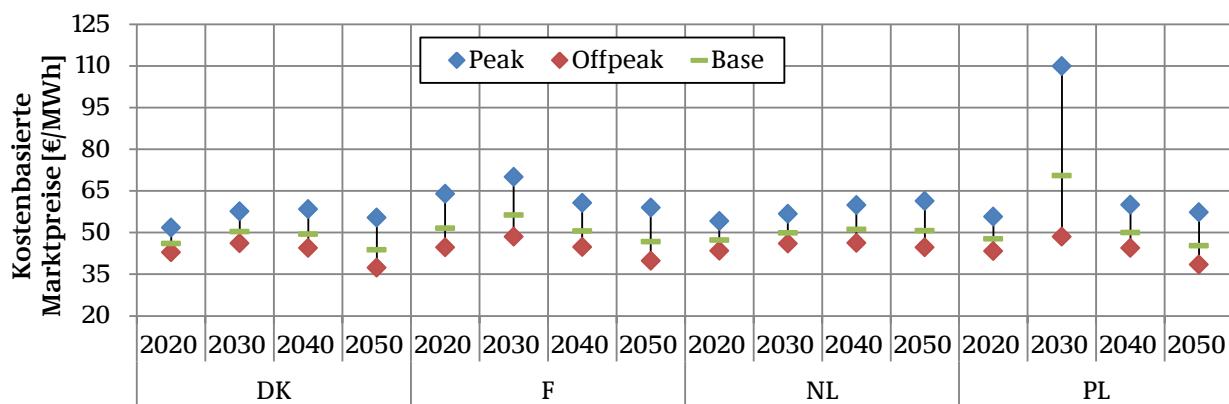


Abbildung 4-33: Entwicklung der Börsenpreise im benachbarten Ausland.

4.7.2 Negative Strompreise

Seit dem 4. September 2008 sind negative Strompreise im Handel an der Strombörse in Leipzig zulässig.¹⁷³ Seit diesem Zeitpunkt sind mehrfach negative Strompreise im börslichen Handel aufgetreten und haben große Aufmerksamkeit erregt. Wird Strom zu einem negativen Preis veräußert, so bedeutet dies, dass der Käufer neben der Stromlieferung eine finanzielle Zahlung erhält. Das Auftreten negativer Preise an der Börse signalisiert den Marktteilnehmern, genauso wie das Auftreten sehr hoher positiver Preisausschläge, ein deutliches Ungleichgewicht am Markt.¹⁷⁴ Im Folgenden wird zunächst erläutert, welche Mechanismen zu negativen Preisen führen und welche Faktoren hierauf Einfluss haben. Daran anschließend wird dargestellt, inwieweit im Rahmen der Marktmodellierung dieser Studie negative Preise auftreten und welche Grenzen hierbei bestehen.

Güter werden in der Regel nicht unter einem Preis verkauft, der nicht die variablen Kosten ihrer Produktion deckt. Vielmehr werden sie bei begrenzter Nachfrage gespeichert beziehungsweise wird ihre Produktion gedrosselt. Der Stromhandel weist hiervon abweichende Mechanismen auf, da das Gut Strom besondere Eigenschaften hat. Beispielsweise sind die Möglichkeiten zur Stromspeicherung heute in Deutschland stark begrenzt. Eine Besonderheit des Strommarkts ist, dass aus Gründen der Systemstabilität Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt gleich sein müssen und Abweichungen heute noch weitgehend durch die Angebotsseite ausgeglichen werden. Ausnahmen auf der Nachfrageseite bilden hierbei z.B. große Industriebetriebe, die bereits heute direkt an der Strombörse handeln. Mit der gezielten Erschließung von Potenzialen des Demand-Side-Managements in den verschiedenen Verbrauchssektoren ist zukünftig mit einer zunehmenden Flexibilisierung der Stromnachfrage zu rechnen. Das Auftreten negativer Preise erhöht die Attraktivität für das Erschließen von DSM- und Speicherpotenzialen.

Negative Strompreise entstehen grundsätzlich durch ein Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Übersteigt das Angebot die Nachfrage, müssen konventionelle Kraftwerke in ihrer Erzeugung gedrosselt werden. Kraftwerksbetreiber werden immer dann negative Preisgebote akzeptieren, wenn ihnen durch Abschaltung der Kraftwerke höhere Kosten entstehen, sie aufgrund technischer Restriktionen der Kraftwerke die Leistungsverminderung nicht vornehmen können oder sie aufgrund eingegangener Verpflichtungen eine Verringerung der Kraftwerksleistung nicht vornehmen können. Durch Ab- und spätere Anfahrvorgänge sowie Stillstandszeiten der konventionellen Kraftwerke ergeben sich zusätzliche kurzfristige variable Kosten sowie eine erhöhte Abnutzung des Kraftwerks. Technische Restriktionen bestehen bei der Geschwindigkeit der Ab- und Anfahrvorgänge sowie bei einzuhaltenden Stillstandzeiten, die ggf. dazu führen, dass Kraftwerksbetreiber mögliche Einnahmen nach dem Ende des Überangebots nicht realisieren könnten. Mögliche zusätzliche Verpflichtungen bestehen in der Vorhaltung von Regelleistung, für die konventionelle Kraftwerke im Teillastbetrieb gefahren werden müssen. Wie eingangs beschrieben, sind negative Preise die Folge eines Ungleichgewichts von Angebot und Nachfrage. Da, wie in Kapitel 4.8 dargestellt, mit zunehmender fluktuierender Einspeisung aus EE vermehrt solche

¹⁷³ Im September 2009 wurde der Spotmarkt für Elektrizität nach Paris verlagert. Es sind weiterhin negative Preise zulässig.

¹⁷⁴ Vgl. Lindenberger et. al (2010), S. 48.

Ungleichgewichte auftreten werden, ist bei Beibehaltung der heutigen Rahmenbedingungen zukünftig mit einem häufigeren Auftreten negativer Preise zu rechnen.¹⁷⁵ Dieser Tendenz wirkt zumindest teilweise die zu erwartende zunehmende Flexibilisierung bei Erzeugung, Speicherung und Nachfrage sowie die steigende Erfahrung der Marktteilnehmer mit negativen Preisen entgegen. Auch wird die Ausgestaltung der zukünftigen Vermarktung von EE Einfluss auf das Auftreten negativer Preise haben.

Die Anzahl der Stunden mit nicht integrierbarer Leistung lässt sich als Menge der Zeitpunkte interpretieren, in denen es zukünftig ohne Anpassungen im Marktaufbau zu Problemen in der europaweiten Marktpreisbildung kommen wird. Im Rahmen der Modelluntersuchungen tritt nicht integrierbare Leistung (siehe Kapitel 4.8) ab 2030 auf. Die Häufigkeit dieser Stunden steigt bis 2050 kontinuierlich an¹⁷⁶, und in Summe beträgt die nicht integrierbare Arbeit 2050 knapp 21 TWh/a. Inwiefern es in diesen Fällen tatsächlich vermehrt zu negativen Preisen kommt, ist spekulativ und hängt von der Entwicklung des Marktaufbaus ab. Offenkundig ist aber, dass Anpassungen im Marktaufbau notwendig sind, um mit den genannten Situationen umgehen zu können. Der heutige Marktaufbau einschließlich des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energien bietet hierfür zumindest keine standardisierte oder etablierte Vorgehensweise.

Die Modellierung der kostenbasierten Marktpreisbildung im Rahmen dieser Studie beruht im Wesentlichen auf dem heutigen Marktaufbau. Im Rahmen der Simulation werden in Situationen mit einem Überangebot die Angebotskurven vor der Preisbildung um die nicht integrierbare Leistung bereinigt, um eine Preisbildung zu ermöglichen. Stunden mit nicht integrierbarer Leistung führen daher nicht automatisch zu negativen Preisen.

In den durchgeführten Modellierungsrechnungen treten Stunden mit negativen Marktpreisen nur vereinzelt auf. Die sehr geringe Zahl an Stunden mit negativem Marktpreis lässt eine belastbare quantitative Auswertung nicht zu. Das nur geringfügige Auftreten negativer Strompreise liegt zum einen an dem oben beschriebenen Umgang mit nicht integrierbaren Leistungen. Zum anderen ergeben sich auch durch die generelle Ausgestaltung der Modellierung Gründe für das geringe Auftreten der negativen Preise. Der Preisbildungsprozess im Rahmen der Marktmodellierung ist eine grenzüberschreitende Untersuchung. Dies führt teilweise dazu, dass Marktpreise in Deutschland durch die grenzüberschreitende Simulation aus einem ausländischen Marktgebiet gesetzt werden. Des Weiteren führt die Annahme eines perfekten Marktes¹⁷⁷ in dem Modell tendenziell zu einer Abmilderung der Effekte.

¹⁷⁵ Im Jahr 2010 traten in 13 Stunden am Day-ahead-Markt negative Preisen auf. Gegenüber 71 Stunden im Jahr 2009 ist dies aktuell eine rückläufige Tendenz. Diese Entwicklung kann jedoch aufgrund der beschriebenen zu erwartenden Effekte nicht auf die langfristige Perspektive verallgemeinert werden.

¹⁷⁶ Im Jahr 2050 errechnet das Modell 3829 Stunden, in denen es zu einer negativen Residuallast kommt, und 1969 Stunden mit nicht integrierbarer Leistung.

¹⁷⁷ Dies bezieht sich insbesondere auf die Annahme perfekter Information. Dies bedeutet, dass durch die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und auch der im System vorhandenen Speicher Stunden mit potenziell nicht integrierbarer Leistung antizipiert werden können.

4.7.3 Preisbildung und Handelsmechanismus für Fahrplanenergie an der Börse

Eine wesentliche Auswirkung des Umbaus des Stromversorgungssystems ist die oben beschriebene Änderung der Struktur der kostenbasierten Marktpreise. Daneben ist aber auch mit einer Veränderung des Handelsmechanismus für Strom durch die Verdrängung von Teilen der konventionellen Erzeugung durch die EE zu rechnen. Da die EE im Jahr 2050 einen Großteil der installierten Leistung und der daraus generierten Stromerzeugung bereitstellen, stellt ihre Erzeugung auch den Großteil des im Jahr 2050 an der Börse gehandelten Stroms.

Aufgrund des verstärkten Einflusses der EE auf den Großhandel ist davon auszugehen, dass der kurzfristige Stromhandel auf Intraday-Märkten gegenüber dem Handel am Day-ahead-Markt an Bedeutung gewinnen wird. Dies ist dadurch begründet, dass sich die genauen Stromerträge aus dargebotsabhängigen EE nur kurzfristig prognostizieren lassen und somit nicht vollständig am Day-ahead-Markt gehandelt werden können.

Durch die Stärkung des kurzfristigen Handelssegments ist mit einer Verringerung des Zeitraums zwischen Gate-Closure, also dem letzten Zeitpunkt, an dem Handel möglich ist, und der Fahrplanerfüllung zu rechnen.¹⁷⁸ Je kleiner der zeitliche Abstand zwischen Gate-Closure und Fahrplanerfüllung ist, desto flexibler kann im Handel auf kurzfristige witterungsbedingte Überschüsse aus EE reagiert werden. Sollte der Handel durch ein vergleichsweise frühes Gate-Closure hingegen bereits geschlossen sein, ist es nicht mehr möglich, für kurzfristig überschüssige Strommengen aus EE eine entsprechende Nachfrage durch Speicher, DSM oder Ausland zu finden. Diese Menge der an sich gewünschten Transaktionen kann dann nicht mehr durchgeführt werden und erzeugt einen Wohlfahrtsverlust. Es muss stattdessen vergleichsweise teure Regelenergie eingesetzt oder in netzkritischen Situationen die Erzeugung aus EE abgeregelt werden.

Im kurzfristigen Spot- oder Intraday-Handel ist in Situationen mit geringer Last und hoher Einspeisung der EE (z.B. Starkwind/Schwachlast) zukünftig ein substanzeller Merit-Order-Effekt der EE zu erwarten. Dies ist dadurch begründet, dass es in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen der EE an der installierten Leistung viele Anbieter geben wird, die am Spotmarkt mit Grenzkosten nahe null anbieten können. Bei günstigen Witterungsbedingungen wird der ansteigende Teil der Angebotskurve folglich stark nach rechts verschoben. Bei konstanter Nachfrage führt dies in diesen Momenten theoretisch zu sinkenden Preisen an der Börse und einer hohen Volatilität der Strompreise.

Die Erzeugung der EE auf der Angebotsseite sowie die Last auf der Nachfrageseite weisen heute eine geringe bis keine Preiselastizität auf.¹⁷⁹ Für die börsliche Preisbildung ist die Preiselastizität von Angebot und Nachfrage jedoch eine wichtige Einflussgröße. Insbesondere angesichts des deutlich steigenden

¹⁷⁸ Als „Gate-Closure“ wird die Grenze des kurzfristigen Handels bezeichnet, danach ist keine Fahrplanänderung beim zuständigen Netzbetreiber mehr möglich.

¹⁷⁹ Die Preiselastizität beschreibt die prozentuale Änderung der angebotenen bzw. nachgefragten Menge bei einer Änderung des Preises um ein Prozent. Dabei ist lediglich im Kleinkundenbereich die Preiselastizität als kaum vorhanden anzunehmen. Im Großkundenbereich erfolgt durchaus eine Preisanpassung.

Anteils der Erzeugung aus fluktuierend einspeisenden EE ist eine angebots- und nachfrageseitige Steigerung der Preiselastizität notwendig und möglich. So kann angebotsseitig die Einspeisung der Biomasse und nachfrageseitig die Last flexibilisiert werden.

Eine Flexibilisierung der Nachfrage (Steigerung der Preiselastizität) verdrängt vergleichsweise ineffiziente Anbieter mit hohen Kosten aus dem Markt, da die Nachfrager in Stunden hoher Preise weniger Strom nachfragen.¹⁸⁰ Ursache hierfür ist, dass die Anbieter, die aufgrund ihrer hohen Kosten nur zu hohen Preisen verkaufen können, keine Abnehmer mehr finden, was ihrem Ausscheiden aus dem Markt entspricht. Die zeitliche Verlagerung der Nachfrage führt damit zu einer Verringerung der Preisspitzen, da sie zum Zeitpunkt von deren Auftreten die Nachfrage und damit letztendlich auch den Preis verringert. Andererseits erhöht die zeitlich verschobene Nachfrage die Preise in den Zeiten, in die sie verschoben wird.

Zusätzlich verändern sich die Rahmenbedingungen für den Handel am Terminmarkt. Der im Vergleich zu heute geringere Anteil konventionell erzeugten Stroms muss 2050 in weniger regelmäßigen Zyklen als heute bereitgestellt werden, wie die Auswertungen der Residuallast in Kapitel 4.8 zeigen. Diese Veränderungen werden Einfluss auf heute typische Geschäftsmodelle mit langfristigen Lieferverträgen haben.

Dargebotsabhängige EE lassen sich nur sehr eingeschränkt bzw. mit hohen Risikoprämien auf Terminmärkten handeln. Mit den derzeitigen Kontrakten könnte nur jene Stromerzeugung abgesichert werden, die gesichert in einem bestimmten Monat auftritt. Dies könnte dazu führen, dass nicht alle Hedging-Anforderungen der Marktteilnehmer erfüllt werden. Um die Einspeisungen aus fluktuierenden EE über die Terminmärkte preislich abzusichern, sind voraussichtlich neue Finanzprodukte erforderlich.

4.7.4 Zwischenfazit Elektrizitätsmarkt

Die Auswertungen der zukünftigen Entwicklungen des Elektrizitätsmarkts zeigen, dass in diesem Bereich große Veränderungen bevorstehen. Der Ausbau und die Vermarktung der fluktuierenden EE verändert einerseits die zeitliche Struktur der Preise, andererseits wird deutlich, dass der heute bestehende Markt- aufbau nicht geeignet ist, sehr hohe EE-Anteile zu integrieren.

Wie im Kapitel 4.7.1 beschrieben, verändert sich die zeitliche Struktur der kostenbasierten Marktpreise nachhaltig. Die Preisverläufe werden deutlich volatiler und bilden unter anderem höheren Preisspitzen. Darüber hinaus wird zukünftig die Höhe der Preise nicht mehr allein durch die Nachfrage, sondern in zunehmendem Maß durch eine Mischung aus Nachfrage und EE-Erzeugung bestimmt. So wird beispielsweise infolge der mittäglichen PV-Einspeisung das heute insbesondere im Sommer relativ hohe Preisniveau in den Mittagstunden verschwinden. Die für die kostenbasierten Marktpreise gezeigten Entwicklungen sind auch für die tatsächlichen Börsenpreise für Strom zu erwarten. Bei den Börsenpreisen ist darüber hinaus auch mit einem höheren Niveau der Preise infolge der Einpreisung von Fixkosten in den Geboten wenig eingesetzter Kraftwerke zu rechnen.

¹⁸⁰ Die Auswirkungen des Einsatzes von DSM zur Flexibilisierung der Nachfrage werden in der Sensitivitätsrechnung in Kapitel 5.2 näher untersucht und quantifiziert.

Weiteres wichtiges Ergebnis der Auswertung ist, dass der heutige Marktaufbau mit zunehmendem Ausbau der EE angepasst werden muss. Die EE müssen in den Markt integriert werden, der typische Zeitpunkt des Handels im Verhältnis zur Lieferung (Erzeugung) muss angepasst und Lösungen für Stunden mit nicht integrierbarer Arbeit entwickelt werden. Der heutige Strommarktaufbau muss daher grundlegend überdacht werden.

4.8 Die Integration der Must-run-Erzeugung und die Entwicklung der Residuallast

Der Ausbau der fluktuierenden EE führt an verschiedenen Stellen des Stromversorgungssystems zu Änderungen bzw. zu Änderungsbedarf. Von Änderungsbedarf betroffen sind z.B. Art und Umfang der konventionellen Erzeugung und des hierfür benötigten Kraftwerksparks, die Bildung von Börsenpreisen und die Übertragung von Elektrizität. Weitere Beispiele sind die Erbringung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen, der transnationale Stromaustausch und auch das Verhalten der Stromnachfrager. Der Großteil dieser Effekte ist auf die dargebotsabhängige und damit fluktuierende Einspeisung der EE zurückzuführen. Besonders eindeutig lassen sich die Auswirkungen der fluktuierenden Einspeisung über eine Analyse der Residuallastverläufe¹⁸¹ darstellen.

Die Residuallast muss durch den konventionellen Kraftwerkspark, die vorhandenen und zuzubauenden Speichersysteme und den Austausch mit dem Ausland gedeckt bzw. ausgeglichen werden. In der für diese Studie durchgeföhrten Modellierung werden die durch die vorhandenen Grenzkuppelstellen und Speicherkapazitäten erzielbaren Ausgleichseffekte direkt einbezogen. Die Analyse der Residuallastverläufe hilft damit auch zu erklären, welche Herausforderungen durch die starken Schwankungen der Residuallast bei einer isolierten Betrachtung Deutschlands bestehen bzw. wie wichtig die ausgleichenden Effekte durch Speicher und Austausch mit dem Ausland sind. Im Folgenden werden daher Veränderungen bei der Residuallast und die nicht integrierbare Leistung der Must-run-Erzeugung analysiert.

Gemäß der aktuellen gesetzlichen Lage (2011) und der energiepolitischen Ziele wird in der vorliegenden Studie ein Vorrang für die Stromeinspeisung der Must-run-Erzeugung¹⁸² angenommen. Ziel dieser Vorrangregelung ist eine möglichst weitreichende Integration der Must-run-Stromerzeugung. Die verwendete Modellierung nimmt zur Abbildung der Vorrangregelung definierte Einspeisezeitreihen für EE und KWK an, welche von der Lastzeitreihe stundenscharf abgezogen werden. Die verbleibende Zeitreihe ist die Residuallast, die durch den konventionellen Kraftwerkspark, Speicher und den Austausch mit dem Ausland gedeckt werden muss.

Bis heute war die Residuallast in Deutschland zu jedem Zeitpunkt positiv. Aufgrund der stark steigenden Einspeisung aus EE (unter Berücksichtigung der EE-Direktimporte gemäß zugrunde gelegtem EE-

¹⁸¹ Durch Abzug der Must-run-Erzeugung von der Lastzeitreihe erhält man die Residuallast, die vom konventionellen inländischen Kraftwerkspark, Speichern und Importen gedeckt werden muss.

¹⁸² In der Literatur wird der Ausdruck „Residuallast“ häufig nur als Differenz von Nachfrage und EE-Erzeugung angegeben. Wie dargestellt, wird in der Studie hiervon abweichend auch die Erzeugung aus KWK (konventionell und EE) von der Last abgezogen, um die Residuallast zu errechnen.

Ausbaupfad) werden zukünftig auch negative Residuallastwerte auftreten. In Stunden mit negativer Residuallast ist die Must-run-Erzeugung größer als die Last, es besteht also ein Überangebot an Strom in Deutschland. Dieses Überangebot wird je nach Erzeugungssituation zusätzlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen ausgeweitet, da infolge netztechnischer / netsicherheitstechnischer Anforderungen (Bereitstellung von Systemdienstleistungen) eine konventionelle Mindestkraftwerksleistung im Netz benötigt wird.¹⁸³ Der Anteil des Stromüberangebots, der nicht ins Ausland exportiert bzw. von inländischen Speichern aufgenommen werden kann, wird als nicht integrierbare Leistung bezeichnet. In der Realität bedeutet das, dass ein Teil der Must-run-Erzeugungsanlagen gedrosselt oder vollständig vom Netz getrennt werden muss. Damit wird diese mögliche Erzeugung verworfen, und durch die trotzdem erfolgende Vergütung der gedrosselten oder gestoppten EE-Erzeugung fallen volkswirtschaftliche Kosten an, ohne das eine Leistungserbringung erfolgt.

4.8.1 Negative Residuallast und nicht integrierbare Leistung

Die Auswertung der Modellierung zeigt, dass 2020 zunächst wenige Stunden mit negativer Residuallast auftreten, deren Häufigkeit bis 2050 aber deutlich zunimmt.¹⁸⁴ Abbildung 4-34 zeigt die geordnete Dauerlinie der Residuallast für die Stützjahre bis 2050. Insgesamt wird deutlich, dass sich das Niveau der Residuallast und damit des durch den konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Teils der Last bis 2050 deutlich verringert. Die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast steigt bis 2050 auf über 3800 an. Damit liegt 2050 in über 40 Prozent aller Stunden ein Stromüberangebot (also eine negative Residuallast) vor.

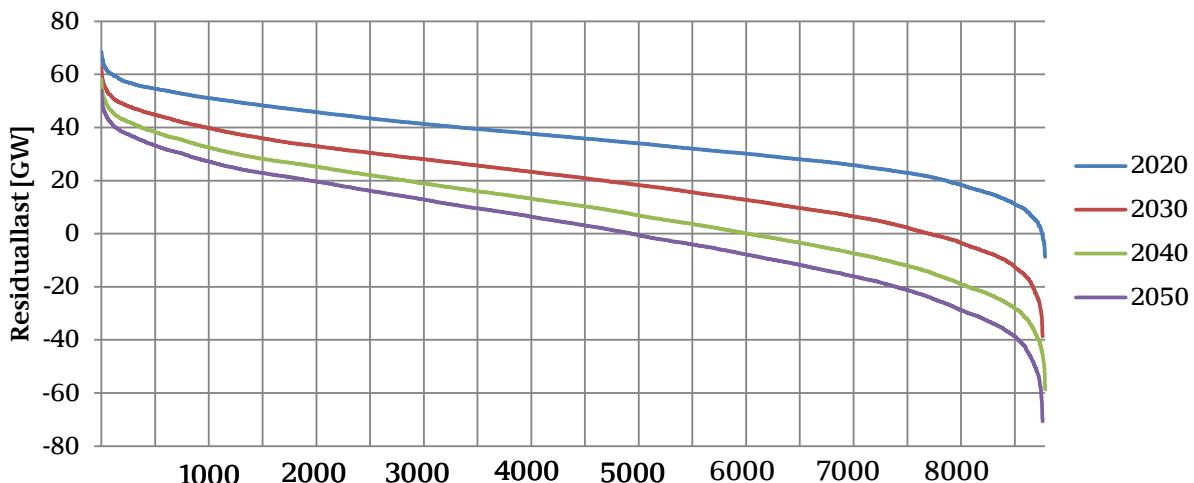


Abbildung 4-34: Geordnete Dauerlinie der Residuallast.

¹⁸³ Die Höhe der konventionellen Leistung, die aus Gründen der Netsicherheit am Netz bleiben muss, variiert mit den vorliegenden Last- und Einspeisezeitreihen.

¹⁸⁴ Negative Residuallasten treten, zumindest lokal, bereits heute auf, siehe die entsprechenden Absätze zu den Herausforderungen in Verteilnetzen, Abschnitt 4.10.

Stunden mit nicht integrierbarer Leistung treten in der Modellierung ab dem Jahr 2030 auf.¹⁸⁵ Für diese Untersuchung wurden netztechnische Restriktionen auf nationaler Ebene und weitere Einschränkungen nicht einbezogen (siehe dazu nähere Erläuterungen am Ende dieses Abschnitts).

Die Häufigkeit der Stunden mit nicht integrierbarer Leistung steigt bis 2050 deutlich an. Tabelle 4-3 vergleicht die Häufigkeit des Auftretens und die Ausprägung der Stunden mit negativer Residuallast beziehungsweise nicht integrierbarer Leistung. Der Vergleich verdeutlicht sowohl die Wichtigkeit als auch die Möglichkeit, durch Speicher und transnationalen Austausch den Auswirkungen der Residuallastschwankungen entgegenzutreten und die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern.¹⁸⁶

Die Einspeisung aus Must-run-Erzeugung im Jahr 2050 übersteigt die Nachfrage in einzelnen Stunden um über 70 GW. Solche Extremwerte zeigen, dass eine langfristige Planung des EE-Ausbaus und ergänzender Maßnahmen notwendig ist. Um das Auftreten solcher Extremwerte auszugleichen und zu vermindern, sind verschiedene Maßnahmen denkbar. Durch den kombinierten Einsatz von internationalem Stromtausch, dem geplanten Ausbau des EE-Technologiemixes, ggf. auch der besonderen Förderung oder Begrenzung einer Technologie, DSM, Speichern sowie Erzeugungsmanagement kann die negative Residuallast wesentlich verringert werden.

		2020	2030	2040	2050
Negative Residuallast	Anzahl der Stunden	29	1056	2764	3829
	Maximalwert [GW]	-8,7	-38,7	-58,7	-70,6
	Durchschnittswert [GW]	-3,4	-8,6	-13,6	-17,3
Nicht integrierbare Leistung	Anzahl der Stunden	0	86	603	1969
	Maximalwert [GW]	-	-14,5	-40,0	-62,5
	Durchschnittswert [GW]	-	-3,8	-8,9	-10,7

Tabelle 4-3: Auftreten von Stunden negativer Residuallast und nicht integrierbarer Leistung.

Aufbauend auf der Darstellung der Häufigkeit bzw. der Extremwerte negativer Residuallast und nicht integrierbarer Leistung wird im Folgenden eine Darstellung der zu Zeitpunkten negativer Residuallast erzeugten Arbeit bzw. der nicht integrierbaren Arbeit gegeben.

Insbesondere für die nicht integrierbare Arbeit zeigt sich, dass das vorhandene Stromversorgungssystem zunächst die fluktuierende Einspeisung der Must-run-Erzeugungseinheiten relativ gut ausgleichen kann. In den Stützjahren 2020 und 2030 tritt nicht integrierbare Arbeit gar nicht bzw. kaum auf. Mit dem weiteren Ausbau der Must-run-Erzeugung und den damit einhergehenden geringeren Anteilen an zum

¹⁸⁵ Dies gilt für die betrachteten Stützjahre. Das Auftreten nicht integrierbarer Leistung ist im Modell auch schon vor 2030 möglich.

¹⁸⁶ An dieser Stelle wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die in Tabelle 4-3 gezeigten Werte nur eine Näherung an die Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen und starkem EE-Ausbau darstellen. Ziel ist es hier, die grundsätzlichen Effekte einer stark fluktuierenden Einspeisung aus EE als Trendaussage aufzuzeigen.

Ausgleich einsetzbarer konventioneller Stromerzeugung nimmt die Ausprägung nicht integrierbarer Arbeit überproportional zu. Im Jahr 2050 beträgt die nicht integrierbare Arbeit über 21 TWh.

Eine weitere Auswertung belegt, dass mit zunehmendem Anteil an Must-run-Erzeugung die nicht integrierbare Arbeit überproportional steigt. In Stunden negativer Residuallast erzeugen die Must-run-Anlagen mehr Strom als national nachgefragt. Je höher diese Überproduktion wird, desto größer wird auch der Anteil, welcher als nicht integrierbare Arbeit ungenutzt abgeregelt werden muss. Im Jahr 2040 beträgt die Überproduktion 37,5 TWh, die nicht integrierbare Arbeit 5,4 TWh oder ca. 14 Prozent. Im Jahr 2050 beträgt die Überproduktion 66,3 TWh und die nicht integrierbare Arbeit 21,1 TWh bzw. ca. 32 Prozent.

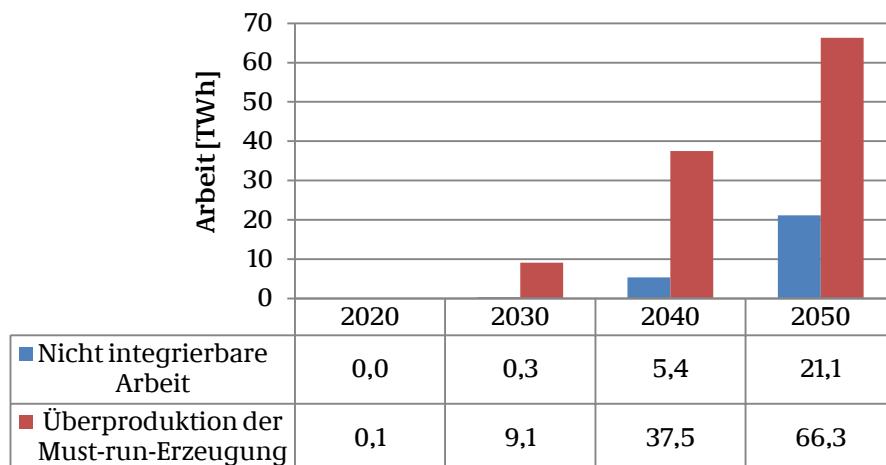


Abbildung 4-35: Nicht integrierbare Arbeit, Arbeit zu Zeitpunkten negativer Residuallast in Deutschland.¹⁸⁷

Die gemäß Modellierung nicht integrierbare Arbeit tritt wie beschrieben durch die Restriktionen beim Export, den inländischen Speichermöglichkeiten sowie gegebenenfalls der Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks im In- und Ausland auf. Der errechnete Wert ist als Minimalabschätzung zu betrachten, da im Rahmen der Modellierung eine Reihe von Annahmen und Vereinfachungen getroffen wurden, die zu einer Unterschätzung der nicht integrierbaren Arbeit führen. Dazu zählt insbesondere die perfekte Information bei der Modellierung, die die optimale Ausnutzung der Grenzkuppelstellen, die Bereitschaft des Auslands, den Strom aufzunehmen, und die kostenminimale Planung der Residuallastdeckung durch den konventionellen Kraftwerkspark ermöglicht.

Außerdem wird im Modell davon ausgegangen, dass innerhalb Deutschlands keine Restriktionen bei der Übertragung von Erzeugungsleistung bestehen. In der Realität werden jedoch schon heute EE-Anlagen aufgrund von inländischen Netzrestriktionen abgeregelt. Ein Blick auf das heutige deutsche

¹⁸⁷ In Stunden negativer Residuallast erzeugen die Must-run-Anlagen mehr Strom, als in Deutschland nachgefragt wird. Diese Mehrerzeugung ist in der Abbildung 4-35 als Überproduktion bezeichnet.

Stromversorgungssystem zeigt, dass die Aufnahme weiterer EE-Erzeugung aus netztechnischer Sicht nicht in jedem Fall möglich ist. Studien belegen den Bedarf, die Übertragungs- und Verteilnetze deutlich auszubauen und umzubauen, der Netzausbau wird jedoch heute deutlich langsamer als der EE-Ausbau realisiert.¹⁸⁸ Insofern ist nicht sicher davon auszugehen, dass die benötigten Netzverstärkungen tatsächlich rechtzeitig realisiert werden können. Die in diesem Abschnitt dargestellte nicht integrierbare Leistung wird damit infolge von inländischen Übertragungsrestriktionen zusätzlich erhöht. Im Kapitel 4.9 werden die notwendigen Anpassungsannahmen in den Netzen analysiert.

4.8.2 Schwankungen der Residuallastverläufe

Wie diskutiert, führt die im zeitlichen Verlauf der betrachteten Stützjahre stark steigende Must-run-Erzeugung zu einer Veränderung der Struktur und insbesondere der Volatilität der Residuallast und damit des Teils der Nachfrage, der durch den konventionellen Kraftwerkspark, Importe und Speicheranlagen gedeckt werden muss. Die Auswirkungen dieser Veränderungen wurden unter anderem durch die Ergebnisse der Kraftwerkspark-Ausbauplanung in Kapitel 4.4 beschrieben. Im Folgenden werden die Veränderungen der Dauerlinie der Residuallast anhand verschiedener Auswertungen verdeutlicht.

Neben dem Auftreten von negativen Residuallastwerten ist auch eine Veränderung der Struktur der Residuallast zu beobachten. Der reine Lastverlauf erreicht im Tageszyklus seine Höchstwerte um die Mittagszeit, am Nachmittag und am frühen Abend. Während der Nacht ist die Last vergleichsweise gering, da ein Großteil der Arbeitsprozesse in Industrie und Gewerbe wie auch die Bevölkerung selbst ruhen. Dieser Verlauf der Nachfrage wirkt sich auch auf den durchschnittlichen Residuallastverlauf aus und ist im Jahr 2020 noch deutlich sichtbar. Die durchschnittliche Residuallast der Stunden von 8 bis 20 Uhr ist 2020 größer als in den übrigen Stunden des Tages. Dieses Verhältnis dreht sich ab 2030, wie Abbildung 4-36 zeigt. Grund hierfür ist unter anderem die steigende Einspeisung aus Photovoltaik, die nur tagsüber, gerade zu Lastspitzen, auftritt. Auswirkungen dieser Veränderung der Residuallast sind die Einsatzzeiten der konventionellen Kraftwerke sowie die Struktur von Börsenpreisen im Tagesverlauf wie in Kapitel 4.7 beschrieben.

¹⁸⁸ Gemäß den dena-Netzstudien I bzw. II besteht im deutschen Übertragungsnetz ein Ausbaubedarf von 850 km bis 2015 und von 3600 km bis zum Jahr 2020. Im Rahmen der BDEW-Studie „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“ wurde ein erheblicher Ausbaubedarf von knapp 200 000 km in den deutschen Verteilnetzen ermittelt.

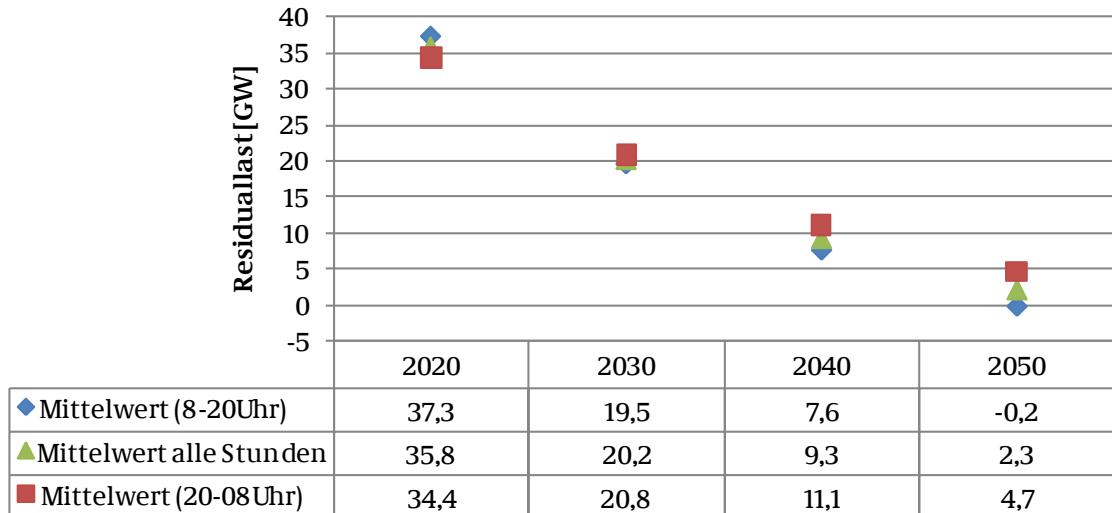


Abbildung 4-36: Struktur und Entwicklung der Residuallast.

Abbildung 4-37 zeigt die Folgen des hohen PV-Ausbaus am Beispiel eines Samstags im August. Die Must-run-Erzeugung steigt in den Mittagsstunden stark an. Die Folge ist ein Überangebot an Strom in diesem Zeitraum. Die Ausprägung des Effekts nimmt bis 2050 deutlich zu und führt im Jahr 2050 allein an diesem Tag zu einer nicht integrierbaren Arbeit von knapp 0,2 TWh.

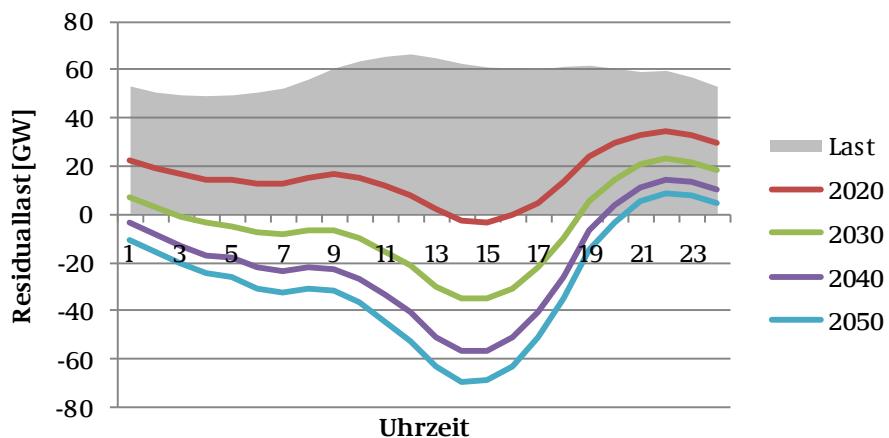


Abbildung 4-37: Tagesverlauf der Residuallast an einem Samstag im August.

Abbildung 4-38 zeigt die Auswirkungen starker Fluktuationen der EE-Einspeisung auf die Residuallast eines Wintertags. Im Jahr 2050 kommt es zu Schwankungen von bis zu 70 GW innerhalb eines Tages. Dies führt zu teils völlig unterschiedlichen Erzeugungssituationen in Deutschland innerhalb weniger Stunden, die durch konventionelle Kraftwerke, Speicher sowie Im- und Exporte ausgeglichen werden müssen.¹⁸⁹ In

¹⁸⁹ Wie in der Sensitivitätsrechnung in Kapitel 5.2 gezeigt, kann auch der Einsatz von DSM dazu beitragen, diese Schwankungen abzuschwächen. In der Basismodellierung wurde der Einsatz von DSM-Maßnahmen nicht berücksichtigt.

der ersten Tageshälfte besteht aufgrund relativ niedriger Last und hoher Windeinspeisung eine Überproduktion, wohingegen in der zweiten Tageshälfte bei hoher Last und sinkender Windeinspeisung eine Residuallast von knapp 50 GW gedeckt werden muss.

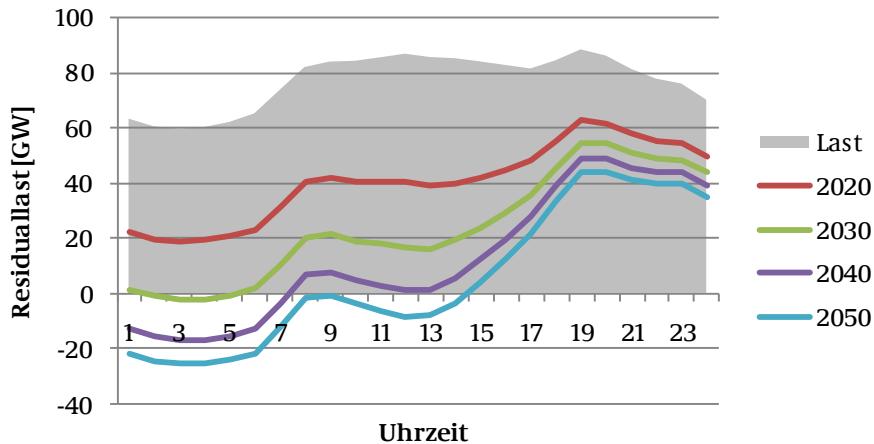


Abbildung 4-38: Tagesverlauf der Residuallast an einem Dienstag im Februar.¹⁹⁰

Die Abbildung 4-39 bis Abbildung 4-41 zeigen die Veränderungen von beispielhaften wöchentlichen Residuallastverläufen im Betrachtungszeitraum bis 2050. Die drei Beispiele aus verschiedenen Jahreszeiten zeigen, dass der ursprüngliche Residuallastverlauf immer stärker durch die Must-run-Einspeisung verändert wird. Die Struktur des Residuallastverlaufes entfernt sich immer deutlicher vom reinen Lastverlauf. So sind in allen drei Abbildungen für 2020 noch weiterhin die typischen Tagesverläufe der Last zu erkennen, allerdings nimmt die Regelmäßigkeit dieser Ausprägungen in den folgenden Jahren deutlich ab. Gleichzeitig nehmen Effekte infolge der fluktuierenden EE-Einspeisung deutlich zu. So ist beispielsweise in Abbildung 4-40 deutlich zu erkennen, dass die tagesminimalen Werte der Residuallast in den Mittagsstunden liegen, also zu Zeiten der höchsten Einspeisung aus PV. Dieses Ergebnis korrespondiert mit dem jahreszeitlichen Verlauf der PV-Einspeisung, da die gezeigte KW 25 in der zweiten Junihälfte liegt.

¹⁹⁰ Wie in Kapitel 4.1.1 dargestellt, wurde die in der vorliegenden Studie verwendete Lastzeitreihe auf Basis des vom ENTSO-E veröffentlichten Lastverlaufs für Deutschland im Jahr 2007 erstellt. Da diese Reihe nur dem Höchstspannungsnetz entnommene Lasten berücksichtigt und damit insgesamt nur ca. 90 Prozent der tatsächlichen Last abdeckt, wurde sie auf die angenommene Jahresstromnachfrage hochskaliert. Dies führt dazu, dass auch Lastwerte auftreten, welche unwe sentlich höher als reale Werte der Jahreshöchstlast sind.

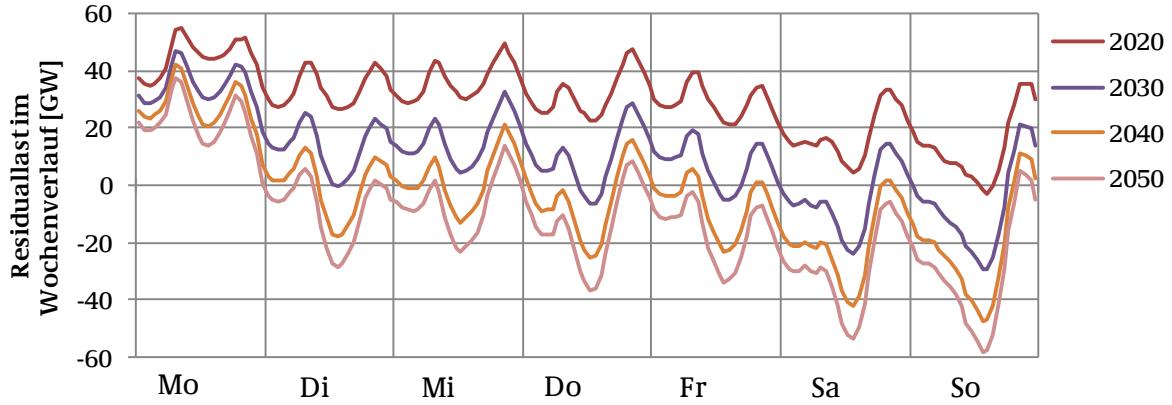


Abbildung 4-39: Wochenverlauf der Residuallast im März.

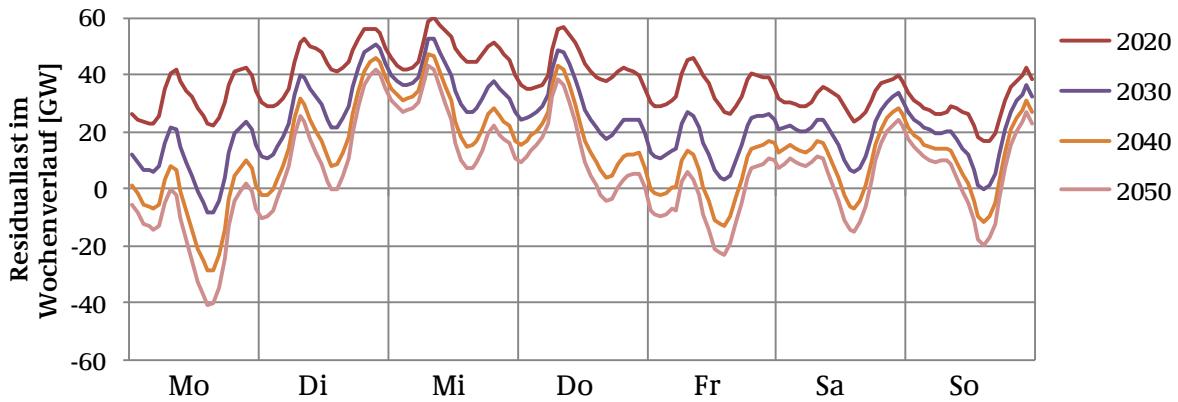


Abbildung 4-40: Wochenverlauf der Residuallast im Juni.

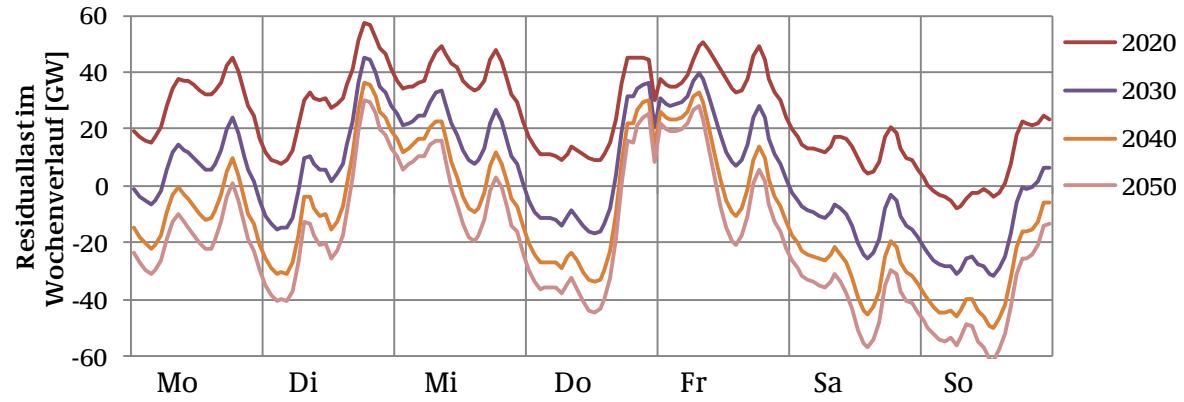


Abbildung 4-41: Wochenverlauf der Residuallast im Oktober.

Abbildung 4-42 zeigt am Beispiel Mai die starken Residuallastschwankungen eines Monatsverlaufs. Es treten Residuallastwerte zwischen +40 GW und -60 GW auf. Auffällig ist, dass die Höhe der Residuallast unabhängig von Tag und Uhrzeit deutlich positive und deutlich negative Werte aufweist. So gibt es

sowohl Werkstage, an denen die Last weitgehend durch die Must-run-Erzeugung gedeckt werden kann (Residuallast < 0), als auch Werkstage, an denen die Residuallast dauerhaft positiv ist, also im ganzen Tagesverlauf konventionelle Erzeugung zur Lastdeckung benötigt wird.

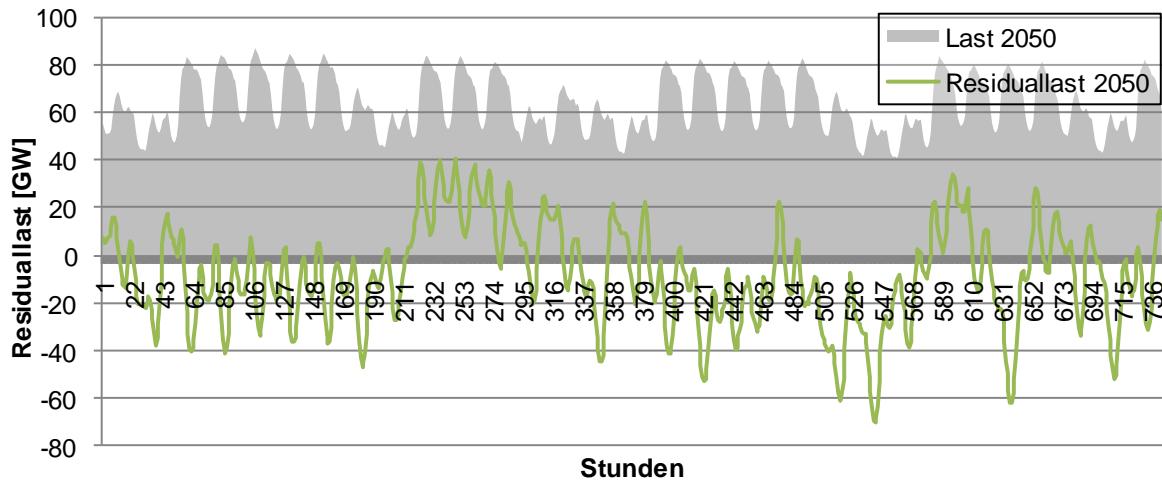


Abbildung 4-42: Monatsverlauf der Residuallast im Mai 2050.

Abbildung 4-43 zeigt den Verlauf der Residuallast im Jahr 2050. Dabei wurde die nicht integrierbare Leistung, also der Anteil der Must-run-Erzeugung, der verworfen werden muss, rot hervorgehoben. Die Grafik bestätigt die in den täglichen, wöchentlichen und monatlichen Verläufen gefundene Entwicklung der Residuallast. Diese wird zukünftig stark schwanken. Diese Entwicklung ist insbesondere auf die steigende Einspeisung fluktuierender EE-Erzeugung zurückzuführen.

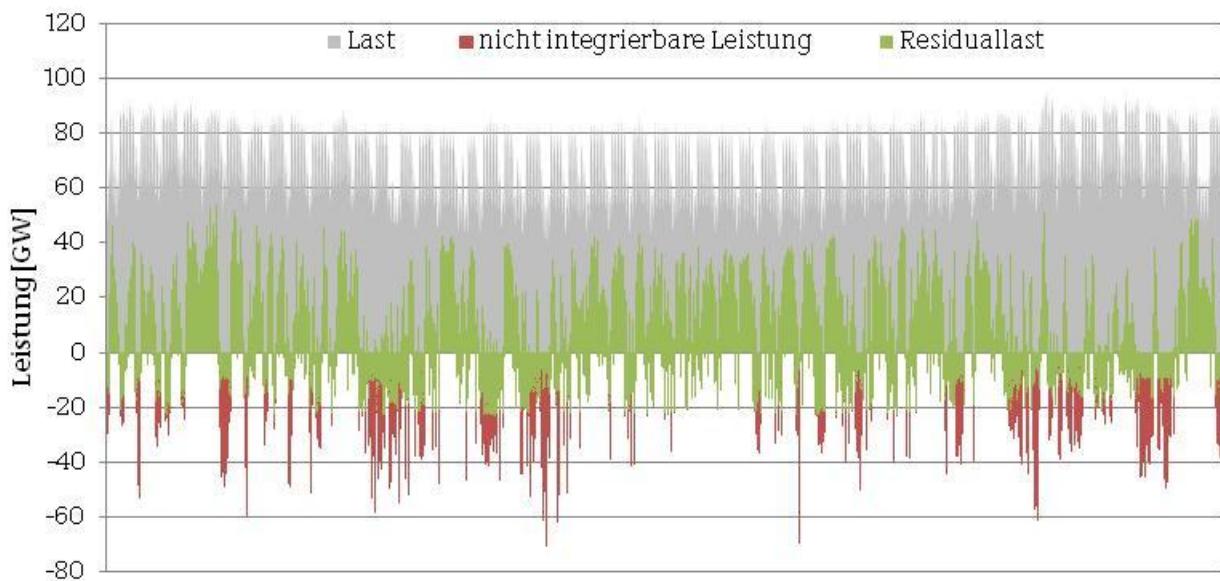


Abbildung 4-43: Jahresverlauf der Residuallast 2050.¹⁹¹

4.9 Netzausbaubedarf auf Übertragungsnetzebene

Wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, wird infolge des Ausbaus der EE eine Transformation des Stromversorgungssystems notwendig. Der Veränderungsbedarf betrifft dabei auch die Übertragung und Verteilung von Elektrizität in Deutschland und Europa. Im Folgenden werden die Ursachen und die daraus resultierenden Anforderungen an einen Ausbau der Übertragungsnetze dargestellt und auf den aktuellen Diskussionsstand zum Aus- und Umbaubedarf der Verteilnetze eingegangen.

Bereits heute besteht ein geografisches Ungleichgewicht zwischen der hohen installierten Windenergieleistung im Norden und Osten Deutschlands sowie der Konzentration der Lastzentren im Süden und Westen der Republik. Dieses Ungleichgewicht wird zukünftig durch die geplante Errichtung großer Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee sowie gegebenenfalls durch konventionelle Kraftwerksneubauten in Küstennähe weiter zunehmen und führt zu einem wachsenden Transportbedarf für elektrische Energie im deutschen Übertragungsnetz.¹⁹² Darüber hinaus haben im Zuge der Energiewende im Jahr 2011 die Landesregierungen zahlreicher Bundesländer im Westen und Süden (z.B. Bayern und Baden-Württemberg) einen erheblichen Ausbau der wind- und Solarenergienutzung beschlossen. Daneben führen auch die zunehmende europäische Marktintegration und der damit verbundene Stromhandel zu einem Ausbaubedarf.

¹⁹¹ Zu dem in Abbildung 4-43 gezeigten Lastverlauf siehe auch Fußnote 190.

¹⁹² Der PV-Zubau konzentriert sich in Süddeutschland. Gerade während sonnigen und lastschwachen Sommertagen kann dies bei fortschreitendem PV-Ausbau zukünftig vermehrt zur zeitweisen Stromüberproduktion in Süddeutschland führen.

Die Abschätzung des Netzausbaubedarfs wird anhand einer besonders kritischen Netzsituation (Starkwind und Starklast) ermittelt.¹⁹³ Grundlage für die Abschätzung sind die Ergebnisse der Kraftwerkspark-Einsatzplanung, die Last und ein leitungsscharfes Modell. Zunächst wird die Last und die Erzeugung der untersuchten Stunde den Knoten des leitungsscharfen Netzmodells zugeordnet. In einem iterativen Verfahren wird dann die Übertragungskapazität der unter den simulierten Bedingungen im (n-1)-Fall am stärksten überlasteten Trasse angepasst. Dabei wird unterstellt, dass der Ausbau im 380-kV-Netz mit Bündelleitern aus vier Seilen durchgeführt wird. Die Verwendung von Hochtemperatur-Leiterseilen (Thermal Resistant Aluminium, TAL) ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Da der parallele Leitungszubau Auswirkungen auf das Gesamtsystem hat, wird anschließend das gesamte Modell mit den geänderten Parametern erneut durchgerechnet. Es erfolgt wiederum eine Anpassung der Übertragungskapazität der nun am stärksten überlasteten Stromkreise. Diese Schritte werden so lange wiederholt, bis die Leitungskapazitäten den Übertragungsanforderungen entsprechen, d. h. keine Leitung mehr überlastet ist. Eine ausführliche Modellbeschreibung ist im Anhang¹⁹⁴ dargestellt.

Interpretation der Ergebnisse zum Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes

Über den gesamten Betrachtungszeitraum bis 2050 ergibt sich unter Annahme des zugrunde gelegten Netznutzungsfalls eine zusätzlich benötigte Stromkreislänge von 12 900 km (die gesamte Stromkreislänge im deutschen Übertragungsnetz betrug 2008 etwa 36 000 km). Dabei besteht Ausbaubedarf insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

Diese Ergebnisse bestätigen den durch die dena-Netzstudien I und II ermittelten hohen Netzausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz. Die im Jahr 2010 fertiggestellte dena-Netzstudie II (stundenscharfe Betrachtung aller Netznutzungsfälle im Jahr 2020 unter Einbeziehung sicherheitsrelevanter Szenarien und eines Regionenmodells) ermittelt einen zusätzlichen Netzausbaubedarf bis 2020 von 1700 bis 3600 km in Abhängigkeit von der verwendeten Übertragungstechnologie für Trassenneubauten und Umrüstung des Bestandnetzes.¹⁹⁵

Neben den hohen Kosten des Netzausbau stellt auch seine rechtzeitige Realisierung eine große Herausforderung dar. Insbesondere zeitintensive Planungs- und Genehmigungsverfahren und eine geringe Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Höchstspannungstrassen hemmen die zügige Umsetzung. So wurden von dem in der dena-Netzstudie I zur Netzintegration der Windenergie bis 2015 ermittelten Netzausbaubedarf von 850 km an neuen Höchstspannungstrassen bis heute nur etwa 80 km realisiert.

¹⁹³ Siehe auch Modellbeschreibung im Anhang E.

¹⁹⁴ Siehe Anhang E.

¹⁹⁵ Zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs wurden in der dena-Netzstudie II und der Studie Integration EE unterschiedliche Annahmen und Berechnungsverfahren verwendet. Für weitere Informationen siehe Methodik- und Eingangsdatenbeschreibungen der jeweiligen Studien.

4.10 Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene

Das Stromübertragungssystem ist im Wandel begriffen. Im historisch gewachsenen System wurde der Strom in Großkraftwerken auf der Übertragungsnetzebene eingespeist und über die Verteilnetze an den Endkunden weitergegeben. Dieses System zentraler Erzeugung wurde auf der Übertragungsnetzebene kontrolliert und geregelt.

Heute wird Energie zunehmend (durch EE und KWK) auf Verteilnetzebene erzeugt. Diese Erzeugung erfolgt sowohl dezentral als auch regional sehr konzentriert. Hieraus ergibt sich ein hybrides System dezentraler und zentraler Erzeugung, in dem die Verteilnetze eine veränderte Rolle spielen. So kommt es beispielsweise in Situationen hoher dezentraler Einspeisung und geringer Last bereits zu Rückspeisungen von der Verteilnetzebene in die Übertragungsnetzebene. Mit der Durchleitung dieser Leistung übernimmt das Verteilnetz originäre Aufgaben des Übertragungsnetzes. Auch heute werden bereits im Verteilnetz Systemdienstleistungen erbracht. Bei steigendem EE-Anteil und gleichzeitig sinkender konventioneller Erzeugungsleistung müssen die EE zukünftig verstärkt zur Systemdienstleistungsbereitstellung beitragen. Damit steigt die Bedeutung der Verteilnetze im zukünftigen Stromversorgungssystem an. Unter den veränderten Rahmenbedingungen besteht neben einem Aus- und Umbaubedarf der Netzstruktur bestehender Verteilnetze weiterhin ein enormer Innovationsbedarf (z.B. für eine zunehmende Automatisierung / Smart Systems).

Während Optimierungs- und Netzausbaubedarf der Übertragungsnetze bei weiter steigendem EE-Ausbau vielfach untersucht wurden, sind derartige Untersuchungen auf der Verteilnetzebene noch nicht ausreichend durchgeführt worden. Seit Juni 2011 untersucht die dena-Verteilnetzstudie diesen Sachverhalt detailliert. Die Ergebnisse werden für Dezember 2012 erwartet. Der folgende Absatz nennt zentrale Aspekte der geänderten Anforderungen an Verteilnetze, analysiert erste vorliegende Untersuchungen und definiert Fragestellungen für weitere notwendige Studien. Weitere Überlegungen zu den Kosten bzw. dem Investitionsbedarf auf Verteilnetzebene werden in Kapitel 4.12.3 dargestellt.

Bidirektionale Lastflüsse

Im historisch gewachsenen Stromversorgungssystem sind die großen Erzeugungsanlagen hauptsächlich auf Übertragungsnetzebene angeschlossen. Über diese Ebene erfolgt je nach regionaler Nachfrage die bundesweite Verteilung der Energie. Von ihr fließen die Ströme zu niedrigeren Spannungsebenen. Aufgabe des Verteilnetzes ist die Verteilung dieser elektrischen Energie in der Fläche. Durch den Ausbau dezentraler EE-Erzeugungsanlagen ergibt sich neben der reinen Verteilung eine weitere Aufgabe für das Verteilnetz: Die Einspeisung dezentraler Erzeuger, insbesondere der EE- und KWK-Anlagen, muss in Stunden großer Einspeisung und geringer Last aus Verteilnetzbereichen in das übergelagerte Übertragungsnetz weitergeleitet werden. In diesem Fall spricht man von bidirektionalen Lastflüssen. Die Netze müssen an diese sich ändernden Bedingungen angepasst werden und flexibel betrieben werden.

Abbildung 4-44 stellt die historisch gewachsenen Flüsse sowie mögliche zukünftige Netzsituationen dar. Sie zeigt, dass insbesondere EE-Anlagen in die Mittel- und Niederspannungsebene einspeisen, wodurch es zu den beschriebenen bidirektionalen Lastflüssen kommt und das Verteilnetz zeitweise zum

Übertragungsnetz wird. Anpassungsbedarf besteht, wenn die Höhe des Rückflussbedarfs zumindest zeitweise die Kapazitäten der bestehenden Netzstrukturen übersteigt. Weiterhin sind die Schutzeinrichtungen des heutigen Stromversorgungssystems teilweise nicht für Rückflüsse ausgelegt.

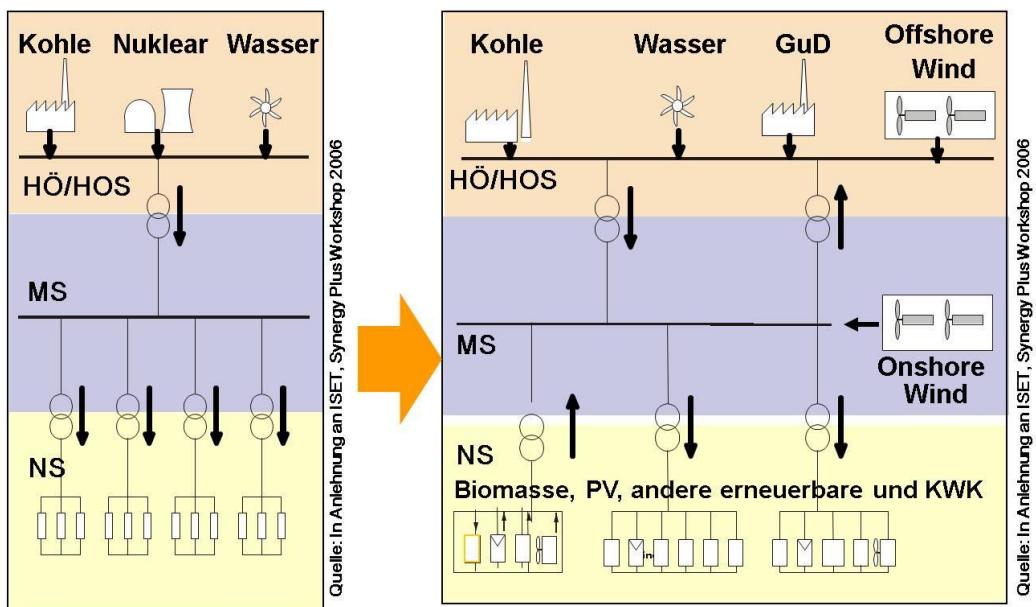


Abbildung 4-44: Transformationsprozess von zentraler zu dezentraler Erzeugung.¹⁹⁶

Fluktuierende Einspeisung / Lastgradienten

Neben dem durch bidirektionale Lastflüsse entstehenden Anpassungsbedarf stellt die steigende fluktuierende Einspeisung eine weitere Herausforderung dar. Insbesondere im kurzfristigen Zeitbereich (Wolkenzug, Windböen und Flauten bei Sturmwetterlagen etc.) sind Einspeiseänderungen der EE sehr schwer genau prognostizierbar. Die Steuerung und der Ausgleich dieser Schwankungen stellt das Netzmanagement vor immer größere Herausforderungen, die langfristig durch sinkende Anteile konventioneller und gut steuerbarer Anlagen weiter verstärkt werden.

Die Problemstellung, diese insbesondere im Sekunden- und Minutenbereich sehr steilen Lastgradienten durch Lastflüsse in übergeordnete Netzebenen und flexiblen Kraftwerkseinsatz (sowie ggf. DSM-Maßnahmen) ausgleichen zu müssen, konnte im Rahmen der stundenscharfen Marktmodellierung der vorliegenden Studie nicht untersucht werden. Weitere wissenschaftliche Untersuchungen sind an dieser Stelle dringend notwendig, um die Erkenntnisse über diese Thematik zu vertiefen.

¹⁹⁶ Vgl. dena (2008), S. 55.

Innovative Netzkonzepte

Verschiedene Studien untersuchten für einzelne reale oder typisierte Netzgebiete¹⁹⁷ den durch den steigenden EE-Ausbau induzierten Netzausbaubedarf.¹⁹⁸ Insbesondere erste Studienergebnisse des vom BMWi geförderten Projekts „Netze der Zukunft“¹⁹⁹ zeigen auch, dass innovative Netzkonzepte – wie z.B. die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik / Smart Grids und die dadurch verbesserten Möglichkeiten des Lastmanagements, der Einsatz von Speichern oder die kundennahe Spannungsregelung – zur verbesserten Ausnutzung der Netzkapazität führen und damit den Ausbaubedarf reduzieren können. Hier stehen bereits diverse Technologien zur Verfügung, die schon in Demonstrationsprojekten punktuell in reale Netze eingebettet werden. Allerdings müssen umgehend Konzepte zur Überführung dieser Technologien in den Regelbetrieb gefunden und durch entsprechende gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen gefördert werden. Insbesondere das Zusammenwirken verschiedener Instrumente und die gesamtsystembezogene Bewertung sollte in zukünftigen Studien genauer untersucht werden.

4.11 Systemstabilität

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen die ÜNB sicherstellen, dass zu jedem Zeitpunkt in ausreichendem Maß netzstabilisierende Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen.²⁰⁰

So verantworten die ÜNB neben der in ausreichendem Maß bereitzustellenden positiven und negativen Regelleistung (siehe Kapitel 4.3) zum Beispiel die Verfügbarkeit von Blind- und Kurzschlussleistung zur Gewährleistung der Systemstabilität. Kommt es zu Systemstörungen mit einem teilweisen oder weitreichenden Zusammenbruch des Netzes, so obliegt die Koordination des sukzessiven Netzwiederaufbaus den ÜNB.²⁰¹

Die Abschnitte 4.11.1 bis 4.11.3 erläutern die wesentlichen Hilfsdienstleistungen, die für einen stabilen Betrieb der Stromnetze sowie für den Netzwiederaufbau im Falle einer Störung notwendig sind. Dabei werden auch die wesentlichen Herausforderungen, die sich im Zusammenhang mit der Transformation hin zu einem Energiesystem mit hohem EE-Anteil ergeben, genannt.

4.11.1 Blindleistungsbereitstellung

Die Blindleistung stellt einen wesentlichen Parameter dar, der die Spannungshöhe beeinflusst. Im Normalbetrieb ist es u.a. die Aufgabe der ÜNB, das vereinbarte Spannungsbereich mittels Blindleistungsbereitstellung aus Erzeugungseinheiten und Kompensationselementen kapazitiv und

¹⁹⁷ Vgl. IAEW (2010), BDEW (2011) oder Zukunftsnetze (2011).

¹⁹⁸ Siehe auch den entsprechenden Absatz zu den Kosten des Verteilnetzausbau in Kapitel 4.12.3.

¹⁹⁹ Für weitere Informationen vgl. Zukunftsnetze (2011).

²⁰⁰ Vgl. EnWG (2011), S. 30 ff.

²⁰¹ Vgl. VDN (2007), S. 42.

induktiv zu steuern.²⁰² Bei der Analyse des aktuellen Stromversorgungssystems zeigt sich, dass die Summe der jeweils am Übertragungsnetz angeschlossenen und laufenden Kraftwerke ausreichend ist, um den Blindleistungsbedarf zur Wahrung des Spannungsbandes im Netz zur Verfügung zu stellen.²⁰³

Durch den geplanten EE-Ausbau und den daran mittelbar geknüpften Rückbau konventioneller Kraftwerke kommt es in den folgenden Jahren zu einer Reduzierung von Blindleistungskapazitäten im Übertragungsnetz. Anlagen für EE werden in Deutschland mit Ausnahme der geplanten Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee und sehr großer Onshore-Windparks vorwiegend auf Verteilnetzebene angeschlossen. Dadurch verlagert sich die Kapazität für die Blindleistungsbereitstellung von der Übertragungsnetz-in Richtung der Mittel- und Niederspannungsebene. Zusätzlich muss in Zukunft auch das zunehmende geografische Gefälle der verfügbaren Erzeugungsleistung zwischen Nord- und Süddeutschland berücksichtigt werden.

Der Transport von Blindleistung belastet das Netz, was zu zusätzlichen Netzverlusten führt. Daher ist Blindleistung nur über kurze Distanzen übertragbar, und es wird eine möglichst lokale Kompensation angestrebt. Eine Übertragung von Blindleistung über Spannungsebenen ist durch die Transformation nicht oder nur sehr verlustbehaftet möglich.²⁰⁴ Daher muss der dargestellte Rückgang der bereitstellbaren Blindleistung im Übertragungsnetz künftig durch entsprechende Blindleistungskompensationseinrichtungen ausgeglichen werden.

4.11.2 Kurzschlussleistung

Als Kurzschluss wird die unbeabsichtigte Verbindung zwischen zwei und mehr Punkten eines Stromkreises mit üblicherweise unterschiedlicher Spannung verstanden – also ein Kontakt zwischen zwei oder drei Außenleitern oder zwischen ein oder mehreren Außenleitern und Erde.

Hohe dreipolige Kurzschlussströme sind indirekt auch ein technisches Qualitätsmerkmal jedes Netzes im Hinblick auf stabilen Blockbetrieb, Spannungskonstanz, geringe Blindleistungsverluste, rückwirkungsfreien Betrieb unruhiger, unsymmetrischer oder oberschwingungserzeugender Verbraucher und die sichere Schutzauslösung durch klare Unterscheidung von Betriebs- und Kurzschlussströmen. Hieraus resultiert an das System die Forderung, nicht nur Wirk- und Blindleistung in dem von der Belastung und dem Eigenverbrauch der Kraftwerke und Übertragungseinrichtungen bestimmten Umfang bereitzustellen, sondern auch ausreichend Kurzschlussleistung vorzuhalten.

Die bereitzuhaltende Kurzschlussleistung ist wie die Blindleistung geografisch verteilt vorzusehen, um eine ausreichende Systemstabilität zu gewährleisten. Durch den zu erwartenden Rückbau an konventionellen Kraftwerken müssen in der Zukunft in Netzbereichen mit zu geringer Kurzschlussleistung entsprechende Kompensationsmaßnahmen ergriffen werden. Dies kann im Bereich des Verteilnetzes beispielsweise durch die koordinierte Installation von Kompensationselementen auf Mittel- und Nieder-

²⁰² Vgl. VDN (2007), S. 64.

²⁰³ Vgl. VDN (2007), S. 19.

²⁰⁴ Consentec (2010), S. 19.

spannungsebene erfolgen oder alternativ durch das Nachrüsten von EEG-Anlagen.²⁰⁵ Für die ausreichende Bereitstellung von Kurzschlussleistung auch im Übertragungsnetz würden weitere, ggf. sehr komplexe Maßnahmen notwendig.

4.11.3 Schwarzstartfähigkeit und Inselnetzbetriebsfähigkeit

Kommt es infolge von Störungen zu einem Zusammenbruch des Stromversorgungssystems, werden Erzeugungseinheiten benötigt, mit deren Hilfe das Stromnetz wieder aufgebaut werden kann. In einer Störungssituation sind die Kraftwerke vom Netz getrennt und erhalten auch keine externe Energieversorgung für den Eigenbedarf.²⁰⁶ Bestimmte Kraftwerke zeichnen sich durch die Eigenschaft aus, ohne netzgestützte Energieversorgung aus dem abgeschalteten Zustand heraus anfahren zu können. Diese Eigenschaft wird als „Schwarzstartfähigkeit“ bezeichnet. Ausgehend von diesen Kraftwerken kann die Stromversorgung kaskadenartig wieder aufgebaut werden. Die Systemdienstleistung Schwarzstartfähigkeit wird nur von wenigen Erzeugungseinheiten wie z.B. Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung gestellt. Im Rahmen der Systemverantwortung ist es die Aufgabe der ÜNB, im Fall des Totalausfalls der Stromversorgung den Wiederaufbau des Netzes unter Einbeziehung der benachbarten ÜNB, der nachgelagerten VNB und der Kraftwerksbetreiber zu koordinieren.²⁰⁷ Hierfür muss der ÜNB entsprechende Maßnahmenkataloge und Notfallpläne bereithalten sowie ausreichende Kapazitäten schwarzstartfähiger Kraftwerke sicherstellen.²⁰⁸

Mit abnehmender Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke könnten auch EE-Erzeugungsanlagen vorbereitet werden, einen Beitrag zum Netzwiederaufbau zu leisten. Allerdings ist die Anzahl der schwarzstartfähigen Anlagen, die zum Wiederaufbau des Netzes notwendig sind, überschaubar, da für diese Aufgaben grundsätzlich Pumpspeicher vorgesehen sind.

Die angemessene Beteiligung von EE-Erzeugungsanlagen an der Frequenzregelung und der Stabilisierung vom Verbund getrennter Teilnetze und während eines Netzwiederaufbaus ist möglich. Hierfür sind jedoch einerseits dezentrale Regelmechanismen durch die einzelnen Anlagen notwendig, andererseits wird eine zentrale Steuerbarkeit etwa von Windparkclustern erforderlich, um bei Gefährdungen des Gesamtsystems oder im Rahmen eines Netzwiederaufbaus die Einspeisung den Erfordernissen gezielt anpassen zu können. Aufgrund der fehlenden rotierenden Massen ist ein Inselbetrieb ausschließlich über Umrichter gespeister EE-Erzeugungsanlagen nach heutigem Stand der Technik nicht möglich.²⁰⁹

²⁰⁵ Vgl. Schmieg (2007), S. 19.

²⁰⁶ Der Eigenbedarf ergibt sich z.B. durch die vorhandene Steuer- und Regelungstechnik der Kraftwerke.

²⁰⁷ Vgl. EnWG (2011).

²⁰⁸ Vgl. VDN (2007), S. 54.

²⁰⁹ Vgl. dena (2010), S. 21.

4.11.4 Systemverantwortung

Gem. §§ 12, 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die vier ÜNB in Deutschland berechtigt und verpflichtet, Gefährdungen für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz-, markt- und anpassungsbezogene Maßnahmen zu beseitigen.²¹⁰ Nach Einschätzung des BMWi besteht aktuell aufgrund dieser Regelungen und deren konsequenter und sinnvoller Anwendung durch die ÜNB keine akute Gefährdung der Systemsicherheit in Deutschland durch prozessuale oder organisatorische Schwachstellen im System.²¹¹

Durch den vorgesehenen starken Ausbau an EE verändert sich die angeschlossene Erzeugungsleistung auf den verschiedenen Netzebenen. Die angeschlossene Erzeugungsleistung auf den Verteilnetzebenen Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) nimmt infolge des EE-Ausbaus immer stärker zu.

Die daraus resultierende abnehmende Erzeugungskapazität auf Übertragungsnetzebene, einhergehend mit der Verlagerung von systemstabilisierenden Dienstleistungen auf untergeordnete Netzebenen sowie ansteigenden Transportmengen und Transportentfernungen, verringert die im EnWG geregelten direkten²¹² Steuerungsmöglichkeiten der ÜNB. Umgekehrt kommt der Informationsgewinnung über die aktuelle Erzeugungsstruktur auf untergeordneten Ebenen für die Systemverantwortlichen zunehmende Bedeutung zu. Daraus ergibt sich, dass das Aufgabenfeld zur Sicherung der Systemstabilität für die Verantwortungsträger im Allgemeinen komplexer wird. Ein erhöhter Aufwand zur notwendigen Informations- und Datenbeschaffung, kombiniert mit einem erhöhten Koordinationsaufwand zur verantwortungsvollen Wahrnehmung der Pflichten, ist die Folge.

Die Systemverantwortlichen müssen für die Zukunft mit ausreichenden Kompetenzen ausgestattet werden, um den zunehmend komplexer werdenden Informationsaustausch zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern sicherzustellen. Des Weiteren ist eine Verpflichtung aller Netz- und Anlagenbetreiber auf eine aktive Informations- und Datenbereitstellung zur Sicherung der Systemstabilität erforderlich.

Die Anforderungen an die notwendigen Kommunikationsprozesse zwischen allen Systemteilnehmern sind angesichts des zunehmenden europäischen Stromhandels auch im internationalen Kontext zu erörtern.

4.12 Die Kostenentwicklung der Stromversorgung in Deutschland

Die öffentliche Diskussion über die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Strompreise für Endverbraucher konzentriert sich oftmals auf die Entwicklung der Börsenpreise für Strom und die

²¹⁰ „Marktbezogen“ bezieht sich hier nach dem Wortlaut des Gesetzestextes auf den Einsatz von Regelleistung, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven, vgl. EnWG (2011), S. 30 f.

²¹¹ Vgl. BMWi (2011a), S. 18.

²¹² „Direkt“ wird hier synonym für den möglichen Eingriff der ÜNB durch Leistungsregelung der Erzeugungseinheiten auf gleicher Netzebene verwendet. „Indirekt“ bezeichnet folglich einen notwendigen Eingriff auf untergeordneten Netzebenen.

Entwicklung der EEG-Umlage. Eine solche Betrachtung vernachlässigt wesentliche weitere Bestandteile der zukünftigen Strompreise für Endverbraucher. Die Strompreise werden künftig auch durch steigende Netzkosten, spezifische Kosten der konventionellen Erzeugung und Kosten für Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems wie beispielsweise der Errichtung von Speichersystemen beeinflusst.²¹³

Eine genaue Berechnung der Systemgesamtkosten ist, insbesondere aufgrund der Vielzahl der Faktoren, der komplexen Zusammenhänge und des langen Betrachtungszeitraums, nicht möglich. Im Folgenden wird eine Grobabschätzung einzelner Kostenblöcke vorgenommen. Die Kostenabschätzung erhebt explizit weder den Anspruch, sämtliche Kostenfaktoren einzubeziehen, noch die betrachteten grundlegenden Faktoren exakt vorauszusagen. Insbesondere mit zunehmendem Zeithorizont ist mit Entwicklungen und technischen Innovationen zu rechnen, die aus heutiger Sicht weder absehbar noch kosten-technisch bewertbar sind.

4.12.1 Die Kostenentwicklung konventioneller Stromerzeugung

Die Kosten der konventionellen Stromerzeugung (ohne konventionelle KWK-Erzeugung) in Deutschland sinken gemäß den Modellierungsergebnissen zwischen 2020 und 2050 um 13,6 Mrd. Euro bzw. 72 Prozent (Abbildung 4-45).²¹⁴ Dies ist maßgeblich durch das zeitlich parallel sinkende Volumen der konventionellen Erzeugung zu begründen.²¹⁵ Die spezifischen Kosten der konventionellen Stromerzeugung (ohne konventionelle KWK-Erzeugung) steigen hingegen im selben Zeitraum stark an (Abbildung 4-45).²¹⁶ Sie verdreifachen sich zwischen 2020 und 2050 nahezu, von 5,3 ct/kWh auf 16,8 ct/kWh. Dieser Effekt ist im Wesentlichen durch die veränderte Zusammensetzung und die erheblich geringere Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks zu begründen.²¹⁷ Im Jahr 2050 werden vermehrt Gaskraftwerke für konventionelle Stromerzeugung und die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Kernkraftwerke sind ab 2023 nicht mehr am Netz, die von Braunkohlekraftwerken im Betrachtungszeitraum bis 2050 erzeugten Strommengen nehmen stark ab. Die mittlere Auslastung der konventionellen Kraftwerke in Deutschland geht deutlich zurück.

²¹³ Bei den in der Studie dargestellten Kosten und Preisangaben handelt es sich um Realwerte.

²¹⁴ Die Kosten der konventionellen Stromerzeugung enthalten kurzfristige variable Erzeugungskosten, Fixkosten und annuitätische Investitionskosten der zugebauten Kraftwerke. Annuitätische Investitionskosten von bestehenden Kraftwerken sind nicht enthalten.

²¹⁵ Vgl. Kapitel 4.5.

²¹⁶ Die spezifischen Kosten sind der Quotient aus Kosten und Strommenge der konventionellen Stromerzeugung.

²¹⁷ Die Vergütung der Vorhaltung von Reserveleistung wurde nicht analysiert und hier auch nicht berücksichtigt. Damit werden die spezifischen Kosten etwas überschätzt.

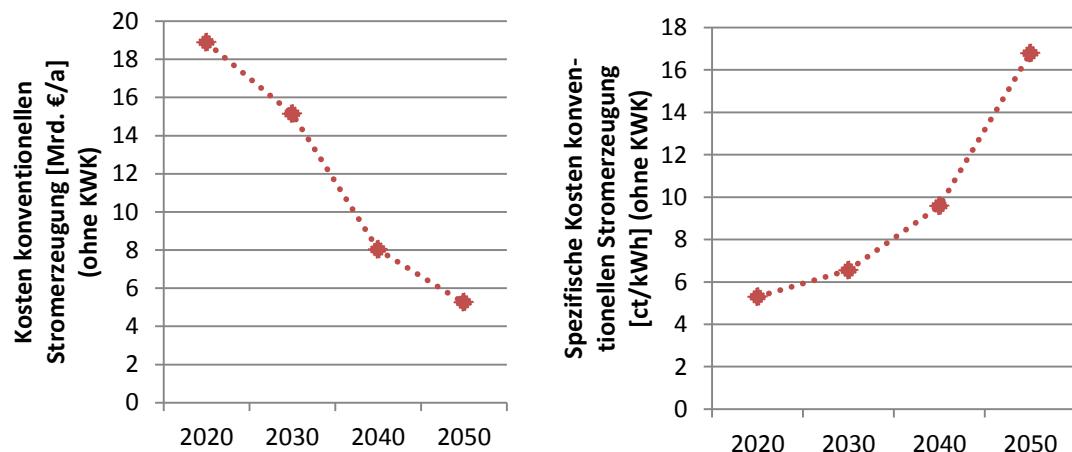


Abbildung 4-45: Gesamtkosten und spezifische Kosten der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland bis 2050.

Die Kosten der konventionellen Stromerzeugung aus KWK werden aufgrund der Must-run-Eigenschaft separat betrachtet. Wie aus Tabelle 4-4 ersichtlich, erreichen die Kosten der Stromerzeugung aus konventioneller KWK im Jahr 2030 mit 3,6 Mrd. Euro ihr Maximum und sinken anschließend auf 2,3 Mrd. Euro im Jahr 2050.²¹⁸ Diese Kostenentwicklung weist eine äquivalente Struktur zur Stromerzeugung aus konventioneller KWK gemäß den Eingangsparametern auf.²¹⁹

	2010	2020	2030	2040	2050
Kosten der Stromerzeugung aus konventioneller KWK [Mrd. €]	2,1	3,4	3,6	3,0	2,3

Tabelle 4-4: Kosten der Stromerzeugung aus konventioneller KWK.

4.12.2 Kostenentwicklung der Erzeugung aus EE

Komplementär zu den Kostenentwicklungen der konventionellen Stromerzeugung wird im Folgenden die Kostenentwicklung erneuerbarer Energien analysiert. Dabei wird auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten der EE sowie die daraus resultierenden EEG-Differenzkosten eingegangen.

EE-Stromgestehungskosten

Gemäß dem zugrunde gelegten EE-Ausbauzenario (BMU-Leitszenario 2009) steigt die absolute Summe der Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2050 um 22 Mrd. Euro/Jahr (+176 Prozent) von 12,5 auf

²¹⁸ In Anlehnung an TUM (2004) und IER (2005) wurden für 2010 spezifische Stromrestkosten (Gesamtkosten der Energieerzeugung im KWK-Prozess abzüglich der Kosten für die Wärmebereitstellung) der konventionellen KWK von 35 Euro/MWh angenommen. Für die folgenden Stützjahre entwickeln sich die Stromrestkosten konventioneller KWK entsprechend der Gaspreisentwicklung des angenommenen Brennstoffpreisszenarios.

²¹⁹ Vgl. entsprechenden Absatz des Kapitels 4.1.3.

34,5 Mrd. Euro/Jahr (Abbildung 4-46).²²⁰ Dies ist vor allem auf den starken Ausbau an installierter EE-Leistung sowie der daraus gewonnenen Arbeit zurückzuführen. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten je erzeugter Kilowattsunde an EE (spezifische Stromgestehungskosten) halbieren sich dagegen in diesem Zeitraum.

Abbildung 4-47 zeigt auf Basis der Daten des BMU-Leitszenarios 2009 technologiescharf das Absinken der spezifischen Stromgestehungskosten bis 2050. Dieser Effekt ist vor allem durch Skalen- und Lerneffekte bedingt. Die Ausnahme bilden hierbei hydraulische Kraftwerke. Die spezifischen Stromgestehungskosten von hydraulischen Kraftwerken steigen bis 2050 aufgrund umfassender Modernisierungsmaßnahmen des Bestandes an Wasserkraftwerken. Vereinzelte Neubauten (z.B. Rheinfelden) wirken ebenfalls erhöhend auf die mittleren Stromgestehungskosten des Anlagenbestands. 2040 weisen sämtliche EE-Technologien spezifische Stromgestehungskosten von maximal 10 ct/kWh auf (Vgl. Abbildung 4-47).

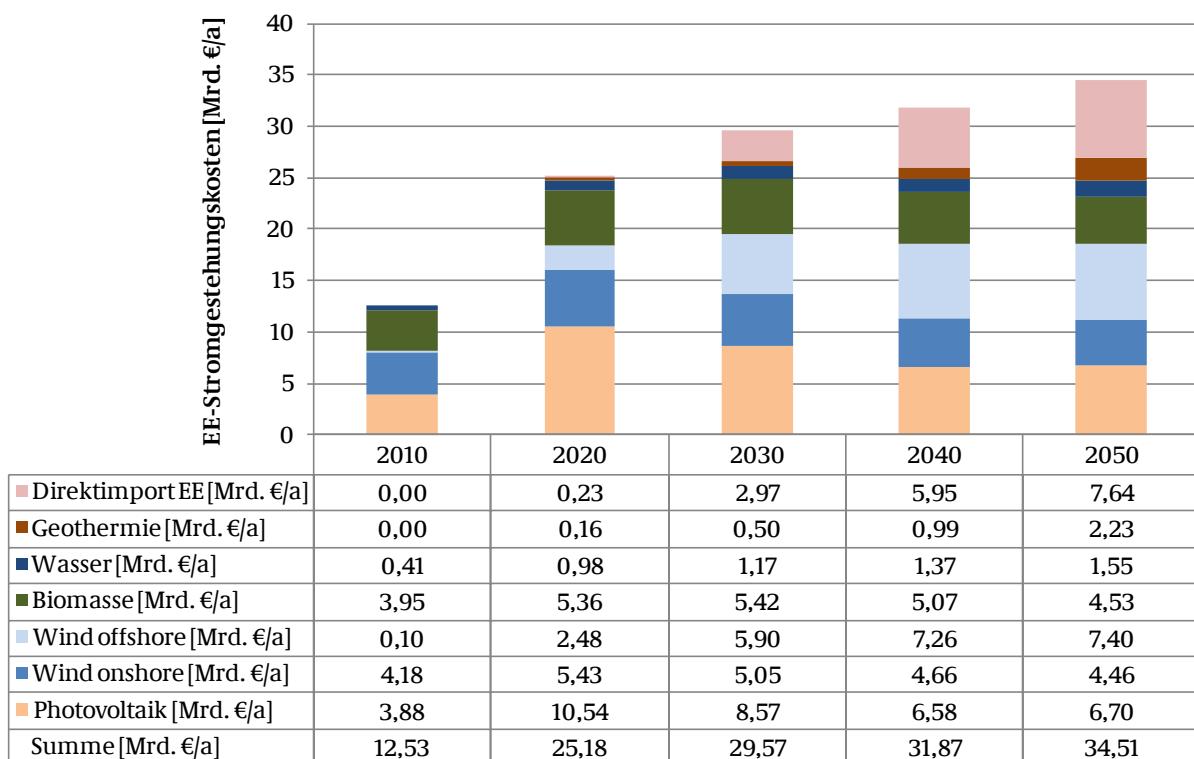


Abbildung 4-46: Entwicklung der EE-Stromgestehungskosten.²²¹

²²⁰ Betrachtet werden die mittleren spezifischen Stromgestehungskosten des EE-Anlagenbestands gemäß BMU-Leitszenario 2009. Dies gewährleistet Konsistenz mit dem angenommenen Ausbaupfad der EE, der sich ebenfalls auf das BMU-Leitszenario 2009 bezieht.

²²¹ Die Werte für 2010 entsprechen den realen Werten, vgl. BDEW (2010a).

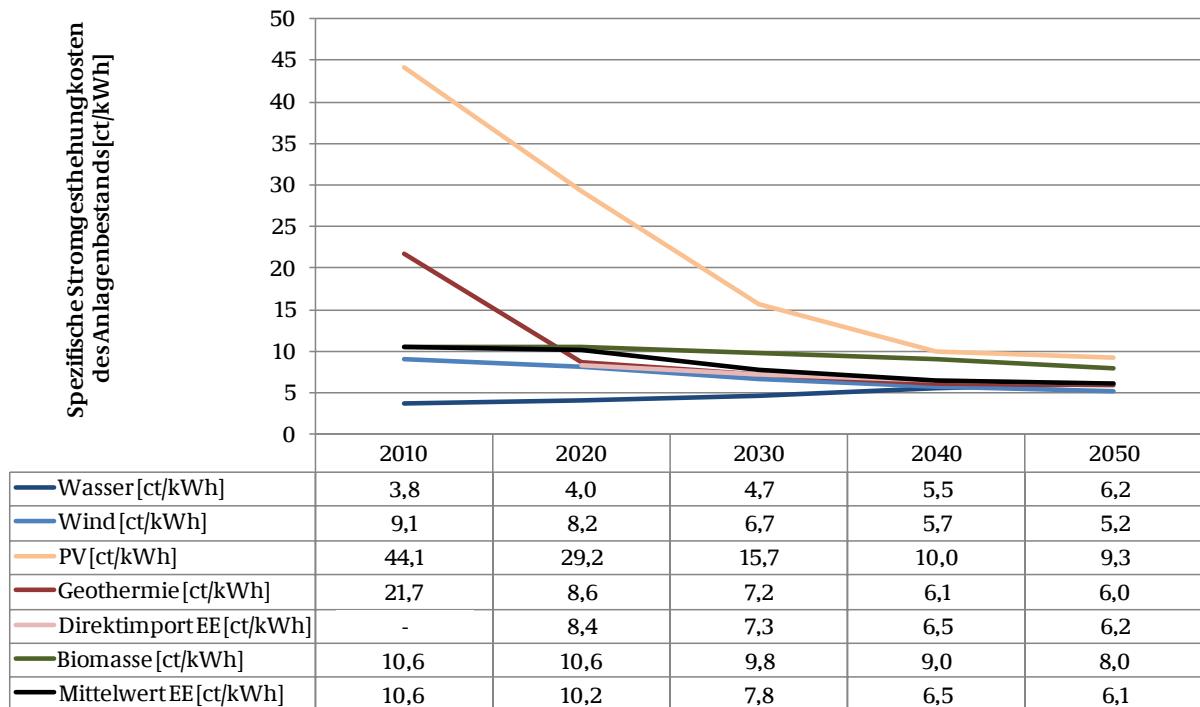


Abbildung 4-47: Spezifische EE-Stromgestehungskosten des Anlagenbestands.²²²

Differenzkosten

Die zu zahlende EEG-Einspeisevergütung, also die gesetzlich garantierte Vergütung der Erzeugung aus EEG-Anlagen, kann nur zum Teil durch die Vermarktung der EEG-Strommengen an der Strombörse²²³ refinanziert werden, da die Verkaufserlöse an der Börse geringer sind als die gezahlten Vergütungen. Die Differenz zwischen erzielten Vermarktungserlösen an der Börse und geleisteten Einspeisevergütungen wird im Folgenden als Differenzkosten bezeichnet. Diese Differenzkosten werden mittels der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgelegt.

Die Differenzkosten sinken zwischen 2020 und 2050 um 26 Prozent von 15,3 Mrd. Euro auf 11,3 Mrd. Euro pro Jahr.²²⁴ Größter Kostenbestandteil der jährlichen Differenzkosten bleiben bis einschließlich 2040 die

²²² In Anlehnung an BMU (2009). Der Mittelwert EE bezeichnet die mittleren Stromgestehungskosten des im Stützjahr vorhandenen EE-Anlagenbestandes. Dabei gehen die spezifischen Stromgestehungskosten gewichtet nach der installierten Leistung und dem Alter der Anlagen in den Mittelwert des Bestandes ein.

²²³ Vgl. AusglMechV (2009).

²²⁴ Zur Ermittlung der Differenzkosten wurden die EE-Stromerzeugungskosten gemäß BMU-Leitszenario 2009 (vgl. Abbildung 4-46) für die einzelnen Stützjahre um die in der Modellierung ermittelten stundenscharfen EE-Erlöse (kostenbasierte Marktpreise) vermindert. Diese EE-Erlöse wurden auf Grundlage der in Kapitel 4.7 diskutierten kostenbasierten Marktpreise ermittelt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass diesen kostenbasierten Marktpreisen ein Marktaufbau entsprechend den heutigen Regeln zugrunde liegt.

Aufwendungen für Photovoltaik, welche jedoch insgesamt bis 2050 deutlich zurückgehen. Der Rückgang bei den Differenzkosten für Wind und Biomasse fällt dagegen deutlich geringer aus. Es bleibt festzuhalten, dass die Differenzkosten für sämtliche EE-Stromerzeugungsanlagen, mit Ausnahme von Wasser in den Jahren 2020 und 2030, bis 2050 positiv bleiben. Daraus folgt, dass eine wirtschaftliche Direktvermarktung erneuerbarer Energien gemäß dem unterstellten EE-Szenario voraussichtlich nicht ohne weitere finanzielle Anreize darstellbar ist.

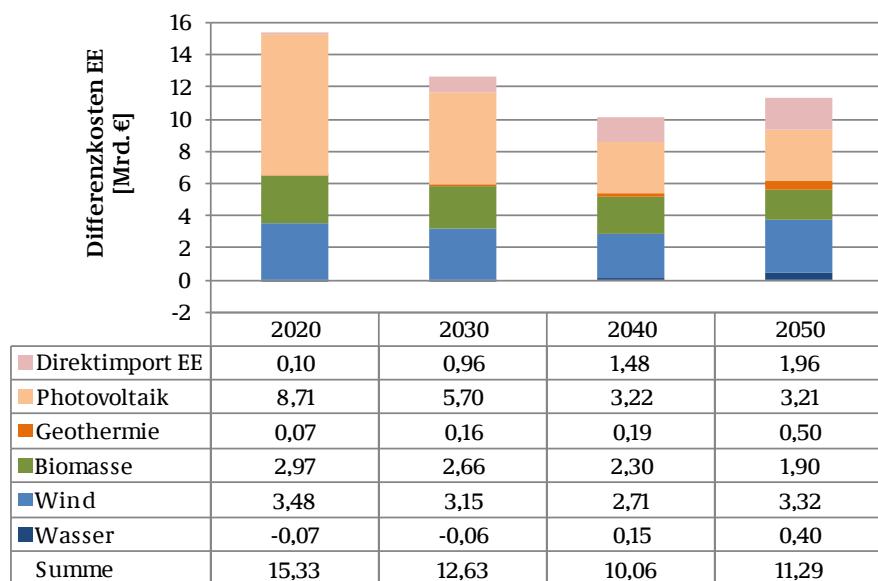


Abbildung 4-48: Die Entwicklung der Differenzkosten in Deutschland bis 2050.

Wie oben beschrieben, sind die Differenzkosten in der vorliegenden Studie als der Anteil der Stromgestehungskosten der EE, der nicht durch Erlöse am Strommarkt gedeckt werden kann und daher auf die Endverbraucher umgelegt wird, definiert. Die im Folgenden aufgeführte Umlage der Differenzkosten auf die nicht privilegierten Endverbraucher bildet die EEG-Umlage nur näherungsweise ab, da diese auch weitere Kostenbestandteile wie z.B. Zinsen oder Vermarktungskosten enthält. Die Differenzkostenumlage wird ermittelt, indem die jährlichen Differenzkosten auf die Letztverbraucher umgelegt werden.²²⁵ Dabei wird zwischen privilegierten (insbesondere stromintensive Unternehmen) und nicht privilegierten Letztverbrauchern unterschieden. Die privilegierten Letztverbraucher zahlen eine ermäßigte Umlage von 0,05 ct/kWh. Da aktuell ein steigender Anteil an privilegierten Letztverbrauchern zu beobachten ist, wurde eine ergänzende Sensitivitätsrechnung für die Entwicklung der Differenzkostenumlage durchgeführt. Heute liegt der Anteil der privilegierten Letztverbraucher bei ungefähr 17 Prozent. In der Sensitivitätsrechnung wird von einem Anteil von 30 Prozent ausgegangen. Die

In Kapitel 4.7.2 wurde bereits ausführlich diskutiert, dass dies insbesondere für die späteren Stützjahre 2040 und 2050 an seine Grenzen stößt. Insofern können die prognostizierten EE-Erlöse umso mehr nur als grobe, näherungsweise Abschätzung dienen.

²²⁵ Es wird dabei von einer konstanten Stromnachfrage bis 2050 und einem konstanten Anteil der Letztverbraucher ausgegangen.

Differenzkostenumlage sinkt zwischen 2020 und 2050 von 3,73 ct/kWh auf 2,75 ct/kWh. Die Sensitivitätsrechnung zeigt, dass sich die Differenzkostenumlage bei einem höheren Anteil an privilegierten Letztverbrauchern insgesamt auf einem höheren Niveau bewegt. Neben den sinkenden spezifischen EE-Erzeugungskosten ist die Entwicklung der zugrunde gelegten kostenbasierten Marktpreise die wesentliche Einflussgröße für dieses Ergebnis. Wie in Kapitel 4.7.1 diskutiert, sind insbesondere für die späteren Stützjahre auch höhere Börsenpreise möglich. Dies würde die hier gezeigte Umlage in den entsprechenden Jahren tendenziell verringern.

	2020	2030	2040	2050
Differenzkostenumlage [ct/kWh] (auf Basis der Ist-Situation)	3,73	3,07	2,45	2,75
Differenzkostenumlage (Sensitivität) [ct/kWh] (steigender Anteil privilegierter Verbraucher)	4,44	3,65	2,90	3,26

Tabelle 4-5: Entwicklung der Differenzkostenumlage.

4.12.3 Die Entwicklung wesentlicher Kostenblöcke der Netzkosten

Neben den beschriebenen Kosten der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung fallen weitere Kosten für die Stromversorgung in Deutschland an. Dazu zählen u.a. die Kosten für den Betrieb des bestehenden Stromnetzes, für den erforderlichen Netzaus- und -umbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, für die Bereitstellung von Regelleistung, für den Netzanschluss von Offshore-Windparks, für den Ausbau von Energiespeichern und für DSM-Maßnahmen, für den Ausbau von Grenzkuppelstellen und ggf. für aufzubauende internationale Overlay-Netzstrukturen.²²⁶

Im Folgenden werden grobe Abschätzungen über die Entwicklung ausgewählter weiterer Kosten erstellt. Die dabei ermittelten Werte dienen als vereinfachte Richtwerte. Sie erheben weder Anspruch auf Exaktheit, noch sollen sie als Prognosen verstanden werden. Viel eher sollen grundlegende Verhältnisse und Tendenzen ausgewählter Kostenfaktoren im Rahmen des Umbaus des Stromversorgungssystems aufgezeigt werden (siehe auch die entsprechende Erläuterung am Anfang des Kapitels 4.12).

Die Kosten für das Bestandsnetz

Ein wesentlicher Kostenbestandteil entfällt auf den Netzbetrieb. Diese Kosten umfassen im Wesentlichen den Betrieb und die Instandhaltung der Netzinfrastruktur, die Aufwendungen für Verlustenergie und Systemdienstleistungen (ohne Regelenergie), das Messungs- und Abrechnungswesen sowie die Konzessionsabgabe.²²⁷ Infolge der deutlichen Zunahme der Stromnetzlänge, aber auch aufgrund der

²²⁶ Diese Overlay-Netze werden z.B. nötig, um den im BMU-Leitszenario 2009 angenommenen EE-Direktimport zu ermöglichen.

²²⁷ In den Kosten des Betriebs sind nicht die Kosten für den notwendigen Netzausbau und -umbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, die Anbindung von Offshore-Windparks und die Bereitstellung von Regelleistung enthalten. Auf diese Kostenbestandteile, die in der Realität Bestandteil der Netzentgelte sind, wird zur klareren Darstellung hier separat eingegangen.

steigenden Auslastung der Netze ist mit einer deutlichen Steigerung dieser Kosten zu rechnen. Sie werden zwischen 2010 und 2050 vor allem aufgrund der größeren Stromnetzlänge etwa um die Hälfte ansteigen.²²⁸

Neben den Kosten für den Betrieb des bestehenden Stromnetzes erfordert die Integration erneuerbarer Energien den Aus- und Umbau der Stromnetze auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Zu den Ausbaukosten zählen u.a. die Kosten des Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene, die Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks sowie ggf. die Kosten für den Aufbau von HGÜ-Overlay-Strukturen beispielsweise nach Südeuropa.

Die Kosten für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes

Wie in Kapitel 4.9 gezeigt, ist bis 2050 ein erheblicher Netzausbau auf 380-kV- Ebene für die Integration zunehmender Mengen EE-Strom in Deutschland notwendig. Die Abschätzungen der anfallenden Netzausbaukosten auf der 380-kV-Ebene basieren auf den ermittelten Kosten der dena-Netzstudie II. Diese beziffert die Kosten für 3600 km zusätzliche 380-kV-Drehstromfreileitungen mit einer Standardübertragungsfähigkeit auf rund 6 Mrd. Euro. Dabei berücksichtigt die dena-Netzstudie II eine Vielzahl an möglichen Lastfällen im Jahr. Es werden verschiedene Netzengpässe in Deutschland identifiziert und der notwendige Ausbaubedarf somit sehr genau und für variierende Netzbelastungen kumuliert berechnet. Der Netzausbaubedarf der dena-Netzstudie II deckt sich mit den Ergebnissen der für die vorliegende Studie gemachten Untersuchungen. Hier wurde der Netzausbaubedarf für einen besonders kritischen Netznutzungsfall (Starkwind, Starklast) bis 2050 abgeschätzt. Allein für diesen einen Netznutzungsfall ergibt sich bis 2050 ein Ausbaubedarf von 12 900 Stromkreiskilometern.²²⁹

Die Abschätzung der Netzausbaukosten auf 380-kV-Ebene orientiert sich an den in der dena-Netzstudie II vorgelegten Ergebnissen. Damit werden auch für den weiteren Ausbaubedarf in den Jahren 2030, 2040 und 2050 die variierenden Belastungssituationen im Höchstspannungsnetz näherungsweise berücksichtigt.

Die jährlichen Kosten für den Netzausbau im Höchstspannungsnetz liegen im Jahr 2020 bei unter einer Milliarde Euro und wachsen bis 2050 voraussichtlich auf einen mittleren einstelligen Milliardenbetrag an, sofern in Zukunft nicht andere Wege zur Systemintegration der EE beschritten werden (z.B. EE-Integration unter Nutzung des Erdgasnetzes).

Die Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windenergieanlagen

Neben den Netzausbaukosten auf der 380-kV-Ebene sind durch den starken Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen zusätzlich die Kosten für den Anschluss dieser Anlagen zu berücksichtigen. Gemäß dena-Netzstudie II sind für den zwischen 2015 und 2020 anfallenden Ausbau der Offshore-Windenergie-

²²⁸ Bis 2050 steigt gemäß der angenommenen Entwicklung die Stromnetzlänge in Deutschland von derzeit ca. 1,7 Mio. km auf ca. 2,5 Mio. km.

²²⁹ Eine Umrechnung der Stromkreiskilometer in Trassenkilometer wurde nicht vorgenommen. Es wurde die vorrangige EE-Netzeinspeisung nach EEG 2009 unterstellt.

anlagen (für 2015 bis 2020 wird ein Ausbau von 7 GW zugrunde gelegt) 3,7 Mrd. Euro Anschlusskosten zu veranschlagen.²³⁰

In Anlehnung an die im Rahmen der dena-Netzstudie II ermittelten Kosten für den Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen werden die jährlichen Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windenergie entsprechend den Ausbauzahlen der vorliegenden Studie ermittelt. Diese liegen 2020 noch bei knapp einer halben Milliarde Euro und steigen infolge des starken Ausbaus der Offshore-Windenergie bis auf einen mittleren einstelligen Milliardenbetrag im Jahr 2050 an.

Die Kosten für den Ausbau der Verteilnetzebenen

Neben den analysierten Ausbaukosten des Netzes auf 380-kV-Ebene und den Kosten für den Anschluss von Offshore-Windparks entstehen Kosten beim Umbau der Verteilnetze. Da ein Großteil der installierten EE-Leistung auf Verteilnetzebene einspeist, ist auf dieser Spannungsebene voraussichtlich mit einem signifikanten Umbaubedarf zu rechnen.

Der Umbaubedarf und die daraus resultierenden Kosten auf Verteilnetzebene sind, im Gegensatz zur Höchstspannungsebene, bisher nicht Gegenstand umfangreicher Untersuchungen gewesen. Mit der durch den BDEW 2011 veröffentlichten Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen²³¹ wurde ein aggregierter Ansatz für den Ausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten auf allen Verteilnetzebenen veröffentlicht. Allerdings handelt es sich dabei um eine Abschätzung anhand typisierter Netzregionen und nicht um eine Berechnung auf Basis realer Netze.

Alle anderen bisher für die Verteilnetzebene vorliegenden Studien konzentrieren sich auf einzelne Verteilnetzabschnitte und untersuchen für diese genau spezifizierte Einzelfragestellungen wie z.B. die Integration einer bestimmten Kapazität an Windenergieanlagen. Teilweise vorhandene Kostenabschätzungen beziehen sich damit ebenfalls auf spezifische Verteilnetzabschnitte und spezifische Fragestellungen. Im Folgenden werden exemplarisch die Ergebnisse dreier unterschiedlicher Studien vorgestellt. Weitergehende Informationen zu den grundsätzlichen Herausforderungen der Verteilnetze und dem daraus resultierenden Ausbau-, Umbau- und Innovationsbedarf wurden in Kapitel 4.10 gegeben.

- In einer von der Universität Aachen (IAEW) im Jahr 2010 durchgeföhrten Untersuchung²³² wurde die kostenoptimale Integration von zusätzlichen 3 GW Windleistung in der Region Rheinland-Pfalz untersucht. Wichtige Ergebnisse sind: Die vollständige Netzeinbindung in die 110-kV-Ebene ist im Vergleich zu einer kompletten oder teilweisen Direkteinbindung in das Höchstspannungsnetz die kostengünstigste Variante. Die Investitionskosten zur Netzintegration der 3 GW Windleistung betragen 125 Mio. Euro oder 11 Mio. Euro jährliche Annuität. Betrachtet wurde hierbei ausschließlich die 110-kV-Ebene.

²³⁰ Vgl. dena-Netzstudie II (2010), S. 318.

²³¹ Vgl. BDEW (2011). Aktuell (16. März 2011) liegt eine Kurzfassung der Studie veröffentlicht vor.

²³² Vgl. IAEW (2010).

- Das vom BMWi geförderte Projekt „Netze der Zukunft“²³³ untersucht unter anderem den Transformationsbedarf ländlicher Mittelspannungsnetze. Erste Ergebnisse für ein fiktives ländliches Mittelspannungsnetz zeigen, dass sich bei einer Steigerung der im Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsleistung von 110 MW im Jahr 2010 auf 201 MW im Jahr 2030 ein neuer Leitungsbedarf im Umfang von 600 km (oder ca. 30 Prozent) ergibt. Im gleichen Zeitraum müssen 300 km an nun obsoleten Leitungen rückgebaut werden. Eine Kostenabschätzung wurde noch nicht veröffentlicht.
- Die Studie „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“ enthält eine Abschätzung des Ausbaubedarfs und der damit verbundenen Kosten auf allen Verteilnetzebenen bis 2020. Die Schätzung weist den Investitionsbedarf einmal auf Basis des Energiekonzepts 2010 und einmal auf Basis des BMU-Leitszenarios 2010 aus, wie in Tabelle 4-6 dargestellt ist.

Netzebene	Energiekonzept 2010	BMU-Leitszenario 2010
HS	350 km	650 km
HS/MS	7000 MVA	30 000 MVA
MS	55 000 km	140 000 km
MS/NS	19 000 MVA	33 000 MVA
NS	140 000 km	240 000 km
über alle Netzebenen aggregierte Kosten	10–13 Mrd. Euro	21–27 Mrd. Euro

Tabelle 4-6: Abschätzung des Ausbau- und Investitionsbedarfs auf allen Verteilnetzebenen bis 2020.²³⁴

Die Kosten für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Deutschland und ausländischen EE-Direktimport-Kapazitäten

Den Berechnungen dieser Studie werden EE-Ausbauzahlen des BMU-Leitszenarios 2009 zugrunde gelegt. Im BMU-Leitszenario wird von einem Direktimport²³⁵ erneuerbarer Energien aus einem europäischen Verbund ausgegangen, ohne diesen genau zu spezifizieren. In Kapitel 5.4 wird untersucht, ob ein solcher Direktimport über die bestehenden Grenzkuppelstellen und die bestehenden Übertragungsnetze der jeweiligen Länder erfolgen kann. Dazu wurden die zum Direktimport bestimmten EE-Kapazitäten

²³³ Für weitere Informationen vgl. Zukunftsnetze (2011).

²³⁴ In Anlehnung an BDEW (2011).

²³⁵ Für die Berechnungen wird in dieser Studie zwischen Import und Direktimport unterschieden. Während sich der Import aus einem Nachbarland auf den zu diesem Zeitpunkt in diesem Land existierenden Strommix bezieht, meint der Direktimport einen direkten Zugriff des dt. Stromversorgungssystems auf im Ausland installierte EE-Kapazitäten.

exemplarisch auf Italien und Spanien verteilt. Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass das bestehende Netz trotz eines starken Ausbaus der Grenzkuppelstellen nicht ausreicht, um die entsprechenden Strommengen nach Deutschland zu transferieren. Daher wird zur Nutzung dieser EE-Direktimport-Kapazitäten der Aufbau von Overlay-Netzstrukturen – hier vereinfacht als direkte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen angenommen – nötig.

Die Kosten transnationaler Punkt-zu-Punkt-Verbindungen bzw. die Kosten für den Aufbau von Overlay-Netzstrukturen sind noch nicht ausreichend untersucht. Es ist zu erwarten, dass die Debatte zu Overlay-Netzstrukturen sowohl zur Integration ausländischer EE-Kapazitäten als auch zum generellen grenzüberschreitenden Energieaustausch zunehmen wird. Hier besteht erheblicher Forschungsbedarf.

Die Kosten für die Reserve

Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromversorgungssystem fallen vermehrt Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung an.²³⁶ In Anlehnung an den im Rahmen der vorliegenden Studie ermittelten Regelleistungsbedarf und die Werte für die Aufwendung von Regelenergie im Jahr 2009²³⁷ sowie unter der Annahme, dass sich der Reservemarkt nicht grundsätzlich verändert, wird eine Abschätzung der jährlichen Kosten für Regelleistung vorgenommen. Im Vergleich zum Jahr 2009 steigen die Kosten für die Reserve bis 2050 voraussichtlich um knapp zwei Drittel.

4.12.4 Zwischenfazit Kosten

Wie dargelegt, bleiben die direkten Differenzkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2050 positiv. Neben den aufgeführten Kostenbestandteilen werden zukünftig zusätzlich diverse Flexibilisierungskosten entstehen, um eine sichere Stromversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender EE-Erzeugung zu gewährleisten. Dazu zählen z.B. die Kosten für den verstärkten Einsatz von Demand-Side-Management und wesentlich für den Ausbau von Speicherkapazitäten. Es lässt sich abschließend zusammenfassen: Eine Fokussierung der Kostendiskussion erneuerbarer Energien auf die EEG-Umlage vernachlässigt wie aufgeführt wesentliche weitere Kostenbestandteile. Zukünftige Kostensteigerungen werden verstärkt durch steigende Netzkosten und Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems wie beispielsweise der Errichtung von Speichersystemen verursacht.

Zur gesamtwirtschaftlichen Einordnung von erneuerbaren Energien ist zu beachten, dass auch Kostenbestandteile der konventionellen Stromversorgung wie z.B. Rohstoff- und CO₂-Preise steigen. Weiterhin stehen den Kostensteigerungen erneuerbarer Energien viele positive Effekte und Einsparpotenziale gegenüber wie die Senkung der Klimafolgekosten aufgrund von CO₂-Emissionen, die Senkung der Abhängigkeit von Rohstoffimporten und -preisen und die Steigerung der nationalen Wertschöpfung.

²³⁶ Sowohl die für die vorliegende Studie gemachten Berechnungen als auch die dena-Netzstudie II weisen einen zukünftig steigenden Bedarf an Regelleistung aus.

²³⁷ Vgl. BNetzA (2010), S. 201 ff.

5 Instrumente und Optionen zur verbesserten Integration der EE in das Stromversorgungssystem

Die vorherigen Kapitel zeigen die Entwicklung des bestehenden deutschen Stromversorgungssystems unter Beibehaltung heute bestehender Rahmenbedingungen auf. Die Auswertung der Modellierung dieser Entwicklung zeigt, dass eine vollständige Integration der EE in diesem System nicht erfolgt bzw. nicht möglich ist. Neben der nur unvollständigen Integration der Must-run-Erzeugung bestehen große Herausforderungen bei den Netzen, aber auch bei der Marktintegration der EE. In diesem Kapitel werden anhand ausgewählter Sensitivitätsrechnungen Anpassungsoptionen aufgezeigt. Der Fokus liegt dabei bei Optionen zur Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. Außerdem werden die Netzintegration des EE-Direktimports²³⁸ genauer untersucht sowie mögliche Anpassungen im Bereich der EE erläutert. Zur modelltechnischen Analyse dieser Anpassungsoptionen wird für das Stützjahr 2050 die Kraftwerkeinsatzplanung einmal unter Berücksichtigung einer Anpassungsoption und einmal ohne die ausgewählte Option durchgeführt. Anhand der auftretenden Unterschiede können Rückschlüsse auf die Wirksamkeit der einzelnen Optionen getroffen werden. Die im Folgenden vorgestellten Sensitivitätsrechnungen wurden zu einem frühen Zeitpunkt der Studienerstellung durchgeführt. Daher unterscheiden sich Kraftwerkspark und NTC-Werte der Sensitivitätsrechnungen von denen der übrigen Modellierungsrechnungen der vorliegenden Studie. Aus zeitlichen Gründen war es nicht möglich, die Sensitivitätsrechnungen mit aktualisierten Werten bei Kraftwerkspark und NTC zu berechnen. Die grundsätzlichen Aussagen der Sensitivitätsrechnungen werden durch diese Aktualisierung jedoch ohnehin nicht beeinflusst.

5.1 Die Anpassung im Bereich der konventionellen Erzeugung

Infolge des Ausbaus der EE werden Anpassungen im Bereich der konventionellen Erzeugung notwendig. Die Modellierungsergebnisse in Kapitel 4.5 zeigen, dass der geplante Ausbau der EE in den nächsten Jahrzehnten zu einem Um- und Rückbau des konventionellen Kraftwerksparks führt. Ursache für den Um- und Rückbau sind die steigende EE-Erzeugung und die damit verbundene Verringerung des Niveaus der Residuallast sowie deren steigende Volatilität. Die letztgenannten Veränderungen sind gleichbedeutend mit einem steigenden Flexibilisierungsbedarf im Stromversorgungssystem. Neben der Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung sind mögliche Optionen, diesen Anforderungen zu begegnen, die Senkung des KWK-Anteils und der Aufbau von Speicherkapazitäten.

Die Verringerung des KWK-Anteils senkt die Must-run-Erzeugung, erhöht folglich das Niveau der Residuallast und verändert gegebenenfalls auch deren Struktur. Die Auswirkungen einer Reduzierung des KWK-Anteils werden im Rahmen einer Sensitivitätsrechnung untersucht. Das folgende Kapitel stellt die Ergebnisse dieser Untersuchung dar.

²³⁸ Unter EE-Direktimport wird eine virtuelle Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in das deutsche Stromnetz gemäß BMU-Leitszenario 2009 verstanden, deren Erzeugungsort im Ausland und Einspeisepunkt in das inländische Stromnetz nicht genauer spezifiziert werden.

Die KWK-Sensitivitätsrechnung

Im Rahmen der KWK-Sensitivitätsrechnung wurde eine Modellierung des Stromversorgungssystems für das Stützjahr 2050 zweifach durchgeführt. In einem Modellierungslauf wurde der Anteil der KWK-Erzeugung an der Bruttostromnachfrage Jahr 2050 um ca. 7 Prozent gesenkt. Hierfür wurden Anpassungen bei der konventionellen KWK-Erzeugung sowie bei der KWK-Erzeugung aus EE vorgenommen, die im Folgenden kurz erläutert werden:

- Reduzierung der konventionellen KWK-Erzeugung durch die Annahme, dass KWK-Anlagen mit einer Leistung von über 20 MW, welche nach 2020 infolge des Erreichens ihrer technischen Nutzungsdauer vom Netz gehen, nicht mehr ersetzt werden,
- Modellierung von 25 Prozent der Stromerzeugung aus Biomasse, welche in der Basisrechnung ausschließlich als wärmegeführte KWK modelliert war, als flexible Kraftwerke mit Wärmespeicher²³⁹ und
- Modellierung von 50 Prozent der Stromerzeugung aus Geothermie, welche in der Basisrechnung ausschließlich als wärmegeführte KWK modelliert war, als Grundlasterzeugung (konstante Erzeugung im Jahresverlauf).

Insgesamt resultiert aus diesen Anpassungen ein KWK-Anteil wie in Tabelle 5-1 dargestellt.

Anteil der KWK an der Bruttostromnachfrage und KWK-Erzeugung insgesamt	2050		
	Basisrechnung	22,9 %	138,7 TWh
KWK-Sensitivität	16,0 %	97,0 TWh	

Tabelle 5-1: KWK-Anteil (konventionell und EE) in der KWK-Sensitivitätsrechnung.

Abbildung 5-1 zeigt anhand ausgewählter Größen die Veränderung im deutschen Stromversorgungssystem durch die Reduzierung des KWK-Anteils. Die wesentliche Kenngröße für die Integration der EE, die nicht integrierbare Arbeit der Must-run-Erzeugung, weist eine deutliche Verringerung um 25 Prozent auf. Dies die erheblich verbesserte Integration der reduzierten Must-run-Erzeugung belegt. Dies ist insbesondere auf die gestiegene Systemflexibilität durch die Verringerung des Must-run-KWK-Anteils und die Flexibilisierung eines Teils der Biomasseerzeugung zurückzuführen. Außerdem ist auch eine Verringerung der Stromerzeugung in Deutschland insgesamt zu beobachten. Diese ist durch unterschiedliche Effekte zu erklären: Einerseits substituiert die zusätzliche integrierbare Arbeit der Must-run-Erzeugung die übrige Erzeugungsleistung. Andererseits begünstigt die veränderte Nachfragekurve weniger flexible, aber dafür günstigere Kraftwerke im Ausland. Dadurch steigt u.a. die Erzeugung von Braunkohlekraftwerken, und die Erzeugung flexiblerer Steinkohle- und Gaskraftwerke sinkt.

²³⁹ Mögliche thermische Verluste der Wärmespeicher sowie Ein- und Ausspeicherungswirkungsgrade werden hierbei nicht berücksichtigt.

Insgesamt zeigt damit die KWK-Sensitivitätsrechnung, dass die Verringerung des KWK-Anteils zu einer Flexibilisierung des deutschen Stromversorgungssystems führt, welche im Hinblick auf die Integration der EE auf lange Sicht zu begrüßen ist.

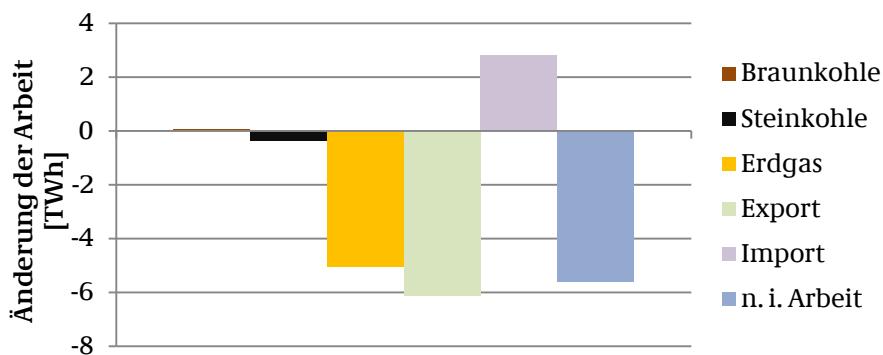


Abbildung 5-1: Änderung der Arbeit infolge der Reduzierung des KWK-Anteils.

5.2 Anpassungen im Bereich der Nachfrage

In der im Kapitel 4 ausgewerteten Modellierung des Energieversorgungssystems bis 2050 wurde eine konstante Stromnachfrage angenommen und deren zeitlicher Verlauf, basierend auf einer historischen Lastzeitreihe, skaliert.²⁴⁰ Wie im Rahmen der Eingangsgrößen beschrieben, sind zukünftig verschiedene Entwicklungspfade für die Stromnachfrage in Deutschland möglich. U.a. stehen nachfragesenkende Potenziale wie Energieeffizienzsteigerungen nachfragesteigernden Potenzialen wie neuen Anwendungen gegenüber.

Neben möglichen Veränderungen des Niveaus der Stromnachfrage ist auch eine Veränderung ihrer zeitlichen Struktur möglich. In diesem Zusammenhang wird vor allem langfristig eine zeitliche Steuerbarkeit beziehungsweise Verschiebbarkeit der Last angestrebt. Durch die zeitliche Verlagerung von Last können Schwankungen bei Nachfrage und Residuallast ausgeglichen werden. Diese zusätzliche Systemflexibilität ist angesichts einer künftig stark volatilen Residuallast eine weitere Anpassungsoption. Im folgenden Kapitel werden daher in einer Sensitivitätsrechnung die Potenziale des Einsatzes von DSM untersucht.

Die DSM-Sensitivitätsrechnung

Im Rahmen der DSM-Sensitivitätsrechnung wurde die Modellierung der Entwicklung des Stromversorgungssystems für das Stützjahr 2050 zweifach durchgeführt. Ziel dieser neuen Modellierung war die Bewertung, inwieweit der Einsatz von DSM zur Integration der EE beitragen kann. Dabei wurden folgende zwei Varianten des DSM-Einsatzes untersucht:

- DSM-Variante 1:
 - Zeitliche Verschiebung von 2 Prozent der stündlichen Last über fünf Stunden pro Tag.

²⁴⁰ Als Basislastreihe diente die für das Jahr 2007 vom ENTSO-E veröffentlichte Lastzeitreihe, vgl. ENTSO-E (2011).

- Auswahl der zu verschiebenden Stunden anhand des Residuallastverlaufs.

- DSM-Variante 2:

- Zeitliche Verschiebung von 8 Prozent der stündlichen Last über fünf Stunden pro Tag.
- Auswahl der zu verschiebenden Stunden anhand des Residuallastverlaufs.

Abbildung 5-2 zeigt die Auswertung bezüglich der Veränderung der Erzeugung im deutschen Stromversorgungssystem im Jahr 2050 bei Berücksichtigung des Einsatzes von DSM. Die wesentliche Kenngröße für die Integration der EE, die nicht integrierbare Arbeit der Must-run-Erzeugung, sinkt deutlich. Dieser Effekt ist auf die zeitliche Verschiebung von Last auf Stunden mit geringer Last und teilweise nicht integrierbarer Leistung zurückzuführen. Außerdem ist eine Verringerung der Stromerzeugung in Deutschland zu beobachten. Diese Verringerung wird durch sinkende Exporte und steigende Importe gedeckt sowie durch die zusätzlich integrierte Arbeit der Must-run-Erzeugung ersetzt. Insgesamt sind bei der konventionellen thermischen Erzeugung ähnliche Effekte wie in der KWK-Sensitivitätsrechnung zu beobachten. Die veränderte Nachfragekurve begünstigt weniger flexible, aber dafür günstigere Kraftwerke. Dadurch steigt beispielsweise die Erzeugung von Braunkohlekraftwerken, und die Auslastung flexiblerer Steinkohle- und Gaskraftwerke sinkt.

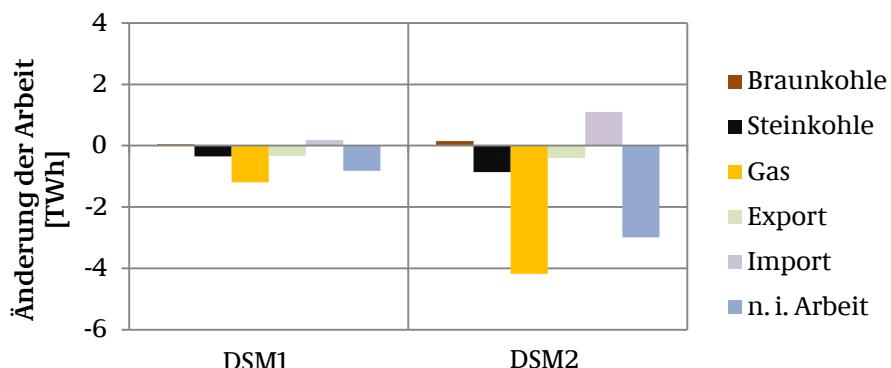


Abbildung 5-2: Änderung der Arbeit in der DSM-Sensitivitätsrechnung.

Abbildung 5-3 zeigt die Veränderung der kostenbasierten Marktpreise für Strom infolge des DSM-Einsatzes. Die Verringerung des Preisniveaus ist auf die Verschiebung der Last und die damit einhergehende oben beschriebene Veränderung bei der konventionellen thermischen Erzeugungsstruktur zurückzuführen. Die Absenkung im Off-Peak-Bereich ist deutlich geringer als im Peak-Bereich, da die in diesen Bereich verschobene Last dem Senkungseffekt entgegenwirkt.

Insgesamt zeigt die DSM-Sensitivitätsrechnung das Potenzial dieser technischen Option, die Systemintegration der EE zu verbessern. Neben der Senkung der nicht integrierbaren Arbeit sind sinkende kostenbasierte Marktpreise zu beobachten. Maßgeblich für die Realisierung dieses Potenzials ist die Wirtschaftlichkeit der Demand-Side-Management-Maßnahmen im Einzelfall.

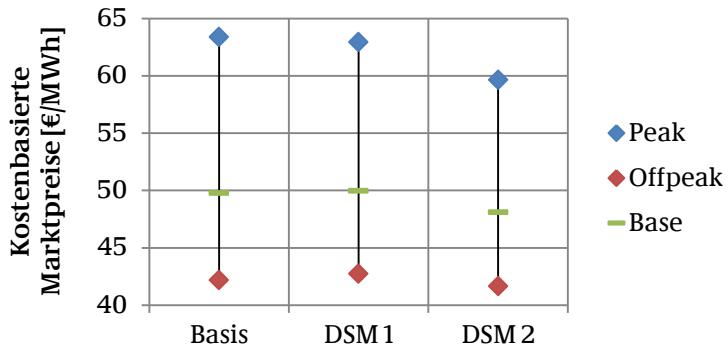


Abbildung 5-3: Änderung der Börsenpreise in der DSM-Sensitivitätsrechnung.

5.3 Der Zubau zusätzlicher Speicherkapazität

Wie eingangs beschrieben, erhöht der massive Ausbau der EE und insbesondere die damit verbundene Zunahme fluktuierender EE-Einspeisung den Flexibilisierungsbedarf im deutschen Stromversorgungssystem. Energiespeicher sind in diesem Zusammenhang ein weiterer Baustein, um den neuen Systemanforderungen zu begegnen. Neben dem Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus EE können sie verschiedene Systemdienstleistungen bereitstellen, die gesicherte Kraftwerksleistung erhöhen und so teilweise den Rückgang konventioneller thermischer Erzeugungsleistung ausgleichen.

Pumpspeicherkraftwerke sind aktuell die einzige verfügbare großtechnische Speichertechnologie für Elektrizität. Weltweit sind Pumpspeicherkraftwerke seit Jahrzehnten erfolgreich im Einsatz. Neben Pumpspeicherkraftwerken wird adiabaten Druckluftspeichern mittelfristig Technik- und Marktreife zugetraut. Diese Technik befindet sich allerdings heute noch in der Entwicklungsphase. Mitte dieses Jahrzehnts könnte der Bau einer Pilotanlage beginnen.

Um die grundsätzlichen Effekte eines Speicherzubaus im Kontext der Integration der EE näher zu untersuchen, wird im Rahmen der vorliegenden Studie eine Speichersensitivitätsrechnung durchgeführt. Im Folgenden werden das Vorgehen und die Ergebnisse dieser Untersuchung dargestellt.

Die Speichersensitivitätsrechnung

Ziel der Speichersensitivitätsrechnung ist, zu prüfen, inwieweit der Einsatz von Speichertechnologien die Integration der EE unterstützen kann. Die vorliegende Studie beschränkt sich hierbei darauf zu untersuchen, welchen Beitrag Speicher zur Verringerung der nicht integrierbaren Arbeit und zur Verringerung der Kosten konventioneller thermischer Erzeugung leisten kann. Weitere Aspekte wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und gesicherter Leistung werden nicht quantitativ untersucht.

Um eine Einschätzung zu geben, welchen kostenmäßigen Mehrwert zusätzliche Speicherkapazitäten im Rahmen der Entwicklung des Stromversorgungssystems im Jahr 2050 liefern, wird der Grenznutzen zusätzlicher Speicher ermittelt. Hierfür wird die Verringerung der Kosten für die konventionelle thermische Erzeugung im europäischen Erzeugungssystem gewählt. Dies ist notwendig, da zum einen

Speicher insbesondere auf diesen Kostenblock Einfluss haben und zum anderen die Auswirkungen von Speichern in Deutschland über den grenzüberschreitenden Handel auch signifikante Auswirkungen auf diese Größe im Ausland haben. Abbildung 5-4 zeigt den jährlichen Grenznutzen für den Zubau von Speichern in Deutschland. Die Auswertung zeigt, dass der kostenmäßige Nutzen zusätzlicher Speicherkapazitäten mit zunehmendem Speicherbestand abnimmt.

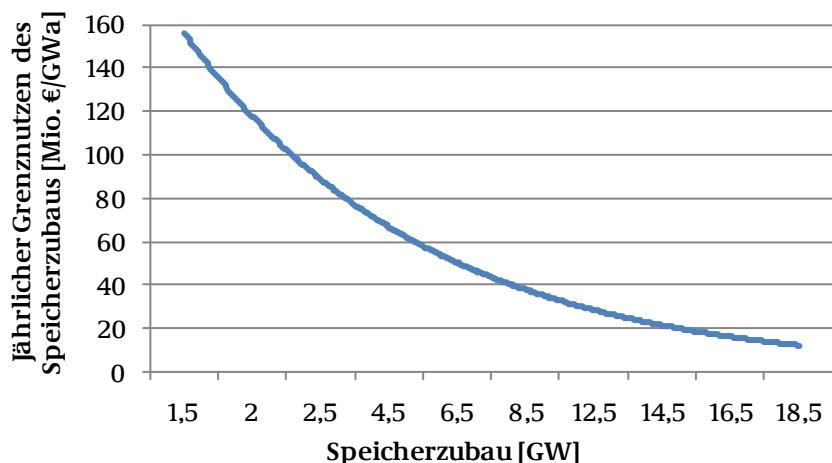


Abbildung 5-4: Jährlicher Grenznutzen von Speicherzubau im Jahr 2050.

Werden die annuitätschen Investitionskosten für den Bau von Speichern deren Kostensenkung bei der konventionellen thermischen Erzeugung im Jahr 2050 gegenübergestellt, so zeigt sich für einen Zubau von bis zu 6,5 GW an Speicherkapazität ein positives Saldo. Diese konservative Abschätzung zeigt aus volkswirtschaftlicher Sicht, dass ein Zubau mindestens dieser Speicherkapazität als positiv zu bewerten ist. Es wird darauf hingewiesen, dass es sich um eine Minimalabschätzung handelt, da verschiedene weitere wesentliche Aspekte wie Kostensenkungen bei der Bereitstellung von Regelleistung sowie weitere Aspekte der Systemsicherheit nicht einbezogen wurden.²⁴¹

Um die Effekte des Speicherzubaus weiter zu quantifizieren, wurden in der vorliegenden Sensitivitätsrechnung die Auswirkungen des Zubaus von Speichern einer Kapazität von 6,5 GW (Zubau von 2,5 GW an Pumpspeicherwerken und 4 GW an adiabaten CAES) untersucht. Hierfür wurde die Kraftwerkseinsatzplanung zweifach für das Stützjahr 2050 durchgeführt. In der zweiten Modellierung wurden zusätzliche 6,5 GW an Speicherkapazitäten berücksichtigt. Abbildung 5-5 zeigt die Ergebnisse bezüglich der nicht integrierbaren Arbeit, des Kraftwerkseinsatzes sowie des Ex- und Imports. Die Auswertung zeigt im Vergleich zur Basisvariante die Verringerung der nicht integrierbaren Arbeit um knapp 25 Prozent. Die Steigerung der Importe bei Verringerung der Exporte und der deutschen Erzeugung zeigt, dass in die Speicherkapazitäten auch Erzeugung aus dem Ausland eingespeichert und in

²⁴¹ Es bedarf detaillierter Untersuchungen, um die Höhe des optimalen Speicherzubaus zu bestimmen. Dabei müssen insbesondere auch die Wechselwirkungen mit anderen Systemanpassungen wie beispielsweise dem Einsatz von DSM untersucht werden. Bei dem in der vorliegenden Studie angenommenen Ausbau der EE liegt der Wert vermutlich deutlich über 6,5 GW im Jahr 2050.

Deutschland genutzt wird. Außerdem zeigt die deutliche Verringerung der Gaserzeugung, dass die sehr flexiblen Speicherkraftwerke insbesondere diese Erzeugung substituieren.

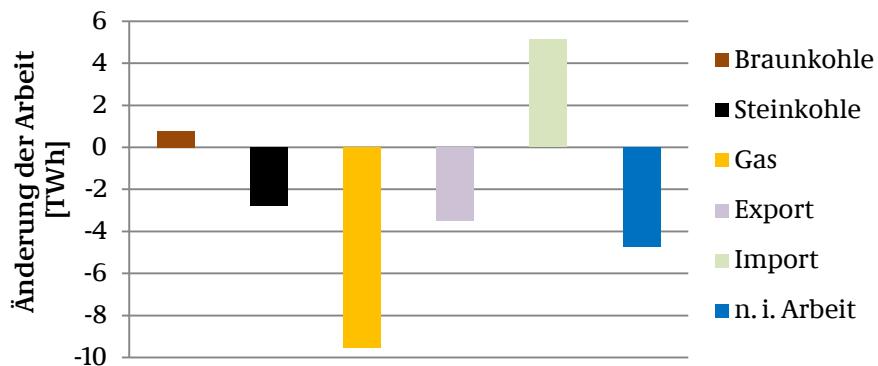


Abbildung 5-5: Die Änderung der Arbeit im Jahr 2050 bei Zubau von 6,5 GW Speicher.

Die Speichersensitivitätsvariante zeigt das weitreichende Potenzial von zusätzlichen Speicherkapazitäten für die Integration der EE. Neben der deutlichen Senkung der nicht integrierbaren Arbeit können auch senkende Effekte bei Kosten und Börsenpreisen erreicht werden. In diesem Zusammenhang muss zudem darauf hingewiesen werden, dass Speicher auch im Bereich der Systemdienstleistungsbereitstellung ein weitreichendes Potenzial für die Integration der EE aufweisen und zur Reduktion der Preisschwankungen an der Börse beitragen.

5.4 Sensitivitätsrechnung für den Direktimport von EE

Die gemäß BMU-Leitszenario 2009 in den Eingangsgrößen angenommene Erzeugung „EE-Direktimport“ steigt bis 2050 auf 123,3 TWh/a an. Dies entspricht einem Anteil von 20 Prozent an der Bruttostromnachfrage. Diese importierte Erzeugung bildet damit einen wesentlichen Teil der deutschen Stromversorgung im Jahr 2050. Ungeachtet der ausreichenden Verfügbarkeit ausländischer EE-Erzeugungskapazitäten ist wie beschrieben jedoch unklar, wie die erzeugte Leistung nach Deutschland übertragen wird. In der Basissimulation wird vereinfachend davon ausgegangen, dass entsprechende Übertragungssysteme wie beispielsweise ein Overlay-Netz bzw. direkte Punkt-zu-Punkt-Verbindungen für die Übertragung des EE-Direktimports nach Deutschland errichtet werden (siehe Kapitel 4.1.2).

Tatsächlich ist heute unklar, ob die Errichtung eines solches Netzes bis 2050 erfolgt. Daher wird in der Sensitivitätsrechnung für den EE-Direktimport untersucht, ob die Übertragung des EE-Direktimports nach Deutschland auch über das bestehende Verbundsystem in Europa möglich ist. Hierfür wird eine Modellierung auf Grundlage der Annahmen der vorliegenden Studie mit zwei weiteren Berechnungen unter Berücksichtigung folgender Annahmen verglichen:

- Annahme für Einspeisepunkte: Gemäß BMU-Leitszenario 2009 stammt die Erzeugung des EE-Direktimports aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund mit hohen Anteilen aus solarthermischer Erzeugung. Als Einspeisepunkt dieser Erzeugung werden daher zu 60 Prozent das Marktgebiet Iberia (Spanien und Portugal) und zu 40 Prozent das Marktgebiet Italien angenommen.

- Annahme für das europäische Verbundnetz: In der Variante A wird die Modellierung für das Stützjahr 2050 mit den Grenzkuppelkapazitäten der Basismodellierung und in Variante B mit einer Erhöhung der europäischen Grenzkuppelkapazitäten untersucht. In Variante B werden die europäischen Grenzkuppelstellen bis 2050 um insgesamt 30 Prozent erhöht. Dies erfolgt anhand einer schrittweisen Erhöhung der am höchsten ausgelasteten Grenzkuppelstellen im gesamten europäischen Modellierungsgebiet.

Abbildung 5-6 zeigt die Auswertung bezüglich der Veränderung der Arbeit im deutschen Stromversorgungssystem im Jahr 2050 bei Einspeisung des EE-Direktimports in den Marktgebieten Iberia und Italien. Beide Varianten weisen eine deutliche Reduktion bei der nicht integrierbaren Arbeit in Deutschland auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die in Deutschland eingespeiste Must-run-Erzeugung im Vergleich zur Basismodellierung um den EE-Direktimport reduziert wird. Eine Auswertung bezüglich der nicht integrierbaren Arbeit in den Marktgebieten Iberia und Italien zeigt in diesen in beiden Varianten einen Anstieg von rund 50 TWh. Damit wird die Verringerung der nicht integrierbaren Arbeit in Deutschland durch einen Anstieg derselben in den Marktgebieten Iberia und Italien deutlich überkompensiert.

Abbildung 5-6 zeigt außerdem, dass sich in beiden Varianten die konventionelle Erzeugung in Deutschland sowie die Importe deutlich erhöhen und die Exporte deutlich zurückgehen. Dies zeigt, dass die Erzeugungsleistung des EE-Direktimports nicht in vollem Umfang Deutschland erreicht und der Rückgang der nicht integrierbaren Arbeit diesen Effekt nur zu einem geringen Anteil kompensiert. Die Folge ist die Ausweitung der Erzeugung aller konventionellen thermischen Kraftwerkstypen in Deutschland. Der hohe Anstieg bei den Gaskraftwerken ist durch deren in diesem Szenario abgeleitete hohe installierte Leistung zu erklären.²⁴²

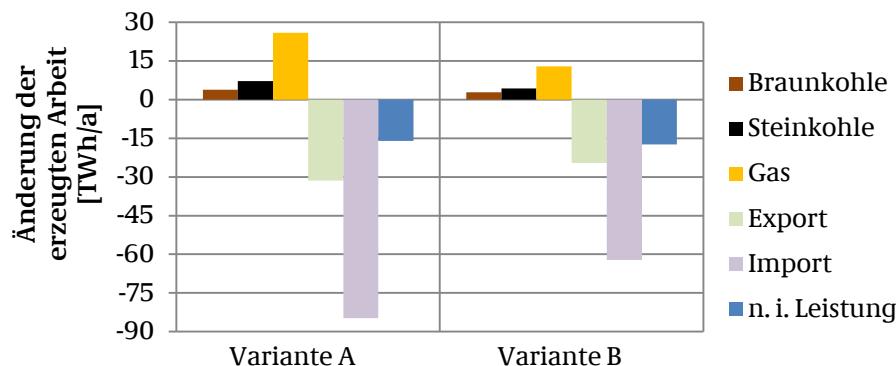


Abbildung 5-6: Die Änderung der Arbeit in der Sensitivitätsrechnung für den EE-Direktimport.

Wesentliches weiteres Ergebnis der Sensitivitätsrechnung für den EE-Direktimport ist das Auftreten von Stunden, in denen in Deutschland Last und/oder Reserveleistungsbedarf nicht vollständig gedeckt werden können. Tabelle 5-2 zeigt die Anzahl der Stunden, in denen Last und/oder Regelleistungsbedarf in Deutschland nicht gedeckt werden können, und welches Leistungsdefizit pro Stunde maximal zu

²⁴² Es wurde auch für diese Sensitivitätsrechnung der für die Basismodellierung errechnete Kraftwerkspark zugrunde gelegt.

beobachten ist. Da in der Modellierung nicht unterschieden werden kann, ob das Leistungsdefizit bei Last oder Regelleistungsbedarf besteht, werden die Werte aggregiert ausgewiesen. Der angenommene Ausbau der Grenzkuppelstellen in Variante B reduziert das Leistungsdefizit in Deutschland deutlich. Sowohl die Stunden als auch die Höhe des Leistungsdefizits werden reduziert.

	2040		2050	
	Variante A	Variante B	Variante A	Variante B
Anzahl der Stunden mit zusätzlichem Leistungsbedarf	157	99	496	255
Maximal zusätzlich benötigte Leistung pro Stunde [GW/h]	14,0	11,5	20,1	16,1

Tabelle 5-2: Das Leistungsdefizit in Deutschland im Jahr 2050.

Die Auswertungen der Sensitivitätsrechnung für den EE-Direktimport zeigen die in dem untersuchten Szenario hohe Bedeutung des EE-Direktimports für die deutsche Versorgung im Jahr 2050. Das beobachtete Leistungsdefizit macht deutlich, dass bei einem Ausbleiben des EE-Direktimports der deutsche konventionelle thermische Kraftwerkspark deutlich größer als in der Basismodellierung sein muss. Der Vergleich von Variante A und Variante B zeigt auch, dass durch den Ausbau des europäischen Verbundnetzes die Integration der EE verbessert und Ausgleichseffekte zwischen den Ländern nutzbar gemacht werden können.

Die Ergebnisse belegen, dass für die Übertragung dieser Erzeugung aus geografisch weit entfernten Gebieten bis nach Deutschland ein Overlay-Netz oder ein deutlich höherer und gezielterer Ausbau der europäischen Verbundnetze als in Variante B notwendig sind. Des Weiteren ist für die zweite Option wahrscheinlich ein zusätzlicher Ausbau des nationalen Übertragungsnetzes notwendig. Die Akzeptanz für den Ausbau solcher Netzstrukturen ist kritisch zu bewerten. Es besteht daher dringender Untersuchungsbedarf, wie eine Übertragung von EE-Direktimporten über weite Strecken nach Deutschland in der Realität umsetzbar ist, bevor diese Erzeugung für die zukünftige Versorgung in Deutschland fest eingeplant wird.

6 Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2010): AG Energiebilanzen e.V.: *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009*, Berlin, Köln, 2010.

AG Energiebilanzen (2011): AG Energiebilanzen e.V.: *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2010*, Berlin, Köln, 2011.

Andor et. al (2010): Andor, M., Flinkerbusch, K., Janssen, M., Liebau, B., Wobben, M.: „Negative Strompreise und der Vorrang der Erneuerbaren Energien“, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 2/2010.

AregV (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (AregV), o.O., 2007.

AusglMechV (2009): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV), o.O., 2009.

Awaad (2009): Al-Awaad A.-R. K.: *Beitrag von Windenergieanlagen zu den Systemdienstleistungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen*, Dissertation, Wuppertal, 2009.

BBR (2010): Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR): *BBSR-Bericht Kompakt*.

BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): *Technische Richtlinie – Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Berlin, 2008.

BDEW (2009): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): *Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zu Gas-, Strom- und FernwärmeverSORGUNG*, Berlin, 2009.

BDEW (2010a): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): *Erneuerbare Energien und das EEG in Zahlen (2010)*, Berlin, 2010.

BDEW (2010b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): Rubrik „Netzkennzahlen“. Abgerufen am 23.12.2010 von www.bdew.de.

BDEW (2011): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): *Kurzfassung: Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020*, Aachen/ Bonn, 2011.

BDEW (2011b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW): *Entwicklung der Energieversorgung 2010*, Berlin, 2011.

BNetzA (2009): Bundesnetzagentur (BNetzA): *Monitoringbericht 2009 – Monitoringbericht gem. § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG*, Bonn, 2010.

BNetzA (2010a): Bundesnetzagentur (BNetzA): *Monitoringbericht 2010 – Monitoringbericht gem. § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG*, Bonn, 2010.

BNetzA (2010b): Bundesnetzagentur (BNetzA): Datenmeldung 2010, abgerufen am 9.2.2011 von <http://www.eeg-kwk.net>.

BMU (2009): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Leitszenario 2009*, Berlin, 2009.

BMU (2010): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Leitszenario 2010*, Berlin, 2010.

BMU (2010a): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Erneuerbare Energien in Zahlen*, Berlin, 2010.

BMU (2011): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Erneuerbare Energien in Zahlen*, Abgerufen am 23.3.2011 von www.bmu.de.

BMWi (2010): Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Berlin, 2010.

BMWi (2011a): Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): *Monitoringbericht*, Berlin, 2011.

BMWi (2011b): Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): *Zahlen und Fakten Energiedaten, Nationale und internationale Entwicklung*, abgerufen am 11.11.2011 von <http://www.bmwii.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik- und-Prognosen/Energiedaten/gesamtausgabe.html>.

Brabandere (2009): De Brabandere K.: *Dezentrale Netzstützung durch PV Wechselrichtern [sic!] im NS-Netz*, Workshop der SMA Solar Technology AG zur dezentralen Netzstützung, Goslar, 2009.

BSH (2011): Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Raumordnungskarten der AWZ, abgerufen am 23.3.2011 von www.bsh.de.

BSW (2011a): Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Statistische Zahlen der Solarwirtschaft*, Oktober 2011.

BSW (2011b): Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Entwicklung des deutschen PV-Marktes 2010/2011*, November 2011.

BSW (2012): Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Statistische Zahlen der Solarwirtschaft*, Januar 2012.

BWE (2010): Bundesverband WindEnergie e.V.: *Status der Windenergie in Deutschland 2009*, Berlin, 2010.

Bundesregierung (2010a): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, 2010.

Bundesregierung (2010b): *Entwurf eines ... Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes*, 23.03.2010.

Capros (2008): Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., Tasios, N.: *Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*, o. O., 2008.

Consentec (2010): CONSENTEC GmbH, r2B Energy Consulting GmbH: *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*, Aachen, 2010.

dena (2008): Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Untersuchung der ökonomischen Auswirkungen des EEG-bedingten Netzausbau und der Vergütung vermiedener Netznutzungsentgelte im Land Sachsen-Anhalt*, Berlin, 2008.

dena (2009): Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) – Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen*, Berlin, 2009.

dena (2011): Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): [www.offshore-wind.de](http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=12509), abgerufen am 28.1.2011 von <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=12509>.

EEX (2011): European Energy Exchange AG: *Jahresbericht 2010*.

EK (2010): Europäische Kommission (EK): *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Energie 2020 – Eine Strategie für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie*, Brüssel, 2010.

Engel (2010): Engel, B.: „Netzanschlussbedingungen für PV-Anlagen in Deutschland“, Vortrag PV LEGAL – Konferenz des BSW, Berlin, 22.9.2010.

EnLAG (2009): Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugetz – EnLAG), o.O., 2009.

ENTSO-E (2010): European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): *European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG), Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)*, o. O., 2010.

ENTSO-E (2010a): European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): *ENTSO-E Report - System Adequacy Forecast 2010–2025*, o. O., 2010.

ENTSO-E (2011): European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Jahreshöchstlastwerte für die Leistungsentnahme, abgerufen am 17.3.2011 von www.entsoe.eu.

ENTSO-E (2011a): European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E): Stundenscharfer Verlauf der Netzlast in Deutschland, abgerufen am 27.4.2011 von www.entsoe.eu.

EnWG (2011): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung – Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), o. O., 2005.

EPR (2005): Europäisches Parlament und Rat (EPR): *Richtlinie 2010/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die Angabe des Verbrauchs an Energie und anderen Ressourcen durch energieverbrauchsrelevante Produkte mittels einheitlicher Etiketten und Produktinformationen*, o. O., 2010.

FGW (2011): Fördergesellschaft Windenergie (FGW): Technische Richtlinien, abgerufen am 7.2.2011 von <http://www.wind-fgw.de>.

Hermes, R (2009): Hermes, R., Ringelband, T., Prouschat, S., Haubrich, H.-J.: *Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2009.

Haubrich (2008): Haubrich, H.-J.: *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*, BNetzA (Hrsg.), Bonn, 2008.

Heuck et al. (2007): Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung*, Friedrich Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlag GmbH, Wiesbaden, 2007.

IAEW (2010): Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen (IAEW): *Kostenoptimale Netzintegration von Windleistung in die 110 kV-Netzregion Rheinland-Pfalz*, Aachen, 2010.

IER, RWI, ZEW (2010): Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW): *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 – Energieprognose 2009*, BMWi (Hrsg.), Berlin, 2010.

IER (2005): Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart: *Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes*, Stuttgart, 2005.

Lichtblick (2010): Lichtblick AG – Kurzgutachten: *Folgen des deutschen Kernkraftausstiegs auf die Preise für CO₂-Zertifikate und für Strom – Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse des im Auftrag des BDI erstellten Gutachtens „Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke“*, Berlin, 2010.

Lindenberger et. al (2010): Lindenberger, D., Fürsch, M., Nicolosi, M.: *Analyse und Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und mögliche Abhilfemaßnahmen*, BMWi (Hrsg.), Berlin, 2010.

McKinsey (2009): McKinsey Deutschland: *Wettbewerbsfaktor Energie – Neue Chancen für die deutsche Wirtschaft*, Frankfurt, 2009.

Ockenfels et al. (2008): Ockenfels, A., Grimm, V., Zoettl, G.: *Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*, EEX (Hrsg.), 2008.

OffshoreGrid (2010): *Regulatory Framework for Offshore Grids and Power Markets in Europe: Techno-economic Assessment of Different Design Options*, abgerufen am 7.2.2011 von www.OffshoreGrid.eu.

Regelleistung (2010): Internetplattform zur Vermarktung von Regelleistung, abgerufen am 11.2.2011 von www.regelleistung.net.

Schmieg (2010): Schmieg, M.: *Intelligente Lösungen für die Netzintegration Erneuerbarer Energien. Ein Beitrag im Symposium – Stromversorgung im Wandel: Netzsicherheit durch Erneuerbare Energien*, Gomaringen/Tübingen, 2010.

SDLWindV (2009): Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen – Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV), o.O., 2009

TradeWind (2009): Integration Wind, Developing Europe's Power Market for Large-Scale Integration of Wind Power, Final Report, abgerufen am 7.2.2011 von www.trade-wind.eu.

TUM (2004): Technische Universität München: *CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Effizienzmaßnahmen*, München, 2004.

Vahrenholdt (2010): Vahrenholdt, E.: VGB Kongress Kraftwerke, abgerufen am 23.9.2010 von http://www.vgb.org/hv_2010_praesentationen.html?dfid=32293.

VDN (2007): Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW): *Transmission Code 2007*, Berlin, 2007.

Zukunftsnetze (2011): Netze für die Stromversorgung der Zukunft, abgerufen am 23.3.2011 von www.zukunftsnetze.de.

7 Anhang

A. Energie, Gewichts- und Zeiteinheiten

Abkürzung	Energieeinheit
a	Jahr
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
J	Joule = Ws
k	Kilo
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
m	Meter
M	Mega
W	Watt
Ws	Wattsekunden
Wh	Wattstunden
SKE	Steinkohleeinheit
RÖE	Rohöleinheit
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde

Tabelle 7-1: Energieeinheiten.

B. Umrechnungsfaktoren für Energieeinheiten

	Mio. t SKE	Mrd. m ³ Erdgas	Mio. t RÖE	PJ
Mio. t SKE	1	0,78	0,70	32,47
Mrd. m ³ Erdgas	1,27	1	0,89	41,40
Mio. t RÖE	1,43	1,12	1	46,39
PJ	0,03	0,02	0,02	1

Tabelle 7-2: Umrechnungsfaktoren der Energieeinheiten.

C. Eingangsdaten der Modellierung

Installierte Bruttoleistung [GW]	EE-Integration				
	2010	2020	2030	2040	2050
Wasser (ohne PSW)	4,8	5,1	5,2	5,2	5,2
Wind onshore	26,8	32,9	35,9	38,0	39,0
Wind offshore	0,2	9,0	23,8	33,5	37,0
Biomasse	5,3	7,9	8,5	8,7	8,7
Photovoltaik	10,0	42,0	60,0	70,0	75,0
Geothermie	0,0	0,3	1,0	2,3	5,3
EE-Direktimport	0,0	0,7	7,7	15,8	20,8
EE gesamt	47,1	97,9	142,1	173,5	191,0

Tabelle 7-3: Ausbau der EE.

Bruttostromerzeugung [TWh/a]	EE-Integration				
	2010	2020	2030	2040	2050
Wasser (ohne PSW)	21,9	24,5	24,8	24,9	25,0
Wind onshore	47,6	66,2	75,3	81,7	85,8
Wind offshore	0,5	30,2	88,0	127,3	142,4
Biomasse	32,1	50,6	55,3	56,3	56,6
Photovoltaik	7,9	36,1	54,6	65,8	72,0
Geothermie	0,0	1,9	7,0	16,2	37,1
EE-Direktimport	0,0	2,7	40,7	91,5	123,3
EE-Erzeugung gesamt	110,0	212,3	345,8	463,7	542,1
Bruttostromnachfrage	607,0	607,0	607,0	607,0	607,0
Anteil der EE	18,1 %	35,0 %	57,0 %	76,4 %	89,3 %

Tabelle 7-4: EE-Erzeugung und Stromnachfrage.

Durchschnittliche Vollaststunden [h]	EE-Integration				
	2010	2020	2030	2040	2050
Wasser (ohne PSW)	4530	4790	4790	4790	4790
Wind onshore	1780	2010	2100	2150	2200
Wind offshore (Nordsee)	2920	3530	3890	4000	4050
Wind offshore (Ostsee)	2190	2650	2920	3000	3040
Biomasse	6010	6450	6510	6470	6490
Photovoltaik	790	860	910	940	960
Geothermie	k. A.	6550	7070	6980	7000
Direktimport EE	k. A.	3700	5270	5810	5940

Tabelle 7-5: Vollaststunden der EE.

	2010	2020	2030	2040	2050
Anteil der KWK an der Gesamtnachfrage	15,2 %	21,8 %	23,4 %	20,4 %	19,4 %
KWK gesamt [TWh]	92,1	132,6	142,0	124,0	118,0
KWK konventionell [TWh]	60,0	82,0	84,0	63,0	45,0
KWK Biomasse [TWh]	32,1	50,6	55,3	56,3	56,6
KWK Geothermie [TWh]	0,0	0,0	2,7	4,7	16,4
Anteil konv. KWK an konv. Gesamterzeugung	12,1 %	20,8 %	32,2 %	44,0 %	69,4 %

Tabelle 7-6: Entwicklung der Erzeugung und des Anteils der KWK.

Betreiber	Standort	Installierte Leistung [MW]	Energieträger
RWE	Niederaußem Block H	65	Braunkohle
Evonik New Energies	Dillingen / Dillinger Hütte	90	Gichtgas
Vattenfall Europe	Hamburg-Tiefstack	125	Erdgas
E.ON Energie, N-ERGIE, Mainova, HEAG	Irsching 5	860	Erdgas
BS ENERGY	Braunschweig	76	Erdgas
Salzgitter AG	Watenstedt	220	Gichtgas
STEAG/EVN	Duisburg-Walsum	790	Steinkohle
RWE	Lingen	876	Erdgas
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen RDK 6S	465	Erdgas
E.ON Energie	Irsching 4	555	Erdgas
Vattenfall Europe	Boxberg	675	Braunkohle
EnBW	Karlsruhe/Rheinhafen	912	Steinkohle
RWE	Neurath	2100	Braunkohle
E.ON Energie	Datteln 4	1055	Steinkohle
Trianel	Lünen	750	Steinkohle
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Wilhelmshaven	800	Steinkohle
RWE + Stadtwerke	Hamm/Westfalen	1600	Steinkohle
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1640	Steinkohle
GKM	Mannheim	911	Steinkohle

Tabelle 7-7: Realisierte Kraftwerkszubauten bis 2014.

Kraftwerkstyp	Technische Nutzungsdauer
GuD-Kraftwerke	40 Jahre
Gasbefeuerte Dampfkraftwerke	40 Jahre
Steinkohlekraftwerke	45 Jahre
Braunkohlekraftwerke	45 Jahre
Ölkraftwerke	40 Jahre
Gasturbinen	50 Jahre

Tabelle 7-8: Nutzungsdauern konventioneller Kraftwerke.

Kraftwerkstyp	Braunkohle	Steinkohle	Gas und Dampf (GuD)	Gasturbine
Investitionskosten [€/kW]	1500	1400	800	450
Sonstige Fixkosten [€/kW/a]	38,6	34,6	19,3	11,7

Tabelle 7-9: Investitions- und Fixkosten für Kraftwerksprojekte.

Kraftwerkstyp	Mindestleistung [% Pmax]	Mindestbetriebszeit [h]	Mindeststillstandszeit [h]
Gasturbine	20	1	1
Gaskraftwerk / GuD	30	1	1
Steinkohlekraftwerk	30	3	4
Braunkohlekraftwerk	50	3	6

Tabelle 7-10: Flexibilitätsparameter konventioneller Kraftwerksneubauten in Deutschland.

Brennstoffpreise RWE – EE-Integration (Realpreise 2007)									
Grenzübergangspreise									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rohöl [€/bbl]	42,0	46,0	49,0	51,0	52,0	53,0	54,0	55,0	56,0
Rohöl [US\$/bbl]	58,0	66,0	71,0	74,0	75,0	76,0	77,0	78,0	79,0
Gas [ct/kWh _{th}] (Ho)	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5
Steinkohle [€/t SKE]	60,0	65,0	70,0	71,0	72,0	73,0	74,0	75,0	76,0
Braunkohle [€/MWh _{th}]	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
CO ₂ -Preise [€/t]	15,00	23,20	31,37	33,45	35,65	37,77	39,90	42,04	44,18
Vergleich der Brennstoffpreise (Realpreise 2007, gleiche Einheiten)									
Grenzübergangspreise (in €/MWh)									
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Rohöl [€/MWh]	48,5	53,1	56,5	58,8	60,0	61,1	62,3	63,4	64,6
Gas [€/MWh _{th}]	17,0	19,0	20,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0
Steinkohle [€/MWh]	7,4	8,0	8,6	8,7	8,8	9,0	9,1	9,2	9,3
Braunkohle [€/MWh _{th}]	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9

Tabelle 7-11: Brennstoffpreise (Realpreise 2007).

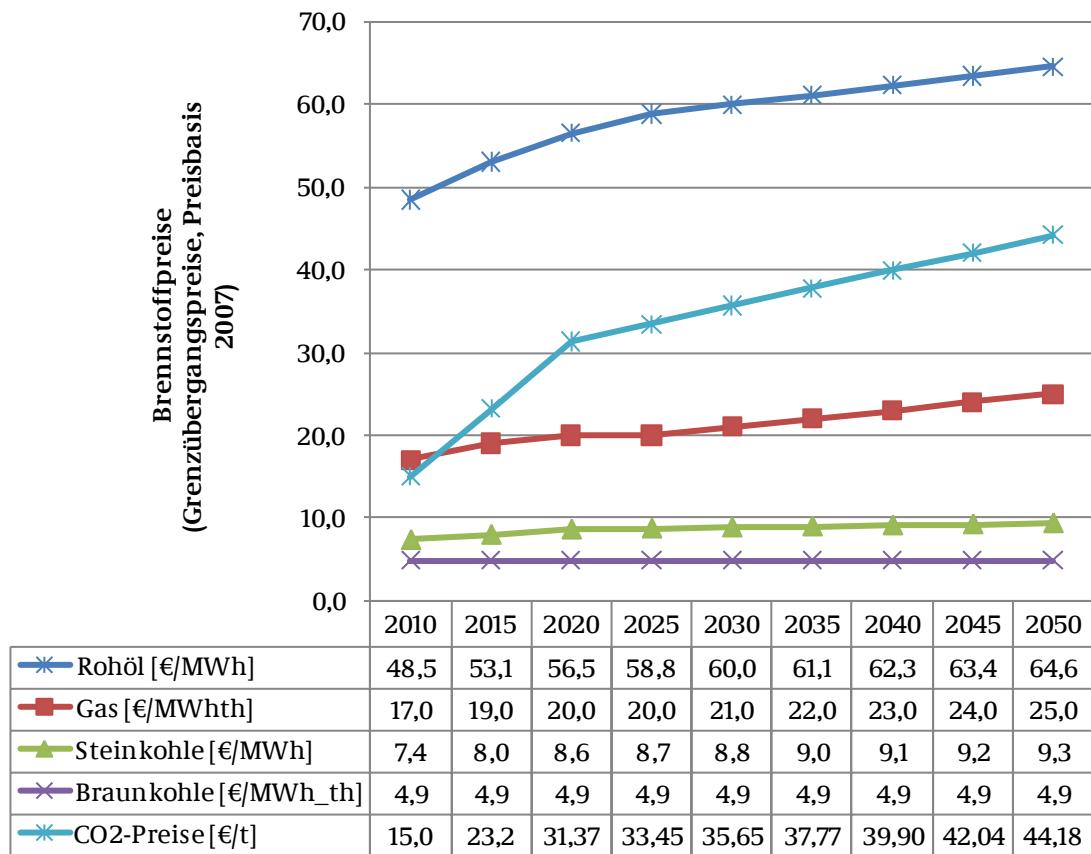


Abbildung 7-1: Entwicklung der Brennstoffpreise (Realpreise 2007).



Abbildung 7-2: Länder der Marktmodellierung.

von nach	AT	BE	CH	CZ	DE	DK -W	ES	FR	HU ₂	IT	NL	NOR- DEL	PL ¹⁾	PT	SI	SK	UK
AT	-	1200	1000	2900			800	400				900					
BE	-						3400			2400							1000
CH	1100	-		2140			3290	1810									
CZ	600	-	800								1900					1200	
DE	2700	4400	2300	-	1500		2810			4000	1195	1100					
DK-W			1500	-						1630							
ES					-	2600						3000					
FR	2900	1400	3200		2600	-		1670								2000	
HU ²⁾	800							-							1000	1700	
IT	400	4165				3200		-							580		
NL	2500		4200								-	700				1000	
NORDEL			1200	1690						700	-	600					
PL ¹⁾			800	1270						600	-				500		
PT					3000							-					
SI	1000								1000	160					-		
SK			2200						1000			600			-		
UK	1000								2000		1000				-		

Tabelle 7-12: NTC-Werte [MW]

D. CO₂-Emissionen nach Kraftwerkstypen

Die dargestellten spezifischen CO₂-Emissionen liegen den Simulationen des Gutachtens zugrunde.

Kraftwerkstyp	CO ₂ -Emissionen
Gasturbine (GT)	0,2016
Gas- und Dampfturbine (GuD)	0,2016
Steinkohle (SK)	0,3348
Braunkohle (BK)	0,3960
Kernenergie (KE)	0,0000
Heizöl	0,2736

Tabelle 7-13: CO₂-Emissionen nach Kraftwerkstyp [t/MWh_{th}].

E. Beschreibung der verwendeten Modelle

Im Folgenden werden die verwendeten Modelle des IAEW (RWTH Aachen) im Detail dargestellt. Eine allgemeine Beschreibung der Modellzusammenhänge ist in Kapitel 4.2 zu finden.

Modellbeschreibung zur Ermittlung des Regelenergiebedarfes

Der Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die zuvor analysierten für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren. Das Verfahren beruht auf dem Ansatz, dass zur Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der leistungsmäßigen Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht die miteinander weitgehend unkorrelierten Einflussfaktoren durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können. Abweichungen, die mit einer Wahrscheinlichkeit auftreten, die größer ist als das tolerierte Defizit- oder Überschussniveau, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzu haltenden Überschuss- (Pr_U) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D). Als Überschuss- bzw. Defizitwahrscheinlichkeit wird ein Wert von 0,1 Prozent angenommen. Durch numerische Integration der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt, bei denen die Einhaltung von Pr_D und Pr_U gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten Reserve. Abbildung 5-1 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

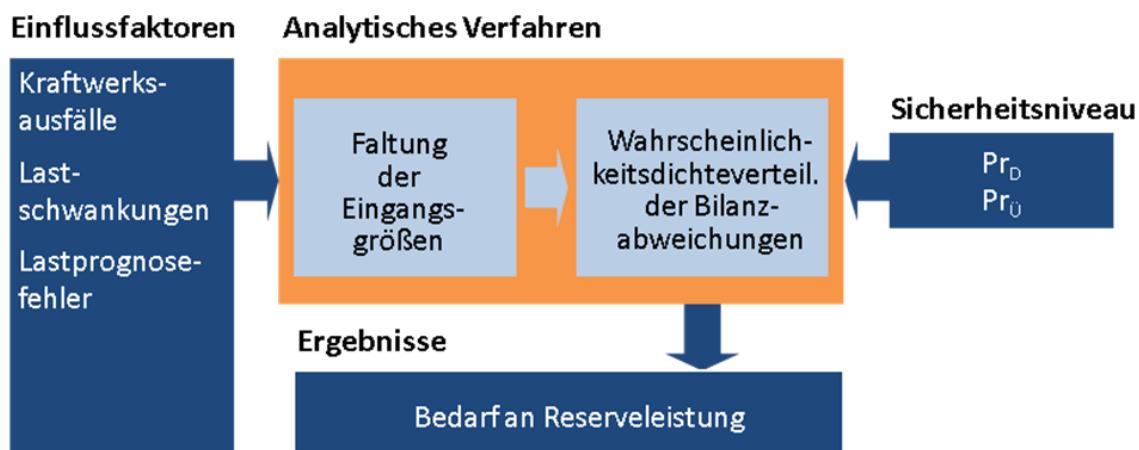


Abbildung 7-3: Bestimmung des Bedarfs an Reserveleistung

Modellbeschreibung der Kraftwerksausbauplanung

Das am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) entwickelte Modell zur Simulation der Entwicklung eines Kraftwerksparks, kurz „IKS“, dient Akteuren am Energiemarkt zu einer Abschätzung der volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerksparkentwicklung. Die Simulation der Entwicklung eines Kraftwerksparks wird dabei für ein Marktgebiet durchgeführt, wobei Netzengpässe innerhalb des Marktgebiets vernachlässigt werden. Übertragungskapazitäten mit angrenzenden Marktgebieten werden in der Simulation berücksichtigt, und der Austausch mit diesen Marktgebieten ist ein Freiheitsgrad der durchgeführten Optimierungsrechnungen.

Im Rahmen der Studie werden der Kraftwerkspark für das Marktgebiet Deutschland simuliert und Übertragungskapazitäten mit den Gebieten Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Frankreich, Niederlande, Nordel²⁴³ und Polen berücksichtigt. Der dortige Kraftwerkseinsatz wird zur Bestimmung der deutschen Importe und Exporte in der Optimierung ebenfalls ermittelt.

Der Simulationszeitraum umfasst eine variable Anzahl an Perioden, wobei einzelne Perioden in zwei Jahreszeiten, Sommer und Winter, unterteilt sind. Das System umfasst thermische und hydraulische Kraftwerke sowie Windenergieeinspeisung, Einspeisung aus sonstigen erneuerbaren Energien zur Deckung einer exogen vorgegebenen Systemlast (Nachfrage). Keine Berücksichtigung finden Spot- und Terminmarkt sowie langfristige Lieferverträge.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird die Notwendigkeit eines Kapazitätszubaus überprüft und ggf. mithilfe eines Vergleichs der Kapitalwerte verschiedener Zubaualternativen die systemkostenminimale Investition zur Kapazitätserweiterung getätigt. Darüber hinaus werden Reserveanforderungen bei Kraftwerksinvestitionsentscheidungen berücksichtigt.

Das Ergebnis der Simulation bildet eine kraftwerksblockscharfe Entwicklung des Kraftwerksparks sowie der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz in jeder Periode über den gewählten Simulationszeitraum. Abbildung 7-4 fasst das verwendete Modell der Kraftwerksausbauplanung zusammen.

²⁴³ Norwegen, Finnland, Schweden, Dänemark-Ost.

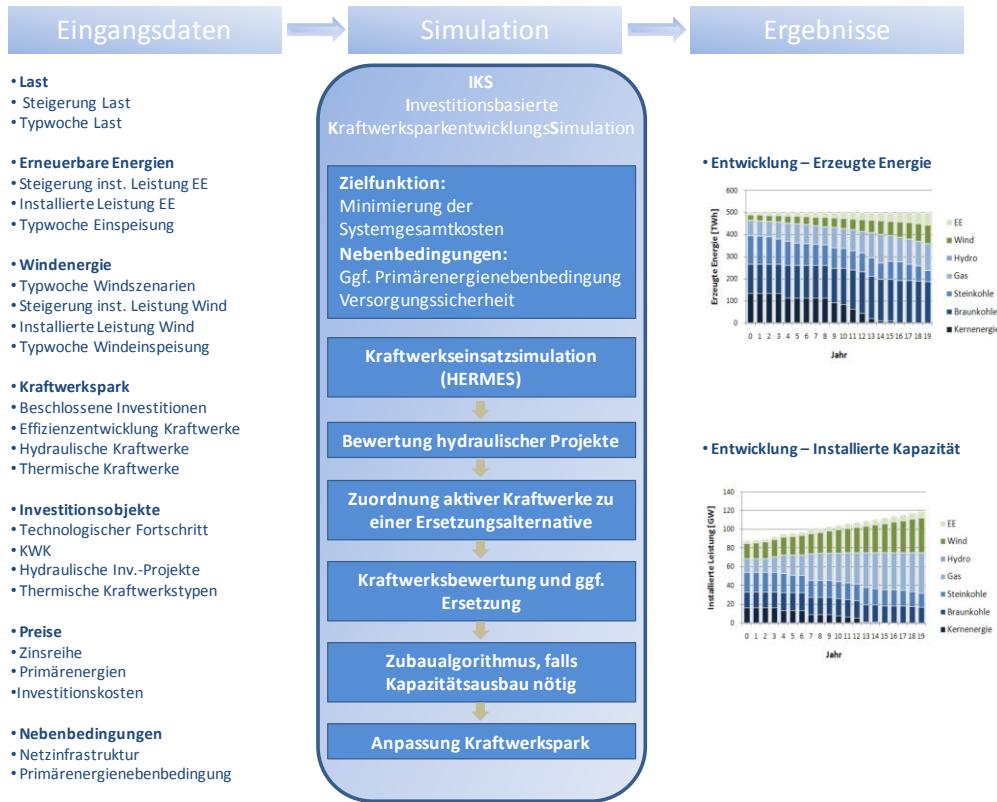


Abbildung 7-4: IKS-Modell zur Simulation der Kraftwerksparkentwicklung²⁴⁴

Modellbeschreibung der Marktsimulation und der Kraftwerkseinsatzplanung

Die Marktsimulationen werden unter Anwendung des am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft entwickelten Verfahrens zur Kraftwerkseinsatz- und Handelsplanung durchgeführt. Auf Basis der Eingangsdaten wie etwa Kraftwerkspark inkl. technischer Daten der Anlagen, Primärenergiepreisen, Nachfrage sowie Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern erfolgt die Simulation des europäischen Strommarktes über die Ermittlung des kostenminimalen, d. h. volkswirtschaftlich optimalen Kraftwerkseinsatzes zur Nachfragedeckung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Energieerzeugung und -übertragung. Dies entspricht genau den Einsatzentscheidungen bzw. Handeltätigkeiten, die unter Annahme eines vollkommenen Marktes, d. h. einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, einer vollständigen Transparenz und damit einer vollkommenen Konkurrenz, sowie unter Vernachlässigung von Handelsstrategien von Marktteilnehmern durchgeführt werden.

Aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe, insbesondere infolge der zeitkoppelnden Nebenbedingungen für die Bewirtschaftung von Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke, ist eine geschlossene Lösung des

²⁴⁴ RWTH Aachen.

Optimierungsproblems nicht möglich und somit ein mehrstufiger Ansatz erforderlich. Abbildung 7-5 gibt einen Überblick über das Gesamtverfahren der Marktsimulation.

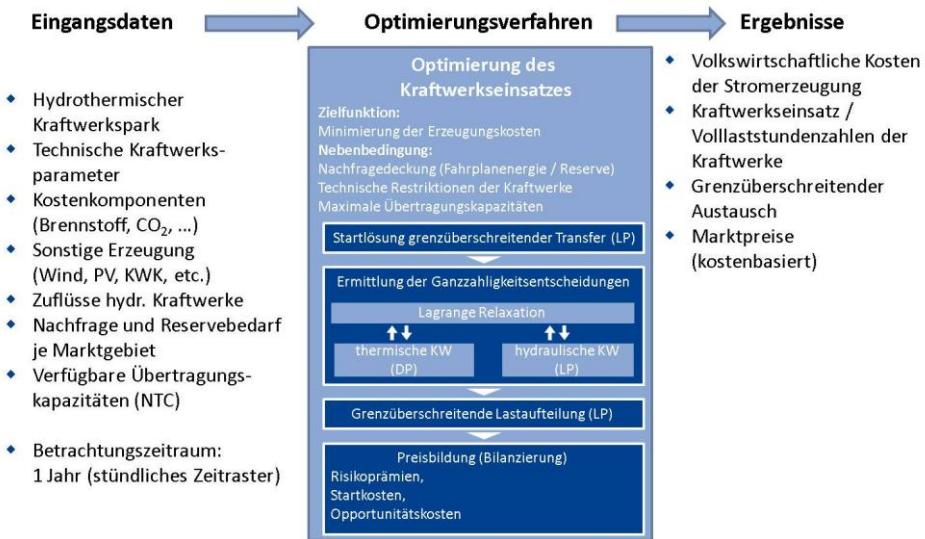


Abbildung 7-5: Marktsimulationsverfahren.

Nach dem Einlesen und Aufbereiten der Eingangsdaten für die Marktsimulation wird in der ersten Verfahrensstufe ein optimaler Energieaustauschfahrplan zwischen den einzelnen Ländern des betrachteten Systems unter Minimierung der Erzeugungskosten zur Nachfragedeckung ermittelt. Dieser Fahrplan für den grenzüberschreitenden Energieaustausch wird über eine lineare Programmierung unter Berücksichtigung u. a. von Übertragungskapazitäten sowie der Maximalleistung von Kraftwerken, jedoch unter Vernachlässigung von Ganzzahligkeitsentscheidungen wie dem Einsatz thermischer Kraftwerke bei Mindestleistungen, geschlossen optimiert. Der Fahrplan dient als Startlösung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs für die folgenden Verfahrensstufen.

Unter Berücksichtigung des Austauschfahrplans werden anschließend die optimalen ganzzahligen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke getroffen. Dabei werden die Problemstellung für jedes Land über einen Dekompositionsansatz im Systembereich in leichter zu lösende Teilprobleme zerlegt, die Einsatzoptimierung der einzelnen Erzeugungseinheiten mit speziell angepassten Algorithmen gelöst und die systemkoppelnden Nebenbedingungen (Nachfrage- und Reservebedingungen) mit Hilfe einer Lagrange-Relaxation koordiniert. Die optimalen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden über eine dynamische Programmierung ermittelt. Der Einsatz vernetzter hydraulischer Kraftwerksgruppen, wie sie z.B. im alpinen Raum vorzufinden sind, wird mittels einer sukzessiv linearen Programmierung optimiert.

Unter Übernahme der Ganzzahligkeitsentscheidungen wird in der dritten Verfahrensstufe das Restproblem mittels einer linearen Programmierung gelöst. In dieser geschlossenen Optimierung der

hydrothermischen Energieaufteilung wird der systemweite, kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung unter Optimierung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs ermittelt.

Mit Hilfe des am IAEW entwickelten Marktsimulationsverfahrens HERMES wird in jeder Periode der Kraftwerks-(Ressourcen-)Einsatz kostenminimal optimiert und werden auf Basis des Kraftwerkseinsatzes Kraftwerksersetzungsentscheidungen thermischer Kraftwerksblöcke getroffen. Die wesentlichen Ergebnisse dieser Optimierung sind der systemweit kostenminimale Kraftwerkseinsatz sowie die Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung. Zudem werden der grenzüberschreitende Energieaustausch sowie stündliche Stromerzeugungskostenkurven (Merit Order) für jedes Land ausgegeben.

Auf Basis dieser Ergebnisse wird ein Market-Coupling unter Berücksichtigung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs im betrachteten System sowie unter Einbeziehung weiterer, für die Preisbildung relevanter Komponenten wie z.B. Risikoprämien, Startkosten und weiterer Opportunitätskosten durchgeführt. Hieraus resultieren die stündlichen Marktpreise je Marktgebiet im geografischen Betrachtungsbereich.

Modellbeschreibung zur Abschätzung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz

Im Folgenden wird das Modell des IAEW (RWTH Aachen) zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs näher erläutert.

Basis der Netzberechnungen bildet ein am IAEW entwickeltes leitungsscharfes Näherungsmodell für den Lastfluss im deutschen Übertragungsnetz.²⁴⁵ Dieses Modell basiert auf frei zugänglichen, öffentlichen Daten. Den Übertragungsnetzbetreibern liegen zwar detaillierte Modelle des Übertragungsnetzes vor, diese sind aber teilweise vertraulich und nicht allgemein zugänglich. Grundsätzliche Informationen wurden Netzplänen und sonstigen Veröffentlichungen der Netzbetreiber und ihrer Verbände entnommen.

Darüber hinaus stehen heute aufgrund der steigenden Anforderungen der Regulierungsbehörden an die Transparenz des Energiemarkts teilweise auch unternehmensspezifische Daten öffentlich zur Verfügung, die ebenfalls zur Strukturierung und Parametrierung des Lastflussmodells genutzt wurden. Soweit keine genaueren Angaben veröffentlicht wurden, insbesondere zu den verwendeten Betriebsmitteltypen, werden die Komponenten durch Standardbetriebsmittel modelliert. Dieses Vorgehen bildet die grundsätzlichen Zusammenhänge in hinreichend genauer Näherung ab, kann allerdings zu lokalen Abweichungen von der Realität führen.

Weiterhin sind in dem Netzmodell alle Länder der damaligen UCTE abgebildet, wobei der Fokus dieser Untersuchung auf dem deutschen Übertragungsnetz liegt. Betriebliche Freiheitsgrade, die sich durch den Einsatz von Querreglern (zum Beispiel an Kuppelleitungen) und Schaltzustände ergeben können, werden nicht berücksichtigt.

²⁴⁵ Hermes, R. et al. (2009).

Ausgangspunkt für die Bewertung des erwarteten Netzausbaubedarfs ist ein Netzdatensatz Stand 2010.

Zur Durchführung von Netzberechnungen ist neben der elektrisch richtigen Nachbildung der Netztopologie die Vorgabe von Netznutzungsszenarien in Form von Leistungsbilanzen an allen Netzknoten notwendig. Deshalb müssen regionenscharf Änderungen der Erzeugungskapazitäten, der installierten Leistung dargebotsabhängiger Erzeugung und der Last prognostiziert werden und in knotenscharfe Netznutzungsszenarien umgesetzt werden. Für die Netzlasten wird die Lastverteilung für die unterschiedlichen Betrachtungszeitpunkte konstant gehalten, lediglich die Höhe der Last wird auf den jeweils konkreten Wert skaliert.

Veränderungen des Kraftwerksparks müssen über konkrete Kraftwerke den einzelnen Netzknoten zugeordnet werden. Dies geschieht ausgehend vom heutigen Kraftwerkspark anhand von Annahmen über die Stilllegung älterer Kraftwerksblöcke bzw. über den Zubau neuer Blöcke der entsprechenden Primärenergieart. Der Kraftwerkszubau wird, soweit möglich, auf bekannte Kraftwerksprojekte übertragen. Für den weitreichenden Betrachtungszeitraum bis 2050 ist dies allerdings nicht immer möglich, da aufgrund des langen Prognosehorizontes keine ausreichende Kenntnis über Kraftwerksprojekte vorliegt. Daher erfolgt in diesen Fällen der prognostizierte Kraftwerkszubau an stark in das Übertragungsnetz eingebundenen Netzknoten. Dadurch wird vermieden, dass es zu lokalen Überlastungen kommt, die durch Kraftwerksanschlüsse hervorgerufen werden. Eine regionale Konzentration neuer Erzeugungseinheiten wird vermieden. Es wurden insbesondere ehemalige KKW-Standorte gewählt, da diese gut eingebunden sind. Dabei wurden südliche Standorte bevorzugt.

Zusätzliche Leistung dargebotsabhängiger Erzeugung wird für Windenergieanlagen (WEA) an Land durch Repowering bestehender Standorte abgebildet, Offshore-WEA werden nach bestehenden Anschlusskonzepten aus der dena-Netzstudie I umgesetzt. Der Ausbau von Photovoltaikanlagen wird basierend auf bekannten Verteilungen und Solarpotenzialkarten abgeschätzt.

Aufbauend auf den aus einer Marktsimulation berechneten Kraftwerkseinsätzen werden kritische Netznutzungsszenarien analysiert und als Eingangsdatum für eine Netzsimulation verwendet.

In der Untersuchung wird, angelehnt an die heutige Planungspraxis zur Identifikation des grundsätzlichen Ausbaubedarfs innerhalb des Übertragungsnetzes, ein Netznutzungsszenario je Betrachtungszeitpunkt so ausgewählt, dass besonders hohe Anforderungen an das Übertragungsnetz gestellt werden. Diese treten dann auf, wenn die lokale, lastferne Einspeisung aus WEA in Norddeutschland besonders hoch ist und somit ein erhöhter Transportbedarf besteht. Daher wird je ein Netznutzungsfall mit mindestens 95 Prozent der maximalen Windeinspeisung und maximaler Last ausgewählt. Da PV-Anlagen verhältnismäßig lastnah positioniert sind, wird für die Bestimmung der Maximallast die Differenz aus Last und PV-Einspeisung bewertet. Die Wahl dieses ausgewählten Netznutzungsfalls reicht aus, um den Netzausbaubedarf grundsätzlich grob zu quantifizieren und zu charakterisieren.

Die Quantifizierung des Ausbaubedarfs berücksichtigt in dieser Untersuchung die thermische Belastbarkeit der Übertragungsleitungen als wichtigste Kenngröße zur Beschreibung erlaubter Betriebszustände einer Leitung. Die Überprüfung der Belastung von Höchstspannungsnetzen erfolgt standardmäßig mit

Hilfe des (n-1)-Kriteriums. Dieses Kriterium besagt, dass auch nach Ausfall einer Leitung oder eines Transformators keine Grenzwertverletzungen bei den übrigen Betriebsmitteln auftreten dürfen. Zur Prüfung der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums werden im Rahmen einer sogenannten Ausfallsimulation nacheinander alle sich nach einem Betriebsmittelausfall ergebenden Netzbelaestungssituationen mit Hilfe des Netzberechnungsprogramms INTEGRAL 7 berechnet und auf Grenzwertüberschreitungen überprüft. Im Falle von Engpässen wird der resultierende Netzausbaubedarf abgeschätzt, indem dem Lastflussmodell parallel zu überlasteten Leitungen Drehstrom-Freileitungen im zur Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen notwendigen Ausmaß hinzugefügt werden. Dieses Vorgehen entspricht keiner optimierten Netzplanung, eignet sich aber als Abschätzung des grundsätzlichen Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte und erlaubt eine vergleichende Bewertung.

