



Endbericht

Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem

*Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Technologie (BMWi)*

Aachen/Köln, 30.06.2010

Dieser Band enthält zwei Berichte:

- I. Hauptstudie: Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem
- II. Zusätzliche Untersuchungen bezüglich einer Laufzeitveränderung deutscher Kernkraftwerke

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Aufgabenstellung.....	1
2	Energiewirtschaftliche und energiepolitische Rahmenannahmen.....	4
2.1	Förderung Erneuerbarer Energien.....	4
2.2	Entwicklung des Stromverbrauchs.....	4
2.3	Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks.....	5
2.4	Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für EUAs.....	7
2.5	Entwicklung der Netzinfrastruktur und die Bedeutung von innerdeutschen Netzungspässen.....	12
3	Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien.....	14
3.1	Verwendete Methodik.....	15
3.2	Unterstellte Annahmen für die EE-Ausbauvarianten.....	16
3.3	Ergebnisse der EE-Ausbauvarianten.....	24
4	Auswirkungen auf die Anforderungen an den Kraftwerkspark und Systemdienstleistungen.....	32
4.1	Entwicklung der residualen Last.....	35
4.2	Erforderliche Regelleistungsvorhaltung und Regelenenergieabruf.....	52
4.3	Gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke und Leistungskredite Erneuerbarer Energien.....	59
5	Entwicklung und Einsatz des Kraftwerksparks.....	68
5.1	Methodik.....	69
5.2	Ergebnisse.....	71
5.3	Exkurs: Notwendige gesicherte Leistung des Kraftwerksparks und Versorgungssicherheit.....	84
6	Auswirkungen auf Netzauslegung und Netzkosten.....	87
6.1	Übertragungsnetz.....	88
6.2	Verteilungsnetze.....	92
7	Auswirkungen auf Strompreise für Endverbraucher.....	99
7.1	Preis- und Kostenwirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf die einzelnen Komponenten der Strompreise für Endverbraucher.....	101
7.2	30 %-Variante.....	105
7.3	Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten.....	112

8	Optimierungspotentiale Erzeugung und Netz	122
9	Fazit.....	134
10	Literaturverzeichnis.....	137
Anhang A:	Exkurs: Kurz- vs. langfristige Auswirkungen der EE auf Strompreise am Großhandelsmarkt	139
Anhang B:	Ökonomische Verwerfungen auf den wettbewerblichen Strommärkten bei hohen EE-Anteilen.....	145
Anhang C:	Beschreibung des Verfahrens zur Bemessung des Reservebedarfs.....	149
	C.1 Analytisches Verfahren.....	149
	C.2 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve.....	150
	C.3 Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenergie.....	154
Anhang D:	Bestimmung des Leistungskredites je Erzeugungstechnologie	155
Anhang E:	Modellbeschreibung Elektrizitätsmarktmodell.....	158
	E.1 Modellierung von kurz- und mittelfristigen Aspekten.....	158
	E.2 Modellierung von langfristigen Aspekten.....	162
	E.3 Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau	163
Anhang F:	Erneuerbare Energien-Modell	166
Anhang G:	Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse.....	168
	G.1 Grundsätzliches.....	168
	G.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe.....	169
	G.3 Teilgebietsansatz.....	170
	G.4 Eingangsgrößen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells.....	171
	G.5 Planungsvorgaben.....	174
	G.6 Netzauslegung	176
	G.7 Kostenermittlung.....	178
	G.8 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben	179
Anhang H:	Ergebnisse der Varianten spezifischen Entwicklung der Erneuerbaren Energien 182	
	H.1 Installierte EE-Leistung.....	182
	H.2 EE-Stromerzeugung.....	184
	H.3 EE-Bruttoförderkosten	187
Anhang I:	Entwicklung und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks in den Ausbauvarianten	190
	I.1 Installierte konventionelle Kraftwerksleistung.....	190

I.2	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement	192
I.3	Brennstoffverbrauch	195
I.4	CO ₂ -Emissionen in der deutschen Stromerzeugung	197
Anhang J:	Entwicklung der Strompreise	199
J.1	Großhandelspreise für Strom	199
J.2	EEG-Umlage	200
J.3	Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen	203
Anhang K:	Als bis 2020 realisiert angenommene Ausbauprojekte im Übertragungsnetz	210
Anhang L:	Modelldetails zur Ermittlung des Übertragungsnetzausbaubedarfs	211

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Gang der Untersuchung	2
Abbildung 2-1:	Entwicklung der Bestandsanlagen an konventionellen Kraftwerken in Deutschland bis 2020	6
Abbildung 2-2:	Entwicklung der Bestandsanlagen an konventionellen Kraftwerken in Deutschland bis 2020 unter Berücksichtigung von Kraftwerken in Bau	7
Abbildung 2-3:	Historische Entwicklung der Weltmarktpreise für Steinkohle und Rohöl sowie des Grenzübergangspreise Erdgas – Jahr 2001 bis 2008.....	8
Abbildung 2-4:	Entwicklung der Preise für CO ₂ -Emissionsberechtigungen (EUAs), Jahresmittelwert – 2005 bis 2020.....	10
Abbildung 3-1:	Entwicklung der Erneuerbaren Energien (Leistung, Erzeugung, Bruttofördervolumen) bis zum Jahr 2020 – Variante 30%	25
Abbildung 3-2:	Installierte Leistung der Erneuerbaren Energien Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	29
Abbildung 3-3:	Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	30
Abbildung 3-4:	Bruttofördervolumen der Erneuerbaren Energien Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	31
Abbildung 4-1:	Einsatz der Kraftwerke nach Technologien zur Lastdeckung	36
Abbildung 4-2:	Typischer Lastverlauf in einer Winter- und einer Sommerwoche in Deutschland	36
Abbildung 4-3:	Monatlicher Stromverbrauch in Deutschland.....	37
Abbildung 4-4:	Lastdauerlinie in Deutschland	38
Abbildung 4-5:	Lastdauerlinie und Bestimmung Grund-, Mittel- und Spitzenlast.....	39
Abbildung 4-6:	Brutto-Stromerzeugungskapazitäten in GW (brutto) Ende 2008	39
Abbildung 4-7:	Einsatz der Kraftwerke nach Technologien zur residualen Lastdeckung	42
Abbildung 4-8:	Residuale Lastdauerlinie in Deutschland	43
Abbildung 4-9:	Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast auf Basis der Lastdauerkurve und residualen Lastdauerkurve – Leistung & Energie.....	43
Abbildung 4-10:	Lastdauerkurve und erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland – 2010, 2015 & 2020.....	44
Abbildung 4-11:	Einfluss der Windenergieeinspeisung auf die residuale Lastdauerlinie im Jahr 2020	46

Abbildung 4-12: Einfluss der Einspeisung von Fotovoltaikanlagen auf die residuale Lastdauerlinie im Jahr 2020	48
Abbildung 4-13: Einfluss der Einspeisung von Laufwasserkraftwerken auf die residuale Lastdauerlinie im Jahr 2020	49
Abbildung 4-14: Gesamtverbrauch und vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Energiemengen in den unterschiedlichen Lastbereichen und Ausbauvarianten – Jahr 2020	50
Abbildung 4-15: Spitzenlast und notwendige konventionelle Kraftwerksleistung in den unterschiedlichen Lastbereichen und Ausbauvarianten – Jahr 2020	51
Abbildung 4-16: Durchschnittliche Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks in den unterschiedlichen Lastbereichen und Ausbauvarianten – Jahr 2020 (zum Vergleich ist auch der entsprechende Wert ohne EE-Einspeisung angegeben)	52
Abbildung 4-17: Entwicklung des Bedarfs an Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserveleistung (MRL) bis 2020 – Referenzszenario 30 %	57
Abbildung 4-18: Entwicklung des Reservebedarfs (Summe aus Sekundärregelreserve und Minutenreserveleistung) bis 2020 – Vergleich der EE-Szenarien.....	58
Abbildung 5-1: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahre 2020 – Ausbauvariante 30 %.....	72
Abbildung 5-2: Stromerzeugung bis zum Jahre 2020 – Ausbauvariante 30 %.....	74
Abbildung 5-3: Brennstoffverbrauch bis zum Jahre 2020 – Ausbauvariante 30 %	76
Abbildung 5-4: CO ₂ -Emissionen bis zum Jahre 2020 – Ausbauvariante 30 %	77
Abbildung 5-5: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	78
Abbildung 5-6: Endogener Zubau von konventionellen Kraftwerken Bis zum Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	79
Abbildung 5-7: Stromerzeugung Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	80
Abbildung 5-8: Volllaststunden Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	82
Abbildung 5-9: Brennstoffverbrauch Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten	83
Abbildung 5-10: CO ₂ -Emmissionen Im Jahre 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	84
Abbildung 6-1: Mehrkosten im Übertragungsnetz (nur Infrastruktur, ohne Offshore-Netzanschlusskosten) im Jahr 2020 im Vergleich zu 2010 – Alle Ausbauvarianten	90
Abbildung 6-2: Prozentuale Mehrkosten in Verteilungsnetzen im Jahr 2020 im Vergleich zu 2010 – Ausbauvariante 30%	96
Abbildung 6-3: Prozentuale Mehrkosten in Verteilungsnetzen im Jahr 2020 im Vergleich zu 2010 – Alle Ausbauvarianten	97

Abbildung 7-1:	Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte mit einem Verbrauch von 3.500 kWh p.a. im Jahr 2009.....	101
Abbildung 7-2:	Strompreise am Großhandelsmarkt im Jahr 2010 bis 2020 – 30 %-Ausbauvariante.....	106
Abbildung 7-3:	Durchschnittlicher Marktwert EEG-Strom vs. konventioneller Strom im Jahr 2010 bis 2020 – 30 %-Ausbauvariante.....	106
Abbildung 7-4:	Veränderung der Kosten der Netzbetreiber von 2010 bis 2020 – 30 %-Ausbauvariante.....	109
Abbildung 7-5:	Entwicklung der Endkundenpreise für private Haushalte von 2010 bis 2020 – 30 %-Ausbauvariante.....	111
Abbildung 7-6:	Entwicklung der Endkundenpreise für Industriekunden Kategorie 1 & 2 von 2010 bis 2020 – 30 %-Ausbauvariante.....	112
Abbildung 7-7:	Strompreise am Großhandelsmarkt im Jahr 2020 – Alle Ausbauvarianten....	113
Abbildung 7-8:	Durchschnittlicher Marktwert EEG-Strom vs. konventioneller Strom im Jahr 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	114
Abbildung 7-9:	Brutto- und Netto-Förderung EEG im Jahr 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	115
Abbildung 7-10:	EEG –Umlage im Jahr 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	115
Abbildung 7-11:	Kosten für Systemdienstleistungen im Jahr 2020– Alle Ausbauvarianten.....	116
Abbildung 7-12:	Veränderung der Netzkosten über alle Netzebenen von 2010 bis 2020 (ohne Systemdienstleistungen) – Alle Ausbauvarianten.....	117
Abbildung 7-13:	Prozentuale Veränderung der Realen Netznutzungsentgelte in der Hoch-, Mittel- und Niederspannung zwischen 2010 und 2020 – Alle Ausbauvarianten.....	118
Abbildung 7-14:	Vergleich der Strompreise nach Preiskomponenten im Jahr 2020 nach Kundengruppen – Alle Ausbauvarianten.....	119
Abbildung 7-15:	Veränderung der Kosten für Endverbrauch gegenüber der 30 %-Ausbauvariante im Jahr 2020.....	120
Abbildung A-1:	Schematische Darstellung des ‚merit order‘-Effekts Der Einspeisung von Windenergie.....	140
Abbildung A-2:	Dauerlinie des Großhandelspreises und der residualen Last mit und ohne Windenergieeinspeisung im Jahr 2010.....	141
Abbildung A-3:	Residuale Lastdauerlinie 2020 mit und ohne Windenergieeinspeisung – 30 %-Variante.....	143
Abbildung A-4:	Installierte Leistung und Stromerzeugung des konventionellen Kraftwerksparks 2020 mit und ohne Windenergieeinspeisung – 30 %-Variante.....	143
Abbildung C-5:	Analytisches Verfahren zur Reservebemessung.....	150

Abbildung C-6:	Einsatz der Reservearten in verschiedenen Zeitbereichen	151
Abbildung C-7:	Exemplarische Darstellung der Zuordnung von Bilanzabweichungen zu den verschiedenen Defizitursachen	151
Abbildung C-8:	Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve	153
Abbildung D-9:	Wahrscheinlichkeitsfunktion zur Bestimmung der gesicherten Leistung Erzeugungstechnologien.....	156
Abbildung D-10:	Systemsicherheit und Gesicherte Leistung	157
Abbildung E-11:	Einfaches 'merit order'-Modell	159
Abbildung E-12:	'merit order'-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte	160
Abbildung E-13:	'merit order'-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten	160
Abbildung E-14:	Modellstruktur	163
Abbildung E-15:	Kern-, Modell- und Satellitenregionen.....	164
Abbildung F-16:	Modellstruktur Erneuerbare Energien Modell mit In- und Outputs.....	166
Abbildung G-17:	Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse.....	170
Abbildung G-18:	Nachbildung eines realen (inhomogenen) Versorgungsgebiets durch Zerlegung in näherungsweise als homogen angenommene Teilgebiete	171
Abbildung G-19:	Verdeutlichung des Einflusses der Grundstücksgeometrie auf die Versorgungsleitungslänge in der Endverteilungsebene.....	174
Abbildung G-20:	Grundsätzliche Struktur von Strom-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Niederspannungsebene)	180
Abbildung G-21:	Optionale Grundformen der Netzstruktur für Strom-Modellnetze	180

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Entwicklung der Preise für Primärenergieträger und Brennstoffpreise frei Kraftwerk – 2010, 2015 & 2020	9
Tabelle 2-2:	Einsparungen von CO ₂ -Emissionen in der europäischen Stromerzeugung im Vergleich zur 30 %-Variante	11
Tabelle 2-3:	Annahmen zu CO ₂ -Zertifikatspreisen in den unterschiedlichen Ausbauvariante EE	12
Tabelle 3-1:	Überblick über die Anpassungen für die EE-Ausbauvarianten.....	17
Tabelle 3-2:	Anpassungen für Wind Onshore für die EE-Ausbauvarianten.....	17
Tabelle 3-3:	Anpassungen für Wind Offshore für die EE-Ausbauvarianten.....	19
Tabelle 3-4:	Anpassungen für Fotovoltaik für die EE-Ausbauvarianten	21
Tabelle 3-5:	Anpassungen für Bioenergie für die EE-Ausbauvarianten.....	22
Tabelle 3-6:	Anpassungen für Geothermie für die EE-Ausbauvarianten.....	23
Tabelle 3-7:	Anpassungen für kleine Wasserkraft für die EE-Ausbauvarianten	23
Tabelle 4-1:	Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken	54
Tabelle 4-2:	Bestimmung der Verfügbarkeit für unterschiedliche Kraftwerkstechnologien.....	62
Tabelle 4-3:	Bestimmung des Leistungskredites für unterschiedliche Erzeugungstechnologien in Deutschland bis 2020 – 30 %-Variante.....	64
Tabelle 4-4:	Bestimmung des Leistungskredites für Windenergie in Deutschland bis 2020	65
Tabelle 4-5:	Vergleichende Darstellung der Leistungskredite über alle EE- Ausbauvarianten	66
Tabelle 7-1:	Brutto- und Netto-Förderkosten EEG sowie EEG-Umlage 2010 bis 2020 in der 30 %-variante	107
Tabelle H-1:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	182
Tabelle H-2:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	182
Tabelle H-3:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	183
Tabelle H-4:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	183

Tabelle H-5:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	183
Tabelle H-6:	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	184
Tabelle H-7:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	184
Tabelle H-8:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	185
Tabelle H-9:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	185
Tabelle H-10:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	186
Tabelle H-11:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	186
Tabelle H-12:	Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	187
Tabelle H-13:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	187
Tabelle H-14:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	187
Tabelle H-15:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	188
Tabelle H-16:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	188
Tabelle H-17:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	188
Tabelle H-18:	Bruttoförderkosten Erneuerbarer Energien in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	189
Tabelle I-19:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	190
Tabelle I-20:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	190
Tabelle I-21:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	190
Tabelle I-22:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	191

Tabelle I-23:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	191
Tabelle I-24:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	191
Tabelle I-25:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	192
Tabelle I-26:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	192
Tabelle I-27:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	193
Tabelle I-28:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	193
Tabelle I-29:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	194
Tabelle I-30:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	194
Tabelle I-31:	Brennstoffverbrauch in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	195
Tabelle I-32:	Brennstoffverbrauch in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	195
Tabelle I-33:	Brennstoffverbrauch in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	195
Tabelle I-34:	Brennstoffverbrauch in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	196
Tabelle I-35:	Brennstoffverbrauch in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	196
Tabelle I-36:	Brennstoffverbrauch in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	196
Tabelle I-37:	CO ₂ -Emissionen in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	197
Tabelle I-38:	CO ₂ -Emissionen in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	197
Tabelle I-39:	CO ₂ -Emissionen in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	197
Tabelle I-40:	CO ₂ -Emissionen in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	198

Tabelle I-41:	CO ₂ -Emissionen in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	198
Tabelle I-42:	CO ₂ -Emissionen in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	198
Tabelle J-43:	Großhandelspreise in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	199
Tabelle J-44:	Großhandelspreise in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	199
Tabelle J-45:	Großhandelspreise in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	199
Tabelle J-46:	Großhandelspreise in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	199
Tabelle J-47:	Großhandelspreise in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	200
Tabelle J-48:	Großhandelspreise in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	200
Tabelle J-49:	EEG-Umlage in der 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	200
Tabelle J-50:	EEG-Umlage in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	201
Tabelle J-51:	EEG-Umlage in der 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	201
Tabelle J-52:	EEG-Umlage in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	202
Tabelle J-53:	EEG-Umlage in der 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	202
Tabelle J-54:	EEG-Umlage in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	203
Tabelle J-55:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	203
Tabelle J-56:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	204
Tabelle J-57:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	204
Tabelle J-58:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	204
Tabelle J-59:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	205
Tabelle J-60:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	205
Tabelle J-61:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	205

Tabelle J-62:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	206
Tabelle J-63:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	206
Tabelle J-64:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	206
Tabelle J-65:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	207
Tabelle J-66:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	207
Tabelle J-67:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 25 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	207
Tabelle J-68:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	208
Tabelle J-69:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 35 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	208
Tabelle J-70:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	208
Tabelle J-71:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 45 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	209
Tabelle J-72:	Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	209

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien (EE) an der Stromversorgung ist – im Einklang mit der Energie- und Klimaschutzpolitik der Europäischen Union – politisches Ziel der Bundesregierung. Insbesondere durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahre 2000, als wichtigstes Förderinstrument für den Ausbau Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung in Deutschland, wurde ein erhebliches Wachstum bei den Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren induziert. Ende des Jahres 2008 lag der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland bereits bei rund 15 %. Bis zum Jahre 2020 soll dieser Anteil, gemäß Zielvorgaben des aktuellen EEG, auf mindestens 30 % steigen.

Mit der Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung sind auf der einen Seite erhebliche Auswirkungen an die Anforderungen in den Bereichen Erzeugung, Netze und Systemdienstleistungen verbunden. Auf der anderen Seite ergeben sich Konsequenzen für die Kosten der Stromversorgung sowie die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt und für die Endverbraucher.

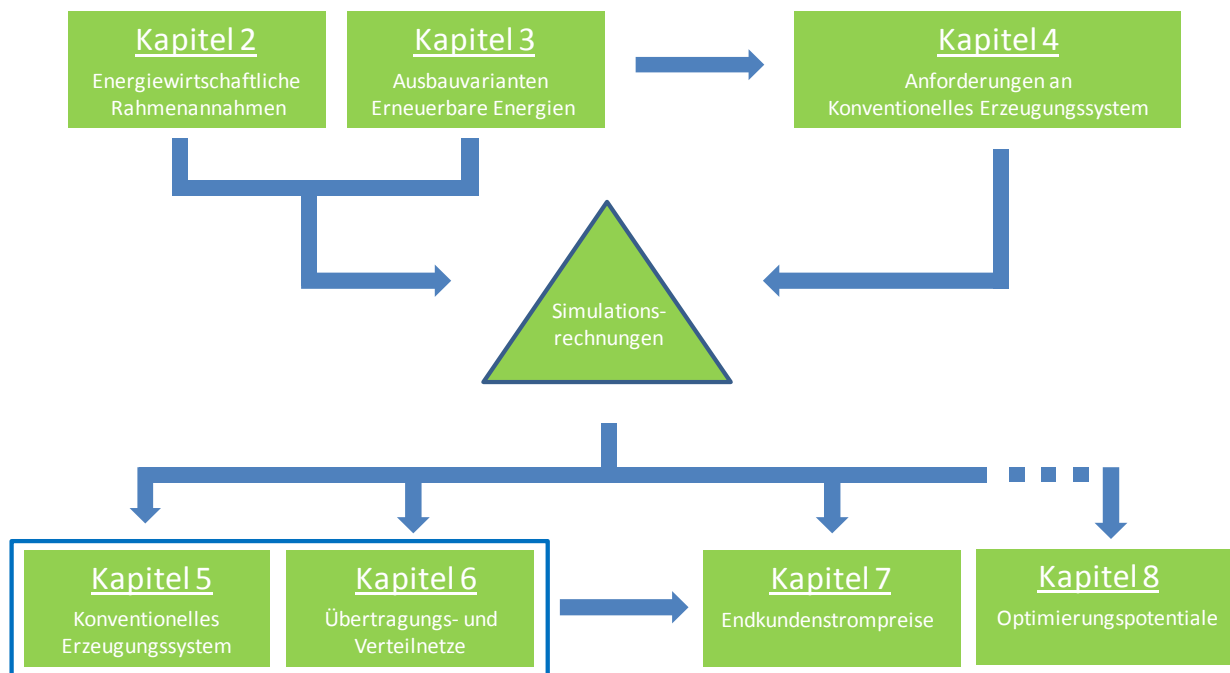
Das EEG garantiert Betreibern von EEG-Anlagen die Abnahme des eingespeisten Stroms zu einem Festpreis über eine Dauer von in der Regel 20 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage. Da hierdurch – z. B. im Vergleich zu einem Quotenmodell – keine exakte Mengensteuerung möglich ist, ist die zeitliche Entwicklung des Anteils von EE-Strom an der Stromversorgung mit Unsicherheiten verbunden. Zudem wurden in der Vergangenheit regelmäßig Anpassungen bei einzelnen Regelungen im EEG – insbesondere bei den Vergütungssätzen – auf Basis des jeweiligen EEG-Erfahrungsberichts vorgenommen. In aktuellen Studien, Prognosen und Szenarien werden EE-Anteile zwischen 25 % und 50 % bis zum Jahre 2020 unterstellt bzw. postuliert.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die Arbeitsgemeinschaft, bestehend aus Consentec GmbH und r2b energy consulting GmbH, beauftragt, die „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“ zu analysieren. Der Fokus der Studie liegt auf der Ausarbeitung der Konsequenzen auf die Anforderungen an die Erzeugung, die Netze und Systemdienstleistungen sowie auf die Kosten der Stromversorgung und Strompreise für unterschiedliche EE-Ausbauvarianten bis zum Jahr 2020. Im Rahmen dieser Studie werden Varianten in einer Bandbreite des Anteils von EE-Strom an der Stromversorgung von 25 % bis 50 % bis zum Jahr 2020 analysiert.

Die folgende Analyse wurde in verschiedene Arbeitsschritte eingeteilt, welche aufeinander aufbauen. In Abbildung 1-1 ist der Aufbau dieser Studie schematisch dargestellt. In **Kapitel 2** werden zunächst die energiewirtschaftlichen und –politischen Rahmenbedingungen aufgezeigt, welche in dieser Studie unterstellt werden. So ist es bspw. notwendig, Annahmen zur Entwicklung von Stromverbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen, Netzinfrastruktur,

Stilllegungspfade von Bestandsanlagen und Zubauten von bereits in Bau befindlichen Kraftwerken zu treffen.

ABBILDUNG 1-1: GANG DER UNTERSUCHUNG



Quelle: eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

In einem nächsten Arbeitsschritt in **Kapitel 3** werden sechs konsistente Varianten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung von 25 % bis 50 % (in 5 %-Schritten) hergeleitet. Zu diesem Zweck wird eine Modell gestützte Analyse durchgeführt, bei der jeweils unterschiedliche Rahmenbedingungen – z. B. durch eine Variation der Fördersätze des EEG, der Entwicklung des technischen Ausbaupotentials sowie rechtlicher Rahmenbedingungen bei der Ausweisung von Standorten für Windenergieanlagen – postuliert werden.

In **Kapitel 4** werden die Konsequenzen der unterschiedlichen Ausbauvarianten auf die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last („residuale Last“) und die erforderliche Regelleistungsvorhaltung sowie den resultierenden Regelenergieabruf analysiert. Darüber hinaus werden die gesicherte Leistung von EE-Anlagen (sog. „Leistungskredit“) sowie der Anteil der gesicherten Leistung bei konventionellen Kraftwerken quantitativ bestimmt.

Die in den genannten Kapiteln vorgenommenen Arbeitsschritte dienen als Vorarbeiten für die daran anschließende Analyse des Stromerzeugungs- und Netzsystems. Auf Basis von Simulationsrechnungen werden in **Kapitel 5**, mittels eines europäischen Strommarktmodells, unter Berücksichtigung der in den vorangegangenen Arbeitsschritten bestimmten Eingangparameter, die Auswirkungen auf den Stromerzeugungsmix, den Verbrauch an fossilen Brennstoffen und die Kosten der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland analysiert. In einem Exkurs werden der Einfluss und die Modellierung unterschiedlicher Ausbaupfade Erneuerbarer Energien auf die CO₂-Zertifikatspreise dargelegt.

Als nächster Arbeitsschritt erfolgt in **Kapitel 6** eine Analyse der Auswirkungen der zunehmenden Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien auf das Netz. Dabei wird zum einen die erforderliche Netzinfrastruktur im Bereich des Übertragungsnetzes untersucht, wo die regionale Konzentration der Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien zu einer deutlichen Veränderung der Lastflüsse innerhalb Deutschlands führen kann. Zum anderen wird der Netzausbaubedarf in den Mittel- und Niederspannungsnetzen untersucht, der durch vermehrte dezentrale Erzeugung hervorgerufen wird.

In **Kapitel 7** werden die Preis- und Kostenwirkungen der unterschiedlichen Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien auf die einzelnen Komponenten der Strompreise für Endverbraucher analysiert und quantifiziert. Zudem erfolgt ein Exkurs zu kurz- und langfristigen Auswirkungen der Erneuerbaren Energien auf Strompreise am Großhandelsmarkt.

Im letzten Arbeitsschritt in **Kapitel 8** werden Optimierungspotentiale für die Integration Erneuerbarer Energien auf Basis von neuen Technologien und neuen Lösungsansätzen dargestellt und diskutiert. Dabei werden diejenigen Potentiale untersucht, die aus heutiger Sicht potentiell die technische Machbarkeit der Integration erneuerbarer Energien in die Stromerzeugung und die Stromnetze verbessern und die Kosten dieser Integration ggf. mittel- und langfristig reduzieren können.

2 Energiewirtschaftliche und energiepolitische Rahmenannahmen

Der Ausbau Erneuerbarer Energien bis zum Jahre 2020 findet vor dem Hintergrund weitergehender energiepolitischer Rahmenbedingungen sowie Entwicklungen auf dem wettbewerblich organisierten, europäischen Strommarkt statt. Diese Rahmenbedingungen beeinflussen sowohl den Ausbau und die Integrationsfähigkeit der erneuerbaren Energien als auch die Ausgangssituation für den konventionellen Kraftwerkspark und die Netzinfrastruktur sowie die Kosten und Preise der Stromerzeugung auf dem Wettbewerbsmarkt. Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen zu den Rahmenbedingungen, die in der Untersuchung unterstellt werden, zusammengefasst.

2.1 Förderung Erneuerbarer Energien

Im Rahmen dieser Studie wird in allen Varianten des Ausbaus Erneuerbarer Energien von einer Fortführung des EEG bis zum Jahre 2020 ausgegangen. Konkret bedeutet dies, dass einerseits die Abnahmegarantie und der Vorrang für die Stromerzeugung von EEG-Anlagen beibehalten werden und andererseits eine technologiespezifische Festpreisvergütung des eingespeisten Stroms über eine Dauer von bis zu 20 Jahren erhalten bleibt. Optional ist für Anlagenbetreiber eine Direktvermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien gemäß § 17 EEG¹ möglich. Je nach Ausbauszenario werden z. T. Anpassungen bei den Vergütungssätzen vorgenommen, um die entsprechenden Zielanteile der Erneuerbaren Energien in den Varianten zu erreichen (siehe Kapitel 3). Auswirkungen der Verordnungsermächtigung zur Markt- und Netzintegration² werden im Rahmen dieser Studie nicht im Detail berücksichtigt, da zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie keine Umsetzung erfolgte.

Ein Erzeugungsmanagement von EEG-Anlagen wird nur im Falle einer technischen Notwendigkeit aufgrund von regionalen und überregionalen Netzengpässen sowie aufgrund einer erforderlichen Mindestleistung von konventionellen Kraftwerken („must run“-Anlagen) am Netz unterstellt. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass gemäß § 12 EEG³ die EE-Anlagenbetreiber in Höhe der entgangenen Vergütungen abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigt werden.

2.2 Entwicklung des Stromverbrauchs

Der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland lag in den Jahren 2007 und 2008 auf einem Niveau von jeweils ca. 620 TWh. Ausgelöst durch die Auswirkungen der Finanzkrise auf die Realwirtschaft zeichnet sich für das Jahr 2009 ein starker Rückgang des Stromverbrauchs ab. Gemäß den vorläufigen Ergebnissen des „Monatsbericht für die Elektrizitätsversorgung“ des

¹ Vgl. EEG (2009).

² Vgl. EEG (2009), § 64.

³ Vgl. EEG (2009).

Statistischen Bundesamtes ist der Brutto-Stromverbrauch (in der allgemeinen Versorgung) von Januar bis Juli 2009 gegenüber dem gleichen Vorjahreszeitraum um mehr als 9 % gesunken⁴.

Im Rahmen dieser Studie wird von einer sukzessiven Erholung der Wirtschaft in den nächsten Jahren ausgegangen. Dieser Erholungs- und Wachstumsprozess in der Realwirtschaft wird den Stromverbrauch wieder ansteigen lassen, so dass der konjunkturbedingte Nachfragerückgang schrittweise kompensiert wird. Für das Jahr 2010 wird ein Brutto-Stromverbrauch von 590 TWh, für das Jahr 2015 von 620 TWh und für das Jahr 2020 von 640 TWh unterstellt.⁵

2.3 Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks

Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks wird in Kapitel 5, mittels eines europäischen Modells des Kraftwerkseinsatzes und der Investitionen in Erzeugungskapazitäten für die unterschiedlichen Ausbauvarianten, bestimmt. Dabei werden auf Basis einer europäischen Kraftwerksdatenbank Annahmen zur technischen Lebensdauer von Bestandsanlagen, der Stilllegung von Kernkraftwerken sowie zu (exogenen) Zubauten getroffen.

2.3.1 Stilllegung von Bestandsanlagen

Die Stilllegungen von mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken erfolgen gemäß einer unterstellten technischen Lebensdauer nach Erzeugungstechnologien und Brennstoffen. Daneben werden Angaben – soweit vorhanden – zu Repoweringmaßnahmen, Stilllegungsvorgaben im Rahmen von Genehmigungsverfahren und zu angekündigten Stilllegungsplanungen der Betreiber für einzelne Kraftwerksblöcke berücksichtigt. Grundlage ist die Kraftwerksdatenbank der r2b energy consulting GmbH, die sämtliche Kraftwerksblöcke in Europa u. a. mit Angaben zu Betreiber, Brennstoff und Technologie, Netzanschlusssebene, installierter Leistung, Baujahr, geplanten oder bereits erfolgten Repoweringmaßnahmen sowie weiteren Parametern zu technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Blöcke berücksichtigt. Die technische Lebensdauer beschreibt jeweils die maximale Laufzeit (ohne umfangreiche Umbau- oder Repowering-Maßnahmen). Bei den Annahmen zu den Stilllegungsjahren der einzelnen Kraftwerksblöcke ist zu berücksichtigen, dass die Analysen im Kapitel 5 ggf. zu einer vorzeitigen (modellendogenen) Stilllegung aus Wirtschaftlichkeitsgründen führen können, wenn für einzelne Kraftwerke die möglichen Vermarktungserlöse nicht ausreichen, um einen kostendeckenden Betrieb der Anlagen zu gewährleisten.

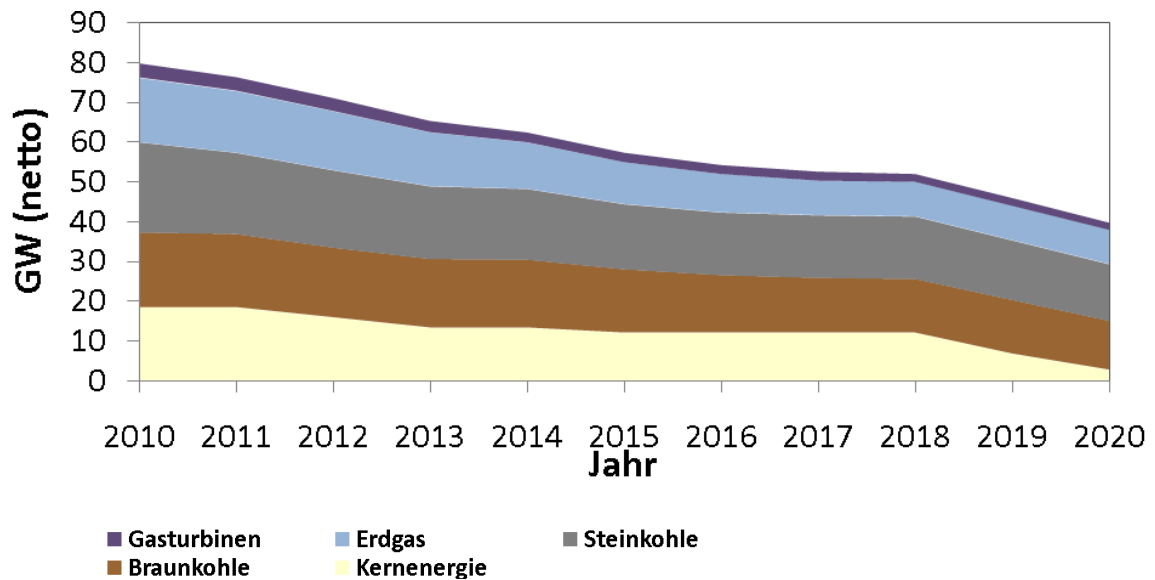
Die Stilllegung der Kernkraftwerke in Deutschland erfolgt auf Grundlage von Reststrommengen gemäß dem Atomgesetz 2002.

⁴ Vgl. Statistisches Bundesamt (2009).

⁵ Mögliche Rückwirkungen des Einflusses der unterschiedlichen Strompreise und Netzverluste in den Ausbauvarianten auf die Entwicklung des Brutto-Stromverbrauchs werden im Rahmen der Untersuchung nicht näher analysiert. Die Effekte sind auf Grund der absoluten Höhe der Netzverluste und der geringfügigen Preiselastizität der Stromnachfrage nach Einschätzung der Gutachter gering, bedürfen allerdings ggf. einer detaillierten Untersuchung.

Aus diesen Annahmen ergibt sich die in Abbildung 2-1 dargestellte Kapazitätsentwicklung für die aggregierten Kapazitäten an Bestandsanlagen von fossil befeuerten Kraftwerken sowie Kernkraftwerken in Deutschland.⁶

ABBILDUNG 2-1: ENTWICKLUNG DER BESTANDSANLAGEN AN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN IN DEUTSCHLAND BIS 2020



Quelle: Kraftwerksdatenbank r2b energy consulting GmbH

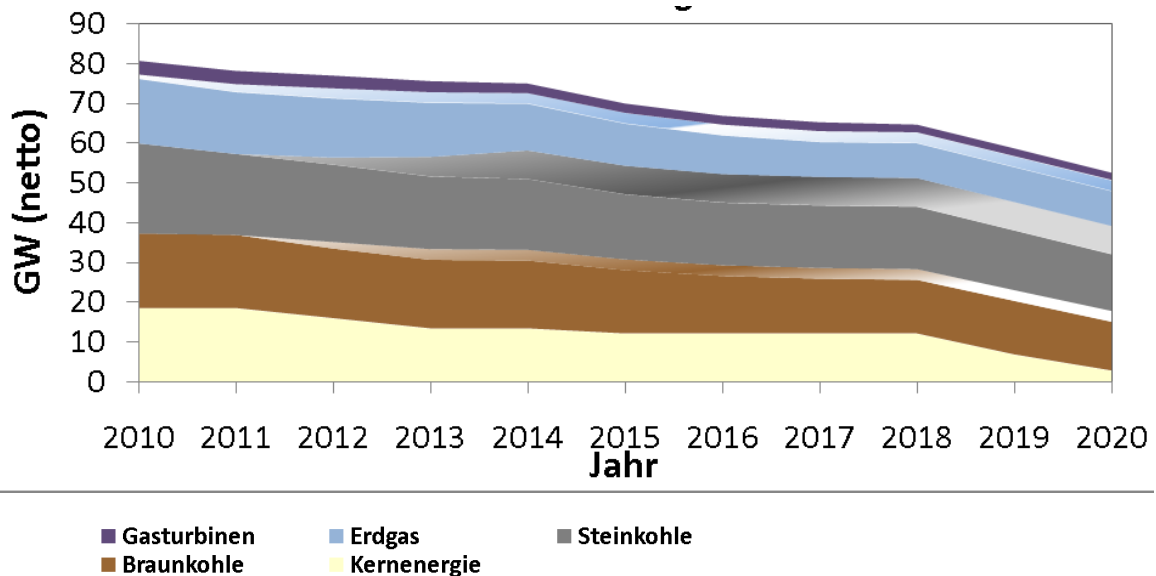
Bis zum Jahr 2020 wird eine Leistung von fossil befeuerten Anlagen – ohne umfangreiche Umbauten und/oder Repowering-Maßnahmen – in Höhe von rund 25,3 GW aus Altersgründen vom Netz genommen. Davon entfallen ca. 6,5 GW auf Braunkohlekraftwerke, 9,7 GW auf Steinkohlekraftwerke und 9,2 GW auf mit Erdgas oder Öl befeuerte Anlagen. Zusätzlich werden, gemäß aktuell gültigem Atomgesetz, bis 2020 rund 17,7 GW an Kapazitäten von Kernkraftwerken stillgelegt. Es ergibt sich somit ein potentieller Ersatzbedarf in Höhe von etwa 43 GW.

2.3.2 Ersatz- und Neubauten an fossil befeuerten Kraftwerken

Planungen für die Deckung des potentiellen Ersatzbedarfs werden momentan von zahlreichen Unternehmen durchgeführt. Dabei finden sich die geplanten Projekte in unterschiedlichen Phasen. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass in Bau befindliche Ersatz- und Neuanlagen fossil befeuerter Kraftwerke realisiert werden. Diese fließen als Kapazitätsvorgaben in die Modellberechnungen des Kapitels 5 ein. Aktuell befinden sich in Deutschland drei Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer aggregierten Leistung von ca. 2,7 GW, neun Steinkohlekraftwerksblöcke mit einer aggregierten Leistung von 7,2 GW und vier GuD-Anlagen mit einer aggregierten Leistung von 2,6 GW in Bau. Die Entwicklung der Bestandsanlagen unter Berücksichtigung von bereits in Bau befindlichen Anlagen ist in Abbildung 2-2 dargestellt.

⁶ Wärmegeführte KWK-Anlagen werden in Arbeitsschritt 5 nicht Modell endogen betrachtet. Im Rahmen dieser Studie wird von einem Ersatz von Altanlagen und einer Ausweitung der KWK-Erzeugung auf Grundlage des KWK-Ausbaugesetzes ausgegangen.

ABBILDUNG 2-2: ENTWICKLUNG DER BESTANDSANLAGEN AN KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN IN DEUTSCHLAND BIS 2020 UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON KRAFTWERKEN IN BAU



Quelle: Kraftwerksdatenbank r2b energy consulting GmbH

Es ist ersichtlich, dass ein erheblicher Teil des potentiellen Ersatzbedarfs – insbesondere bis 2015 – bereits durch im Bau befindliche Kraftwerke gedeckt wird. In welchem Umfang weitere Kraftwerksneubauten – insbesondere nach 2015 – erfolgen und welche Auswahl an Technologien bzw. Brennstoffen von Unternehmen getroffen werden, wird unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten im Kapitel 5 auf Basis Modellgestützter Analysen für die unterschiedlichen Ausbauvarianten der Erneuerbaren Energien ermittelt.

Dabei wird für Neubauoptionen in Deutschland zusätzlich angenommen, dass kein Neubau von Kernkraftwerken erfolgt und neue Braunkohlekraftwerke ausschließlich als Ersatz für stillgelegte Kapazitäten gebaut werden (können). D. h. eine Erhöhung der aggregierten Leistung von Braunkohlekraftwerken wird – u. a. aufgrund einer Beschränkung beim Aufschluss neuer Grubenkapazitäten – als unrealistisch angenommen.

2.4 Entwicklung der Brennstoffpreise und der Preise für EUAs

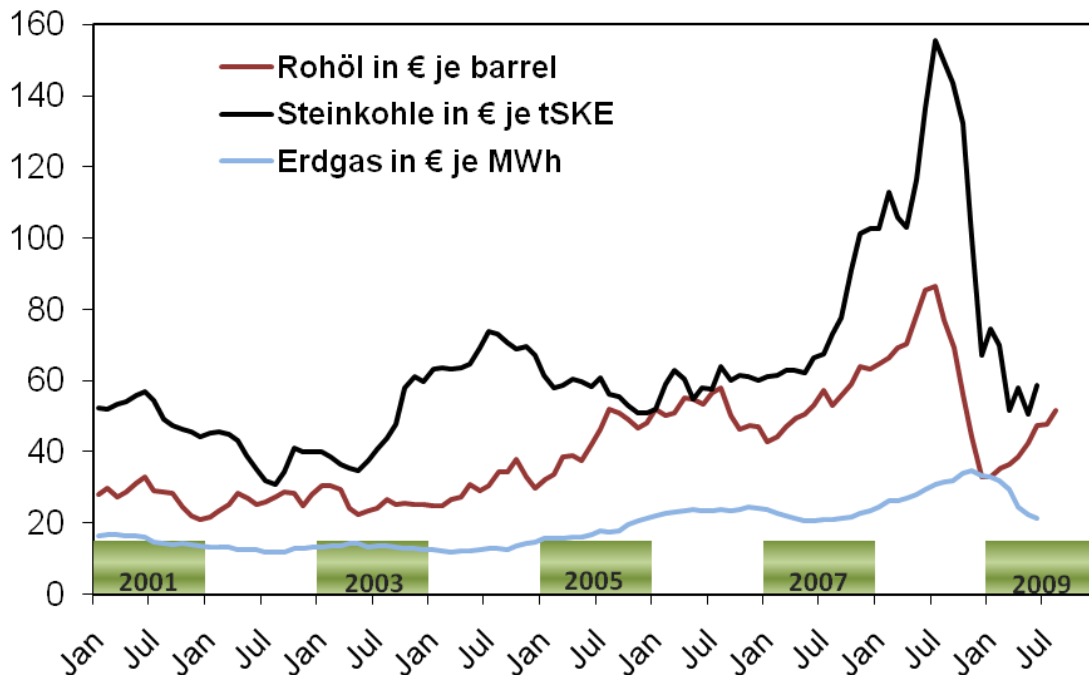
Die Preise für die fossilen Brennstoffe – Erdgas, Ölderivate und Steinkohle – sowie die Preise für Treibhausgasemissionsberechtigungen („European Emission Allowances“ - EUAs) sind einerseits die entscheidungsrelevanten Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Investitionsoptionen und den Einsatz unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien. Andererseits sind sie wichtige Determinanten bei der Bestimmung der variablen Erzeugungskosten sowie der Preisbildung auf den Wettbewerbsmärkten für Strom.

2.4.1 Entwicklung der Brennstoffpreise

Ausgangspunkt für die Annahmen über die Entwicklung der Preise für Erdgas, Steinkohle und leichtes bzw. schweres Heizöl frei Kraftwerk sind die Preise der Primärenergieträger (Erdgas,

Import-Steinkohle und Rohöl) auf den Weltmärkten. Hinzu kommen Aufschläge für Transport- und Strukturierungskosten (Erdgas und Steinkohle) bzw. Raffinierung (Öl). Die Preise für fossile Primärenergieträger auf den Weltmärkten unterlagen in den letzten Jahren erheblichen Schwankungen (Abbildung 2-3).

ABBILDUNG 2-3: HISTORISCHE ENTWICKLUNG DER WELTMARKTPREISE FÜR STEINKOHLÉ UND ROHÖL SOWIE DES GRENZÜBERGANGSPREISE ERDGAS – JAHR 2001 BIS 2008



Quelle: Preisdatenbank r2b energy consulting GmbH

Neben der hohen Volatilität der Preise für Rohöl, Steinkohle und Erdgas konnte ein stabiler Trend der langfristigen Erhöhung des Preisniveaus beobachtet werden. Durch den weltweiten Einbruch der Nachfrage nach fossilen Energieträgern – ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise – setzte Ende des Jahres 2008 eine deutliche Reduzierung der Preisniveaus für alle Energieträger ein. Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass dieses die langfristigen Entwicklungstrends nicht nachhaltig beeinflussen wird.

Die Weltmarktpreise von fossilen Primärenergieträgern im Jahr 2010 werden auf Basis aktueller Terminmarktnotierungen gesetzt. Als Grundlage der Preise für Steinkohle und Rohöl im Jahr 2015 und 2020 werden die Entwicklungen gemäß dem World Energy Outlook 2008 der IEA unterstellt. Preise frei Kraftwerke für Steinkohle, Erdgas sowie leichtes und schweres Heizöl werden aus diesen Preisen auf Basis von historischen Korrelationen hergeleitet. Hierbei werden einerseits Transport- und Strukturierungskosten berücksichtigt sowie andererseits historische Korrelationen zwischen Rohölpreisen und Preisen für Erdölderivate bzw. Grenzübergangspreisen von Erdgas verwendet.

TABELLE 2-1: ENTWICKLUNG DER PREISE FÜR PRIMÄRENERGIETRÄGER UND BRENNSTOFFPREISE FREI KRAFTWERK – 2010, 2015 & 2020

		2010	2015	2020
		Weltmarktpreise		
Steinkohle	€ ₂₀₀₉ je tSKE	73,3	105,8	105,8
Rohöl	€ ₂₀₀₉ je barell	48,3	75,2	82,5
Wechselkurs \$ zu €		1,45	1,37	1,37
		Preise frei Kraftwerk (thermisch, Hu)		
Steinkohle	€ ₂₀₀₉ je MWh	10,3	14,3	14,3
Erdgas	€ ₂₀₀₉ je MWh	22,5	31,5	33,5
leichtes Heizöl	€ ₂₀₀₉ je MWh	47,2	67,4	72,8
schweres Heizöl	€ ₂₀₀₉ je MWh	20,8	31,6	34,5

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Für Braunkohle existiert kein Weltmarktpreis. Transportkosten fallen bei Braunkohle nicht an, da die Kraftwerke in der Nähe der Gruben errichtet sind. Die kurzfristigen, variablen Kosten der Förderung in Höhe von ca. 1,4 €₂₀₀₉ je MWh_{th} fließen als Brennstoffpreis in die Bestimmung der variablen Erzeugungskosten der Braunkohlekraftwerke ein. Weitere 14.000 €₂₀₀₉ je MW installierter Leistung und Jahr werden als fixe Betriebskosten berücksichtigt, um die Fixkosten der Braunkohleförderung zu berücksichtigen. Dieses entspricht in Summe den Vollkosten der Förderung bei einer unterstellten Ausnutzung der Anlagen von ca. 7.000 Volllaststunden pro Jahr.⁷ Zugleich werden durch die Aufteilung der Förderkosten in einen variablen und fixen Bestandteil sowohl die Einsatzentscheidungen bei Braunkohlekraftwerken als auch die Investitionsentscheidungen in Ersatzanlagen adäquat abgebildet.

2.4.2 Entwicklung der Preise für Treibhausgasemissionsberechtigungen

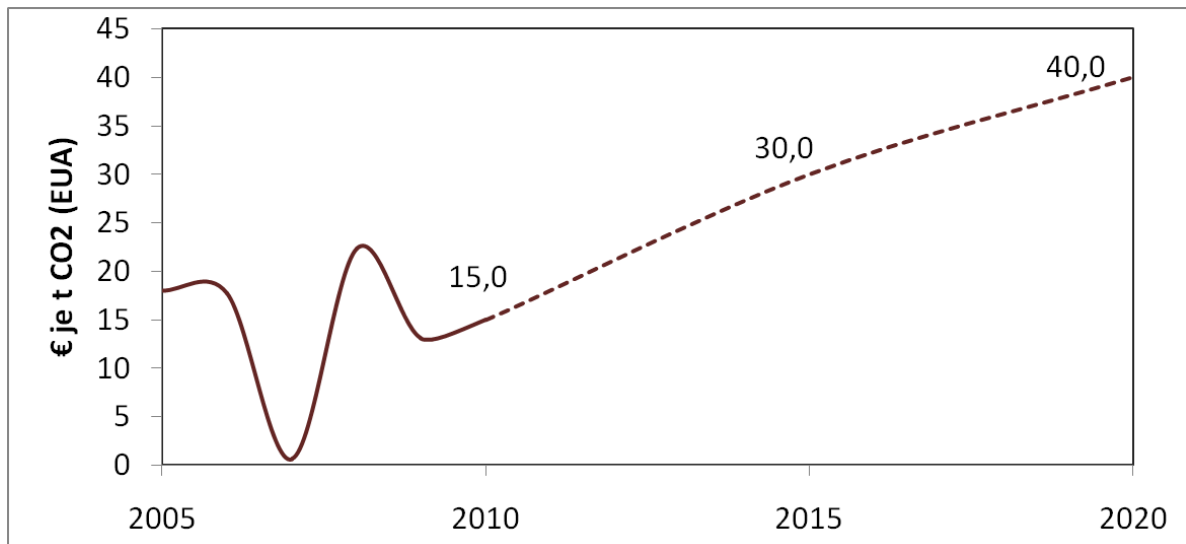
Mit Beginn des Jahres 2005 wurde ein Treibhausgasemissionshandelssystem (‘emission trading system’ – ETS) in der Europäischen Union eingeführt. Die Preise für Treibhausgasemissionsberechtigungen (EUAs) unterlagen seit der Einführung erheblichen Schwankungen (Abbildung 2-4).

Die Preise für die erste Handelsperiode (2005 bis 2007) fielen am Ende der ersten Handelsperiode aufgrund eines Überangebots im Markt auf einen Wert von annähernd Null. Im März 2006 konnten Höchststände von 30 € beobachtet werden. Auch bei den Preisen für die zweite Handelsperiode (2008 bis 2012) gab es zwischen Januar 2008 bis heute bereits

⁷ Die Kosten der Aufschließung neuer Gruben werden als ‚sunk costs‘ betrachtet und gehen nicht in die Kosten ein, da die heute erschlossenen Grubenkapazitäten (unter Berücksichtigung von Garzweiler II) bis 2020 zur Versorgung von Braunkohlekraftwerken mit einer aggregierten Leistung von bis zu ca. 22.000 MW ausreichen. Ein Neuaufschluss ist somit nicht erforderlich.

erhebliche Volatilitäten. Das Minimum wurde im Februar 2009 mit 8 € und das Maximum im Juni 2008 mit über 29 € erreicht.

ABBILDUNG 2-4: ENTWICKLUNG DER PREISE FÜR CO₂-EMISSIONSBERECHTIGUNGEN (EUAs), JAHRESMITTELWERT – 2005 BIS 2020



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Im Jahre 2009 wurden die langfristigen Eckpunkte bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung und der Minderungsziele durch die Richtlinie 2009/29/EG festgelegt⁸. Als wichtigste Kernpunkte sind festgehalten, dass ab dem Jahr 2013 in Deutschland und den meisten anderen Mitgliedsländern der Europäischen Union die Zertifikate für die Elektrizitätswirtschaft nicht mehr kostenlos zugeteilt, sondern zu 100 % auktioniert werden. Es wird anvisiert, die Treibhausgasemissionen von Anlagen im ETS von 2,08 Mrd. t im Jahre 2008 auf 1,72 Mrd. t zu senken.⁹

Zur Bestimmung von konsistenten Annahmen insbesondere unter Berücksichtigung der Brennstoffpreise, Verbrauchsentwicklung und des im Rahmen der Studie unterstellten Ausstiegs aus der Kernenergie wurden in Vorabuntersuchungen die Auswirkungen unterschiedlicher Preise für EUAs auf die CO₂-Emissionen in der europäischen Elektrizitätserzeugung analysiert. Hierbei wurde ein Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien so unterstellt, dass im Jahre 2020 ein EE-Anteil von 30 % an der Stromversorgung erreicht wird. Die Analyseergebnisse zeigen, dass eine gegenüber dem aktuellen Preisniveau von ca. 15 €₂₀₀₉ je tCO₂ erhebliche Erhöhung der Preise für EUAs erforderlich ist, um einen mit den Gesamtminderungszielen kompatiblen Beitrag der Elektrizitätserzeugung zur Emissionsreduktion zu erreichen. Auf Basis dieser Ergebnisse der Vorabuntersuchungen lässt sich approximativ abschätzen, dass das erforderliche Preisniveau zur Erreichung der anvisierten Emissionsminderung im ETS von 15 €₂₀₀₉ je tCO₂ im Jahre 2010 auf 30 €₂₀₀₉ je tCO₂ im Jahre 2015 und 40 €₂₀₀₉ je tCO₂ im Jahre 2020 ansteigen muss.

⁸ Vgl. Europäische Kommission (2009).

⁹ Im Falle eines internationalen Übereinkommens zum Klimaschutz ist eine Verschärfung der Minderungsziele innerhalb und außerhalb des ETS anvisiert.

Ein unterschiedlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit ein unterschiedlicher Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland hat keinen direkten Einfluss auf die gesamten Emissionen im europäischen ETS, da die absolute Höhe der zulässigen Treibhausgasemissionen innerhalb des ETS fixiert ist. Aufgrund des hohen Anteils der Treibhausgasemissionen der deutschen Stromerzeugung an den gesamten Emissionen innerhalb des ETS ist bei unterschiedlichen Ausbaupfaden Erneuerbarer Energien – in der in dieser Studie unterstellten Bandbreite (EE-Anteil von 25 % bis 50 % an der Stromversorgung) – allerdings mit indirekten Rückwirkungen zu rechnen. Da die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien grundsätzlich Stromerzeugung aus konventionellen, fossil befeuerten Kraftwerken verdrängt und somit die CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke reduziert, ist bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien (bei identischen Minderungszielen innerhalb des europäischen ETS) mit einer Reduzierung der Preise für EUAs zu rechnen. Eine exakte Bestimmung der Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten in den unterschiedlichen Ausbauszenarien erfordert komplexe, quantitative Analysen, die im Rahmen des Studienumfangs nicht beauftragt sind. Zur Abschätzung der CO₂-Zertifikatspreisveränderungen wird in den von der 30 %-Variante abweichenden Varianten ein vereinfachter Ansatz verfolgt, der eine approximative Abschätzung zulässt.

In einem ersten Schritt wurden, im Rahmen von Modell gestützten Vorabuntersuchungen auf Basis des europäischen Elektrizitätsmarktmodells der r2b energy consulting GmbH, die gesamten CO₂-Emissionen innerhalb des europäischen Elektrizitätserzeugungssystems, ohne Anpassungen des CO₂-Zertifikatspreises aus der 30 %-Variante für die alternativen Varianten, ermittelt. Als Ergebnis erhält man eine Veränderung der CO₂-Emissionen in der europäischen Elektrizitätserzeugung in den einzelnen Varianten im Vergleich zur 30 %-Variante (Tabelle 2-2).

TABELLE 2-2: EINSPARUNGEN VON CO₂-EMISSIONEN IN DER EUROPÄISCHEN STROMERZEUGUNG IM VERGLEICH ZUR 30 %-VARIANTE

	2010	2015	2020
	Mio. t CO ₂		
25%-Variante	-0,1	16,1	16,9
35%-Variante	0,4	-2,8	-15,9
40%-Variante	-0,7	-9,9	-34,8
45%-Variante	-2,0	-18,8	-53,5
50%-Variante	-4,3	-26,3	-75,2

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Aus weiteren Berechnungen mit alternativen CO₂-Zertifikatspreisen wurde abgeleitet, dass sich innerhalb der europäischen Stromerzeugung unter den sonstigen energiepolitischen Rahmenannahmen und bei der unterstellten Preisentwicklung der Brennstoffe bei einer Zertifikatspreisveränderung von 1 € je tCO₂, entgegen gerichtete Veränderungen der CO₂-Emissionen in Höhe von etwa 6 Mio. tCO₂ im Jahre 2010, in Höhe von etwa 7 Mio. tCO₂ im Jahre 2015 und in Höhe von etwa 8 Mio. tCO₂ im Jahre 2020 ergeben. Zusätzlich wurde, zur Berücksichtigung der Auswirkung in den übrigen am ETS beteiligten Sektoren sowie bei der Nutzung flexibler Maßnahmen, eine Erhöhung des Wertes der Veränderung der CO₂-Emissionen

in der europäischen Stromerzeugung um jeweils 20 % angenommen. Dieses führt im Ergebnis zu den in Tabelle 2-3 dargestellten CO₂-Zertifikatspreisen in den alternativen Ausbauvarianten.

TABELLE 2-3: ANNAHMEN ZU CO₂-ZERTIFIKATSPREISEN IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN AUSBAUVARIANTE EE

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je tCO ₂		
25%-Variante	15,0	32,0	41,7
30%-Variante	15,0	30,0	40,0
35%-Variante	15,1	29,6	38,4
40%-Variante	14,9	28,8	36,5
45%-Variante	14,7	27,7	34,6
50%-Variante	14,4	26,7	32,5

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Die Preisunterschiede scheinen, betrachtet man die jeweiligen Minderungen in Tabelle 2-2 , zunächst relativ hoch, wenn man sie auf die avisierte Absolutmenge von 1.720 Mio. tCO₂ im Jahre 2020 bezieht. Die eigentlich relevante Bezugsgröße ist jedoch die insgesamt zu erzielende Minderung von 2008 bis 2020 von etwa 360 Mio. tCO₂. Bezieht man die jeweilige Minderung hierauf, ist die Höhe der Preisreaktion nicht überraschend.

2.5 Entwicklung der Netzinfrastuktur und die Bedeutung von innerdeutschen Netzengpässen

Sowohl für die Entwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts als auch für die Integration von Energieerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen ist der adäquate Ausbau der Netzinfrastuktur von erheblicher Bedeutung. Dem wird durch eine Vielzahl von Netzausbauintiativen Rechnung getragen.

Für Deutschland wurde der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz erstmals in der dena-Netzstudie I¹⁰ umfassend untersucht. Nachdem sich die Realisierung der demnach als notwendig erachteten Ausbauprohaben teilweise als schwierig erwies, wurde vom Gesetzgeber im kürzlich in Kraft getretenen Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) ein Bedarfsplan vorrangiger Ausbauprojekte festgelegt. Dieser Bedarfsplan enthält neben den Ausbauprojekten der dena-Netzstudie I weitere Netzausbaumaßnahmen und stellt deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit gesetzlich fest.

Im Rahmen dieser Studie (Arbeitspaket 4) soll abgeschätzt werden, wie sich ein unterschiedlich starker Ausbau der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen jeweils im Netzausbaubedarf niederschlägt. Dabei wird auf den zusätzlichen Ausbaubedarf, im Vergleich zu einer aus heutiger Sicht als sicher anzunehmenden Netzentwicklung, abgestellt (die ja bereits zu einer erheblichen Reduzierung bzw. Vermeidung innerdeutscher Netzengpässe beitragen wird).

¹⁰ Vgl. DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005).

Es wird daher als Basisfall angenommen, dass die Projekte der dena-Netzstudie I und des EnLAG-Bedarfsplans bis 2020 realisiert werden.

Auf europäischer Ebene werden die Netzausbauvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber von ENTSO-E (vormals von UCTE) im sog. Transmission Development Plan (TDP) dokumentiert, der regelmäßig aktualisiert wird. Der TDP gibt jeweils auch eine Einschätzung zum voraussichtlichen Realisierungszeitpunkt bzw. dem Status des Ausbauprojekts an. Für diese Studie, deren Fokus auf Deutschland liegt, ist aus dem internationalen Bereich die Entwicklung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten von Bedeutung, da diese die Stromhandelsmöglichkeiten im Binnenmarkt und damit den Kraftwerkseinsatz und die Netzbelastungssituation in Deutschland beeinflusst. Es wird angenommen, dass bis 2020 die im TDP 2009 genannten Kuppelleitungen realisiert sind, für die ein konkreter Realisierungszeitpunkt vor 2020 oder „mid term“ angegeben ist; als „to be defined“ oder „long term“ klassifizierte Vorhaben werden nicht berücksichtigt.

Eine Liste aller bis 2020 als realisiert angenommenen Übertragungsnetzausbauprojekte ist im Anhang K zu finden.

3 Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien

Das Wichtigste in Kürze

Methodik

- Die Bestimmung unterschiedlicher EE-Entwicklungen (EE-Anteile am Bruttostromverbrauch von 25% bis 50%) erfolgt auf Grundlage von Variationen der politischen, technischen, ökonomischen und administrativen Rahmenbedingungen.
- Die Analysen basieren auf Modell gestützten Berechnungen unter Berücksichtigung von u.a. Kosten, Potenzialen, Vergütungen, Lernkurven, Anlagenbestand, Strompreisen.
- Für die Referenzvariante (30%-Ausbauvariante) wurde weitestgehend das EEG 2009 unterstellt.

Ergebnisse der 30%-Ausbauvariante

- Der stärkste EE-Zubau erfolgt auf Basis von Fotovoltaik, Wind Offshore sowie Bioenergie.
- Die installierte Windenergie-Kapazität beträgt 2020 rund 40 GW, davon 30 GW Wind Onshore und 10 GW Wind Offshore.
- Die Fotovoltaik-Kapazität steigt von 5 GW in 2008 auf 19 GW in 2020.
- Der Zubau von kleiner Wasserkraft und Geothermie in der Stromerzeugung bleibt marginal.
- Die gesamten EE-Bruttoförderkosten steigen in 2020 auf 22 Mrd. €₂₀₀₉ an, wovon auf die Bioenergie und die Fotovoltaik ein Anteil von 57% fällt.

Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

- Die Onshore-Windenergiekapazitäten steigen von 24 GW in 2008 auf 28 GW (25%-Variante) bzw. 52 GW (50%-Variante) im Jahr 2020.
- Die Kapazität von Offshore-Windenergie ist im Jahr 2020 in der 25%-Variante mit 7 GW halb so hoch wie in der 50%-Variante mit 14 GW.
- Bis 2020 sind zwischen 13 GW (25%-Variante) und 48 GW (50%-Variante) Fotovoltaikkapazitäten installiert.
- Die Bioenergiekapazitäten steigen von 2,9 GW in 2008 auf rund 5 GW (25%-Variante) bzw. 8 GW (50%-Variante) im Jahr 2020.
- Die Bruttoförderkosten steigen von insgesamt 18 Mrd. €₂₀₀₉ in der 25%-Variante auf 42 Mrd. €₂₀₀₉ in der 50%-Variante.

Im Rahmen dieser Studie werden sechs unterschiedliche Ausbauvarianten für Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung und deren Implikationen für die Integrierbarkeit in das Stromerzeugungssystem und die Netzinfrastruktur sowie von Kosten- und Strompreiseffekten analysiert. Aufgrund der Unterschiede zwischen den einzelnen Erneuerbaren Energietechnologien – insbesondere hinsichtlich der Einspeisestruktur und der Förderkosten – ist die Annahme bzgl. des zukünftigen Entwicklungspfads eine fundamentale Determinante für Ergebnisse der Untersuchung. Um eine konsistente Analyse zu ermöglichen, wurde das von der r2b energy consulting GmbH entwickelte Erneuerbare-Energien-Modell eingesetzt. Die einzelnen Varianten wurden unter Verwendung der im Modell hinterlegten Datenbasis sowie der verwendeten Annahmen zum Investitionsverhalten von potentiellen Investoren aufgebaut. Die Methodik zur Bestimmung der unterschiedlichen Ausbauvarianten für Erneuerbare Energien sowie die Modellergebnisse sind Gegenstand der folgenden Abschnitte.

3.1 Verwendete Methodik

Die Bestimmung der unterschiedlichen Ausbauvarianten für Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung basieren auf einem Modell, welches die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter angenommenen politischen, technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen abbildet.¹¹ In diesem Modell werden neben Annahmen zu Kosten- und Vergütungsentwicklungen zusätzlich Annahmen bezüglich der jeweiligen zur Verfügung stehenden Potenziale sowie Zubaurestriktionen (z.B. begrenzte Herstellerkapazitäten, Höhenbegrenzungen für Onshore-Windenergieanlagen (WEA), Verfügbarkeit von Transport- und Installationskapazitäten für Offshore-WEA) berücksichtigt.

Das Modell kann einerseits als Prognoseinstrument zur Bestimmung des unter gegebenen technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen wahrscheinlichsten Ausbaupfades für Erneuerbare Energien und andererseits als Analyseinstrument bzgl. der Effekte einer Veränderung von politischen Rahmenbedingungen eingesetzt werden. Im Rahmen dieser Studie wird das Modell in einer weiteren Anwendungsform genutzt: Für gegebene Zielanteile der Erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch werden notwendige Anpassungen – z. B. bei der Höhe der Vergütungssätze – sowie erforderliche Entwicklungen im genehmigungsrechtlichen und technischen Bereich vorgegeben, die eine mögliche Form der Zielerreichung darstellen. Dieses schafft für jede Ausbauvariante eine transparente und konsistente Ausgangsbasis für die Abschätzung von ökonomischen und technischen Folgewirkungen.

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, wird in allen Varianten davon ausgegangen, dass das derzeit gültige EEG der Festpreisvergütung sowie der Option der Direktvermarktung bis 2020 in seiner grundsätzlichen Ausgestaltung bestehen bleibt. Bestimmt wird demnach der aus Sicht potentieller Investoren maximale Ertrag versprechende Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland, der unter den oben genannten Restriktionen bei einer im Erwartungswert angemessenen Rendite auf das eingesetzte Kapital führt. Die Investitionsentscheidung für

¹¹ Eine Modellbeschreibung befindet sich im Anhang.

Erneuerbare Energien basiert somit auf einem betriebswirtschaftlichen Kalkül. Mittels dieses Ansatzes werden das reale Investitionsverhalten und damit der Ausbaupfad in adäquater Art und Weise abgebildet. Die Investoren werden unter gegebenen Rahmenbedingungen in Erneuerbare Energien investieren, wenn sie erwarten, dass die Vollkosten der EE-Technologien inklusive einer angemessenen Kapitalverzinsung durch die Vergütungen bzw. die Markterlöse gedeckt werden können.

Um die Direktvermarktung als Option neben der Festpreisvergütung abbilden zu können, werden zusätzlich Strompreise am Großhandelsmarkt und Profilmomente der einzelnen EE-Technologien, die den Marktwert der EE-Einspeisung reflektieren, sowie vermiedene Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Ebenfalls ins Modell einbezogen wird die Möglichkeit für Betreiber von Fotovoltaikanlagen, den erzeugten Strom selbst zu verbrauchen und somit die Kosten für den alternativen Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung einzusparen. Diese Berücksichtigung ist erforderlich, um einerseits die eingespeiste Erzeugung in die Niederspannungsebene und andererseits die Förderkosten detailliert abbilden zu können.

3.2 Unterstellte Annahmen für die EE-Ausbauvarianten

Die in der vorliegenden Studie untersuchten Varianten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Rahmenbedingungen, wie bspw. Anpassungen der Vergütungssätze bzw. der Vergütungsdegressionen, Verfügbarkeiten von Flächen sowie Höhenbegrenzungen für Windenergieanlagen sowie Verfügbarkeiten von Transport- und Installationskapazitäten für Offshore-Windenergieanlagen. Durch Variation dieser Rahmenbedingungen ergeben sich unterschiedliche Entwicklungspfade für Erneuerbare Energien, so dass für das Jahr 2020 Anteile der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 25% bis 50% in 5%-Schritten resultieren.

In Tabelle 3-1 sind die grundsätzlichen Anpassungsoptionen zur Variation der EE-Ausbaupfade aufgezeigt. Die Referenzvariante dient im Rahmen dieser Analyse als sogenanntes „best guess“-Szenario. Das bedeutet, dass die hier unterstellten Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien zum derzeitigen Stand insgesamt als realistisch eingeschätzt werden, wenn auch weiterhin das Ziel verfolgt wird, den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 30 % zu erhöhen. Die unterstellten Förderbedingungen der 30 %-Variante basieren im Wesentlichen auf den Regelungen des aktuellen EEG 2009. Für die weiteren EE-Ausbauvarianten werden im Vergleich zum Status quo günstigere bzw. ungünstigere politische, technische, wirtschaftliche bzw. administrative Rahmenbedingungen unterstellt. Die in den unterschiedlichen Ausbauvarianten unterstellten Anpassungen der Rahmenbedingungen stellen lediglich eine Möglichkeit der Zielerreichung dar. Grundsätzlich können die jeweiligen EE-Ausbauziele durch vielfältige Anpassungsmöglichkeiten erreicht werden. Die im Rahmen dieser Studie entwickelten Ausbauvarianten basieren jedoch auf konsistenten und als realisierbar eingeschätzten Annahmen, was einen Vergleich der Auswirkungen der unterschiedlichen EE-Ausbaupfade zulässt.

TABELLE 3-1: ÜBERBLICK ÜBER DIE ANPASSUNGEN FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
politische Rahmenbedingungen (EEG-Förderung)						
technische Rahmenbedingungen (z.B. Verfügbarkeit von Installationskapazitäten Offshore)						
wirtschaftliche Rahmenbedingungen (z.B. Kostendegression)						
administrative Rahmenbedingungen (z.B. Genehmigungen von Flächen und Nabelhöhen)						
<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 15px; background-color: #c6e0b4; margin-right: 5px;"></div> EE-ungünstige Rahmenbedingungen </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 15px; background-color: #ffffcc; margin-right: 5px;"></div> best guess' gemäß EEG 2009 </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 20px; height: 15px; background-color: #ff9966; margin-right: 5px;"></div> EE-günstige Rahmenbedingungen </div> </div>						

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Eine detailliertere Beschreibung der in den einzelnen Varianten unterstellten spezifischen Annahmen für die einzelnen EE-Technologien erfolgt im folgenden Abschnitt.

3.2.1 Annahmen zu Wind Onshore

Für die EE-Technologie Wind Onshore unterscheiden sich die EE-Ausbauvarianten hinsichtlich drei Veränderungen der Rahmenbedingungen. So erfolgen Anpassungen bei der Höhe der EEG-Förderung, der Begrenzung der Nabelhöhe sowie des Flächenpotenzials für Windenergieanlagen. Tabelle 3-2 zeigt einen Überblick über die jeweiligen Anpassungen für Windenergie Onshore für die einzelnen Ausbauvarianten.

TABELLE 3-2: ANPASSUNGEN FÜR WIND ONSHORE FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	EEG 2009	EEG 2009	keine Degression	+ 1% p.a.	+ 1% p.a.	+ 1,5% p.a.
langfristige Begrenzung der Nabelhöhe in m	115	115	130	140	140	140
langfristige Flächenverfügbarkeit in km ²	niedrig	mittel	mittel	mittel	sehr hoch	sehr hoch

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Demnach bleibt für die beiden Ausbauvarianten 25 % und 30 % das EEG 2009 mit seinen einzelnen Vergütungssätzen, Boni für bspw. Systemdienstleistungen, Vergütungssatzdegressionen für Neuanlagen etc. bestehen. Während für die 35 %-Variante keine jährliche Degression der Vergütungen für Neuanlagen unterstellt wurde, erhöhen sich die

nominalen Vergütungssätze in den Varianten 40% bis 50% um bis zu 1,5 % pro Jahr. Eine Anhebung der nominalen Vergütungssätze um 1,5 % p.a. bedeutet bei einer unterstellten Inflationsrate von ebenfalls 1,5 %, dass die realen Vergütungssätze für Windenergieanlagen konstant bleiben.

Der Ertrag neu errichteter Windenergieanlagen je MW installierter Leistung hat sich in den vergangenen Jahren – insbesondere aufgrund einer steigenden Nabenhöhe der Onshore-WEA – erhöht, da die Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Höhe ansteigen. Während die Nabenhöhen in den 1990er Jahren meist noch bei rund 30 bis 60 m lagen, weisen die heutigen WEA mit einer durchschnittlichen Leistung von rund 2 MW eine Nabenhöhe von rund 80 bis 110 m auf. Einzelne WEAs werden bereits mit einer deutlich größeren Nabenhöhe von bis zu 160 m errichtet, jedoch stellen diese derzeit Einzelfälle dar. Obwohl die technischen Voraussetzungen zur Errichtung von WEAs mit Nabenhöhen von deutlich mehr als 100 m gegeben sind, werden diese insbesondere aufgrund nicht erteilter Genehmigungen (Bauhöhenbeschränkungen) nur selten realisiert. Bedenken auf Seiten der Genehmigungsbehörden bestehen insbesondere im Bereich der Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Im Rahmen der 30 %-Variante wird davon ausgegangen, dass bis einschließlich 2011 lediglich 2-MW-Anlagen mit einer Nabenhöhe von bis zu 100 m errichtet werden können. Ab 2012 wird unterstellt, dass die Nabenhöhe der Onshore-WEAs auf bis zu 115 m und die WEA-Leistung der dann zugebauten Anlagen auf 4 MW je Onshore-WEA ansteigt. In der 35%-Variante sind Anlagen mit einer Nabenhöhe von bis zu 130 m (WEA-Leistung von 6 MW) ab 2015 genehmigungsfähig. In den Varianten mit noch stärkerem EE-Zubau von 40 bis 50 % steigt ab 2014 die zulässige Nabenhöhe auf 140 m an, was mit einer WEA-Leistung von 8 MW verbunden ist.

Die Zunahme der installierten Leistung von Onshore-Windenergieanlagen ist mit einer zunehmenden Flächennutzung verbunden. Die neueren Anlagen mit einer höheren Leistung benötigen zwar spezifisch – je MW installierter Leistung – weniger Fläche als ältere Anlagen mit einer geringeren Leistung, jedoch wurde dieser Effekt bisher stets durch den starken jährlichen WEA-Zubau überkompensiert. Für 2008 wird die Flächeninanspruchnahme für Onshore-WEA auf knapp 1.900 km² unter Berücksichtigung der notwendigen Abstandsregelungen zu benachbarten WEAs geschätzt. Die langfristige Flächenverfügbarkeit für Onshore-WEA in der 30 %-, 35 %- und 40 %-Variante wird mit rund 2.800 km² angesetzt, was etwa 0,78 % der gesamtdeutschen Landesfläche entspricht. Mit 2.500 km² liegt das Flächenpotenzial in der 25%-Variante niedriger, während mit 3.700 km² in der 45%-Variante bzw. 4.000 km² in der 50%-Variante eine deutliche Erhöhung der Flächenverfügbarkeiten unterstellt wurden. Eine Fläche von 4.000 km² entspricht rund 1,1% der gesamtdeutschen Landesfläche und bedeutet somit mehr als eine Verdopplung der derzeit genutzten Flächen für Windenergieanlagen.

3.2.2 Annahmen zu Wind Offshore

Seit 2009 speist mit „Alpha-Ventus“ der erste Offshore-Windpark (Testfeld) ins deutsche Übertragungsnetz ein. Der Windpark wurde in der ersten Testphase mit zwölf 5-MW-Anlagen ausgestattet und liegt rund 45 km vor der Küste von Borkum in einer Wassertiefe von rund 30 m. Gegenüber den ursprünglichen Plänen erfolgt der Ausbau von Offshore Windenergie

zeitlich deutlich verzögert und im Umfang geringer als z.B. noch im Rahmen der dena-Netzstudie I¹² aus dem Jahre 2005 prognostiziert. Demnach sollten die ersten Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von 651 MW bereits 2007 betrieben werden und bis zum Jahre 2010 mehr als 5 GW Offshore-Kapazität in der Nord- und Ostsee installiert sein. Die Gründe für diese Verzögerung liegen nicht zuletzt an den technischen und logistischen Schwierigkeiten von Offshore-WEA-Installationen sowie deren Finanzierung. Mittlerweile wurden die damaligen sehr ambitionierten Ausbauziele für Wind-Offshore von rund 20 GW im Jahre 2020 nach unten korrigiert. Der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) geht in seiner Ausbauprognose¹³ von einer installierten Offshore-Kapazität bis 2020 von 10 GW aus. Diese Unsicherheiten bzgl. der Zubaugeschwindigkeit liegen insbesondere an den Verfügbarkeitsbeschränkungen bei Transport- und Installationskapazitäten für die Errichtung von Offshore-Anlagen sowie technischen und meteorologischen Unwägbarkeiten bei der Installation. Diese Risiken wirken sich erhöhend auf die Finanzierungskosten solcher Großprojekte aus. Aufgrund des relativ hohen Eigenkapitalbedarfs einer solchen mit Risiken verbundenen Investition, ist die Anzahl der potentiellen Investoren relativ beschränkt. Die Finanzkrise hat die Fremdkapitalfinanzierungsmöglichkeiten zusätzlich verschlechtert und verzögert den geplanten Zubau potentiell noch weiter, so dass auch für die zukünftige Entwicklung des Offshore-Windenergiezubaues derzeit keine eindeutige Prognose erstellt werden kann.

Die Unsicherheit bzgl. der technischen Realisierbarkeit ist einer der wesentlichen Unterschiede bei der Bestimmung der Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie für die verschiedenen Ausbauvarianten. Der Überblick über die unterstellten Rahmenbedingungen in Tabelle 3-3 zeigt, dass für die 30%-Variante das technische Zubaupotenzial entsprechend der Prognose des Bundesverbands Erneuerbare Energien auf 10 GW bis 2020 angenommen wurde.

TABELLE 3-3: ANPASSUNGEN FÜR WIND OFFSHORE FÜR DIE EE-AUSBAUARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009
technisches Zubaupotential in GW	7	10	11	13	14	16
max. Anlagengröße in MW	5	5	8	8	8	8
weltweiter Ausbau / Kostendegression	niedrig	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

In der 25%-Variante wurden vergleichsweise hohe Schwierigkeiten bei der Logistik und Verfügbarkeit von Transport- und Installationskapazitäten sowie der Finanzierung von

¹² Vgl. DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005).

¹³ Vgl. BEE (2009).

Offshore-Windparks unterstellt. Im Gegensatz dazu wurde für die Varianten mit einem stärkeren EE-Ausbau angenommen, dass die genannten Problematiken leichter überwunden und somit bis 2020 vergleichsweise ambitionierte Ausbauziele für Wind Offshore realisiert werden können.

Aufgrund der im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahre 2009 vorgenommenen deutlichen Erhöhung der Vergütungssätze für Offshore-Windenergie ist nicht von Zubaubeschränkungen aufgrund zu niedriger Vergütungssätze auszugehen. Daher werden die im Rahmen des EEG 2009 festgelegten Vergütungssätze für alle Szenarien beibehalten. Beschränkungen der verfügbaren Meeresflächen spielen für den Untersuchungszeitraum bis 2020 ebenfalls keine Rolle.

Analog zu Onshore-Windenergie ist der Windenergieertrag bei Offshore-WEA ebenfalls von der Nabenhöhe sowie der Leistung der einzelnen Offshore-WEA abhängig. Im Rahmen der 25%- und 30%-Variante wird davon ausgegangen, dass die WEA eine Leistung von 5 MW und eine Nabenhöhe von 100 m aufweisen. In den weiteren Ausbauvarianten wird eine Nabenhöhe von 110 m und eine WEA-Leistung von 8 MW als realisierbar unterstellt, welche jedoch frühestens 2015 verfügbar ist.

In der 25%-Variante werden bis 2020 im Vergleich zu den weiteren Ausbauvariante weltweit 10 GW weniger Offshore-Kapazitäten zugebaut, was zu einem geringeren technologischen Fortschritt und damit zu einer geringeren Kostendegression führt.

3.2.3 Annahmen zu Fotovoltaik

Die höchsten Wachstumsraten bei der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien waren in den vergangenen Jahren bei der Fotovoltaik zu verzeichnen. Alleine 2008 ist die installierte Kapazität von Fotovoltaikanlagen in Deutschland um ca. 48 % auf insgesamt 5,8 GW angestiegen.¹⁴ Trotz der im Rahmen der Novellierung des EEG 2009 verringerten Vergütungssätze für Fotovoltaik-Neuanlagen erfolgte auch in 2009 ein starkes Wachstum. Dieses ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass seit Ende 2008 ein Preisverfall für Solarmodule stattgefunden hat, wodurch die Investitionskosten für den Anlagenbetreiber im Vergleich zu den Vergütungssätzen deutlich stärker gesunken sind und somit die Attraktivität von Investitionen nochmals zugenommen hat. Dieser Preisverfall resultiert u.a. durch den zunehmenden weltweiten Wettbewerb unter den Herstellern, welche immer mehr im asiatischen Raum angesiedelt sind. Auch bis 2020 ist aufgrund des technologischen Fortschritts davon auszugehen, dass die Herstellungskosten für Fotovoltaikanlagen weiter sinken werden.

Zur Abgrenzung der EE-Ausbauvarianten werden für Fotovoltaik die in Tabelle 3-4 dargestellten Anpassungen vorgenommen. Während die 30 %-Variante das EEG 2009 mit seinen Vergütungssätzen sowie der jährlichen Vergütungssatzdegression für Neuanlagen von 8 bis 10% unterstellt, wird für die 25%-Variante eine deutliche stärkere Degression von jährlich 15% angenommen. Für die weiteren EE-Ausbauvarianten wird eine im Vergleich zum bestehenden EEG moderat geringere Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen unterstellt. In der 50%-Variante liegt diese bei 7% p.a..

¹⁴ Vgl. BMU (2009).

TABELLE 3-4: ANPASSUNGEN FÜR FOTOVOLTAIK FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	15%-ige Degression	EEG 2009	8%-ige Degression	8%-ige Degression	8%-ige Degression	7%-ige Degression
aggregierte Anlagenverfügbarkeit bis 2020 in GW	mittel	mittel	mittel	hoch	sehr hoch	sehr hoch
weltweiter Ausbau / Kostendegression	niedrig	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Im Rahmen der Bestimmung der EE-Ausbauvarianten wird zudem unterstellt, dass der Fotovoltaikzubau in Deutschland bis 2020 beschränkt ist. Dieses spiegelt beschränkte Herstellerkapazitäten und z. T. attraktivere Förderbedingungen im Ausland und daraus resultierende Knappheiten bei den Verfügbarkeiten von Fotovoltaikanlagen wider. Für die EE-Ausbauvarianten 25%, 30% und 35% werden aggregierte Anlagenverfügbarkeiten von 17 GW bis 2020 unterstellt, was bedeutet, dass bis 2020 zusätzlich 17 GW Fotovoltaikanlagen installiert werden können. In der 40%-Variante steigt dieser Wert auf 31 GW und in den 45%- und 50%-Varianten auf bis zu 45 GW an.

In der 25%-Variante wird zudem ein geringerer weltweiter Zubau bis 2020 unterstellt, der in einer geringeren Kostendegression mündet.

3.2.4 Annahmen zu Bioenergie

Variantenanpassungen für die Bioenergie erfolgen im Rahmen dieser Studie hinsichtlich der Vergütungen für Strom aus Bioenergie sowie hinsichtlich der langfristigen Brennstoffpotenziale (siehe Zusätzlich erhöhen sich in der 50%-Variante die Brennstoffpotenziale. So wurden für alle biogenen Brennstoffe, mit Ausnahme von Altholz, Industrierestholz und forstwirtschaftlichen Beständen, die Potenziale um 20% im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten erhöht.

TABELLE 3-5: ANPASSUNGEN FÜR BIOENERGIE FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	2%-ige Degression	keine Degression	+ 0,7% p.a.	+ 1,5% p.a.	+ 1,5% p.a.	+ 1,5% p.a.
langfristiges Brennstoffpotenzial	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel	+ 20%

). Während in der Referenzvariante für alle EE-Technologien stets das aktuelle EEG 2009 mit seinen Vergütungen und Vergütungssatzdegressionen für Neuanlagen übernommen wurde, so wird bei der Biomasse davon abweichend die im EEG 2009 festgelegte 1%-ige Degression der Vergütungssätze für neue Bioenergieanlagen ausgesetzt. Diese Anpassung war erforderlich, um das 30%-Ziel auf Basis des derzeit gültigen EEGs zu erreichen. Für die 25%-Variante wurde eine Verdopplung der Degression im Vergleich zum EEG 2009 unterstellt und für die weiteren EE-

Ausbauvarianten wird anstelle einer Degression der Vergütungssätze eine Anhebung der jährlichen nominalen Vergütungssätze um bis zu 1,5% angenommen. Eine Anhebung der nominalen Vergütungssätze um 1,5% bedeutet bei einer unterstellten Inflationsrate von ebenfalls 1,5% wiederum einen real konstant bleibenden Vergütungssatz für Neuanlagen.

Zusätzlich erhöhen sich in der 50%-Variante die Brennstoffpotenziale. So wurden für alle biogenen Brennstoffe, mit Ausnahme von Altholz, Industrierestholz und forstwirtschaftlichen Beständen, die Potenziale um 20% im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten erhöht.

TABELLE 3-5: ANPASSUNGEN FÜR BIOENERGIE FÜR DIE EE-AUSBAUARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	2%-ige Degression	keine Degression	+ 0,7% p.a.	+ 1,5% p.a.	+ 1,5% p.a.	+ 1,5% p.a.
langfristiges Brennstoffpotenzial	mittel	mittel	mittel	mittel	mittel	+ 20%

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

3.2.5 Annahmen zu Geothermie

Geothermie spielt derzeit in der Stromerzeugung in Deutschland keine Rolle, obwohl diese Technologie enorme theoretische Potenziale aufweist. Bisher existieren in Deutschland lediglich drei Anlagen, welche das sogenannte hydrothermale Verfahren nutzen. Die Stromerzeugungskosten für dieses Verfahren sind in Deutschland jedoch relativ hoch. Alternativ wird derzeit an dem sogenannten petrothermalen Verfahren – auch als Hot-Dry-Rock-Verfahren¹⁵ bekannt – geforscht. Eine erste Machbarkeitsstudie für ein solches Projekt in Deutschland wird derzeit für den Standort Bad Urach erarbeitet. Die weltweit erste Stromproduktionsanlage, die nach dem Hot-Dry-Rock-Prinzip arbeitet, nahm im Sommer 2008 in Soultz-sous-Forêts (Elsass) ihren Probetrieb auf. Trotz der technischen Fortschritte, die in den vergangenen Jahren erzielt wurden, ist die Entwicklung dieser Technologie noch mit Risiken verbunden. Diese Risiken bestehen zum einen in technisch-physikalischer Hinsicht aufgrund seismischer Aktivitäten insbesondere durch die hydraulische Injektion¹⁶. Zum anderen hängt die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen stark von der Durchlässigkeit des Gesteins, der Zirkulationsrate des Wärmeträgers sowie den erforderlichen Formationsdrücken ab. Inwieweit die Potenziale dieser petrothermalen Technik zukünftig genutzt werden können, ist aufgrund der Unsicherheiten derzeit noch nicht absehbar.

Dieser Unsicherheit bezüglich der technischen Realisierbarkeit von petrothermalen Kapazitäten wurde Rechnung getragen, indem das technisch erschließbare Zubaupotenzial variiert wurde.

¹⁵ Bei dieser Technologie werden mindestens zwei Tiefenbohrungen durchgeführt. Durch hydraulische Risserzeugung werden künstliche großflächige Fließwege geschaffen. In die Injektionsbohrung wird kaltes Wasser eingeführt, welches im Tiefengestein erhitzt und durch die Extraktionsbohrung wieder an die Oberfläche geleitet wird und dort einen Generator antreibt.

¹⁶ So entstanden bspw. nach einer Stimulation in einer Anlage in Basel im Jahre 2006 mehrere kleinere Erdbeben mit Magnituden größer 3 auf der Richterskala, die Schäden an zahlreichen Gebäuden verursachten (siehe SVG (2009)).

Tabelle 3-6 zeigt die wesentlichen Anpassungen für die Ausbauvarianten für die Geothermie. So wurde für die 25% und 30%-Variante ein sehr niedriges Potenzial von 0,2 bzw. 0,3 GW unterstellt. Für die weiteren Ausbauvarianten steigt dieses Potenzial aufgrund einer zügigeren Problemlösung der petrothermalen Technik auf bis zu 2,3 GW in 2020 an. In allen Variantenrechnungen können petrothermale Anlagen frühestens in 2012 zugebaut werden.

Während in der Ausbauvariante 25% und 30% das EEG in der derzeitigen Form bestehen bleibt, wird die Degression der Vergütungssätze für neue Geothermieanlagen für die weiteren Variantenrechnungen ausgesetzt.

TABELLE 3-6: ANPASSUNGEN FÜR GEOTHERMIE FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	EEG 2009	EEG 2009	keine Degression	keine Degression	keine Degression	keine Degression
technisches Zubaupotential in GW	0,2	0,3	1,5	1,8	2,1	2,3

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

3.2.6 Annahmen zu Wasserkraft

Für die Wasserkraft wird angenommen, dass für Neuanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW keine weiteren Potenziale in Deutschland zur Verfügung stehen. Lediglich für Anlagenerweiterungen großer Wasserkraftwerke sowie für Neubauten mit einer Leistung von weniger als 10 MW sind Zubauten möglich, welche im Rahmen des EEGs vergütet werden.

Tabelle 3-7 zeigt die Variantenanpassungen für die kleine Wasserkraft. Aufgrund des relativ geringen Zubaupotenzials der kleinen Wasserkraft wirken sich Anpassungen von Rahmenbedingungen bei dieser Technologie nur marginal auf das Gesamtbild der EE-Erzeugung in Deutschland aus. Das EEG 2009 wurde für alle Ausbauvarianten in der bestehenden Form übernommen.

Insgesamt sind im Vergleich zum derzeitigen Stand rund 900 MW zusätzlicher Zubau möglich, was einer installierten Kraftwerkskapazität von Wasserkraftwerken (exkl. Pumpspeicherkraftwerke) von in Summe ca. 5,6 GW entspricht. Das erschließbare Zubaupotenzial liegt in der 25%-Variante rund 300 MW niedriger als in den anderen EE-Ausbauvarianten. Es wird davon ausgegangen, dass in der 25%-Variante vergleichsweise weniger Genehmigungen für den Bau weiterer Kleinwasserkraftanlagen erteilt werden.

TABELLE 3-7: ANPASSUNGEN FÜR KLEINE WASSERKRAFT FÜR DIE EE-AUSBAUVARIANTEN

	EE-Ausbauvariante					
	25%	30%	35%	40%	45%	50%
EEG-Förderung	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009	EEG 2009
erschließbares Zubaupotential in GW	0,6	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

3.2.7 Annahmen zu sonstigen Erneuerbaren Energien

Die sonstigen Erneuerbaren Energien – wie biogener Anteil des Abfalls sowie Deponie- und Klärgas – werden im Rahmen der Modellierung nicht berücksichtigt, sondern auf Basis von Abschätzungen vorgegeben. Während für die beiden EEG-geförderten Technologien Deponie- und Klärgas ein moderates Absinken der Kapazitäten aufgrund des verringerten Deponieaufkommens unterstellt werden kann, wird für die Stromerzeugung auf Basis biogenen Abfalls ein moderates Wachstum angenommen. Die Entwicklung der sonstigen Erneuerbaren Energien ist für alle Varianten identisch.

3.2.8 Auswirkungen alternativer Rahmenbedingungen

Die im Rahmen dieser Studie unterstellten Rahmenbedingungen für die unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten ermöglichen eine konsistente Analyse, da die Rahmenbedingungen aufeinander aufbauen. Von der 30%-Variante, mit Fortschreibung des EEG 2009, ausgehend wurden einzelne Rahmenbedingungen soweit angepasst, dass höhere oder niedrigere EE-Ziele erreicht werden können. Die getroffenen Annahmen stellen jedoch lediglich eine Möglichkeit dar, die EE-Ausbauziele zu erreichen. Auf Basis alternativer Rahmenannahmen kann ein solcher EE-Ausbau ebenfalls vollzogen werden. Um einen sinnvollen Vergleich der Varianten zu ermöglichen, wird im Rahmen dieser Studie jedoch je Ausbauvariante lediglich ein EE-Entwicklungspfad generiert und analysiert.

Insgesamt zeigt die Analyse, dass für einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von deutlich mehr als 30% die Rahmenbedingungen für nahezu alle EE-Technologien verbessert werden müssen. Es müssen bspw. sowohl die Fördertarife angehoben werden als auch deutlich mehr Potenzial für bspw. Windenergieanlagen oder Biomasse zur Verfügung stehen. Weiterhin ist eine beschleunigte technische Entwicklung von bspw. Offshore-Windparks oder petrothermalen Geothermieanlagen erforderlich. Daher ist für diese Szenarien mit einem sehr starken EE-Ausbau die Möglichkeit zur Substitution der Annahmen sehr begrenzt. Die 25%- bzw. 35%-Ziele lassen sich hingegen auch durch alternative Rahmenbedingungen realitätsnah erreichen. So ist bspw. auch denkbar, dass anstelle eines Aussetzens der Vergütungssatzdegression von Onshore-WEA im 35%-Szenario alternativ vermehrte Flächen für Windenergie, ein höheres Brennstoffpotenzial für Bioenergie oder eine höhere Verfügbarkeit von Fotovoltaikanlagen unterstellt werden. Dies würde insgesamt zu einer Veränderung der Zusammensetzung der EE-Erzeugung führen, was sich wiederum einerseits auf die Förderkosten auswirkt. Andererseits wirkt sich eine veränderte EE-Einspeisestruktur wiederum auf die vorzuhaltende Reserve- und Regelleistung sowie die Strompreise aus. Insgesamt würden alternative Rahmenbedingungen die Aussagen und Tendenzen dieser Analyse jedoch nicht grundsätzlich in Frage stellen.

3.3 Ergebnisse der EE-Ausbauvarianten

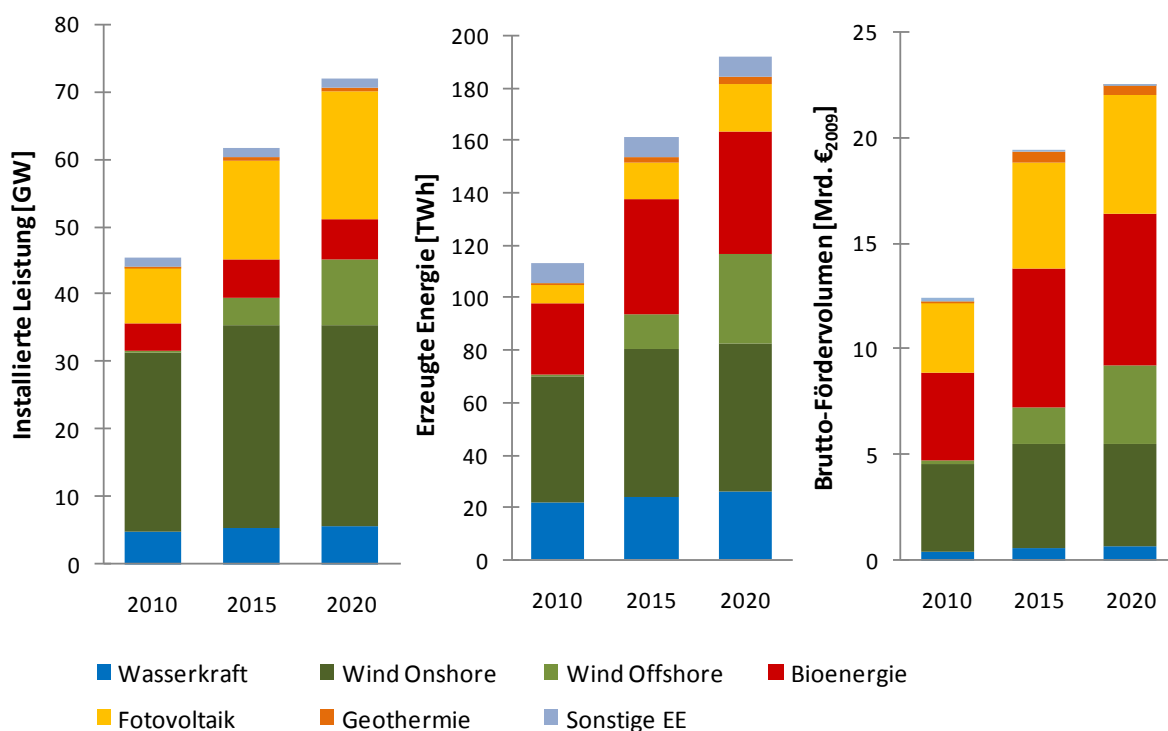
In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Rahmenbedingungen für die EE-Technologien auf die Entwicklung der installierten Kapazitäten, der Stromerzeugung sowie das finanzielle Fördervolumen der Erneuerbaren Energien dargestellt. Zunächst werden

die Ergebnisse für die 30%-Variante aufgezeigt und analysiert. Darauf aufbauend erfolgt der Vergleich dieser Referenzvariante mit den weiteren Ausbauvarianten.

3.3.1 Ergebnisse 30% - Variante

In Abbildung 3-1 ist die Entwicklung der installierten Kapazität, der Stromerzeugung sowie des Bruttofördervolumens¹⁷ der Erneuerbaren Energien für die Referenzvariante aufgezeigt. Grundsätzlich steigen sowohl die Kapazitäten als auch die Stromerzeugung für alle EE-Technologien bis 2020 an. Die installierte EE-Kapazität verdoppelt sich bis 2020 im Vergleich zu 2008 nahezu und beträgt bis 2020 rund 72 GW. Die daraus resultierende Stromerzeugung steigt bis 2020 auf 192 TWh. Die mit der zunehmenden geförderten EE-Erzeugung verbundenen Bruttoförderkosten verdoppeln sich ebenfalls nahezu im Vergleich zu 2008 auf jährlich rund 23 Mrd. €₂₀₀₉.

ABBILDUNG 3-1: ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN (LEISTUNG, ERZEUGUNG, BRUTTOFÖRDERVOLUMEN) BIS ZUM JAHR 2020 – VARIANTE 30%



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Für Onshore-Windenergie erfolgt der wesentliche Zubau bereits bis 2015 mit einer dann installierten Kapazität von rund 30 GW, da bis dahin die Vergütungssätze des derzeitigen EEG unter Berücksichtigung der Vergütungsdegression eine genügend hohe Attraktivität aufweisen. Nach 2015 werden im Wesentlichen Ersatzinvestitionen (Repowering) getätigt, da die Standorte mit hohem Potential bereits bebaut sind und die Vergütungssätze für Zubauten an weniger

¹⁷ Das Bruttofördervolumen bzw. die Bruttoförderkosten der Erneuerbaren Energien beinhalten die gesamten Vergütungen, die an die Betreiber Erneuerbarer Energieanlagen im Rahmen des EEG gezahlt werden.

guten Standorten keinen Anreiz mehr bieten.¹⁸ Die Stromerzeugung von Wind-Onshore-Anlagen steigt bis 2020 auf rund 57 TWh.

Für Windenergie-Offshore wird das vorgegebene Zubaupotenzial von rund 10 GW bis 2020 ausgeschöpft. Dabei erfolgt der wesentliche Zubau jedoch erst ab 2012, da bis dahin, aufgrund des derzeit absehbaren Projektentwicklungsstandes, von keinem starken Zuwachs auszugehen ist. Die installierte Kapazität von rund 10 GW bis 2020 führt zu einer Stromerzeugung von rund 35 TWh. Die hohe Stromerzeugung resultiert durch die im Vergleich zu Onshore-Anlagen deutlich höheren Volllaststunden von Windenergieanlagen auf dem Meer.

Die installierte Kapazität von Biomasseanlagen verdoppelt sich in dieser Variante von rund 3 GW im Jahre 2008 auf 6 GW im Jahre 2020. Dadurch steigt die biogene Stromerzeugung auf 47 TWh im Jahre 2020 an. Auch hier ist – in Analogie zu Wind-Onshore – der Zubau im Wesentlichen bis 2015 abgeschlossen, da das Absinken der realen Vergütungssätze nach 2015 den Zubau abschwächt. Wie in den Annahmen bereits erläutert, wird ab 2013 zwar ein Aussetzen der nominalen Vergütungssatzdegression für Biomasse-Neuanlagen unterstellt, aufgrund einer unterstellten Inflationsrate von 1,5 % p.a. erfolgt jedoch trotzdem eine Absenkung der realen Vergütungssätze. Diese Absenkung kann durch die Reduktion der Stromerzeugungskosten von Biomasseanlagen nicht kompensiert werden, da es sich um weitgehend ausgereifte Technologien handelt.

Der starke Zubau von Fotovoltaikanlagen in den vergangenen Jahren wird sich in der 30%-Variante weiter fortsetzen, da die Vergütungssätze, trotz der berücksichtigten jährlichen Degression von 8 bis 10 %, auch langfristig höher liegen als die spezifischen Stromgestehungskosten von Fotovoltaikstrom. Somit werden sich die installierten Fotovoltaikkapazitäten bis 2020 kontinuierlich auf 19 GW erhöhen. Die daraus resultierende Stromerzeugung steigt im gleichen Zeitraum auf rund 18 TWh an. Wie Abbildung 2-1 zeigt, erhöht sich zwar der Anteil der Fotovoltaik an den gesamten EE-Kapazitäten auf 26 % im Jahre 2020, der Anteil der Fotovoltaik an der EE-Stromerzeugung steigt im gleichen Zeitraum hingegen nur auf knapp 10%. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Fotovoltaik in Deutschland im Vergleich zu anderen EE-Technologien eine deutlich niedrigere jährliche Auslastung von weniger als 1.000 Volllaststunden aufweist. Fotovoltaikanlagen weisen im Rahmen dieser Referenzvariante nach der Bioenergie mit 5,6 Mrd. €₂₀₀₉ in 2020 das höchste Bruttofördervolumen auf.

Im Rahmen dieser Studie konnte die aufgrund des unerwartet hohen Rückgangs der Kosten für Fotovoltaik-Module für 2010 geplante Anpassung der Vergütungsregeln für Fotovoltaikanlagen im EEG nicht mehr berücksichtigt werden. Die geplanten Anpassungen bestehen zum einen in einer zusätzlichen einmaligen Absenkung der Vergütungssätze um bis zu 16 %. Zum anderen soll ein Zielkorridor für den jährlichen Ausbau von 2.500 bis 3.500 MW definiert werden. Während bei Unterschreiten dieses Korridors die jährliche Vergütungssatzdegression verringert

¹⁸ Im Rahmen der 30%-Variante wird davon ausgegangen, dass die Degression der Vergütungssätze entsprechend der Regelungen im EEG 2009 beibehalten wird. Diese jährliche Degression von 1% führt dazu, dass insbesondere nach 2015 im Saldo kein nennenswerter Zubau mehr erfolgt. Zwischen 2015 und 2020 werden zwar mehr als 5 GW Onshore-WEA neu errichtet, jedoch auch in einer ähnlichen Größenordnung Altanlagen stillgelegt.

werden soll, ist für ein Überschreiten eine Degressionserhöhung geplant. Unter den neuen Rahmenbedingungen ist davon auszugehen, dass bereits im Referenzszenario ein jährlicher Zubau innerhalb des Zielkorridors bis 2020 wahrscheinlich ist. Die installierte PV-Leistung im Jahr 2020 würde in der Referenzvariante dann bei mehr als 40 GW und somit in der Größenordnung der 45%-Variante liegen.

Auswirkungen bzgl. der Ergebnisse würden sich insbesondere in zwei Bereichen ergeben: Einerseits würden sich aufgrund des stärkeren Zubaus – der teuersten im EEG geförderten EE-Technologie – die Brutto- und die Netto-Förderkosten und somit die EEG-Umlage erheblich erhöhen. Andererseits würde sich zusätzlicher Anpassungsbedarf – insbesondere in den Verteilnetzen – ergeben. Insgesamt können die bestehenden Variantenrechnungen die technischen und ökonomischen Auswirkungen einer solchen Anpassung in diesen beiden Bereichen grob abdecken, da ein Fotovoltaikzubau in der zu erwartenden Größenordnung bereits in der 45%-Variante enthalten ist. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Konsequenzen auf den konventionellen Kraftwerkspark und die Strompreise am Großhandelsmarkt deutlich geringer ausfallen als in der 45 %-Variante. Dieses ist der Tatsache geschuldet, dass der stärkere Ausbau von Fotovoltaikanlagen aufgrund ihrer geringen Volllaststunden die Stromeinspeisung von Fotovoltaikanlagen lediglich um ca. 20 TWh im Jahre 2020 erhöht.

Wie bereits bei den Annahmen dieser Variante beschrieben sind die Potenziale der Wasserkraft in Deutschland fast ausgeschöpft. Daher wird erwartungsgemäß auch kein starker Zubau generiert. Insgesamt steigt die installierte Kapazität moderat von 4,7 GW im Jahre 2008 auf 5,6 GW im Jahre 2020 an. Der Zubau erfolgt auf Basis von Kleinanlagen sowie Anlagenerweiterungen von großer Wasserkraft mit einer Leistung von jeweils mehr als 10 MW.

Derzeit spielt die Geothermie in der Stromerzeugung in Deutschland keine nennenswerte Rolle. Bisher sind lediglich einige wenige Pilotanlagen in Deutschland installiert. Auch bis 2020 bleibt ihr Beitrag zur Stromerzeugung sowohl an den Kapazitäten als auch an der Erzeugung in der Referenzvariante im marginalen Bereich. Bis 2020 werden in Deutschland rund 300 MW geothermischer Kapazitäten errichtet, woraus eine Stromerzeugung von rund 2 TWh resultiert.

Die installierten Kapazitäten der sonstigen Erneuerbaren Energien (biogener Abfall, Deponie- und Klärgas) steigen im Laufe der Betrachtungsperiode von 1,4 auf 1,6 GW. Die Stromerzeugung dieser Technologien steigt von derzeit 7 TWh auf knapp 8 TWh an. Die Bruttoförderkosten beinhalten lediglich die EEG-Vergütungen von Deponie- und Klärgas, da biogener Abfall im Rahmen des EEG nicht gefördert wird.

3.3.2 Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

Die im Rahmen dieses Kapitels entwickelten EE-Ausbauvarianten zeigen Möglichkeiten einer unterschiedlichen Entwicklung von Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung auf. Neben der Referenzvariante mit einem EE-Anteil von 30% am Bruttostromverbrauch 2020, was unter den heutigen Rahmenbedingungen eine der aussichtsreichsten Varianten darstellt, werden auch extreme und aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich erscheinende Varianten untersucht. So

ist ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von bspw. mehr als 40% unter Berücksichtigung der derzeitigen Rahmenbedingungen als unwahrscheinlich einzustufen. Wie im letzten Abschnitt beschrieben, sind für solch ambitionierte EE-Ziele sowohl massive Anpassungen der Vergütungssätze als auch ein deutliches Ausweiten der Entwicklungs- und Forschungsarbeiten im Bereich der Erneuerbaren Energien notwendig. Außerdem muss die gesellschaftliche Akzeptanz in größerem Maße als bisher gegeben sein.

Letztendlich soll an dieser Stelle allerdings keine Wahrscheinlichkeit für das Eintreffen einer dieser Varianten ermittelt werden. Vielmehr hängt die Entwicklung der Erneuerbaren Energien von politischen Zielen und Entscheidungen ab. Die Entwicklung dieser Varianten soll als Grundlage für die nachfolgenden Analysen der Integrierbarkeit von Erneuerbaren Energien in den Kraftwerkspark, die Stromnetze sowie die Förderkosten der jeweiligen Variante dienen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die installierte EE-Leistung, die EE-Stromerzeugung sowie die Bruttoförderkosten vergleichend dargestellt. Die vergleichende Analyse beschränkt sich auf das Jahr 2020. Dieses dient zum einen der Übersichtlichkeit, zum anderen sind zu diesem Zeitpunkt die Ergebnisse der unterschiedlichen Ausbauvarianten besonders deutlich. Die detaillierten Ergebnisse zu allen Analysejahren (2010, 2015, 2020), allen EE-Technologien sowie für alle EE-Ausbauvarianten sind in Tabellenform im Anhang H aufgeführt.

Installierte EE-Leistung

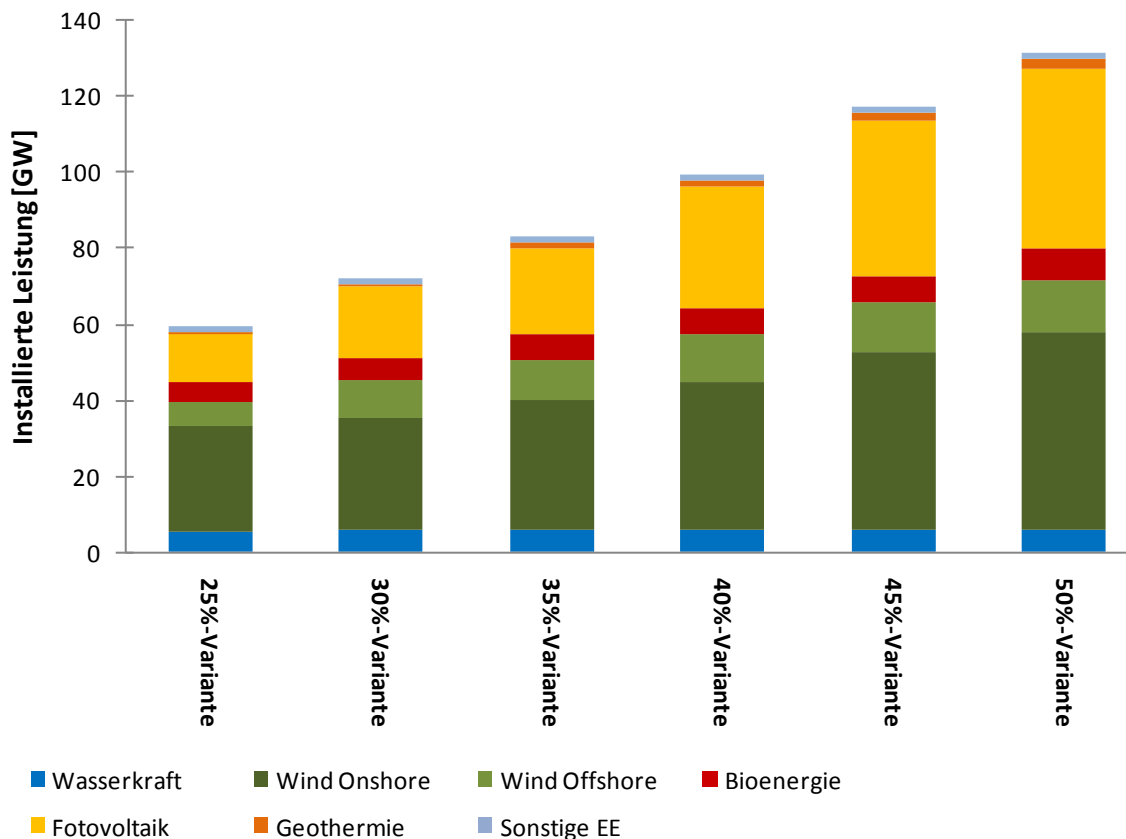
Die in Abbildung 3-2 dargestellten installierten Kapazitäten der Erneuerbaren Energien in 2020 zeigen, dass sich die EE-Kapazitäten in der 50%-Variante im Vergleich zur 25%-Variante nahezu verdoppeln. Eine steigende EE-Erzeugung in den Varianten ist im Rahmen dieser Untersuchung insbesondere mit einem steigenden Zubau von Fotovoltaikanlagen verbunden. Dieser Zubau ist notwendig, um bis 2020 einen sehr hohen EE-Anteil zu erreichen. Die anderen EE-Technologien können aus heutiger Sicht in dieser mittleren Frist nicht alleine einen sehr hohen EE-Anteil bewirken. Dazu sind die bis dahin erschließbaren Potenziale dieser Technologien zu gering.

Somit steigt die Bedeutung der Fotovoltaik mit zunehmendem EE-Ziel an, was sich insbesondere auf die installierten Kapazitäten auswirkt. Während der Anteil der Fotovoltaik an den gesamten EE-Kapazitäten in der 25%-Variante noch 22% beträgt, so steigt dieser in der 50%-Variante auf 36% an. Selbst in der 25%-Variante mit einer 15%-igen Degression der Vergütungssätze für Fotovoltaikanlagen werden diese noch weiterhin zugebaut. Die Vergütungssätze bieten unter den hier unterstellten Annahmen bzgl. der Entwicklung der Kosten für Fotovoltaikanlagen bis 2015 ausreichende Anreize für Investitionen. Nach 2015 werden einzelne Dachanlagen, je nach Standort und Sonneneinstrahlung, unter Berücksichtigung der Möglichkeit des Eigenverbrauchs und der vermiedenen Netznutzungsentgelte wirtschaftlich, so dass in diesem Segment für einen Teil der Anlagen die Höhe der Vergütungssätze irrelevant ist.

Mit steigendem EE-Ziel nehmen neben der Fotovoltaik auch die Kapazitäten von anderen EE-Technologien wie bspw. Wind Onshore, Wind Offshore und Biomasse zu. In den Varianten 45% und 50% verdoppeln sich bspw. die installierten Wind Onshore-Kapazitäten in Deutschland im Vergleich zu 2008 und liegen in 2020 bei rund 50 GW. Die geothermischen Kapazitäten steigen zwar in den hohen EE-Ausbauvarianten deutlich stärker als in den niedrigen, bleiben jedoch in

allen Varianten vergleichsweise gering. Die Kapazitäten der Wasserkraft sowie der sonstigen EE-Technologien bleiben zwischen den einzelnen Varianten im Wesentlichen gleich.

ABBILDUNG 3-2: INSTALLIERTE LEISTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



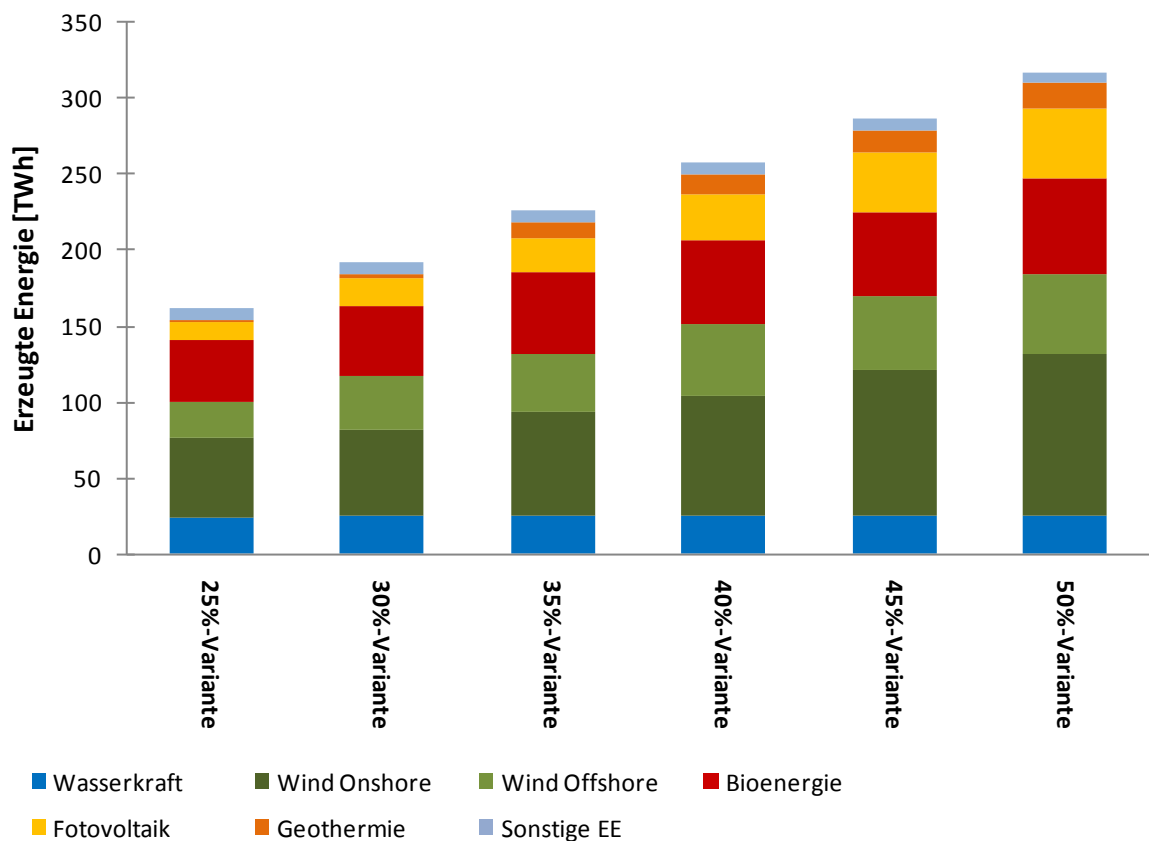
Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

EE - Stromerzeugung

Bei der in Abbildung 3-3 dargestellten EE-Stromerzeugung zeigt sich ein im Vergleich zu den Kapazitäten abweichendes Bild. Aufgrund der geringen Volllaststundenzahl ist die Bedeutung von Fotovoltaikanlagen für die EE-Stromerzeugung deutlich geringer.

Dem entgegen steigt die Bedeutung von Bioenergie sowie Geothermieanlagen aufgrund ihrer relativ hohen Auslastung. Ansonsten folgt die varianten-spezifische Entwicklung der EE-Erzeugung im Wesentlichen derjenigen der installierten Kapazitäten. Die Erzeugung aus Onshore Windenergieanlagen beträgt in der Referenzvariante rund 57 TWh und steigt auf bis zu 106 TWh in der 50%-Variante. Im Vergleich dazu lag sie in 2008 bei rund 40 TWh. Die biogene Stromerzeugung steigt von 20 TWh in 2008 auf 40 TWh in der 25%-Variante bzw. 63 TWh in der 50%-Variante bis 2020. Auch die Bedeutung von Wind Offshore steigt in der Stromerzeugung. Bereits in 35%-Variante erreicht die EE-Erzeugung dieser Technologie das heutige Niveau von Wind Onshore.

ABBILDUNG 3-3: STROMERZEUGUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

EE-Bruttoförderkosten

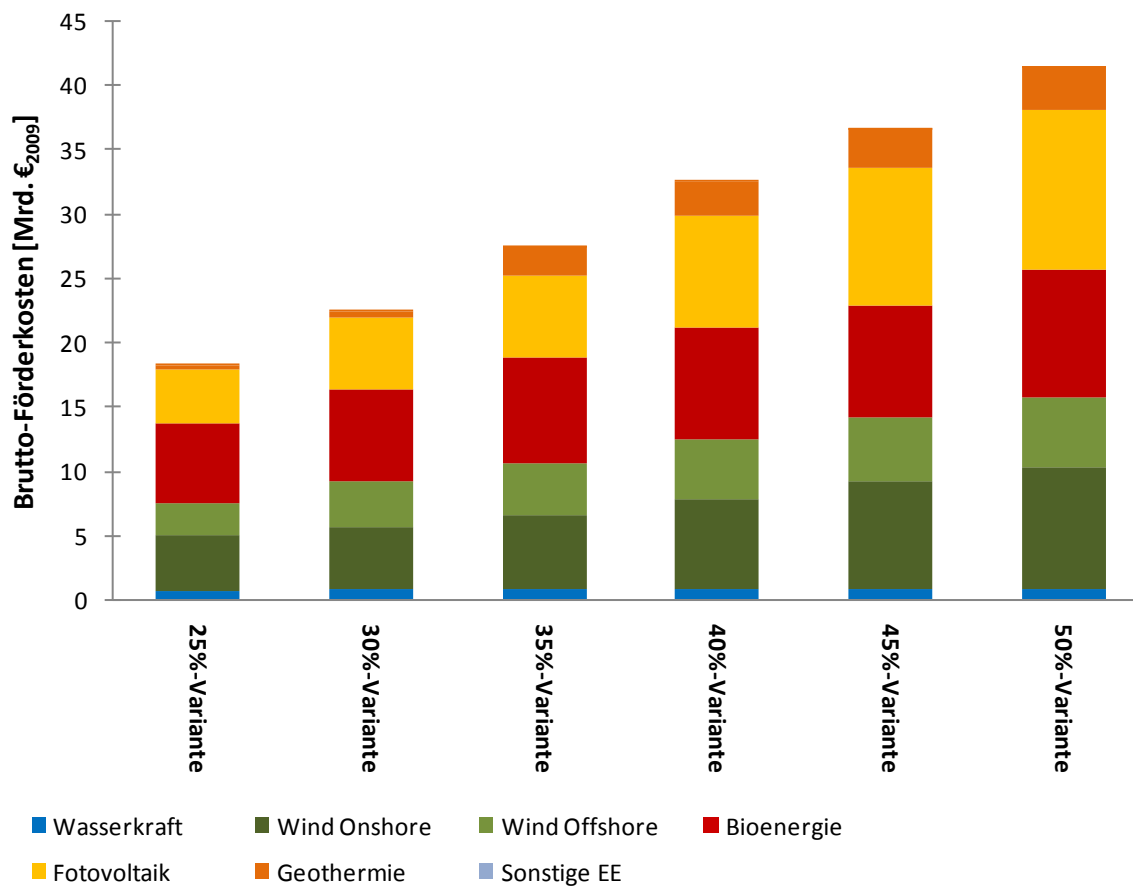
Die in Abbildung 3-4 dargestellten Bruttoförderkosten beinhalten sämtliche Vergütungen, die an die Betreiber von EEG-Anlagen gezahlt werden. Nicht enthalten sind demnach Erlöse aus einer Direktvermarktung¹⁹, Opportunitätskosten eines möglichen Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms²⁰ sowie außerhalb des EEG gewährte regionale Investitionskostenzuschüsse.

Eine zunehmende Penetration mit Erneuerbaren Energien im Strommarkt resultiert in einem Anstieg der EE-Förderkosten, da die Erneuerbaren Energien bis 2020 zu wesentlichen Teilen noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Technologien sind und daher noch auf eine Förderung angewiesen sind.

¹⁹ Erlöse aus der Direktvermarktung entstehen dann, wenn es für den EE-Anlagenbetreiber wirtschaftlich sinnvoller ist, seinen Strom direkt am Markt zu veräußern und dafür den Preis am Strommarkt zu erhalten anstelle der finanziell weniger attraktiven EEG-Vergütung.

²⁰ Bei einem Eigenverbrauch des EE-Stroms wird der Strom nicht ins öffentliche Netz eingespeist. Der Erzeuger spart sich in Höhe des eigenständig verbrauchten Stroms den Strombezug aus dem öffentlichen Netz und somit die ihm dadurch entstehenden Strombezugskosten, die u.a. bereits Steuern, Abgaben, Netznutzungsentgelte sowie Vertriebs- und Erzeugungskosten beinhalten. Somit entscheidet sich der EE-Betreiber zu einem Eigenverbrauch seines erzeugten Stroms, wenn seine Strombezugskosten höher sind als die EEG-Vergütung (Die im Rahmen des EEG 2009 festgesetzte Option des vergüteten Eigenverbrauchs wird in dieser Studie als EEG-Vergütung behandelt.). Für den Eigenverbrauch kommen ab 2015 einzelne Fotovoltaik-Dachanlagen je nach Standort und Sonneneinstrahlung in Betracht, so dass ein Teil der Fotovoltaikanlagen keine Förderung mehr erhält.

ABBILDUNG 3-4: BRUTTOFÖRDERVOLUMEN DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Das gesamte Bruttofördervolumen über alle EE-Technologien liegt in der 25%-Variante in 2020 noch bei rund 18 Mrd. €₂₀₀₉ und damit rund 4 Mrd. €₂₀₀₉ niedriger als in der Referenzvariante. Den größten Anteil an den gesamten Förderkosten besitzt die Bioenergie mit rund 6 Mrd. €₂₀₀₉ in der 25%- und rund 7 Mrd. €₂₀₀₉ in der 30%-Variante. Während in der 40%-Variante die Förderkosten der Fotovoltaik bereits mit denjenigen der Bioenergie gleichziehen, liegt das Bruttofördervolumen der Fotovoltaik in den Varianten mit noch stärkerem EE-Ausbau deutlich darüber und hat somit den größten Anteil an den Bruttoförderkosten.

4 Auswirkungen auf die Anforderungen an den Kraftwerkspark und Systemdienstleistungen

Das Wichtigste in Kürze

Entwicklung der residualen Last

- Die Struktur der von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Last verändert sich mit zunehmender EEG-Einspeisung (insbesondere Windenergie) erheblich;
- Bei einer Leistungsbetrachtung erfolgt eine massive Absenkung der residualen Grundlast bei zunehmendem Ausbau Erneuerbarer Energien, die allerdings durch eine Erhöhung der residualen Mittel- und Spitzenlast annähernd ausgeglichen wird;
- Bei einer Energiemengenbetrachtung ist ebenfalls ein massiver Rückgang der residualen Grundlast zu beobachten, der allerdings mit einer Erhöhung der residualen Mittel- und Spitzenlast in deutlich geringerem Umfang verbunden ist;

Regelleistungsvorhaltung und Regelenergieabruf

- Die Untersuchungsmethodik basiert auf einem praxisüblichen analytischen Verfahren;
- Berücksichtigt wurden sowohl die Zunahme dargebotsabhängiger Erzeugung als auch die Verbesserung der Einspeiseprognose;
- Im 30 %-Szenario bleibt der Reservebedarf bis 2020 praktisch gleich;
- Bei höherem EE-Anteil insbesondere ab 40% steigt der Reservebedarf deutlich;
- Bei 50 % EE-Anteil tritt ungefähr eine Verdopplung der vorzuhaltenden Reserve bis 2020 ein, positive Regelenergie steigt auf das 2,3-fache;
- Die Analyse betrachtet den fundamentalen Bedarf für den Ausgleich von Bilanzungleichgewichten, unabhängig von der Erbringungsart. Gerade bei starkem EE-Ausbau dürfte die formale (Minuten-)Reserve zunehmend durch Intradayprodukte ersetzt werden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die Reserveanforderungen in allen Szenarien technisch beherrschbar;

Gesicherte Leistung und Leistungskredit

- Unterschiedliche EE-Ausbauvarianten führen zu einem unterschiedlichen Bedarf von gesicherter Leistung im konventionellen Kraftwerkssystem;
- Die Unterschiede ergeben sich durch alternative Entwicklungspfade des gesamten Stromerzeugungssystems;
- Die Leistungskredite für unterschiedliche konventionelle Erzeugungstechnologien werden durch den EE-Ausbau kaum beeinflusst;
- Der Leistungskredit für Windenergie beträgt in der 30%-Variante 8,5% der installierten Windleistung in 2020. Für höhere EE-Anteile nimmt der Leistungskredit Windenergie kontinuierlich ab (4,5% in der 50%-Variante im Jahr 2020);

Die in Kapitel 3 entwickelten Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien, mit einer Bandbreite des EE-Anteils von 25 % bis 50 % am Brutto-Stromverbrauch, werden, in unterschiedlicher Ausprägungsstärke, Auswirkungen auf die Anforderungen an den Kraftwerkspark und an Systemdienstleistungen haben.

Die Stromversorgung weist in vielerlei Hinsicht spezifische Besonderheiten auf:

- Für die Versorgung der Verbraucher mit Elektrizität ist eine entsprechende Netzinfrastruktur erforderlich.
- Für einen stabilen und sicheren Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems und insbesondere des Netzes müssen der Stromverbrauch (Netzentnahmen) und die Stromerzeugung (Netzeinspeisungen), unter Berücksichtigung von Netzverlusten, zu jedem Zeitpunkt exakt übereinstimmen. Des Weiteren sind Anforderungen an die regionale Bereitstellung von Blindleistung und Spannungstützung in allen Netzebenen sicherzustellen. Andernfalls kommt es zu Frequenz- und Spannungsschwankungen.
- Eine Lagerhaltung und unmittelbare Speicherung von elektrischer Energie ist nicht möglich. Die Speicherung von elektrischer Energie erfolgt grundsätzlich durch Umwandlung in eine andere Energieform. Dieses kann z. B. in Form der Umwandlung in chemische Energie (Batterien, Wasserstoff), Wärmeenergie (adiabate Luftdruckspeicher), potentielle Energie (Pumpspeicherkraftwerke, adiabate oder diabate Druckluftspeicher) oder kinetische Energie (z. B. Schwungradspeicher) erfolgen. Wenn die zwischengespeicherte elektrische Energie wieder verfügbar gemacht werden soll, sind wiederum Erzeugungskapazitäten erforderlich, die die entsprechende elektrische Leistung abgeben.
- Die Stromnachfrage (Last) ist von täglichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Zyklen geprägt. Diese sind auf der einen Seite durch nicht beeinflussbare Faktoren, wie die Außentemperatur – z. B. bei Klimaanlage, elektrischen Wärmepumpen und Nachtspeicheröfen – sowie über die Jahreszeiten wechselnden Tageszyklen – z. B. bei der Beleuchtung – und auf der anderen Seite durch Lebensgewohnheiten (Arbeits- und Freizeitverhalten) bestimmt. Die deutschlandweit aggregierte Last kann in der Regel mit einer hohen Genauigkeit prognostiziert werden.
- Die Preiselastizität der Nachfrage ist insbesondere in der kurzen Frist bei den meisten Verbrauchern heutzutage gering. D. h. auf Preisschwankungen am Großhandelsmarkt erfolgen nahezu keine Reaktionen der Verbraucher in Form einer Nachfrageerhöhung oder einer Nachfrageabsenkung.

Durch diese Spezifika unterscheidet sich die Elektrizitätswirtschaft von allen übrigen Wirtschaftssektoren, woraus sich spezielle Anforderungen ans Erzeugungssystem und, im Bereich der Vorhaltung, an Systemdienstleistungen ergeben:

- Für die (saisonale) Höchstlastdeckung müssen, auch unter Berücksichtigung von unerwarteten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten sowie einer geringen Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien aufgrund von Dargebotsabhängigkeiten (z. B. bei der Windenergie, Fotovoltaik und Laufwassererzeugung), ausreichende Erzeugungsmöglichkeiten zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung stehen.
- Die Erzeugungskapazitäten müssen so eingesetzt werden, dass die geplante Erzeugung stets an den zyklischen Tagesverlauf des geplanten Verbrauchs angepasst wird.
- Für kurzfristige Ausfälle von Erzeugungseinheiten sowie für Prognosefehler der Last und der Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungseinheiten, müssen Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite und/oder auf Seiten der Verbraucher vorgehalten werden, die ungeplante Ungleichgewichte zwischen Einspeisungen ins und Entnahmen aus dem Netz umgehend beseitigen können.
- Ein sicherer Betrieb des Drehstromnetzes erfordert des Weiteren regional verfügbare Erzeugungskapazitäten, die zur Bereitstellung von Blindleistung und Spannungsstützung genutzt werden können.

Die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird zu einem wesentlichen Teil aus Technologien realisiert, deren Stromerzeugung von meteorologischen und klimatischen Faktoren – wie den Windbedingungen, der Sonneneinstrahlung bzw. Bewölkung – und der Wasserführung der Flüsse determiniert wird. Im Gegensatz zu fossil befeuerten Kraftwerken, Kernkraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken können sie in einem lediglich geringeren Umfang gezielt zu den oben beschriebenen Anforderungen beitragen und führen zugleich, aufgrund der un stetigen Erzeugung, die zudem mit Prognosefehlern behaftet ist, sowie der regionalen Konzentration der Erzeugung, zu einer Verschärfung der Anforderungen.

Die Veränderungen der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark sowie Systemdienstleistungen wurden für die sechs, zuvor definierten Varianten des Ausbaus Erneuerbarer Energien mit modellgestützten Analysemethoden untersucht. Die jeweils verwendete Methodik und die Eingangsdaten sowie die quantitativen Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten zusammengefasst. Abschnitt 4.1 befasst sich mit der Analyse der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Last, der sog. residualen Last. Dabei steht insbesondere die Veränderung der sog. residualen Lastdauerlinie sowie der Anteile an vorhandener Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Abhängigkeit der Ausbauvariante im Vordergrund der Analyse. In Abschnitt 4.2 werden die erforderliche Regelleistungsvorhaltung und der resultierende Regelenergieabruf, der sich bei den verschiedenen Ausbauvarianten ergibt, ermittelt. Abschnitt 4.3 untersucht, welcher Anteil der planmäßig verfügbaren Leistung von konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen, bei einer angemessenen Versorgungsqualität, als gesichert verfügbar gelten kann.

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen determinieren die insgesamt im konventionellen Kraftwerkspark erforderliche Kapazität, deren konkrete Höhe sowie Zusammensetzung in Kapitel 5 bestimmt werden. Dabei müssen die Anforderungen simultan erfüllt werden.

4.1 Entwicklung der residualen Last

In diesem Abschnitt werden die Entwicklungen der Anforderungen bezüglich der Deckung der Stromnachfrage durch den konventionellen Kraftwerkspark für die unterschiedlichen Ausbauvarianten der Erneuerbaren Energien ermittelt. Dieses ermöglicht bereits grundsätzliche Aussagen über mögliche bzw. erforderliche Anpassungsprozesse in der Elektrizitätsversorgung. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass nur eine vollständige Analyse abschließende Aussagen zulässt. Dieses betrifft einerseits die Anforderungen, die in anderen Bereichen – z. B. der Vorhaltung von Regel- und Reserveleistung sowie der Bereitstellung einer entsprechenden Netzinfrastruktur – aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien resultieren. Andererseits ist die Reaktion von Marktakteuren unter Wirtschaftlichkeitsaspekten auf diese veränderten Anforderungen zu analysieren.

4.1.1 Energiewirtschaftliche Grundlagen

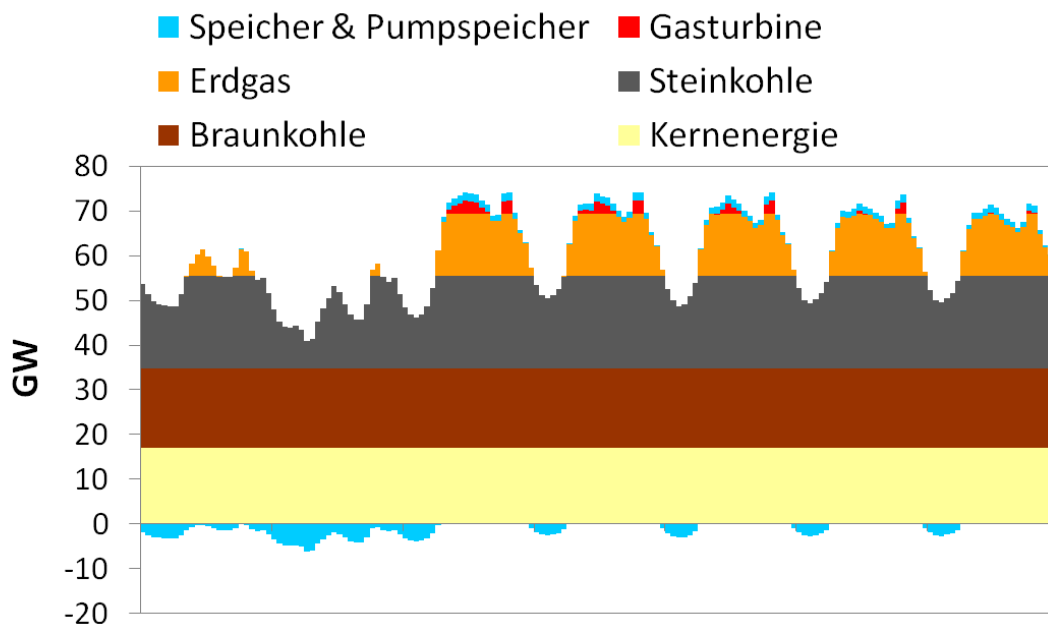
Stromnachfrage

Die Zunahme der Einspeisung Erneuerbarer Energien wird die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last grundlegend verändern. Der Lastverlauf in Deutschland unterliegt täglichen, wöchentlichen und saisonalen Zyklen. In der Vergangenheit wurde diese Last durch einen Mix unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien gedeckt. Vereinfachend lässt sich die Situation wie folgt beschreiben: Zur Bereitstellung von Grundlast wurden Kernkraftwerke sowie Braun- und neue Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Zur Bedienung der Mittellast dienten ältere Steinkohlekraftwerke sowie moderne mit Erdgas befeuerte Anlagen. In der Spitzenlast kamen zusätzlich Gasturbinen sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz.²¹ Exemplarisch ist dies in Abbildung 4-1 dargestellt.

Die Abbildung zeigt schematisch den Einsatz der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien im Wochenverlauf (Sonntag bis Freitag) in einer Winterwoche. Die Grundlastkraftwerke (Braunkohle- und Kernkraftwerke) werden kontinuierlich über den gesamten Zeitraum eingesetzt. Die Mittellastkraftwerke (Steinkohle- und Erdgaskraftwerke) werden an Wochenenden und in den Nachtstunden mit geringerer Leistung betrieben bzw. gehen vom Netz. Die Spitzenlastkraftwerke (Gasturbinen sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) kommen ausschließlich zu Zeiten von Bedarfsspitzen zum Einsatz. In den Nachtstunden sowie am Wochenende füllen die Pumpspeicherkraftwerke ihre Speicherbecken auf und verursachen zusätzlichen Verbrauch.

²¹ KWK-Anlagen, die überwiegend wärmegeführt betrieben wurden, und Laufwasserkraftwerke, deren Erzeugung von der Wasserführung der Flüsse abhängig ist, speisten ihre Stromerzeugung unabhängig vom jeweils aktuellen Bedarf ein. Aufgrund des Anteils der Stromerzeugung dieser Anlagen an der gesamten Stromerzeugung konnte dieses ohne Probleme vom übrigen Kraftwerkspark aufgefangen werden.

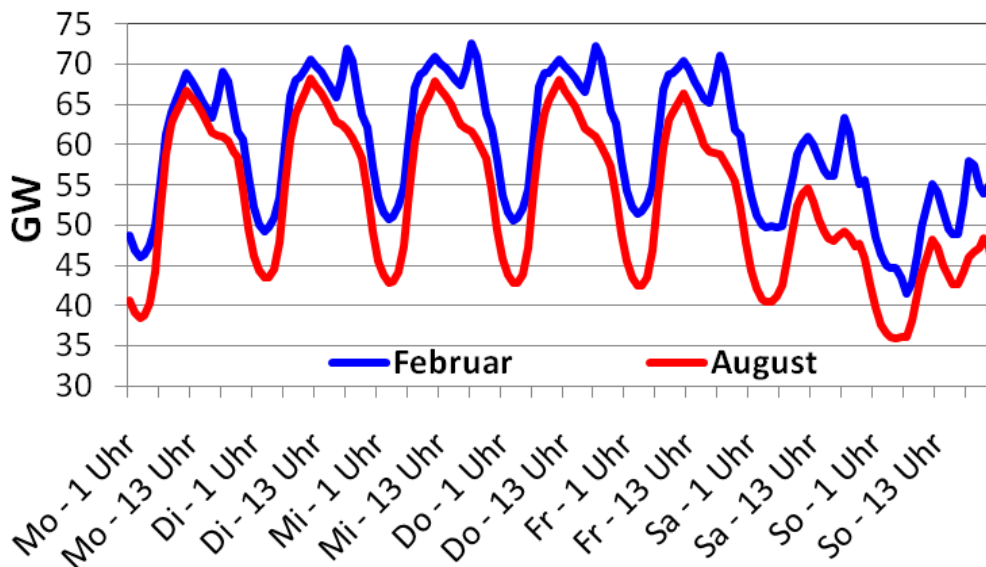
ABBILDUNG 4-1: EINSATZ DER KRAFTWERKE NACH TECHNOLOGIEN ZUR LASTDECKUNG



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Der Lastverlauf weist in Abhängigkeit von der Jahreszeit unterschiedliche charakteristische Zyklen auf. In Abbildung 4-2 ist der Lastverlauf für eine typische Woche im Sommer und im Winter dargestellt. Einerseits ist die Struktur eines typischen Werktages im Sommer und Winter unterschiedlich. Während an Werktagen im Sommer nur eine Mittagsspitze zu beobachten ist, gibt es an Wintertagen eine Mittags- und eine Abendspitze. Andererseits ist die durchschnittliche Last im Sommer geringer als im Winter, wobei sich zugleich im Sommer der Unterschied des Lastniveaus zwischen Schwachlastzeiten (Nachtstunden) und Starklastzeiten vergrößert.

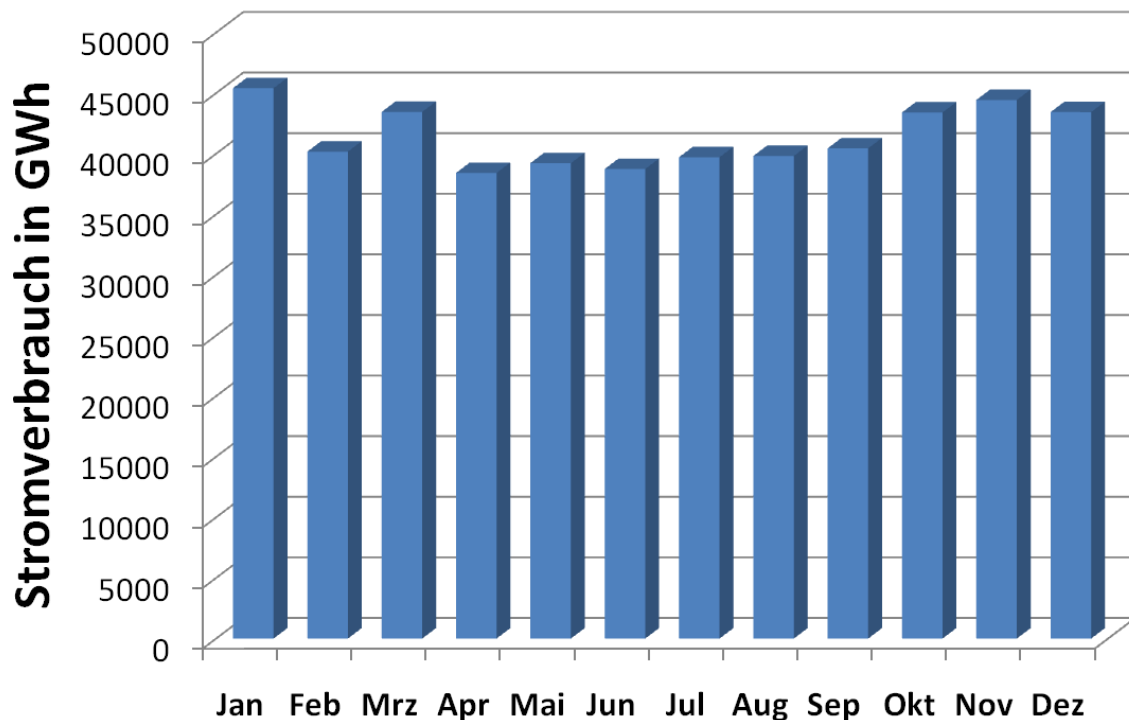
ABBILDUNG 4-2: TYPISCHER LASTVERLAUF IN EINER WINTER- UND EINER SOMMERWOCHE IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis UCTE 2007.

Die Schwankungen der Stromnachfrage über die einzelnen Monate unterliegen in Deutschland einem Zyklus, der im Wesentlichen von der Außentemperatur – aufgrund eines erhöhten Stromverbrauchs zu Heizzwecken – und der Tageslänge – aufgrund eines erhöhten Stromverbrauchs für Beleuchtungszwecke – determiniert wird (Abbildung 4-3).

ABBILDUNG 4-3: MONATLICHER STROMVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND



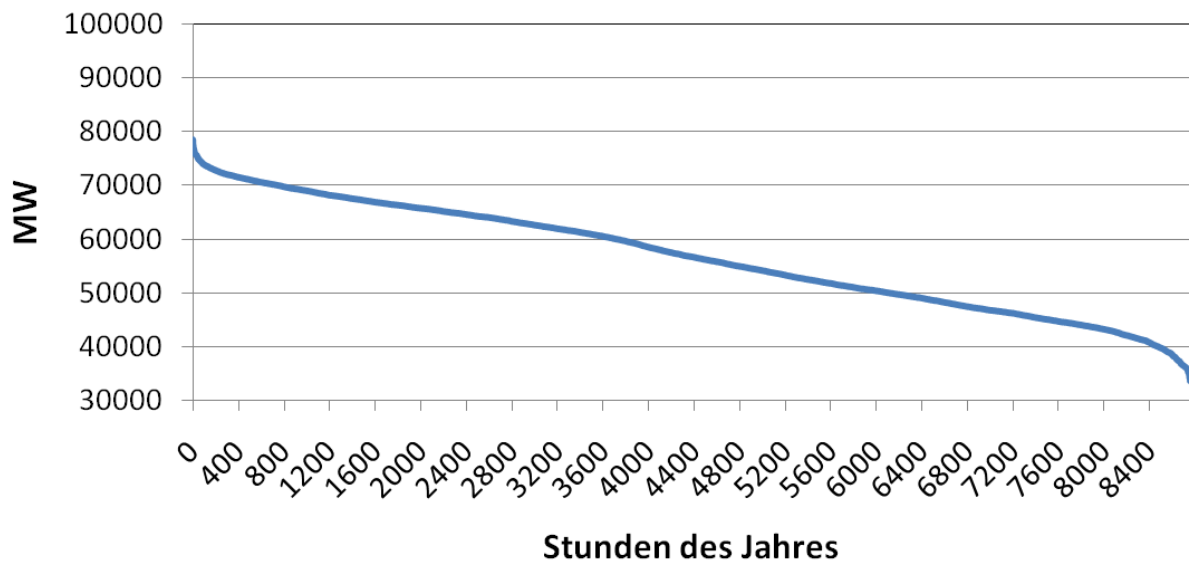
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis UCTE 2007

Das Einsatzverhalten der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien wird sowohl von der Höhe der Last als auch von deren chronologischer Reihenfolge beeinflusst. Zur Ableitung des unterschiedlichen Bedarfs an Kapazitäten im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich und somit eines potentiellen Investitionsbedarfs an unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien kann die chronologische Reihenfolge in erster Näherung vernachlässigt werden.²²

Berücksichtigt man die chronologische Reihenfolge der Lastniveaus in den 8.760 Stunden eines Jahres nicht, lässt sich die sog. Lastdauerlinie herleiten, bei der die über ein Jahr vorkommenden Lastniveaus absteigend sortiert werden (Abbildung 4-4). Das maximale Lastniveau in dieser Abbildung liegt bei knapp 80.000 MW. Das minimale bei rund 30.000 MW. Aus dem Verlauf lässt sich die vorhandene Grund-, Mittel- und Spitzenlast ableiten.

²² Insbesondere die monatlichen Zyklen der Stromnachfrage haben einen gewissen Einfluss auf den Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlast, weil die geringere Nachfrage in Sommermonaten teilweise durch eine angepasste zeitliche Planung von Revisionen abgefangen werden kann.

ABBILDUNG 4-4: LASTDAUERLINIE IN DEUTSCHLAND



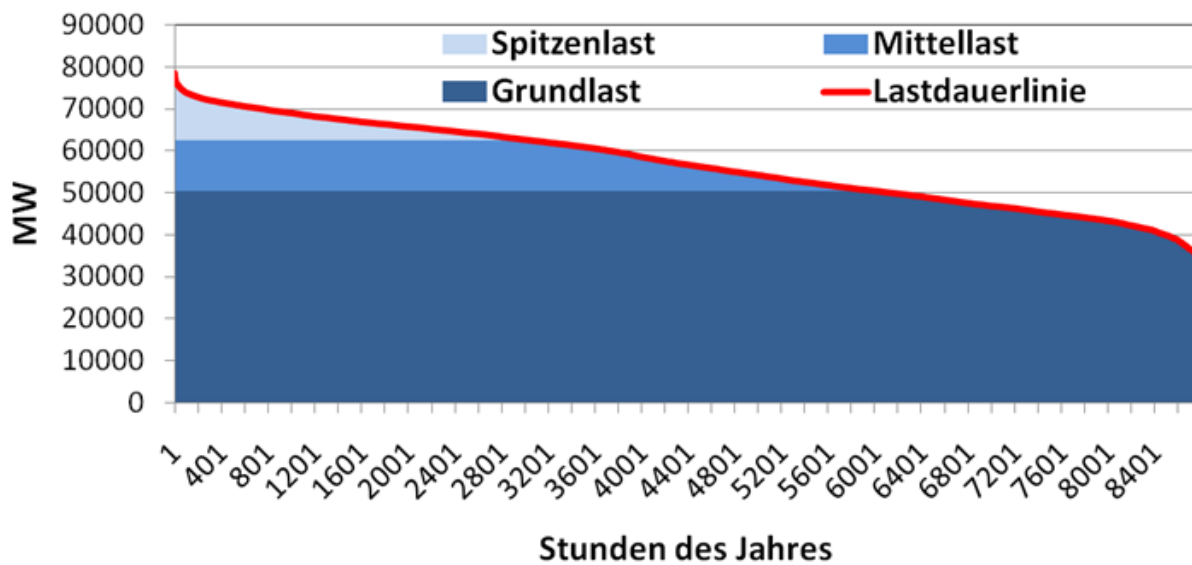
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis UCTE 2007

Die Definition von Grund-, Mittel-, und Spitzenlast variiert in der Literatur. Im Rahmen dieser Studie wird folgende Abgrenzung verwendet:

- Die Höhe der Grundlast bestimmt sich aus der Last, die in mehr als 6.000 Stunden des Jahres zu decken ist.
- Die Höhe der Mittellast bestimmt sich aus der Last, die in mehr als 3.000 Stunden des Jahres zu decken ist, abzüglich der Höhe der Grundlast.
- Die Höhe der Spitzenlast bestimmt sich aus der maximalen Last abzgl. der Mittel- und Grundlast.

Schematisch ist diese Abgrenzung in Abbildung 4-5 dargestellt. Die Höhe der Grundlast in MW kann aus der Höhe des untersten (dunkelblauen) Balkens – im Beispiel ca. 50.000 MW – abgelesen werden. Die Höhe der Mittellast entspricht der Höhe des mittleren Balkens (mittleres Blau) – im Beispiel ca. 12.000 MW – und die Höhe der Spitzenlast entspricht der Höhe des obersten (hellblauen) Balkens - im Beispiel ca. 16.000 MW. Zugleich können die Energiemengen in der jeweiligen Lastkategorie aus der jeweiligen Fläche des zugehörigen Balkens bestimmt werden.

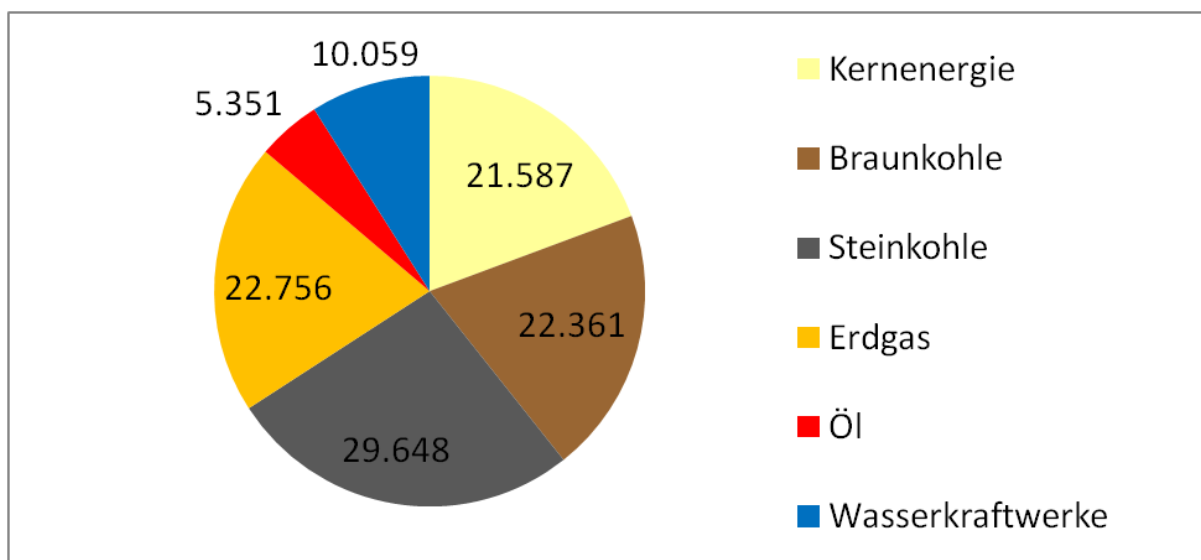
ABBILDUNG 4-5: LASTDAUERLINIE UND BESTIMMUNG GRUND-, MITTEL- UND SPITZENLAST



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Die historische Entwicklung des Kraftwerkspark mit bestimmten Anteilen von Kraftwerken hat sich an dieser Struktur der Last orientiert. Aufgrund der langen technischen Lebensdauer der Kraftwerke ist auch die heutige Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks (inklusive Wasserkraftwerke) noch an dieser Struktur ausgerichtet (vgl. Abbildung 4-6).

ABBILDUNG 4-6: BRUTTO-STROMERZEUGUNGSKAPAZITÄTEN IN GW (BRUTTO) ENDE 2008



Quelle: Statistisches Bundesamt (2009)

Dabei wurden Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und ein Teil der Wasserkraftwerke (Laufwasserkraftwerke) zum Einsatz in der Grundlast errichtet. Neue Steinkohlekraftwerke wurden ebenfalls zum Einsatz in der Grundlast geplant, um ab Mitte ihrer technischen Lebensdauer mit verringerter Auslastung die Mittellast abzudecken. Bei mit Erdgas und Erdölderivaten befeuerten Kraftwerken ist zwischen wärmegeführten KWK-Anlagen, die

ebenfalls als Grundlastanlagen geplant wurden, Kondensations-Anlagen und Erdgas-GuD-Anlagen, die zur Abdeckung der Mittellast dienen sollten, und offenen Gasturbinen, die als Spitzenlast- und Reservekraftwerke konzipiert sind, zu unterscheiden. Zusätzlich spielen (Pump-)Speicherkraftwerke eine gewichtige Rolle als Spitzenlast- und Regelkraftwerke. Diese Kategorisierung hat auch heute noch als grobe Einteilung der Kraftwerkstechnologien Bestand. Allerdings ergeben sich durch die Veränderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (u. a. Brennstoffpreisentwicklungen und der Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels) sowie insbesondere durch die Konsequenzen des dynamischen Ausbaus der Erneuerbaren Energien, wie im Folgenden dargestellt, zunehmende Anpassungen der Einsatzbereiche der einzelnen Technologien an die geänderten Rahmenbedingungen.

Einspeisung Erneuerbarer Energien

Im Gegensatz zum konventionellen Kraftwerkspark und den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgt die Stromerzeugung von EEG-Anlagen nicht bedarfs- bzw. preisgesteuert. Der Großhandelsmarkt für Strom, der über stündliche Preissignale an der deutschen Strombörse (EEX) entsprechende Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung auf dem Wettbewerbsmarkt setzt, hat für EEG-Anlagen – abgesehen von Anlagen in der Direktvermarktung – keine Bedeutung. Die Vergütung der EEG-Anlagenbetreiber (im Festpreisvergütungsmodell) ist unabhängig von der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit und führt somit zu einer nicht am Bedarf orientierten Einspeisung.

Zugleich sind der überwiegende Teil der EE-Anlagen in ihrer Flexibilität beim Einsatz aufgrund anderer Faktoren beschränkt. Die (maximale) Stromerzeugung von Windenergieanlagen, Fotovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken ist durch Dargebotsabhängigkeiten restringiert. Auch Anlagen, die auf Basis fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse Strom erzeugen, sowie Geothermieanlagen unterliegen in ihrer Einsatzflexibilität – u. a. aufgrund einer wärmegeführten Fahrweise bei KWK-Auskopplung und/oder fehlenden Speichermöglichkeiten bei den Brennstoffen – Beschränkungen.

Im Folgenden werden in einem Überblick die Einspeisestrukturen für die unterschiedlichen Kategorien von EE-Anlagen – unter der Annahme einer Festpreisvergütung nach EEG – skizziert.

Die Stromeinspeisung von Windenergieanlagen hängt von der einzelnen Windenergieanlage (u. a. Leistungskennlinie und Nabenhöhe) sowie den jeweiligen Windbedingungen am Standort der Anlage ab. Aufgrund der Volatilität der Windverhältnisse ergeben sich erhebliche Schwankungen. In Summe über alle Anlagen ergeben sich Ausgleichseffekte. Die Stromerzeugung auf Basis Windenergie weist saisonale systematische Strukturen, aber nur geringe systematische Strukturen über den Tagesverlauf auf. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden auf Basis von Windzeitreihen, mit einer regionalen Differenzierung unter Berücksichtigung der Entwicklung des Zubaus, der Standortverteilung und Anlagentechnik die stündliche Einspeisung aller WEA On- und Offshore für die Jahre 2010, 2015 und 2020, in den jeweiligen Varianten hergeleitet.

Die Stromeinspeisung von Fotovoltaikanlagen hängt von der einzelnen Anlage (u. a. Ausrichtungswinkel, 'performance ratio', Abschattung) sowie der jeweiligen

Sonneneinstrahlung, Bewölkung und Temperatur am Standort der Anlage ab. Wie bei Windenergieanlagen sind Ausgleichseffekte zwischen Einzelanlagen bei der Berechnung der aggregierten Einspeisung zu berücksichtigen. Die Einspeisung der Fotovoltaikanlagen in Summe weist erhebliche systematische Zyklen über den Tag und über die Jahreszeiten auf. Zugleich ist – wie bei der Windenergieeinspeisung – aufgrund der Dargebotsabhängigkeit eine hohe Schwankungsbreite gegeben. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden auf Basis von Daten zur Temperatur und Globalstrahlung mit einer regionalen Differenzierung sowie unter Berücksichtigung der Entwicklung des Zubaus, der Standortverteilung und der Anlagentechnik die stündliche Einspeisung der Fotovoltaikanlagen im Aggregat für die Jahre 2010, 2015 und 2020 in den jeweiligen Szenarien hergeleitet.

Die Stromeinspeisung von Laufwasserkraftwerken hängt im Wesentlichen von der saisonalen Wasserführung der Flüsse ab. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden, unter Berücksichtigung des Zubaus von Laufwasserkraftwerken, auf monatliche Daten der Erzeugung im Aggregat aus der Historie zurückgegriffen, um eine monatliche Einspeisestruktur für die Jahre 2010, 2015 und 2020 in den jeweiligen Szenarien herzuleiten.

Die Struktur der Stromeinspeisung von einzelnen Biomasseanlagen und Geothermieanlagen wird von individuellen Faktoren bestimmt. Hierzu zählen z. B. die Wärmeerzeugung bei KWK-Anlagen und die zeitliche Bereitstellung des Brennstoffes bei Biogasanlagen, die in der Regel nicht über einen Gasspeicher verfügen. Da der jährliche Auslastungsgrad in der Regel hoch ist und zu den Auswirkungen der individuellen Faktoren auf die Stromeinspeisung im Aggregat keine belastbaren Zahlen vorliegen, wird im Rahmen dieser Studie von einer konstanten Einspeisung im Jahresverlauf – ohne Annahme von systematischen Strukturen über die Tageszeit oder die Jahreszeit – ausgegangen. Gleiches gilt für Anlagen auf Basis Deponie- und Klärgas sowie Müllkraftwerke. Die Höhe der stündlichen Einspeisungen wurde entsprechend, unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiemengen für die Jahre 2010, 2015 und 2020, in den verschiedenen Ausbauvarianten abgeleitet.

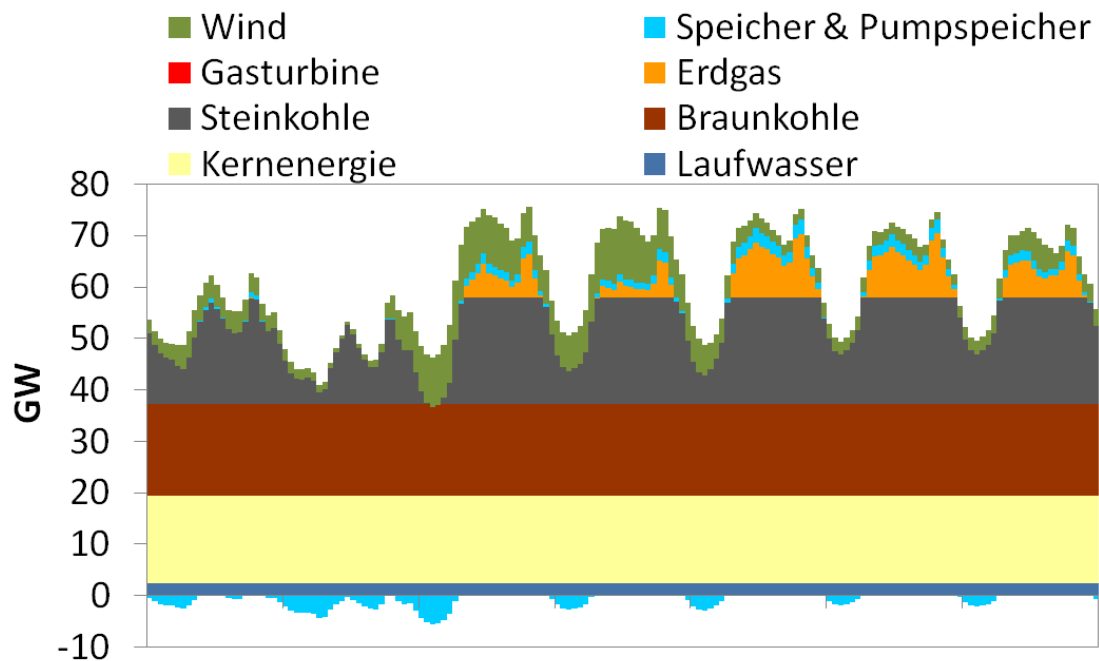
Residuale Last

Wie im vorherigen Abschnitt dargestellt, ist die Einspeisung von Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen zu einem großen Teil durch exogene Faktoren determiniert. Dieses führt, in Verbindung mit fehlenden Anreizwirkungen durch die Festpreisvergütung des EEG, zu einer bedarfsunabhängigen Stromeinspeisung ins Netz.

Der konventionelle Kraftwerkspark muss den verbleibenden Bedarf (Last abzgl. der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien), auch als sog. residuale Last bezeichnet, decken.

Dieses ist exemplarisch in Abbildung 4-7 für eine Woche unter Berücksichtigung der Stromeinspeisung von Windenergieanlagen und Laufwasserkraftwerken dargestellt.

ABBILDUNG 4-7: EINSATZ DER KRAFTWERKE NACH TECHNOLOGIEN ZUR RESIDUALEN LASTDECKUNG

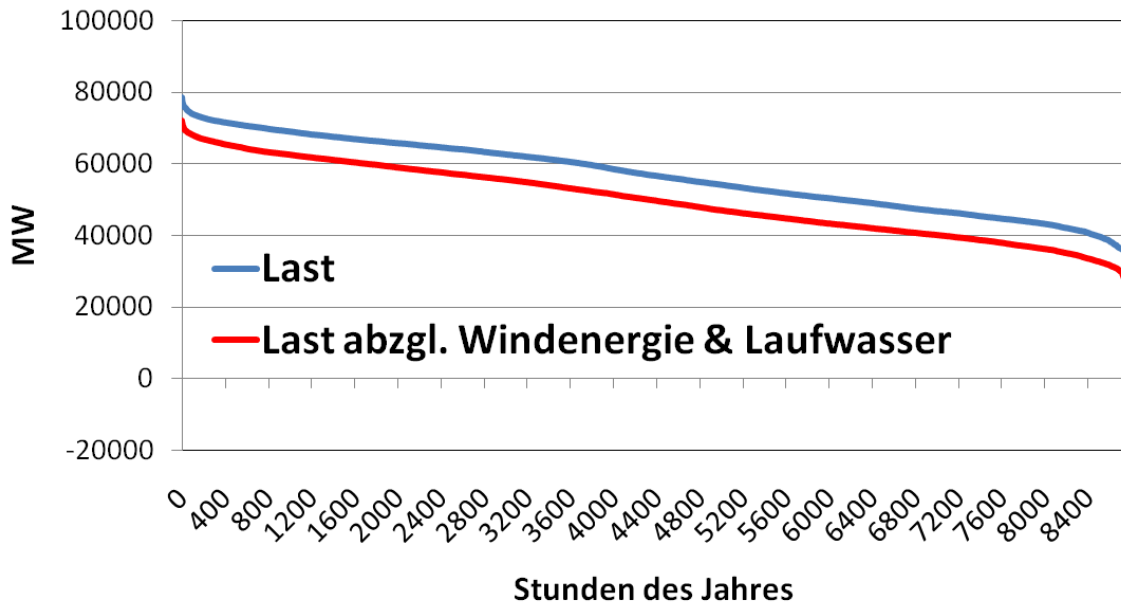


Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Im Vergleich zur Darstellung des Einsatzes des konventionellen Kraftwerksparks ohne Berücksichtigung der Windeneinspeisung und der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken in Abbildung 4-1, zeigt die Abbildung, dass der konventionelle Kraftwerkspark sowohl die Zyklen der Stromnachfrage als auch die Einspeisung der Erneuerbaren Energien durch einen entsprechenden Einsatz ausgleichen muss.

Analog zum Vorgehen bei der Last kann aus den 8.760 residualen Lastniveaus eines Jahres eine Dauerlinie („residuale Lastdauerlinie“) hergeleitet werden (Abbildung 4-8). Im dargestellten Fall kommt es bei der Berücksichtigung der Einspeisung der Laufwasserkraftwerke und der Windenergieanlagen zu einer in erster Approximation parallelen Verschiebung der Lastdauerkurve nach unten. Dadurch verringern sich die erforderlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten in den jeweiligen Lastbereichen. Die konkrete Ausgestaltung der Verschiebung – z. B. parallele Verschiebung, steilerer oder flacherer Abfall der Kurve – hängt von der Höhe der installierten EE-Kapazitäten sowie der Zusammensetzung der EE-Technologien ab.

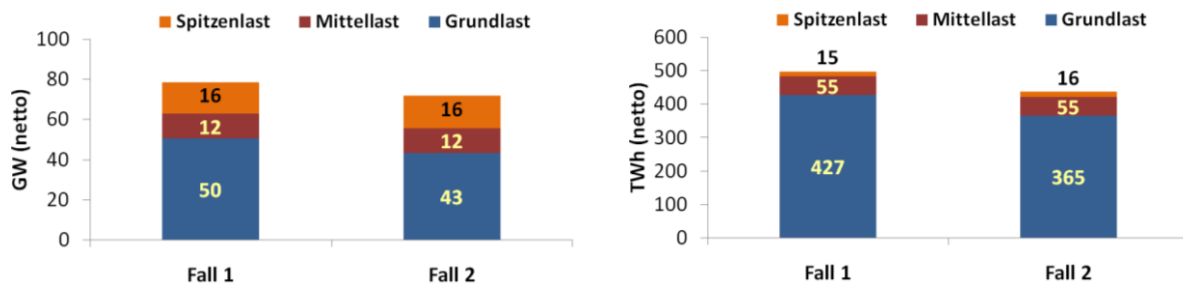
ABBILDUNG 4-8: RESIDUALE LASTDAUERLINIE IN DEUTSCHLAND



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis UCTE 2007 und BDEW 2007

Analog zum Vorgehen bei der Lastdauerlinie können die Energiemengen und die Höhe der Leistung nach den unterschiedlichen Lastbereichen – Grund-, Mittel- und Spitzenlast – aus der residualen Lastdauerlinie ermittelt werden. Zur besseren Übersichtlichkeit werden – wie auch bei der empirischen Analyse der Entwicklung der residualen Last in den folgenden Abschnitten – die Informationen der (residualen) Lastdauerlinie durch eine Darstellung der erforderlichen Leistung und der Energiemengen im jeweiligen Lastbereich aggregiert (Abbildung 4-9).

ABBILDUNG 4-9: ERFORDERLICHE GRUND-, MITTEL- UND SPITZENLAST AUF BASIS DER LASTDAUERKURVE UND RESIDUALEN LASTDAUERKURVE – LEISTUNG & ENERGIE



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

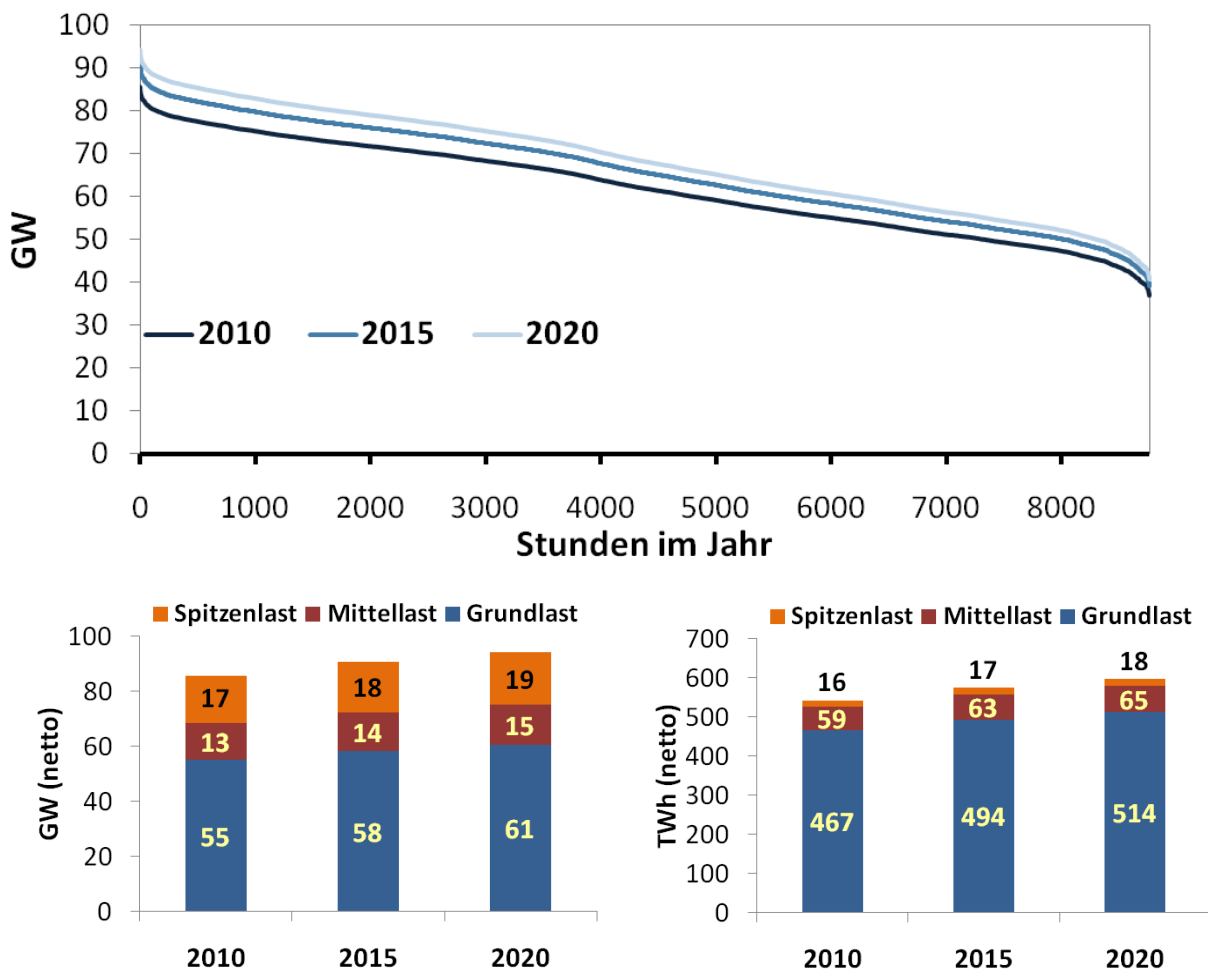
Die linke Grafik der Abbildung zeigt die Höhe der Leistung im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich. In der rechten Grafik sind die Energiemengen in den Lastbereichen dargestellt. Der Fall 1 wurde auf Basis der Lastdauerlinie und der Fall 2 auf Basis der residualen Lastdauerlinie (Last abzgl. der Erzeugung der Windenergieanlagen und Laufwasserkraftwerke) ermittelt. In der hier exemplarisch betrachteten Situation führt die Einspeisung von Laufwasserkraftwerken und Windenergieanlagen zu einer Reduktion der Höhe der Grundlast sowie der dort benötigten Energiemengen. Der Einfluss auf die Mittel- und Spitzenlast ist hingegen gering.

4.1.2 Entwicklung der Last bis 2020

Die Entwicklung der Last ist an die Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage gekoppelt. Im Rahmen der Studie wird davon ausgegangen, dass keine strukturellen Veränderungen bei der Last auftreten. Somit kann die historische Laststruktur mit der Veränderung des jährlichen Stromverbrauchs skaliert werden. Als Grundlage für die Laststruktur in Deutschland werden stündliche Lastdaten für das Jahr 2007 verwendet, die von der UCTE veröffentlicht werden.²³

Für die Stichjahre der Untersuchung – 2010, 2015 und 2020 – ergibt sich folgendes Bild:

ABBILDUNG 4-10: LASTDAUERKURVE UND ERFORDERLICHE GRUND-, MITTEL- UND SPITZENLAST IN DEUTSCHLAND – 2010, 2015 & 2020



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Im Jahre 2010 beträgt die Höhe der Grundlast in Deutschland ca. 55 GW. Die Höhe der Mittellast ist mit 13 GW deutlich niedriger, die Höhe der Spitzenlast liegt bei 17 GW. Der hohe Anteil Grundlast ist eine Konsequenz eines relativ flachen Verlaufs der Lastdauerlinie in Deutschland. Noch deutlicher wird dieses bei den Energiemengen in den drei Lastbereichen im Jahre 2010.

²³ Hierbei handelt es sich nach Angaben der UCTE um den stündlichen Verbrauch inklusive der Netzverluste ohne Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke und des Eigenverbrauchs der Kraftwerke. Der Eigenverbrauch der Industrie ist nicht berücksichtigt. Für diesen wird vereinfachend zu 50 % eine identische Struktur und zu 50 % ein Bandverbrauch unterstellt

Fast 86 % oder 467 TWh des Energieverbrauchs können – unter Berücksichtigung von Ausgleichseffekten zwischen Verbrauchern – als Verbrauch in der Grundlast charakterisiert werden.

Durch die Annahme einer gleichbleibenden Laststruktur, d. h. einer prozentualen Skalierung der Lastniveaus mit dem jährlichen Stromverbrauch verändern sich die Anteile an Grund-, Mittel- und Spitzenlast durch den unterstellten Stromverbrauchszuwachs bis 2020 nicht. Die absolute Zunahme ist aufgrund der getroffenen Annahme einer prozentualen Steigerung für alle Lastniveaus in der Grundlast entsprechend höher als in der Mittel- und Spitzenlast.

Im Jahre 2020 liegt die Höhe der Grundlast bei 61 GW, die der Mittellast bei 15 GW und die der Spitzenlast bei 19 GW. Da die Stromverbrauchsentwicklung als unabhängig von der Entwicklung der Erneuerbaren Energien angenommen wird, sind diese Ausgangswerte in allen Ausbauvarianten identisch.²⁴

4.1.3 Entwicklung der residualen Last bis 2020 in den Ausbauvarianten

Durch die Einspeisung der Erneuerbaren Energien verändert sich die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last erheblich. Im Folgenden werden die Auswirkungen – insbesondere auf die Anteile an Grund-, Mittel- und Spitzenlast – für die unterschiedlichen Jahre und die verschiedenen Ausbauszenarien analysiert. Bei der Ableitung der residualen Last werden von der Last neben den Einspeisungen der EEG-Anlagen auch die Stromeinspeisungen von nicht geförderten EE-Anlagen, wie der Stromeinspeisung von großen Laufwasserkraftwerken, sowie die Einspeisung auf Basis sonstiger Gase und der wärmegeführten KWK abgezogen. Der Beitrag dieser Anlagen zur gezielten bedarfsgerechten Deckung der Last ist ähnlich gering wie der von EEG-Anlagen. Dieses ist somit ebenfalls bei der Bestimmung der Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark zu berücksichtigen.

Zunächst werden die Effekte der unterschiedlichen EE-Technologien auf die residuale Lastdauerlinie isoliert betrachtet. Anschließend werden die Ergebnisse der Ausbauvarianten unter Berücksichtigung der gesamten exogenen Einspeisung für das Zieljahr 2020 übersichtlich zusammengefasst.

Auswirkungen der einzelnen EE-Technologien auf die residuale Lastdauerlinie

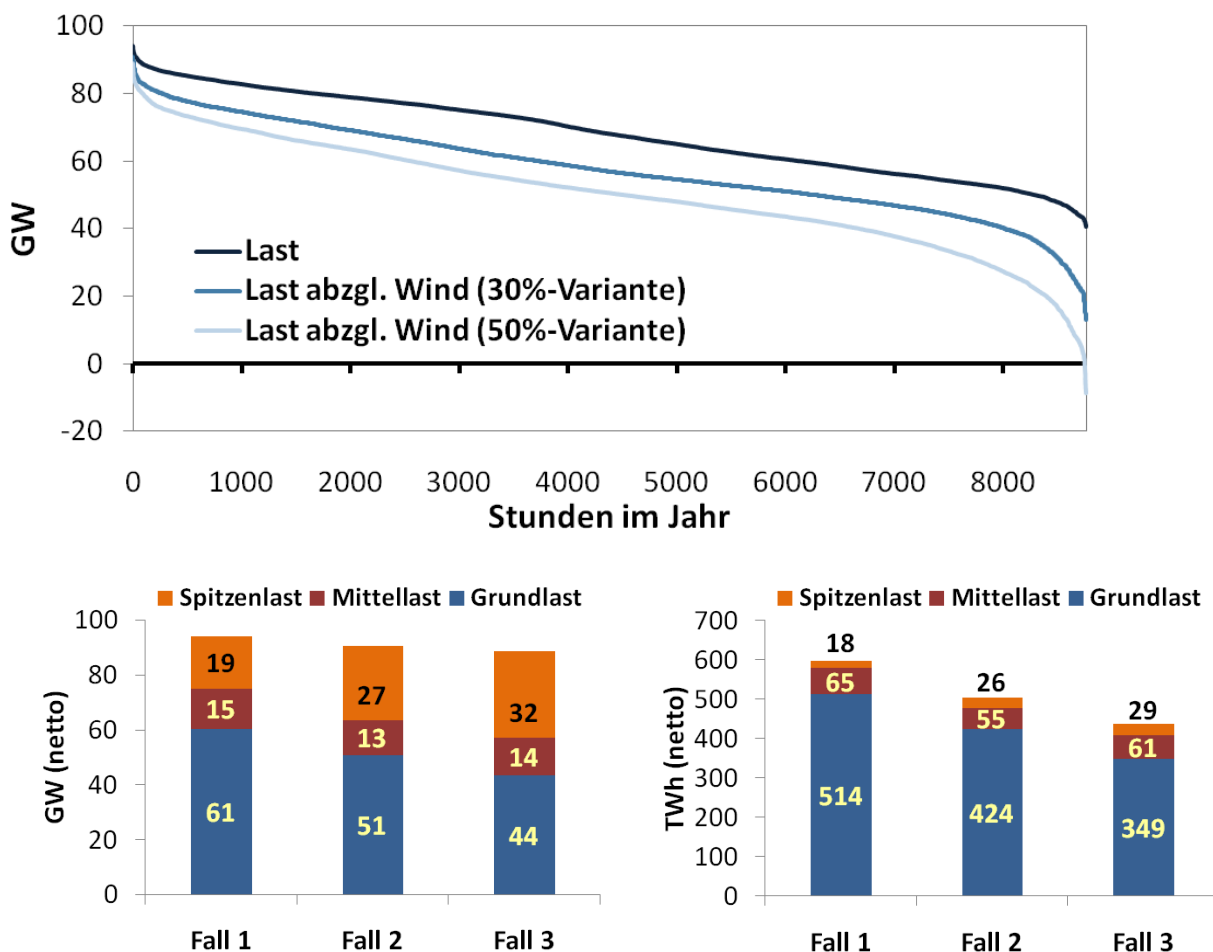
Aufgrund ihrer jeweils spezifischen Einspeisecharakteristik haben die einzelnen EE-Technologien einen unterschiedlichen Effekt auf die Struktur der residualen Lastdauerlinie. Die Einspeisung der EE-Technologien unterscheidet sich sowohl im Hinblick auf durchschnittliche

²⁴ Durch eine längerfristige Preiselastizität der Nachfrage kann von einem geringeren Stromverbrauch bei höheren Strompreisen für Endverbraucher ausgegangen werden. Im Rahmen der Studie gehen wir davon aus, dass die Entwicklungen der jährlichen Stromnachfrage von zahlreichen exogenen Faktoren, wie dem Wirtschaftswachstum und der Effizienz beim Stromverbrauch, getrieben wird. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Strompreise für Endverbraucher können im Bereich der Schwankungen der Strompreise (vgl. Kapitel 7) als vernachlässigbar angesehen werden.

systematische Strukturen – wie tägliche oder jahreszeitliche Strukturen – als auch im Hinblick auf die Volatilität der Einspeisung.

Die Einspeisung von Windenergie unterliegt – wie bereits beschrieben – im Wesentlichen systematischen saisonalen Strukturen, weist aber keine ausgeprägte Tagesstruktur auf. Zugleich ist innerhalb der Jahreszeiten eine hohe Volatilität gegeben. In Abbildung 4-11 ist der Einfluss der Windenergieeinspeisung auf die residuale Lastdauerlinie im Jahr 2020 für die 30 %- und 50 %-Ausbauvariante abgebildet. Die Veränderung der Lastdauerlinie zeigt, dass die maximale Last, die vom konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist, durch die Windenergieeinspeisung nur geringfügig abnimmt. Insgesamt haben die residualen Lastdauerlinien in den beiden Ausbauvarianten einen steileren Verlauf als die ursprüngliche Lastdauerlinie, wobei mit einer zunehmenden Durchdringung des Systems mit Windenergie die Steilheit kontinuierlich zunimmt, wie aus einem Vergleich der 30 %- mit der 50 %-Ausbauvariante ersichtlich wird. In der 50 %-Ausbauvariante gibt es bereits vereinzelte Situationen, in denen alleine die Windenergieeinspeisung die Last in Deutschland abdecken könnte bzw. diese sogar übersteigt.

ABBILDUNG 4-11: EINFLUSS DER WINDENERGIEEINSPEISUNG AUF DIE RESIDUALE LASTDAUERLINIE IM JAHR 2020



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Als Konsequenz der Veränderung der residualen Lastdauerlinie durch die Windenergieeinspeisung wird die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Grundlast

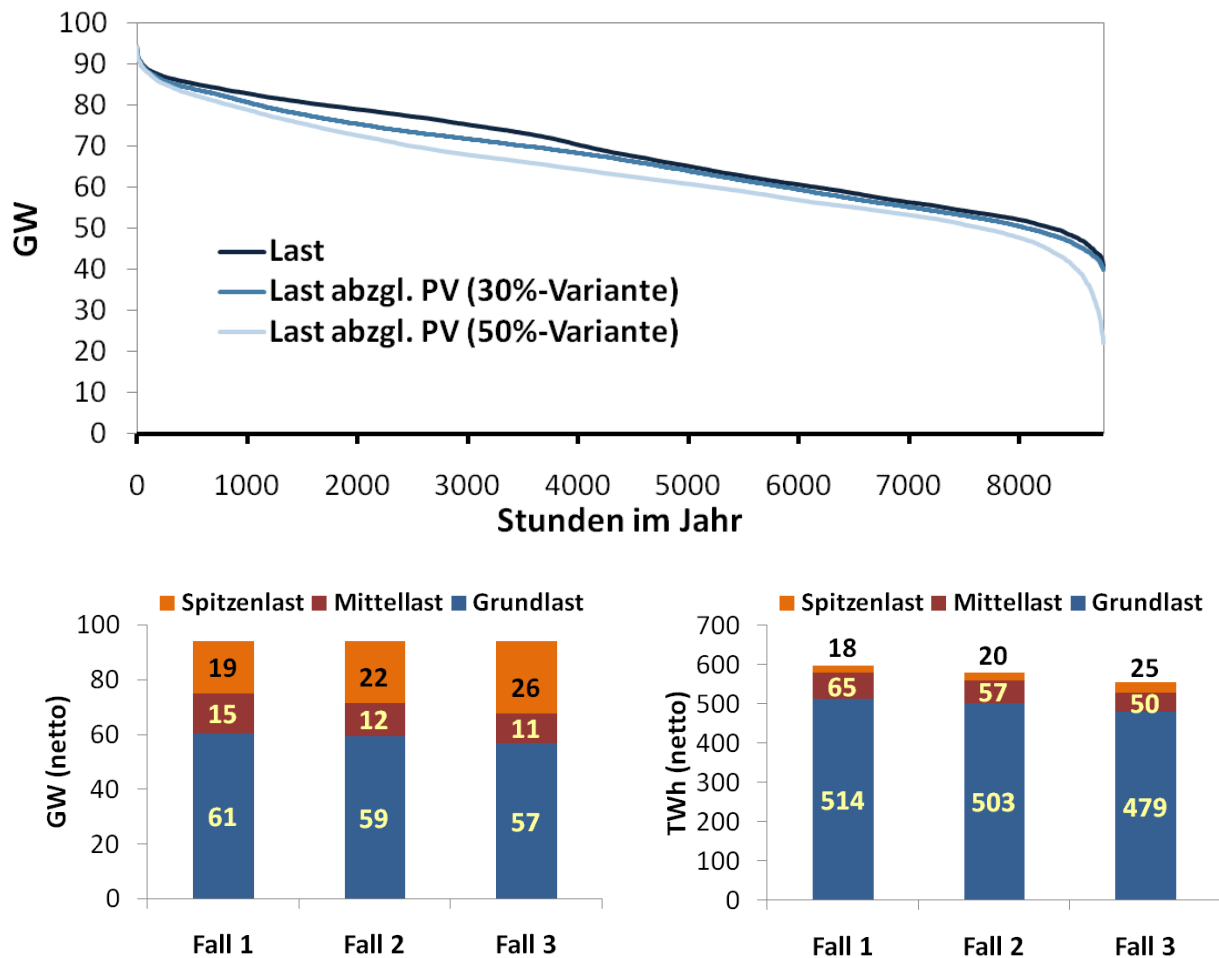
erheblich reduziert, während die Mittellast in etwa konstant bleibt und die Spitzenlast erheblich zunimmt. Dieses gilt sowohl bei einer Leistungsbetrachtung (Grafik links unten) als auch bei einer Energiemengenbetrachtung (Grafik rechts unten). Der Fall 1 ergibt sich dabei aus der Betrachtung der Lastdauerlinie, der Fall 2 aus der Betrachtung der Lastdauerlinie abzgl. der Windenergieeinspeisung in der 30 %-Ausbauvariante und der Fall 3 aus der Betrachtung der Lastdauerlinie abzgl. der Windenergieeinspeisung in der 50 %-Ausbauvariante. Es lässt sich festhalten, dass Windenergieeinspeisung die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Grundlast erheblich reduziert, obwohl die Windenergietechnologie selbst nicht grundlastfähig ist. Die Reduktion der Leistung in der Grundlast geht zugleich mit einer deutlichen Erhöhung der Leistung in der Spitzenlast einher.

Die Einspeisung von Fotovoltaikanlagen weist im Vergleich zur Windenergie andere Strukturen auf. Die Einspeisestruktur der Fotovoltaik ist durch ausgeprägte Tageszyklen und saisonale Strukturen geprägt. Zusätzlich ist wie bei der Windenergie aufgrund der Dargebotsabhängigkeit eine gewisse Volatilität zu berücksichtigen.

Die Effekte dieser Einspeisestrukturen sind in Abbildung 4-12 dargestellt. Die maximale vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last kann nicht reduziert werden, da diese in den Abendstunden im Winter auftritt. In der 30 %-Ausbauvariante wird auch die minimale vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Last nicht merklich verringert, da geringe Lastniveaus in Nachtstunden auftreten, in denen Fotovoltaikanlagen ebenfalls nicht einspeisen. Die Einspeisung von Fotovoltaikanlagen wirkt sich im Bereich der Mittellast aus. Erst bei sehr hohen installierten Leistungen, wie in der 50 %-Ausbauvariante, hat die Fotovoltaik auch spürbare Effekte auf die erforderliche Grundlast, da dann Lastniveaus aus der unteren Mittellast, die z. B. an Nachmittagen an Sonn- und Feiertage in Sommermonaten auftreten, durch hohe Einspeisung von Fotovoltaik in die residuale Grundlast verschoben werden. Dieser Effekt würde sich bei einer noch stärkeren Erhöhung der installierten Leistung von Fotovoltaik zunehmend verstärken, bleibt aber im Vergleich zur Windenergieeinspeisung gering.

Die Veränderung des Verlaufs der residualen Lastdauerlinie durch die Stromeinspeisung von Fotovoltaikanlagen ist somit deutlich schwächer ausgeprägt als die aus der Windenergieeinspeisung resultierenden Strukturveränderungen. Eine tendenzielle Verringerung der Grundlast bei gleichzeitiger Erhöhung der Spitzenlast ist aber auch durch die Einspeisung dieser EE-Technologie sowohl bei einer Leistungsbetrachtung (Grafik links unten) als auch bei einer Betrachtung der Energiemengen in den Lastbereichen (Grafik rechts unten) zu beobachten. Der Fall 1 ergibt sich dabei aus der Betrachtung der Lastdauerlinie, der Fall 2 aus der Betrachtung der Lastdauerlinie abzgl. der Erzeugung von Fotovoltaikanlagen in der 30 %-Ausbauvariante und der Fall 3 aus der Betrachtung der Lastdauerlinie abzgl. der Erzeugung von Fotovoltaikanlagen in der 50 %-Ausbauvariante.

ABBILDUNG 4-12: EINFLUSS DER EINSPEISUNG VON FOTOVOLTAIKANLAGEN AUF DIE RESIDUALE LASTDAUERLINIE IM JAHR 2020

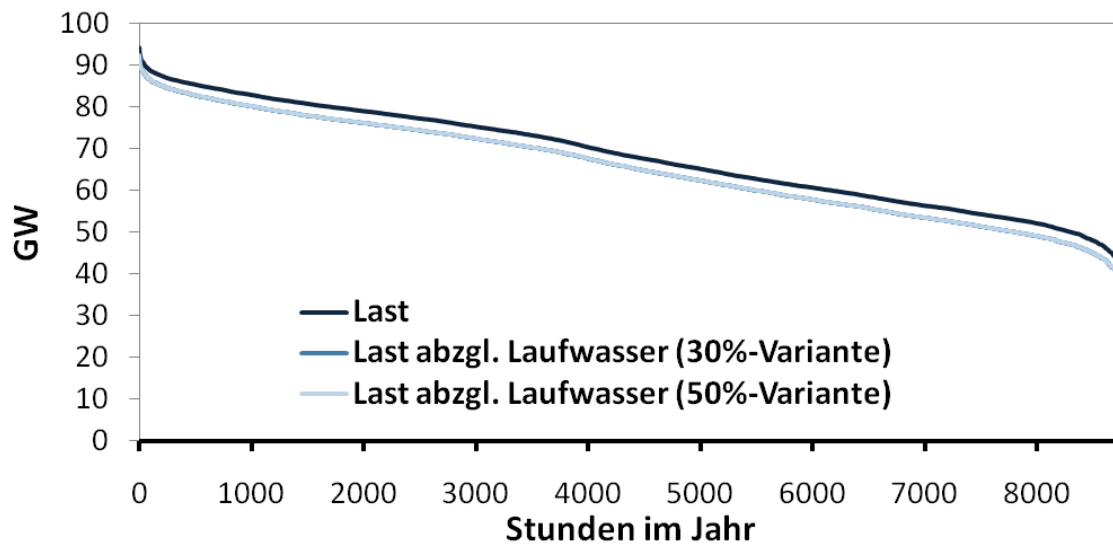


Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Laufwasserkraftwerke weisen als dritte dargebotsabhängige EE-Technologie im Wesentlichen saisonale Strukturen in Abhängigkeit von der Wasserführung der Flüsse auf. In Deutschland sind diese saisonalen Strukturen deutlich weniger stark ausgeprägt als z. B. in der Schweiz und Österreich. Dort ist insbesondere eine starke Abhängigkeit von der Schnee- und Gletscherschmelze gegeben, was zu einer hohen Erzeugung in den Frühjahrs- und Sommermonaten führt. In Deutschland sind hingegen ein kontinuierlicher Anstieg von Januar bis Mai und anschließend ein kontinuierliche Verringerung bis Dezember charakteristisch für die saisonale Erzeugungsstruktur von Laufwasserkraftwerken. Die kurzfristige Volatilität ist gering. Allerdings können in unterschiedlichen Jahren – z. B. aufgrund unterschiedlicher Niederschlagsmengen – erhebliche Schwankungen auftreten.

Da die Erzeugung von Laufwasserkraftwerken zwischen der 30 %- und 50 %-Ausbauvariante identisch ist, sind keine Unterschiede zwischen diesen beiden Varianten gegeben. Die Einspeisung führt quasi zu einer Parallelverschiebung der Lastdauerlinie. Dieses führt im Ergebnis dazu, dass es – bei einer Reduktion der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Höchstlast – zu einer Verringerung der Leistung und der Energiemengen in der Grundlast bei Konstanz der Mittel- und Spitzenlast kommt.

ABBILDUNG 4-13: EINFLUSS DER EINSPEISUNG VON LAUFWASSERKRAFTWERKEN AUF DIE RESIDUALE LASTDAUERLINIE IM JAHR 2020



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

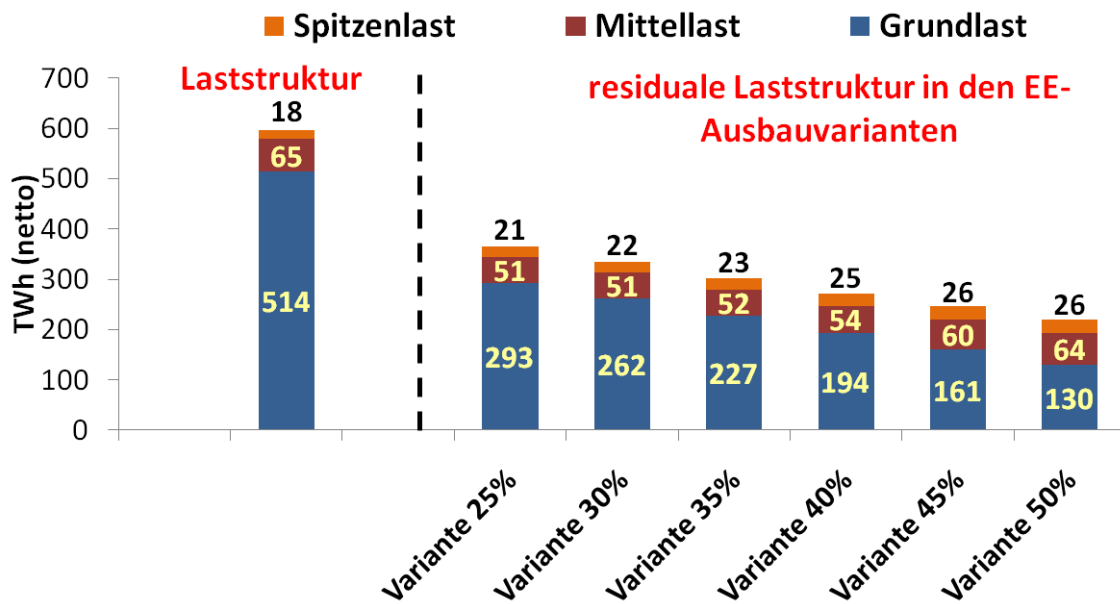
Da für die anderen EE-Technologien approximativ eine konstante Einspeisung unterstellt werden kann, resultiert als Effekt auf die vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Lastdauerlinie – wie bei Laufwasserkraftwerken – eine Parallelverschiebung. Somit kann das Ergebnis der Auswirkungen der Laufwasserkraft auf die übrigen EE-Technologien – Biomasse, Geothermie sowie Deponie- und Klärgas – übertragen werden. Bei einer Reduktion der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Höchstlast führt die Einspeisung zu einer Verringerung der Leistung und der Energiemengen in der Grundlast bei Konstanz der Mittel- und Spitzenlast.

Überblick der Ergebnisse in den Ausbauvarianten

In diesem Überblick werden die Ergebnisse zu den Anforderungen der unterschiedlichen Ausbauvarianten an Grund-, Mittel- und Spitzenlast, unter Berücksichtigung der gesamten exogenen Einspeisung – Einspeisung von EE-Technologien, Einspeisung wärmegeführter KWK-Anlagen sowie Einspeisungen auf Basis von Gruben-, Kokerei- und Gichtgas sowie Müll – zusammenfassend für das Zieljahr 2020 dargestellt. Die Auswirkungen auf die residuale Last sowie die Leistung und Energiemengen in den unterschiedlichen Lastbereichen ergeben sich dabei jeweils aus dem Zusammenspiel der Auswirkungen der Einspeisung der unterschiedlichen EE-Technologien in den Ausbauvarianten, die zuvor dargestellt wurden.

Abbildung 4-14 zeigt die in den unterschiedlichen Ausbauvarianten vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden Energiemengen nach Lastbereichen. Bereits in der 25 %-Variante wird im Jahre 2020 ein erheblicher Teil der Stromnachfrage durch exogene Erzeugung gedeckt. Insbesondere im Grundlastbereich hat dies erhebliche Auswirkungen. Von der ursprünglich in der Grundlast zu deckenden Energiemenge in Höhe von 514 TWh sind nur noch 293 TWh durch konventionelle Kraftwerke zu decken. Die Energiemenge im Spitzenlastbereich, die durch konventionelle Kraftwerke zu decken ist, steigt hingegen bereits um 3 TWh.

ABBILDUNG 4-14: GESAMTVVERBRAUCH UND VOM KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARK ZU DECKENDE ENERGIEMENGEN IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN LASTBEREICHEN UND AUSBAUVARIANTEN – JAHR 2020



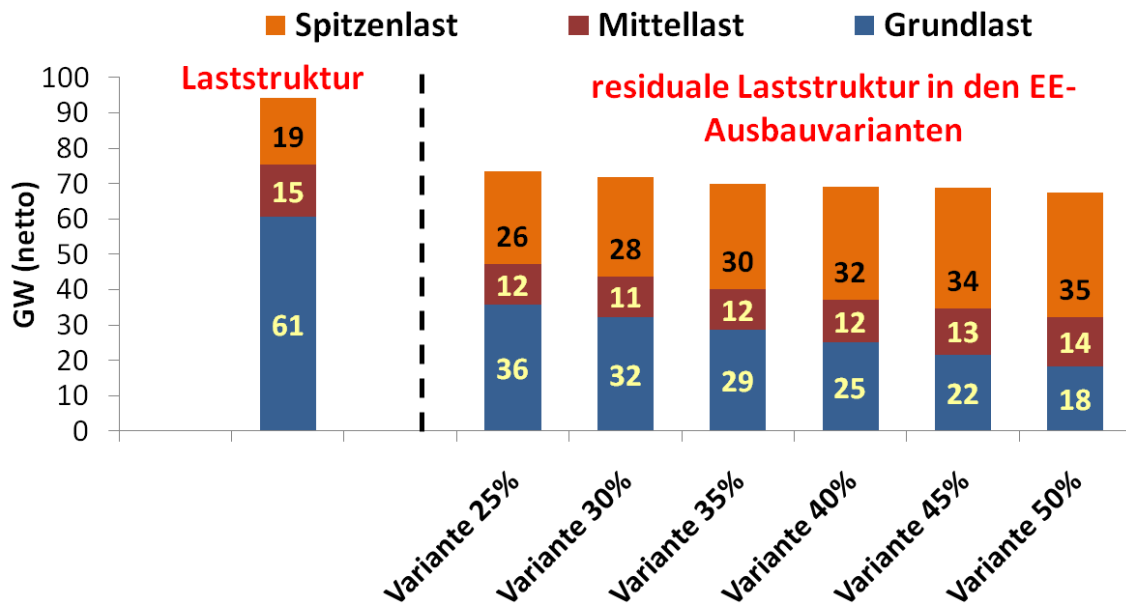
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Diese Tendenz verstärkt sich mit steigendem Anteil der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien an der Brutto-Stromerzeugung. Die Energiemengen im Mittel- und Spitzenlastbereich, die durch konventionelle Kraftwerke zu decken sind, steigen kontinuierlich an, während die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Grundlast kontinuierlich sinkt. In der 30 %-Variante (Referenzvariante) liegt diese bei nur noch 262 TWh, was grob der Erzeugung von Kernkraftwerken und Braunkohlekraftwerken im Jahr 2008 entspricht. In der 50 %-Ausbauvariante sind schließlich nur noch 130 TWh im Grundlastbereich von konventionellen Kraftwerken zu decken.

Ein etwas anderes Bild zeigt sich bei der Betrachtung der Leistung in den unterschiedlichen Lastbereichen (Abbildung 4-15). Die Reduktion der Grundlast von ursprünglich 61 GW auf bereits nur 36 GW in der 25 %-Ausbauvariante und die weitere kontinuierliche Abnahme bis auf 18 GW in der 50 %-Ausbauvariante ist auch hier gegeben. Zugleich führt diese Reduktion der Leistung nicht zu einer entsprechenden Reduktion der Gesamtleistung über alle Lastbereiche. Insbesondere bei einem Vergleich über die unterschiedlichen Ausbauvarianten ist festzustellen, dass die Verminderung der Leistung in der Grundlast annähernd durch eine Erhöhung der Leistung in der Spitzenlast kompensiert wird.²⁵

²⁵ Die mögliche Veränderung der konventionellen Kraftwerke, die hier dargestellt ist, berücksichtigt nicht Veränderungen bei der notwendigen Vorhaltung von Regelenergie und Bereitstellung von gesicherter Leistung. Die Gesamteffekte in Bezug auf die installierte Leistung im konventionellen Kraftwerkspark werden erst in Kapitel 5 ermittelt.

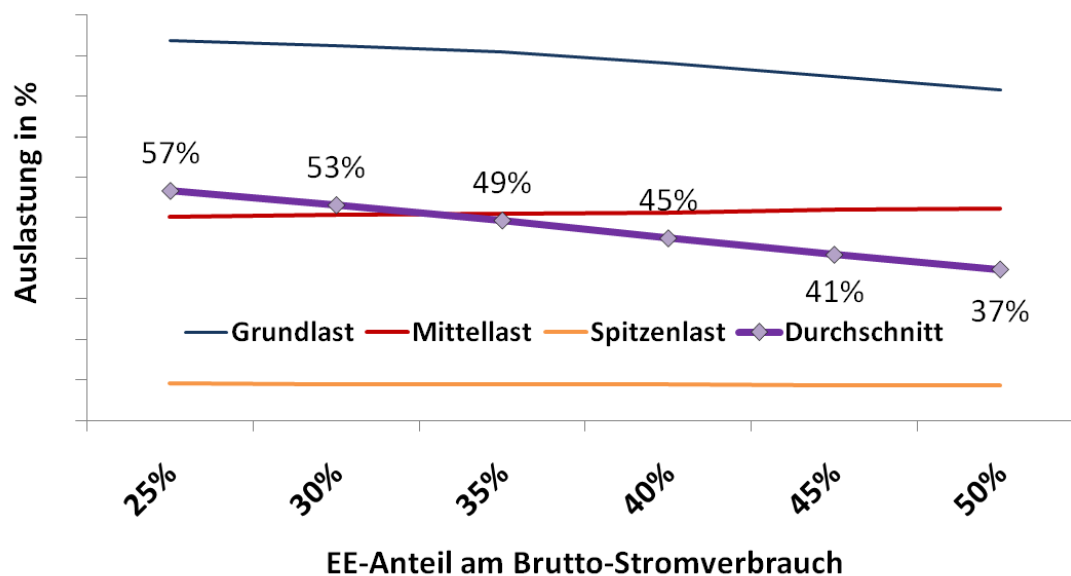
ABBILDUNG 4-15: SPITZENLAST UND NOTWENDIGE KONVENTIONELLE KRAFTWERKSLEISTUNG IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN LASTBEREICHEN UND AUSBAUVARIANTEN – JAHR 2020



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Diese unterschiedlichen Effekte auf die Energiemengen und die Leistung in den verschiedenen Lastbereichen haben erhebliche Konsequenzen für die durchschnittliche Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks (Abbildung 4-16). Während die Auslastung in der Spitzen- und Mittellast annähernd konstant bleibt, sinkt die Auslastung in der Grundlast. Da mit einer Erhöhung des EE-Anteils an der Stromversorgung zugleich eine deutliche Verschiebung der vorhandenen Leistung an Grundlast zu Spitzenlast erfolgt, ist dieser Effekt bei der durchschnittlichen Auslastung der gesamten Leistung noch weitaus stärker ausgeprägt. Der Wert liegt in der 25 %-Ausbauvariante bei 57 %. In der 50 %-Ausbauvariante sinkt der Wert schließlich auf 37 %. Hierbei sind Effekte, die sich durch Veränderungen der Betriebsweise von Pumpspeichern, den Austausch mit dem Ausland sowie eine erhöhte Vorhaltung von Regelleistung, die Kraftwerke als alternative Vermarktungsmöglichkeit nutzen können, ergeben, nicht berücksichtigt. Die tatsächliche Betriebsweise und damit die Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks wird erst in Kapitel 5 in einem geschlossenen Modellsystem berechnet.

ABBILDUNG 4-16: DURCHSCHNITTLICHE AUSLASTUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IN DEN UNTERSCHIEDLICHEN LASTBEREICHEN UND AUSBAUVARIANTEN – JAHR 2020 (ZUM VERGLEICH IST AUCH DER ENTSPRECHENDE WERT OHNE EE-EINSPEISUNG ANGEGEBEN)



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

4.2 Erforderliche Regelleistungsvorhaltung und Regelennergieabruf

4.2.1 Methodischer Ansatz

Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast. Die Betriebsplanung der ÜNB und alle damit verbundenen Prozesse wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve (Regelleistung und -energie) ausgeglichen werden müssen. Unter den Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien tragen vor allem Windenergie- und Fotovoltaikanlagen zu diesen Bilanzungleichgewichten bei, da ihre Erzeugungsleistung aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit nur mit begrenzter Genauigkeit prognostiziert werden kann.

Das Ziel dieses Untersuchungsschritts ist es, die Auswirkungen unterschiedlich starken Ausbaus der Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien auf die erforderliche Regelleistungsvorhaltung und den zu erwartenden Regelennergieabruf abzuschätzen. Der Fokus liegt dabei auf der grundsätzlich technisch vorzuhaltenden Reserve im Sinne einer flexiblen und mit geringem zeitlichem Vorlauf einsetzbaren Energieform für den Ausgleich auftretender Bilanzabweichungen. Varianten oder wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten dahingehend, mit welchen Reservequalitäten, Mechanismen oder Produkten dieser Bedarf gedeckt werden könnte, werden nicht betrachtet. Da, aufgrund der Möglichkeit zur Bilanzierung mit anderen

Einflussfaktoren auf die Regelleistungsvorhaltung, der EEG-bedingte Zusatzbedarf dann am geringsten ist, wenn der Bilanzausgleich über Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserveleistung (MRL) erfolgt, wird im Folgenden, bei der Quantifizierung von Mengeneffekten für Regelleistungsvorhaltung und Regelenergieabruf, lediglich nach diesen beiden Reservequalitäten unterschieden. Lang anhaltende oder untertäglich bereits absehbare Bilanzungleichgewichte können jedoch, anstatt durch Minutenreserve, auch durch Stundenreserve oder Handel am Intradaymarkt ausgeglichen werden. Diese Differenzierungsmöglichkeiten für die Deckung des Ausgleichsbedarfs sind Ergebnis einer wirtschaftlichen Optimierung, hängen allerdings stark vom jeweiligen Ordnungsrahmen ab und sind zudem für die fundamental bedingte Höhe des Bedarfs unerheblich.²⁶

Die Untersuchung stützt sich in ihrer Methodik, und teilweise auch hinsichtlich der Datenbasis, weitgehend auf ein im Jahr 2008 erstelltes und öffentlich verfügbares Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.²⁷ Auf abweichende Annahmen wird in den nachfolgenden Beschreibungen jeweils hingewiesen.

Als Bewertungskriterien für die Bemessung der Reserve haben sich in der Praxis die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender positiver bzw. negativer²⁸ Reserve bewährt. Der Bedarf an Sekundärregel- und Minutenreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich²⁹ bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB. Es beruht auf dem Ansatz, dass die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können.

Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- (Pr_U) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D). Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion 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 positiven bzw. negativen Reserve.

Der Erwartungswert für die eingesetzte Regelenergie kann aus einer Integration der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des Reservebedarfs, multipliziert mit der jeweiligen Bilanzabweichung, bestimmt werden. Dies entspricht einer Berechnung des ersten Moments der

²⁶ Aufgrund dieses wirtschaftlichen Optimierungspotenzials können die Zusatzkosten des durch Erneuerbare Energien bedingten Reservebedarfs allerdings nur nach oben durch Bewertung der Mengeneffekte mit MRL-Preisen abgeschätzt werden.

²⁷ vgl. Consentec und Haubrich (2008)

²⁸ Positive Reserve ist erforderlich, um ein Leistungsdefizit (Last plus Verluste plus Export größer als Erzeugung plus Import) auszugleichen, z. B. durch zusätzliche Einspeisung. Umgekehrt dient negative Reserve zum Ausgleich von Leistungsüberschuss, z. B. durch Reduktion der Einspeiseleistung.

²⁹ vgl. Dany (2000) und Roggenbau (1999)

Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, wobei positive und negative Bereiche separat betrachtet werden.

Eine ausführliche Verfahrensbeschreibung ist im Anhang C zu finden.

4.2.2 Modellannahmen und -kalibrierung

Als akzeptiertes Defizitniveau wird der in Consentec und Haubrich (2008) für Gesamtdeutschland bestimmte Wert von jeweils 15 min pro Jahr (0,0028 %) als Überschuss- und Defizitwahrscheinlichkeit übernommen.

Folgende Ursachen für Bilanzungleichgewichte werden betrachtet:³⁰

- Störungsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke, die sowohl sofortige Totalabschaltungen als auch Leistungsbeschränkungen (Teilausfälle) umfassen. Die Ausfallhäufigkeiten werden gem. Tabelle 4-1 angesetzt.

TABELLE 4-1: AUSFALLHÄUFIGKEITEN VON KRAFTWERKEN

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Relative Leistungseinschränkung bei Teilausfall in %
Kernkraft	1,1	1,2	27
Steinkohle	6,6	4,2	32
Braunkohle	4,5	1,7	37
Öl/Gas	3,9	1,1	50
GuD	12,1	7,3	32
Gasturbinen	2,5	0,3	50

Quelle: vgl. Consentec und Haubrich (2008)

- Der thermische Kraftwerkspark setzt sich für diesen Untersuchungsschritt aus Bestandsanlagen (unter Berücksichtigung von Stilllegungen) und in Bau befindlichen Neu- und Ersatzanlagen gem. Abschnitt 2.3 zusammen. Darüber hinaus sind weitere Neubauten zu berücksichtigen. Der Umfang an zu erwartenden Neubauten wird – in Abhängigkeit der Entwicklung Erneuerbarer Energien und des hier zu ermittelnden Reservebedarfs – erst im nächsten Arbeitspaket 3 detailliert bestimmt. Daher wird für die Ermittlung des Reservebedarfs, basierend auf Erfahrungswerten aus früheren Untersuchungen, eine Abschätzung zugrunde gelegt.

Wie eine hierzu durchgeführte Sensitivitätsanalyse belegt, ist dieses Vorgehen zulässig, da der Reservebedarf gerade im Jahr 2020, wo die größte Unsicherheit

³⁰ Die Ursachen können dabei als untereinander unkorreliert betrachtet werden. Innerhalb von Ursachenklassen werden Korrelationen dagegen sachgerecht berücksichtigt, z. B. berücksichtigt der Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erzeugung aus EE-Anlagen die Korrelation der Einzelanlagen untereinander.

bzgl. des thermischen Kraftwerksparks besteht, weitgehend von den Prognosefehlern der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien dominiert wird: Eine Variation der, über bereits in Bau befindliche Anlagen hinausgehenden, Neubauten um +/- 30 % (dies entspricht im Referenzszenario für 2020 ca. 3,7 GW) beeinflusst den errechneten Reservebedarf nur um weniger als 1 Promille.

- Lastrauschen, angesetzt als mittelwertfrei und normalverteilt mit einer Standardabweichung von 0,5 % der Netzhöchstlast.³¹
- Lastprognosefehler
- Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (Windenergie, Fotovoltaik)

In Consentec und Haubrich (2008) wurden für die Modellierung des Lastprognosefehlers Zeitreihen des Reserveeinsatzes bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ausgewertet. Diese Daten sind jedoch vertraulich und stehen für die vorliegende Untersuchung nicht zur Verfügung. Aus den veröffentlichten Ergebnissen lässt sich jedoch ein Näherungswert ableiten, wenn man eine Normalverteilung des Fehlers annimmt. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse, aufgrund des in 2008 bestehenden EEG-Ausgleichssystems, konsequenterweise unter weitgehender Nichtberücksichtigung des Prognosefehlers von EEG-Einspeisung ermittelt wurden. Parametriert man analog dazu das in dieser Studie für 2010 angesetzte Elektrizitätsversorgungssystem, d. h. ohne Windenergie und Fotovoltaik, so verbleibt der Lastprognosefehler als einzige Variable. Mittels Parametervariation ergibt sich, dass, bei einem Mittelwert von ca. 200 MW und einer Standardabweichung von 0,85 % der Höchstlast, ein Reservebedarf leicht unterhalb des in Consentec und Haubrich (2008) bestimmten (der zu einem geringen Anteil auch den Prognosefehler der EEG-Einspeisung enthält) errechnet wird.

Zur Ermittlung des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung stehen auf den Internetseiten der ÜNB Archivdaten (Ist-Einspeisung und Vortagsprognose) zur Verfügung. Diese werden wie folgt ausgewertet:

- Es werden Zeitreihen eines Jahres (Oktober 2008 bis September 2009) ausgewertet. Die damit erzielte Grundgesamtheit ist zwar nur begrenzt, jedoch würde ein weiteres Zurückgreifen in die Vergangenheit den zwischenzeitlich erzielten Fortschritt der Prognoseverfahren nicht abbilden. Die viertelstündlichen Prognoseabweichungen der vier Regelzonen werden zeitpunktscharf addiert.
- Bei ungefilterter Verwendung dieser Zeitreihe würde der Tag mit der schlechtesten Windprognose den gesamten Reservebedarf determinieren. Erfahrungsgemäß gehen jedoch die größten Prognosefehler nicht auf eine Fehleinschätzung der Höhe der Windenergieeinspeisung zurück, sondern auf die Verschätzung des zeitlichen Auftretens während des Tages. Man kann davon

³¹ vgl. Consentec und Haubrich (2008)

ausgehen, dass gerade dieser „Worst Case“ bereits einige Stunden im Voraus erkennbar wird, daher, durch rechtzeitiges Reagieren am Intradaymarkt, kompensiert werden kann und somit keinen Reservebedarf verursacht. Deshalb werden jeweils die 12 Stunden mit der größten positiven bzw. negativen Prognoseabweichung ignoriert. Durch Skalierung der so gefilterten Zeitreihe mit dem Zuwachs der installierten Leistung ergibt sich die Häufigkeitsverteilung des Prognosefehlers für 2010.

- Die o.g. Daten beziehen sich auf die derzeit ausschließlich vorhandenen Onshore-Anlagen. Bei Offshore-Windparks sind demgegenüber zwei Effekte zu beachten:³² Einerseits ist die Prognosegüte des einzelnen Offshore-Windparks besser als die eines durchschnittlichen Onshore-Windparks. Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich jedoch aufgrund der geringeren Gesamtfläche, über die die Offshore-Parks verteilt sein werden. Im Sinne des hier verfolgten „Best Guess“-Ansatzes wird daher für Offshore- und Onshore-Anlagen ein – auf die jeweilige installierte Leistung bezogen – gleich hoher Prognosefehler angenommen.³³

Die Standardabweichung des Prognosefehlers der Einspeisung aus Fotovoltaikanlagen wird in der Literatur für 2005 mit 10 % der installierten Leistung angegeben. Bis 2015 wird eine Reduktion um 40 % erwartet, die in ähnlicher Höhe auch für den Prognosefehler der Windenergieeinspeisung gilt.³⁴ Für diese Untersuchung werden daraus die folgenden Annahmen abgeleitet:

- Die Standardabweichung des Prognosefehlers der Einspeisung aus Fotovoltaikanlagen wird für 2010 mit 8 % der installierten Leistung angesetzt.
- Zwischen 2010 und 2015 sinken die Prognosefehler von Windenergieeinspeisung und Fotovoltaik um 20 %, jeweils bezogen auf die installierte Leistung.
- In Anbetracht der seit Beginn des Windenergiebooms bereits erheblichen Fortschritte der Prognosegüte wird von einem Abflachen der Lernkurve zwischen 2015 und 2020 ausgegangen. Dementsprechend wird für 2020 eine weitere Reduktion der Prognosefehler von Windenergieeinspeisung und Fotovoltaik um 10 % gegenüber 2015 angenommen.

³² vgl. Hasche (2007)

³³ Theoretisch könnte für Offshore-Windparks neben dem Prognosefehler der Windstärke auch der Fall relevant sein, dass das Verbindungskabel zum Übertragungsnetz ausfällt. Aufgrund der Größe der Offshore-Parks hätte dies ähnliche Konsequenzen wie der Ausfall eines thermischen Kraftwerks mittlerer Größe. Eine Sensitivitätsanalyse auf Basis veröffentlichter Kabelfehlerraten (Datenbasis gem. Claus F. Christensen, Cable Risk Assessment, Beitrag zum Fachgespräch „Verlegung von Seekabeln zum Netzanschluss von Offshore Windparks in Bundeswasserstraßen“, 21.03. und 22.03.2006, www.offshore-wind.de) zeigt jedoch, dass diese Kabelfehler für den Reservebedarf nur eine vernachlässigbare Rolle spielen.

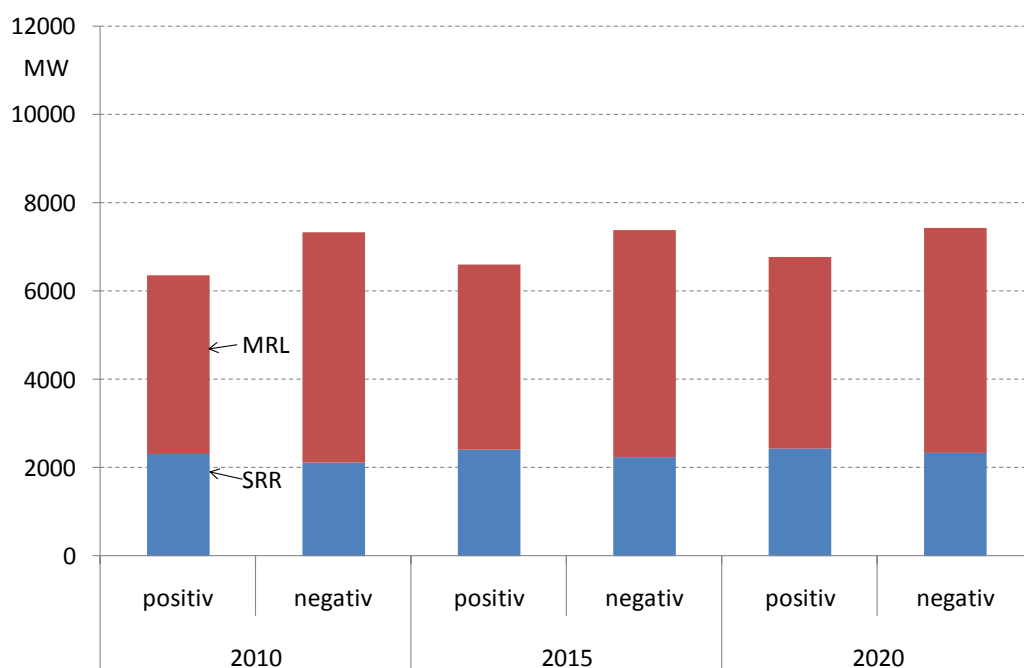
³⁴ vgl. Braun et al. (2008)

4.2.3 Ergebnisse

Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse für die Entwicklung des Reservebedarfs im Referenzszenario (30 % Anteil Erneuerbarer Energien bis 2020) dargestellt (Abbildung 4-17).

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass der für das Jahr 2010 ausgewiesene Reservebedarf deutlich über der heute tatsächlich als SRR und MRL ausgeschriebenen Leistung liegt. Dies ist erwartungskonform, da hier, wie oben erwähnt, der gesamte fundamental begründete Reservebedarf unter SRR und MRL subsummiert wird, wohingegen in der derzeitigen Praxis Bilanzungleichgewichte z. T. über andere Mechanismen ausgeglichen werden.

ABBILDUNG 4-17: ENTWICKLUNG DES BEDARFS AN SEKUNDÄRREGELRESERVE (SRR) UND MINUTENRESERVELEISTUNG (MRL) BIS 2020 – REFERENZSZENARIO 30 %



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

Der Bedarf an SRR bleibt im Betrachtungszeitraum praktisch konstant. Dies ist plausibel, da die wesentlichen Veränderungen von Einflussgrößen auf den Reservebedarf im Bereich der Erneuerbaren Energien liegen, deren Bilanzungleichgewichte im Zeitbereich der Minutenreserve ausgeglichen werden können.

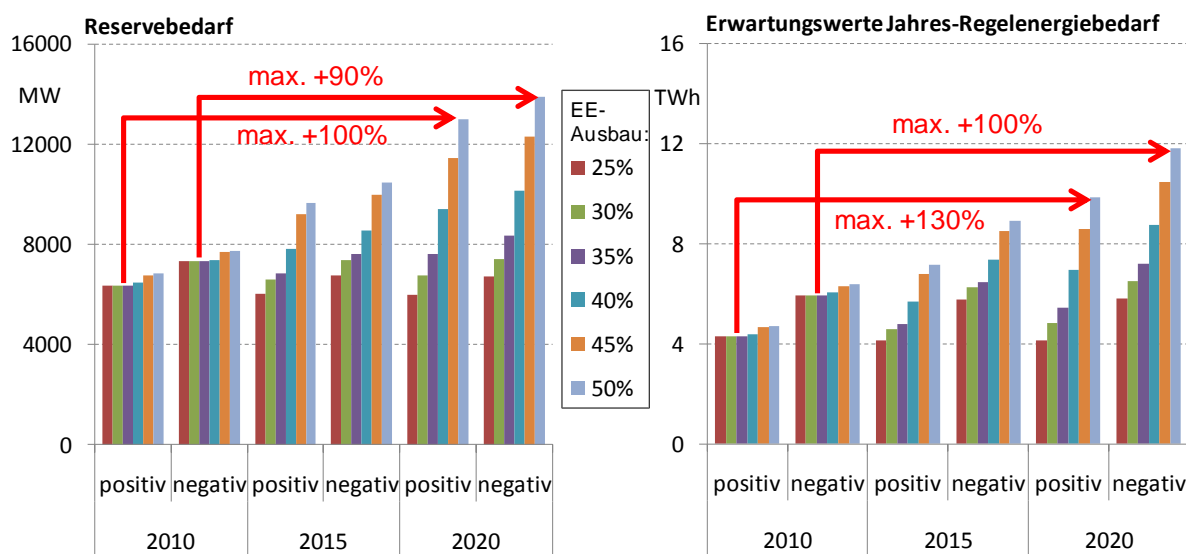
Überraschender erscheint dagegen zunächst, dass trotz des erheblichen Ausbaus von Windenergie und Fotovoltaik auch der Minutenreservebedarf kaum ansteigt. Dies ist auf den kompensierenden Einfluss der erwarteten Verbesserung der Prognosegüte zurückzuführen. Beispielsweise steigt zwar die installierte Leistung von Onshore-Windenergieanlagen in diesem Szenario bis 2020 um 12 %, doch durch den Rückgang des relativen (auf die installierte Leistung bezogenen) Prognosefehlers um insgesamt 28 % nimmt der absolute Prognosefehler um ca. 20 % ab. Auch unter Berücksichtigung der Offshore-Windparks erhöht sich der Gesamt-Prognosefehler der Windenergieanlagen bis 2020 insgesamt nur um ca. 7 %. Hinzu kommt noch der Einfluss des Zubaus von Fotovoltaikanlagen, der durch den auch hier angenommenen

Rückgang des relativen Prognosefehlers jedoch ebenfalls nur gedämpft auf den Reservebedarf wirkt.

Eine im Rahmen der Untersuchung durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt, dass bei Annahme einer konstanten Prognosegüte der Reservebedarf (SRR+MRL) im Referenzszenario zwischen 2010 und 2020 um 50 % (positive Reserve) bzw. 30 % (negative Reserve) ansteige.

Steigt der Anteil der Erneuerbaren Energien auf über 30 %, so wird der dämpfende Einfluss der Prognoseverbesserung zunehmend überkompensiert durch den Anstieg der installierten Leistung der dargebotsabhängigen EE-Anlagen. Abbildung 4-18 zeigt den Reservebedarf sowie den Erwartungswert des Regelenenergiebedarfs für die hier betrachtete Bandbreite des EE-Ausbaus. Bei einem EE-Anteil von 35 % ist der Mehrbedarf in 2020 noch moderat, während für noch höhere EE-Anteile jeweils größere Sprünge auftreten. Bei einem EE-Anteil von 50 % tritt gegenüber 2010 ungefähr eine Verdopplung des Reservebedarfs ein. Der Regelenenergiebedarf steigt in negative Richtung (Erzeugungsüberschuss) ebenfalls um 100 % und in positive Richtung (Erzeugungsdefizit) um 130 %.

ABBILDUNG 4-18: ENTWICKLUNG DES RESERVEBEDARFS (SUMME AUS SEKUNDÄRREGELRESERVE UND MINUTENRESERVELEISTUNG) BIS 2020 – VERGLEICH DER EE-SZENARIEN



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

Je nach Höhe des EE-Ausbaus muss folglich mit erheblichen Mehrkosten aufgrund steigender Reserveanforderungen gerechnet werden. Unabhängig davon erscheinen die Anforderungen aus technischer Sicht im betrachteten Zeithorizont grundsätzlich beherrschbar. Zusätzliche negative Reserve kann, falls erforderlich, durch Einspeisereduktion von EE-Anlagen selbst erbracht werden.³⁵ Zur Erbringung positiver Reserve stehen in 2020 konventionelle Erzeugungsanlagen zur Verfügung (u. a. Anlagen, die aus dem Markt für Fahrplanenergie zwar weitgehend verdrängt werden, aber ihre technische Lebensdauer noch nicht erreicht haben). Zusätzlich

³⁵ So könnten technisch bspw. auch Windenergieanlagen negative Reserve vorhalten. Dazu sind jedoch Anpassungen der organisatorischen Rahmenbedingungen notwendig (s. hierzu auch Kapitel 8).

können ggf. separate, schnell startbare, Einheiten vorgehalten werden, die zudem nicht zwingend als Minutenreserve, sondern über Intraday-Marktmechanismen mit entsprechend weniger kritischem zeitlichem Vorlauf abgerufen werden.

Die Auswirkungen der steigenden Reserveanforderungen auf den Kraftwerkspark und die Kosten der Systemdienstleistungen werden in den Kapiteln 5 und 7 ausführlich analysiert.

Es sei angemerkt, dass sich die obigen Ergebnisse, zumindest näherungsweise, auch auf spätere Jahre übertragen lassen: Wenn ein bestimmtes, hier für 2020 betrachtetes, Niveau des EE-Ausbaus tatsächlich erst zu einem späteren Zeitpunkt erreicht wird, dann stellt das für 2020 ermittelte Ergebnis eine obere Abschätzung des dann anfallenden Reservebedarfs dar, weil technischer Fortschritt und weitere Prognoseverbesserungen allenfalls eine Verringerung gegenüber den für 2020 ermittelten Ergebnissen bewirken.

4.3 Gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke und Leistungskredite Erneuerbarer Energien

Die durch die Übertragungsnetzbetreiber vorzuhaltende Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) dient zum Ausgleich von Erzeugungs- und Lastungleichgewichten innerhalb eines Zeitfensters von 60 Minuten. Die Verantwortung für länger anhaltende Abweichungen der Stromerzeugung vom Stromverbrauch obliegt in Deutschland den Bilanzkreisverantwortlichen (Erzeugungsbilanzkreisen), die dafür wiederum für sich selbst eigene Dauerreserve vorhalten. Darüber hinaus muss Langfristreserve vorgehalten werden, die das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet. Das bedeutet insbesondere, dass zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit neben der Regelleistung zusätzliche Reserven im Kraftwerkssystem vorhanden sind, die anhaltende Erzeugungs- und Lastungleichgewichte auffangen müssen. Diese dienen der Absicherung der langfristigen Erzeugungskapazitäten im Falle von länger andauernden Nichtverfügbarkeiten von konventionellen Kraftwerken, z. B. aufgrund von technisch bedingten Ausfällen, und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen.

Der ansteigende Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beeinflusst auch die vorzuhaltenden Dauer- und Langfristreserven, wenn ein konstantes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben soll. Dadurch verändern sich die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark. Maßgeblich ändert sich die jährliche Auslastung des thermischen Erzeugungssystems, so dass sich das Verhältnis des Bedarfes von grund- zu spitzenlastfähigen Kraftwerken verändert. Ebenfalls wird der stündliche Kraftwerkseinsatz durch den Ausbau erneuerbarer Energien beeinflusst. Dies hat zur Konsequenz, dass zu Zeitpunkten, welche den Bedarf an Dauer- und Langfristreserven dimensionieren, unterschiedliche Erzeugungsstrukturen je nach Ausbauvariante Erneuerbarer Energien zu Verfügung stehen. Diese verschiedenen Erzeugungsstrukturen verursachen ein unterschiedliches stochastisches Ausfallsverhalten, so dass je nach untersuchter Variante auch ein unterschiedlicher Bedarf an Dauer- und Langfristreserven für das Gesamtsystem notwendig ist.

Der auf Basis dieser veränderten Anforderungen einhergehende Umbau des Erzeugungssystems in Deutschland hat Rückwirkungen auf die Preisbildung und die Kostenstruktur auf allen Märkten (Großhandels- und Regelleistungsmärkte sowie Märkte für Dauerreserve) der Stromwirtschaft, da sich die Angebotskurve (merit order) – welche im Strommarkt wesentlich für die Preissetzung bestimmend ist – durch den Umbau des Kraftwerkssystems ändert. Auf Basis dieser Zusammenhänge ist die Untersuchung und Berücksichtigung der Veränderung notwendiger Langfrist- und Dauerreserven durch den Ausbau Erneuerbarer Energien ebenfalls maßgeblich für die Analyse der energiewirtschaftlichen Auswirkungen bis zum Jahr 2020.

Die im folgenden Abschnitt dargelegten Ergebnisse gelten – wie die Ausführungen des vorangegangenen Abschnitts zur Regelleistungsvorhaltung – als Voranalysen und Modellinputs für die Berechnungen in den nachfolgenden Kapiteln – insbesondere Kapitel 5. Es werden sowohl die Methodik als auch die Ergebnisse des veränderten Bedarfs an Langfrist- und Dauerreserven durch den Ausbau Erneuerbarer Energien dargestellt.

4.3.1 Begriffsbestimmung und Vorgehensweise

Der Bedarf an Dauer- und Langfristreserven wird im Rahmen dieser Untersuchung, abhängig von der Entwicklung der saisonalen Höchstlast, der Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der Entwicklung des konventionellen Erzeugungssystems, betrachtet. Ergebnis bestimmend ist dabei das Verhältnis von saisonaler Höchstlast zu „gesicherter Erzeugungsleistung“ zum untersuchten Zeitpunkt. Die gesicherte Leistung zu einer Stunde ergibt sich aus der am Netz befindlichen Kraftwerksleistung nach Abzug aller durch Unsicherheiten ausgelösten möglichen Mindereinspeisungen und Nichtverfügbarkeiten, unter Berücksichtigung eines vorzugebenden Niveaus der Versorgungssicherheit. Das bedeutet, dass eine Differenz zwischen den tatsächlich ins Netz vorgenommenen Einspeisungen und der daraus resultierenden gesicherten Einspeisung entsteht. Diese Differenz muss zusätzlich durch Kraftwerksleistung, die potentiell in der Lage ist längerfristiges Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen zu können, abgesichert werden und dimensioniert somit den Bedarf der Dauer- und Langfristreserve in der jeweiligen Saison.

Für die nachfolgenden Untersuchungen zur Entwicklung des Stromerzeugungssystems ist daher die Ermittlung der gesicherten Leistung zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast ein entscheidender Eingangsparameter. Unter gesicherter Leistung wird hier die Summe aller Einspeisungen aus konventioneller Stromerzeugung sowie Erneuerbarer Energien zu einer Stunde verstanden, die mit genügend hoher Wahrscheinlichkeit (Sicherheitsniveau) in das Stromnetz einspeisen kann. Dabei sind auftretende Interdependenzen im stochastischen Ausfallverhalten zwischen den konventionellen Erzeugungstechnologien einerseits und im Zusammenspiel mit den Erneuerbaren Energien andererseits zu berücksichtigen.

Im Unterschied zur über alle summierten Erzeugungsanlagen installierten Nettoengpassleistung fällt die gesicherte Leistung eines Kraftwerkssystems deutlich geringer aus. Einerseits muss neben geplanten Nichtverfügbarkeiten während Revisionszeiten berücksichtigt werden, dass konventionelle Erzeugungsanlagen auf Grund von andauernden Störungsfällen nicht zu 100 %

als gesicherte Leistung berücksichtigt werden können. Andererseits kann die volatile Einspeisung aus dargebotsabhängiger Stromerzeugung³⁶ (insb. Windenergie und Photovoltaik) lediglich mit einem geringen Anteil ihrer installierten Leistung als gesichert betrachtet werden, da nicht sichergestellt werden kann, dass zu Zeitpunkten mit einem hohen Bedarf an Erzeugungsleistung tatsächlich ein ausreichendes Angebot an dargebotsabhängiger Erzeugung bereitgestellt wird.

Während die gesicherte Leistung lediglich als Summe für das gesamte Erzeugungssystem (inkl. Erneuerbare Energien) berechnet werden kann, so dass keine Aussagen über den Beitrag einzelner Erzeugungstechnologien zur gesicherten Leistung getroffen werden können, kann eine Analyse auf Basis von Grenzbetrachtungen sog. „Leistungskredite“ ermitteln. Der Leistungskredit gibt den marginalen Beitrag einer Erzeugungstechnologie zur gesicherten Leistung eines gegebenen Erzeugungssystems wieder. D.h., er legt dar, um wie viel MW sich die gesicherte Leistung erhöht, wenn ein MW der entsprechenden Technologie dem System hinzugefügt wird.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wird die gesicherte Leistung durch die Summe des Leistungskredits multipliziert mit der installierten Leistung einer Erzeugungstechnologie approximiert. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die dadurch ermittelte gesicherte Leistung überschätzt wird, weil Leistungskredite ein Ergebnis einer Marginalbetrachtung sind. Weiterführende Untersuchungen zeigen, dass dieser Effekt zu einer Abweichung von ca. 5 % führt. Die im nachfolgenden Abschnitt dargelegten numerischen Ergebnisse zu Leistungskrediten zeigen die unkorrigierten Werte. Als Eingangsparameter für die weiterführenden Berechnungen im Strommarktmodell werden die korrigierten Werte verwendet, die sich aus dem jeweiligen Wert des Leistungskredits multipliziert mit dem Faktor 0,95 ergeben.

Die numerische Kalkulation der Leistungskredite je Erzeugungstechnologie erfolgt mittels des wahrscheinlichkeitstheoretischen Verfahrens der rekursiven Faltung. Die gleiche Methode wurde auch zur Bestimmung des Bedarfs an Regelleistung im vorangegangenen Abschnitt verwendet. Bei der Interpretation ist daher immer zu beachten, dass Aussagen zum Leistungskredit bzw. der gesicherten Leistung mit einer Annahme zum Niveau der Versorgungssicherheit (Wahrscheinlichkeitsniveau) gelten. Eine ausführliche Darstellung der Methode kann im Anhang D dieses Berichts nachgelesen werden.

4.3.2 Annahmen

Als zentrale Eingangsgröße zur Bestimmung des Leistungskredits je Erzeugungstechnologie wird die statistische Verfügbarkeit bei einem geplanten Kraftwerkseinsatz angesetzt. Davon abgezogen werden die geplanten Nicht-Verfügbarkeiten (Revisionen). Ebenfalls abgezogen

³⁶ Es muss dabei berücksichtigt werden, dass die Ursachen für die Vorhaltung von Reserve auf Grund von Stromerzeugung Erneuerbarer Energien für Regelleistung und für Dauer- und Langfristreserven unterschiedlich sind. Bei Regelleistung sind die hauptsächlichen Treiber die Prognosefehler der Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik im untertäglichen Bereich. Bei Dauer- und Langfristreserven ist der wesentliche Treiber die unvorhersehbare Spanne der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zwischen beinahe Null und Vollausslastung.

werden die ungeplanten Nicht-Verfügbarkeiten im Zeitbereich der Regellenergie. Diese Nicht-Verfügbarkeiten sind bereits über die Leistungsvorhaltung von Regellenergie abgedeckt und wurden im vorangegangenen Abschnitt ausführlich dargestellt. Die Definition der Verfügbarkeit im Bereich der Dauer- und Langfristreserve wird in der vorliegenden Untersuchung auf Basis der Verfügbarkeitsstatistik thermischer Kraftwerke³⁷ und den Analysen zur notwendigen Regelleistungsvorhaltung in Deutschland³⁸ vorgenommen. Als Ausgangswert wird der über den Zeitraum 1998 – 2007 statistisch erfasste Wert der jährlichen ungeplanten Arbeitsnichtverfügbarkeit angesetzt. Dieser Wert erfasst die insgesamt ungeplant ausgefallene Jahresenergiemenge einer Erzeugungstechnologie. Da ein Teil dieser ausgefallenen Stromerzeugung bereits durch den Einsatz von Regelleistungsreserven abgedeckt wird, muss dieser Verfügbarkeitswert noch um entsprechende Werte korrigiert werden. In Tabelle 4-2 ist die Ableitung der Verfügbarkeitsparameter tabellarisch dargestellt.

TABELLE 4-2: BESTIMMUNG DER VERFÜGBARKEIT FÜR UNTERSCHIEDLICHE KRAFTWERKSTECHNOLOGIEN

	Statistik			Modelleingangswert
	Ungeplante ANV	Zeit- ausnutzungsgrad	ANV im Zeitbereich Regellenergie	Verfügbarkeit
Kernenergie	4,5%	89,2%	0,02%	95,5%
Braunkohle	8,8%	86,8%	0,06%	91,5%
Steinkohle	8,9%	75,4%	0,09%	91,0%
Erdgas GuD	11,7%	52,8%	0,16%	88,5%
Öl/Gas	6,4%	24,8%	0,03%	93,5%
Offene Gasturbinen	19,6%	18,4%	0,03%	80,5%

ANV: Arbeitsnichtverfügbarkeit

Quelle: Eigene Berechnungen r2b auf Basis VGB(2008a) und VGB(2008b)

Um den Leistungskredit der Erzeugungstechnologie berechnen zu können, müssen neben dem Verfügbarkeitswert, auch Annahmen zu den Kraftwerksblockgrößen je Erzeugungstechnologie getroffen werden. Die Kraftwerksblockgrößen wurden auf Basis der Kraftwerksdatenbank der r2b energy consulting GmbH individuell je Kraftwerksblock gesetzt. Leistungskredite wurden für Kernkraftwerke mit einer Blockgröße von 1.100 MW, für Braunkohlekraftwerke mit Blockgrößen zwischen 200 MW und 1.000 MW, für Steinkohlekraftwerke mit Blockgrößen zwischen 200 MW und 800 MW und für Erdgas-GuD mit Blockgrößen zwischen 150 MW und 800 MW im Rahmen von Grenzbetrachtungen ermittelt. Für offene Gasturbinen wurden Leistungskredite für die Blockgrößen 60 MW und 140 MW berechnet.

Die Annahme über die Wahl des Sicherheitsniveaus (Niveaus der Versorgungssicherheit) hat einen Einfluss auf die jeweiligen Ergebnisse. Eine Diskussion über die optimale Wahl der Höhe des Sicherheitsniveaus wird im Rahmen dieser Studie nicht geführt. Auf Basis von Angaben in

³⁷ Vgl. VGB (2008a) und VGB (2008b).

³⁸ Vgl. Consentec und Haubrich (2008).

der Literatur³⁹ wird ein angestrebtes Niveau der Versorgungszuverlässigkeit von 99 % unterstellt⁴⁰.

4.3.3 Ergebnisse

Die Analyse der berechneten Leistungskredite wurde für die Stichjahre 2010, 2015 und 2020 durchgeführt. Hierbei erfolgt eine differenzierte Betrachtung im Bereich konventioneller Erzeugungstechnologien durch eine Unterscheidung nach Energieträgern bzw. Technologien. Weiterführend untersucht wurde auch die Wirkung unterschiedlicher Ausbauvarianten der Erneuerbaren Energien.

In der Literatur sind bereits vergleichbare Untersuchungen zur Bestimmung von Leistungskrediten in Stromerzeugungssystemen erfolgt. In der dena-Netzstudie I⁴¹ sind bzgl. des Beitrages von Windenergieanlagen zur langfristigen Lastdeckung eingehende Untersuchungen durchgeführt worden. Die Studie schätzt, mittels wahrscheinlichkeitstheoretischer Verfahren, den Leistungskredit für Windenergie auf einen Anteil zwischen 5,5 % und 6,5 % der installierten WEA-Leistung im Jahr 2015. Eine analoge Schätzung⁴² für konventionelle Kraftwerke kommt zum Ergebnis, dass die Leistungskredite von thermischen Kraftwerksblöcken zwischen 42 % (Gasturbinen) und 93 % (Kernkraftwerke) liegen. Im Wesentlichen zeigen die nachfolgend dargestellten Ergebnisse dieselbe Größenordnung, bis auf die Einschätzung des Leistungskredits für Gasturbinen, welcher in der genannten Studie um beinahe die Hälfte geringer eingeschätzt wird. Der Grund hierfür liegt in der unterschiedlichen Einschätzung zur Nichtverfügbarkeit von Gasturbinen. Der Hauptgrund für die Nichtverfügbarkeit von Gasturbinen liegt an sog. „Startversagern“, d.h., dass die Gasturbine nicht planmäßig zündet. Da diese Störung sich selten über eine volle Stunde erstreckt, wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass diese Form der Nichtverfügbarkeit irrelevant für die Bemessung langfristiger Reserven ist, wodurch der vergleichsweise hohe Verfügbarkeitswert für Gasturbinen in dieser Untersuchung herrührt.

Referenzszenario (30 % - Variante)

In Tabelle 4-3 sind die vollständigen Ergebnisse der Leistungskredite (als Prozente der untersuchten Blockgröße) im konventionellen Erzeugungssystem dargestellt. Es wird deutlich, dass sich der Beitrag zur gesicherten Leistung der einzelnen konventionellen Erzeugungstechnologien über den Betrachtungszeitraum bis 2020 lediglich im Bereich kleiner 2 % verändert. Das bedeutet, dass der Umbau des Kraftwerkssystems bis 2020 nur in geringem Umfang den Leistungskredit dieser Erzeugungstechnologien beeinflusst.

Effekte lassen sich allerdings in zweierlei Hinsicht nachweisen. Einerseits zeigt sich, dass sich der Leistungskredit selbst bei gleichbleibenden Verfügbarkeiten der Kraftwerke mit

³⁹ Vgl. DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005), S. 245.

⁴⁰ Der geforderte Wert der Systemzuverlässigkeit von 99% bezieht sich auf das deutschlandweite Versorgungssystem. Eine Analyse, welche sich bspw. regional auf eine Regelzone beschränkt erlaubt potentiell auch geringere Sicherheitsniveaus von bis zu 97%, da mögliche Absicherungen durch Austausch zu berücksichtigen sind.

⁴¹ Vgl. DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005).

⁴² Vgl. dena (2008).

zunehmender Blockgröße verringert. Erkennbar ist dies am Vergleich der ausgewiesenen Werte innerhalb der Erzeugungstechnologien eines Energieträgers. So sinkt der Leistungskredit eines Braunkohleblockes bei Erhöhung der Blockgröße von 200 MW auf 1.000 MW um ca. 4 %. Dieser Zusammenhang ist allgemeingültig. Der Grund dafür liegt in der verhältnismäßig hohen Bedeutung von großen Kraftwerksblöcken innerhalb des gesamten Erzeugungssystems zur Aufrechterhaltung eines konstanten Niveaus an Versorgungssicherheit, sowie der Logik der Methode der rekursiven Faltung, die hier Anwendung findet. Die Grundidee folgt dem Gedanken, dass viele kleinere Kraftwerksblöcke ein insgesamt höheres Niveau der Versorgungssicherheit ermöglichen als ein gleich großes Erzeugungssystem mit wenigen großen Kraftwerksblöcken. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein einzelner großer Kraftwerksblock ausfällt ist wesentlich höher, als dass zwei halb so große Blöcke gleichzeitig ausfallen.

Andererseits zeigt sich, dass mit zunehmender Nichtverfügbarkeit der Kraftwerkstechnologien der Leistungskredit sinkt. In der Tabelle 4-3 wird dieses Ergebnis durch einen Vergleich zweier gleich großer Kraftwerksblöcke unterschiedlicher Energieträger sichtbar. Beispielsweise hat ein Erdgas-GuD Block der 800 MW-Klasse einen Leistungskredit von 86,3 % während ein entsprechend gleich großer Steinkohleblock einen höheren Wert von 87,6 % aufweist. Der Grund dafür ist die unterschiedliche stochastische Nichtverfügbarkeit der beiden Erzeugungstechnologien. Der Steinkohleblock geht mit einer Nichtverfügbarkeit von 9 % in die Berechnungen ein, während der Erdgas-GuD Block einen Wert von 11,5 % aufweist.

TABELLE 4-3: BESTIMMUNG DES LEISTUNGSKREDITES FÜR UNTERSCHIEDLICHE ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN IN DEUTSCHLAND BIS 2020 – 30 %-VARIANTE

Energieträger	Blockgröße	Referenzszenario (30%-Variante)		
		2010	2015	2020
Braunkohle	200 MW	91,3%	91,6%	91,8%
Braunkohle	360 MW	90,3%	90,7%	90,7%
Braunkohle	500 MW	89,6%	90,2%	90,0%
Braunkohle	1000 MW	87,2%	88,2%	88,5%
Steinkohle	200 MW	90,7%	91,1%	91,3%
Steinkohle	300 MW	90,2%	90,7%	90,7%
Steinkohle	400 MW	89,6%	90,1%	90,2%
Steinkohle	750 MW	87,8%	88,5%	88,8%
Steinkohle	800 MW	87,6%	88,4%	88,7%
Erdgas GuD	150 MW	89,8%	90,3%	89,6%
Erdgas GuD	170 MW	89,6%	90,2%	90,2%
Erdgas GuD	410 MW	88,4%	88,8%	89,0%
Erdgas GuD	800 MW	86,3%	87,0%	87,3%
Offene Gasturbinen	60 MW	82,1%	82,3%	83,3%
Offene Gasturbinen	140 MW	80,7%	81,7%	81,7%
Kernenergie	1100 MW	92,7%	93,4%	93,6%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Eine wesentliche saisonale Differenzierung der Leistungskredite für die konventionellen Erzeugungstechnologien im untersuchten Szenario hat sich nicht ergeben, so dass in der nachfolgenden Tabelle lediglich die jahresmittleren Leistungskredite ausgewiesen sind.

Der Entwicklung des Leistungskredits für Windenergie in den einzelnen Jahreszeiten ist in Tabelle 4-4 dargestellt. Die Werte sind in Prozenten der installierten Leistung ausgewiesen. Der Leistungskredit für Windenergie liegt im Referenzszenario (30 %-Ausbauvariante) im Jahr 2010 bei ca. 6 %, so dass pro installierte MW Windenergie dieser Betrag an konventioneller Kraftwerkskapazität bei der Bereitstellung von Langfristreserve eingespart werden kann.

Die Entwicklung des Leistungskredits von Windenergie ist durch zwei gegenläufige Tendenzen geprägt. Auf der einen Seite führt der Ausbau der Offshore Windenergie und die zunehmende Nabenhöhe bei Windenergie Onshore zu einer Verstetigung der Einspeisung aus dieser Energieform und somit zu einer Erhöhung des Leistungskredits von Windenergie. Andererseits führt der gesamte Ausbau von Windenergie dazu, dass ihre Bedeutung innerhalb des gesamten Erzeugungssystems ansteigt und Ausgleichseffekte mit konventionellen Kraftwerksausfällen dadurch abnehmen.abnehmen. Die Verstetigung durch den ansteigenden Anteil der Offshore Windenergie und die Nabenerhöhung Onshore erhöht den Leistungskredit von Windenergie insgesamt. Der insgesamt ansteigende Anteil der Windenergieerzeugung führt zu einer Absenkung. Im Referenzszenario überwiegt der positive Effekt, so dass sich der Leistungskredit von Windenergie bis 2020 erhöht.

TABELLE 4-4: BESTIMMUNG DES LEISTUNGSKREDITES FÜR WINDENERGIE IN DEUTSCHLAND BIS 2020

Leistungskredit Windenergie	Referenzszenario (30%-Variante)		
	2010	2015	2020
Winter	7,6%	9,4%	11,5%
Frühling	5,9%	6,4%	8,0%
Sommer	4,8%	5,6%	6,3%
Herbst	5,5%	6,8%	8,3%
Jahresmittelwert	6,0%	7,0%	8,5%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Ein Blick auf die saisonalen Unterschiede des Leistungskredites für Windenergie zeigt einen deutlichen Unterschied zwischen den Jahreszeiten, wobei im Winter der höchste Wert und im Sommer der geringste Wert ermittelt wurde. Zwei Erklärungen können hierfür gegeben werden. Erstens ist die Windeinspeisung im Winter im Durchschnitt wesentlich höher als im Sommer, wodurch der Leistungskredit in dieser Jahreszeit ebenfalls höher ist. Zweitens begünstigt die Einspeisestruktur aller Erzeugungstechnologien zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast (also zum Zeitpunkt der Bemessungsgrundlage) den Leistungskredit für Windenergie im Winter. Im Sommer ist die saisonale Höchstlast deutlich geringer als in den restlichen Jahreszeiten. D.h., dass zu diesem Zeitpunkt verhältnismäßig wenig konventionelle Kraftwerke ins Netz einspeisen und daher die Windeinspeisung einen höheren Anteil aufweist. Der höhere Anteil von Windenergie zu diesem Zeitpunkt bedeutet für das gesamte Erzeugungssystem, dass die volatile

Windeinspeisung ein deutlich höheres Ausfallsrisiko darstellt, welches sich in einem deutlich geringen Leistungskredit äußert.

Vergleichende Untersuchung der Ausbauvarianten

Die Tabelle 4-5 zeigt den Vergleich der jahresmittleren Leistungskredite im Jahr 2020 für die jeweiligen konventionellen Erzeugungstechnologien und Windenergie für alle betrachtete EE-Ausbauvarianten. Ein unterschiedlicher Anteil Erneuerbarer Energien im Stromerzeugungssystem im Jahr 2020 führt dabei insbesondere zu einer unterschiedlichen Bewertung des Leistungskredits für Windenergie, während die Leistungskredite der verschiedenen konventionellen Erzeugungstechnologien annähernd als konstant betrachtet werden können. Mehrere gegenläufige und ineinander greifende Effekte sind für die ausgewiesenen Ergebnisse ausschlaggebend.

Ein wesentlicher Faktor für das Ergebnis ist der Anstieg an volatiler Stromerzeugung im Gesamtsystem in den jeweiligen Ausbauvarianten. So variiert die installierte Leistung an On (inkl. Repowering)- und Offshore Windenergie zwischen der 25%- und 50%-Variante zwischen 34,4 GW und 66,1 GW. Diese Differenzen in der Erzeugungsstruktur führen einerseits dazu, dass der unterschiedliche Anteil volatiler Einspeisung mit einer Zunahme an Bedeutung für das gesamte Erzeugungssystem gewinnt, so dass diese Erzeugungsart einen höheren Bedarf an Langfrist- und Dauerreserven auslöst. In der 50%-Variante im Jahr 2020 können durch eine MW Windenergie lediglich 4,4 % konventionelle Kraftwerkskapazität als Langfristreserve eingespart werden. Im Vergleich zum Referenzfall (30%-Variante) sind das knapp vier Prozentpunkte weniger.

TABELLE 4-5: VERGLEICHENDE DARSTELLUNG DER LEISTUNGSKREDITE ÜBER ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN

Leistungskredit im Jahr 2020	25%-Variante	30%-Variante	35%-Variante	40%-Variante	45%-Variante	50%-Variante
Kernenergie	93,1%	93,6%	93,2%	93,4%	93,5%	93,5%
Braunkohle	89,6%	90,0%	89,7%	89,8%	89,8%	89,7%
Steinkohle	89,6%	89,9%	89,6%	89,7%	89,7%	89,5%
Erdgas GuD	88,8%	89,0%	88,9%	88,9%	89,0%	88,8%
Offene Gasturbinen	82,1%	82,5%	81,4%	81,8%	81,7%	81,3%
Windenergie	5,9%	8,5%	5,4%	5,1%	4,6%	4,4%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Auf der anderen Seite zeigen die Berechnungen aber auch, dass mit einem ansteigenden Anteil Erneuerbarer Energien durchaus positive Rückwirkungen auf den Leistungskredit für alle Erzeugungstechnologien verbunden sein können – insbesondere für Windenergie. So liegen die ermittelten Werte in der 25%-Variante alle unterhalb der Werte im Referenzfall. Für den Leistungskredit der Windenergie beträgt der Unterschied knapp 2,5 %-Punkte. Der Ausbau der Windenergie Offshore bzw. die Erhöhung der Nabenhöhen führen in diesem Fall zu einer so

maßgeblichen Verstetigung der Einspeisung, dass sich der Leistungskredit für Windenergie zunächst erhöht.

Zusammenfassend kann festgehalten werden: Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, und hier insbesondere aus Windenergie On- und Offshore, beeinflusst die Leistungskredite aller Erzeugungstechnologien in zweierlei Hinsicht. Mit einem Anstieg volatiler Einspeisung reduziert sich der Leistungskredit, wodurch der Bedarf an Dauer- und Langfristreserve tendenziell erhöht wird. Mit einem ansteigenden Anteil erneuerbarer Energien reduziert sich allerdings auch der Bedarf konventioneller Stromerzeugung, der selbstverständlich auch reduzierend wirkt auf die Dauer- und Langfristreserve (und damit die Leistungskredite erhöht). Die im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Berechnungen zeigen dabei, dass bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien von 30% der Leistungskredit aller Erzeugungstechnologien am Höchsten ist.

5 Entwicklung und Einsatz des Kraftwerksparks

Das Wichtigste in Kürze

Methodik

- Grundlage der Berechnungen zur Entwicklung des Kraftwerksparks sind die vorangegangenen Berechnungen zu den EE-Ausbauvarianten sowie den Auswirkungen auf die Anforderungen an den Kraftwerkspark;
- Die Analysen basieren auf Modell gestützten Berechnungen unter Berücksichtigung u. a. technischer und ökonomischer Eigenschaften von Kraftwerken, Kuppelleitungskapazitäten, energiewirtschaftlicher und -politischer Rahmenannahmen.

Ergebnisse der 30%-Ausbauvariante

- Während die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke durch den EE-Ausbau zunehmend verdrängt wird, bleibt die installierte konventionelle Kraftwerksleistung bis 2020 mit rund 90 GW nahezu konstant.
- Die Kapazitäten auf Basis Braun- und Steinkohle bleiben im Laufe der Betrachtungsperiode weitestgehend konstant.
- Während die Kapazitäten von Erdgas-GuD-Anlagen zwischen 2010 und 2020 um 14% sinken, steigen die Kapazitäten von Gasturbinen um den Faktor 4.
- Die wegfallende Erzeugung aufgrund des Kernenergieausstiegs sowie der anstehenden Stilllegung konventioneller Altanlagen von rund 170 TWh in 2020 wird zu 45% durch den zusätzlichen EE-Strom, zu 32% durch zusätzliche fossile Stromerzeugung und zu 23% durch vermehrte Stromimporte gedeckt.

Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

- Die installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten bleiben unabhängig vom EE-Ausbau nahezu konstant bei rund 93 GW in 2020.
- Mit zunehmenden EE-Ausbau verringern sich die Braunkohlekapazitäten um bis zu 5 GW in der 50%-Variante gegenüber der Referenzvariante in 2020.
- Der Anteil an Gasturbinen am konventionellen Kraftwerkspark steigt von rund 5% in 2010 auf 23% (30%-Variante) bzw. 32% (50%-Variante) im Jahr 2020.
- Während Deutschland in den Varianten 25%, 30% und 35% in 2020 noch Nettostromimporteur ist, kehrt sich dies bei einem weiteren EE-Zubau um.
- Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen ist in 30%-Variante lediglich in einzelnen Stunden notwendig, der Bedarf steigt auf bis zu 34 TWh in 2020 in der 50%-Variante.
- Die CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung liegen in der 50%-Variante rund 80 Mio. t niedriger im Vergleich zur 25%-Variante.
- Das heutige Niveau der Versorgungssicherheit (Bereitstellung ausreichend gesicherter Leistung) kann in allen Ausbauvarianten aufrecht erhalten werden.

5.1 Methodik

In diesem Kapitel werden die Voruntersuchungen aus Kapitel 4 zu den Teilbereichen residuale Lastdauerlinie, Regelenergievorhaltung und-abruf sowie Leistungskrediten in das europäische Strommarktmodell der r2b energy consulting GmbH integriert. Die Modelluntersuchungen werden für alle betrachteten EE-Ausbauvarianten zwischen einem Anteil von 25% und 50% am Stromverbrauch im Jahr 2020 durchgeführt (vgl. Kapitel 3). Die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenannahmen, wie bspw. die Entwicklung der Brennstoffpreise und Stromnachfrage, sind im Kapitel 2 dieses Berichtes erläutert. Die Ergebnisse zeigen die Auswirkungen dieser unterschiedlichen Ausbauvarianten für das konventionelle Stromerzeugungssystem, wie die Entwicklung der Stromerzeugung, die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, den Brennstoffeinsatz, die CO₂-Emissionen etc., auf.

Die Untersuchung zur Auswirkungen unterschiedlicher Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 erfolgt unter Anwendung eines detaillierten Modells des Europäischen Strommarkts, welches im Anhang E dieses Berichts in ausführlicher Form beschrieben ist.

Das Modell ermittelt einerseits den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz des zur Verfügung stehenden europäischen Kraftwerksparkes auf Spot- und Regelenergiemärkten in stündlicher Auflösung. Dies schließt den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in Europa ein. Dabei muss sich in jeder betrachteten Zeitperiode auf allen Märkten die Nachfrage mit dem Angebot ausgleichen. Die Nachfrage(-struktur) nach Elektrizität auf den Großhandelsmärkten für Strom wird für alle modellierten europäischen Märkte auf Basis der Veröffentlichungen bzgl. des Lastgangs im Jahr 2007 der europäischen Netzbetreiber gesetzt. Die Regelleistungsvorhaltung sowie deren Abruf, welche die Nachfrageseite auf dem Regelenergiemarkt darstellt, sind im vorangegangenen Abschnitt empirisch ermittelt und ausführlich beschrieben worden. Andererseits wird die kostenminimale Anpassung der Kraftwerkskapazitäten an das bestehende Erzeugungssystem (Zubau- und Stilllegungen) im Untersuchungszeitraum abgebildet. Dabei gilt es neben der Lastdeckung insbesondere, die langfristigen Anforderungen an das Erzeugungssystem, inkl. Regelleistungsvorhaltung sowie Langfrist- und Dauerreserven, zu erfüllen. Der Bedarf von Letzterem wurde im vorangegangenen Abschnitt zum Thema Bestimmung des Leistungskredits von Erzeugungstechnologien ausführlich dargestellt und quantifiziert. Das Modell erlaubt zusätzlich die Vorgabe von Kapazitätsentwicklungen einzelner Erzeugungstechnologien. Dies gilt beispielsweise für den politisch gesetzten Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland sowie bereits im Bau befindliche thermische Erzeugungsanlagen. Die Kostenminimierung sowohl im kurzfristigen Bereich des Kraftwerkseinsatzes als auch im langfristigen Bereich der Kraftwerksinvestitionen wird gemeinhin als beste Abbildung des Marktgeschehens in einem wettbewerblichen Umfeld angesehen. Die Annahme gewinnmaximierender Unternehmungen entspricht einer gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung bei vollkommenem Wettbewerb.

Neben der wettbewerblich organisierten Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage (inkl. Handelsbilanz und Pumpstromverbrauch) fließen in das Modell auch weitere Erzeugungsoptionen ein. Dies betrifft einerseits die stündliche Einspeisung der Erneuerbaren Energien, welche als Modellinput der Voruntersuchungen aus Kapitel 3 einfließen, und

andererseits die Stromerzeugung wärmegeführter, thermischer Kraftwerke, welche im gekoppelten Prozess Strom und Wärme erzeugen und die im Rahmen des gewählten Modellansatzes als stündliche Einspeisung nachgebildet sind.

Die regionale Abdeckung des Modells umfasst die Nachbarländer Deutschlands für die ebenfalls ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz bestimmt wird. Für diese Regionen ermittelt das Modell im Rahmen der Berechnungen die Importe und Exporte auf stündlicher Basis. Als beschränkende Faktoren dienen hierbei Annahmen zu Kuppelleitungskapazitäten, die auf Basis von NTC-Werten der ETSO und geplanten Ausbauprojekten bestimmt worden sind.

Aus empirischen Inputs, Annahmen über energiewirtschaftliche und –politische Entwicklungen bzw. aus den Voranalysen der vorangegangenen Kapitel fließen Eingangsparameter in ein europäisches Investitions- und Dispatchmodell ein. Das Modell ist als lineares Kostenoptimierungsmodell konzipiert. Die Berechnungen können als Ergebnis eines idealisierten Wettbewerbsmarktes interpretiert werden, so dass Aussagen über die Entwicklung der Großhandelsstrompreise, Kosten für Systemdienstleistungen sowie zukünftige Erzeugungs- und Kapazitätsentwicklungen möglich sind.

Im Rahmen der Untersuchung wurde das Elektrizitätsmarktmodell aufgrund der spezifischen Fragestellung der Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbaren Energien an einigen Stellen modifiziert.

Im Wesentlichen betrifft dies zwei Bereiche:

- Berücksichtigung notwendiger konventioneller Kraftwerkleistung am Übertragungsnetz zur Systemstützung
- Markt- und Produktdesign Regelernergie

Konkret wird einerseits in den Modellrechnungen unterstellt, dass zu jedem Zeitpunkt innerhalb Deutschlands konventionelle Kraftwerke mit einer Nennscheinleistung der Generatoren von 15.000 MVA aus Gründen der Bereitstellung von Blindleistung und Kurzschlussleistung (zur Sicherstellung von Spannungsstabilität und Schutzfunktion) und Anschluss am Höchstspannungsnetz synchronisiert sind⁴³. Die erzeugte Wirkleistung bei gleichbleibender Blindleistungsbereitstellung und Spannungsstützung kann dabei geringer sein, da die Kraftwerke ggf. in Teillast betrieben werden können.

Andererseits wird für die Regelleistungsvorhaltung – Sekundärregelleistung und Minutenreserve – von den Dauern der Gebotsperioden abstrahiert. Erste Berechnungen haben gezeigt, dass die aktuelle Regelung von täglichen Perioden von vier Stunden im Minutenreservebereich und monatlichen HT/NT-Zeitscheiben, insbesondere in den Ausbauvarianten mit EE-Anteilen von 45 % und 50 %, zu erheblichen Ineffizienzen und ökonomischen Verwerfungen führt, wenn man die Regelung so interpretiert, dass jeweils für den gesamten Zeitraum des Gebotes die selben Anlagen die Regelleistung bereitstellen müssen.

⁴³ EE-Anlagen können insbesondere zur Kurzschlussleistung nur einen geringen Beitrag leisten, da sie nur zu einem geringen Teil ans Übertragungsnetz angeschlossen sind und aufgrund ihrer Umrichter die Kurzschlussleistung auf die Nennleistung beschränkt ist, während Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke ein Vielfaches der Nennleistung als Kurzschlussleistung liefern können.

Bereits heute können, über die Möglichkeit der Abgabe von ‚gepoolten‘ Geboten, insbesondere von Kraftwerksbetreibern mit einem Anlagenportfolio, diese Auswirkungen abgeschwächt werden. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde für alle Ausbauvarianten und Jahre unterstellt, dass Regelleistungsgebote in Analogie zum Spotmarkt für jede Stunde des Folgetages abgegeben werden können. Gebotszeitscheiben für Regelleistungsvorhaltung wurden somit in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt.

5.2 Ergebnisse

5.2.1 30 %-Variante

Im Folgenden werden die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, der Stromerzeugung, des Brennstoffverbrauchs sowie der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung auf Basis der modell-gestützten Analyse unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 abgeleiteten Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark sowie der übrigen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenannahmen für das Referenzszenario – der 30 %-Ausbauvariante – deskriptiv dargestellt und analysiert.

Kapazitätsentwicklung

Konventionelle Kraftwerke sind auf technische Lebensdauern von mehreren Jahrzehnten ausgelegt. Die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke ist daher bis 2020 erheblich durch den Stilllegungspfad der Bestandsanlagen und durch die Realisierung der aktuell in Bau befindlichen Kraftwerke bestimmt. Mit rund 45 GW sind im Jahre 2020 – ohne Berücksichtigung von vorzeitigen Stilllegungen aus Wirtschaftlichkeitsaspekten und Lebensdauererlängerungen durch umfassende Retrofit-Maßnahmen – noch mehr als 50 % der heutigen Bestandsanlagen am Netz. Bei mehr als einem Drittel der Stilllegungen handelt es sich um Kapazitätsreduktionen aufgrund des unterstellten Ausstiegs aus der Kernenergie. Hinzu kommen bereits in Bau befindliche Ersatzanlagen in Höhe von 12,5 GW. Die verbleibenden Anpassungsmöglichkeiten in der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks, die durch Investitions- und Retrofitentscheidungen sowie vorzeitige Stilllegungen auf Basis von Wirtschaftlichkeitsaspekten durch Unternehmen getroffen werden, lassen daher nur eine schrittweise optimale Anpassung an neue energiewirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen zu.

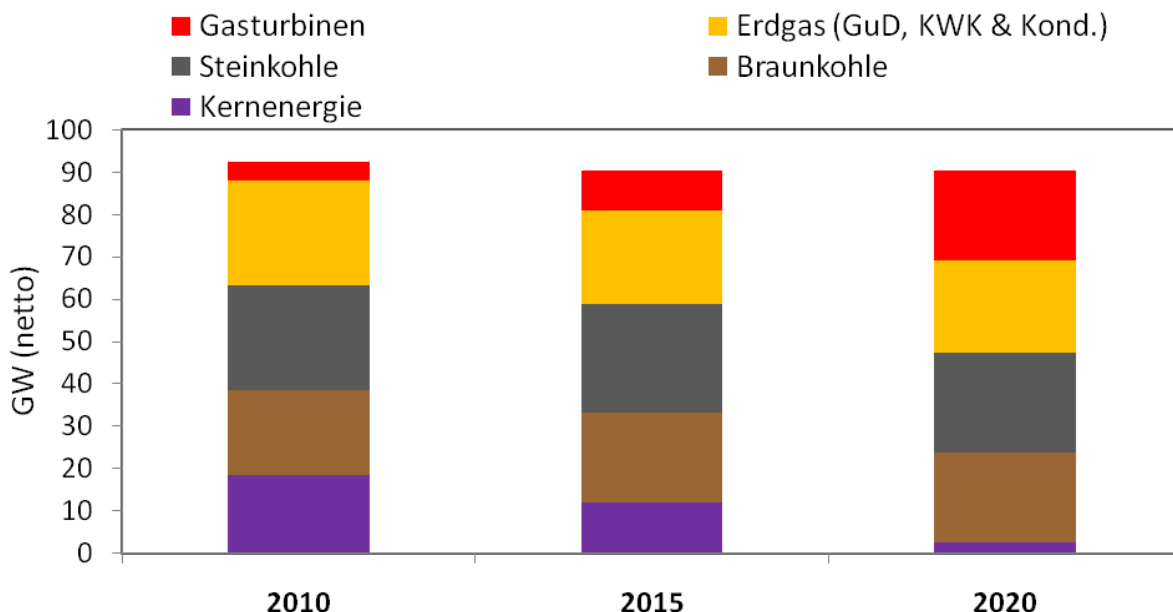
Neben der Einführung des Emissionshandelssystems und deutlichen Brennstoffpreissteigerungen sowohl für Erdgas als auch für Steinkohle hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien bereits im Referenzszenario (30 %-Ausbauvariante) erheblichen Einfluss auf die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks.

Die Entwicklung der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Die Verringerung an Grundlastkraftwerkskapazität durch die Stilllegung der Kernkraftwerke wird in der 30 %-Variante teilweise durch den Zubau von Braunkohlekraftwerken kompensiert. Neben den bereits in Bau befindlichen rund 2,7 GW an Braunkohlekraftwerkskapazität werden bis 2020 weitere 3,8 GW als Ersatzinvestitionen getätigt. Die installierte Leistung der Steinkohlekraftwerke erhöht sich durch in Bau befindliche Anlagen zunächst bis zum Jahre 2015 leicht und fällt bis zum Jahre 2020 durch Stilllegungen von

Altanlagen auf rund 1,2 GW unter das heutige Niveau. Neben den heute geplanten Steinkohlekraftwerken werden unter Wirtschaftlichkeitsaspekten keine weiteren Anlagen bis zum Jahre 2020 errichtet. Im Bereich von Erdgas gefeuerten Kraftwerken – GuD-Anlagen und Erdgas-KWK-Anlagen – wird die Investitionstätigkeit durch eine Erhöhung der elektrischen Leistung von wärmegeführten KWK-Anlagen sowie die Realsierung der aktuell in Bau befindlichen Projekte bestimmt. Auf der anderen Seite erfolgen Stilllegungen von älteren Gaskraftwerken aus den 70er Jahren, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen und für die umfangreiche Retrofitmaßnahmen unter den unterstellten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich sind. Im Saldo nimmt die installierte Leistung der Erdgas-Kraftwerke um rund 3 GW ab. Zugleich werden allerdings erhebliche Effizienzgewinne durch höhere Wirkungsgrade von modernen GuD-Anlagen und Anlagen mit Wärmeauskopplung realisiert.

Trotz der Abnahme an Kernkraftwerksleistung, fossil befeuerten Dampfkraftwerken und GuD-Anlagen um in Summe rund 18 GW auf der einen Seite sinkt die installierte Kraftwerksleistung des konventionellen Kraftwerksparkes bis 2020 nur marginal, da auf der anderen Seite bei optimaler Anpassung des Kraftwerksparkes die installierte Leistung von offenen Gasturbinen erheblich steigt. Dieses spiegelt die veränderten Anforderungen in den einzelnen Lastbereichen – Grund-, Mittel- und Spitzenlast – sowie die erhöhten Anforderungen an die Vorhaltung von Regelleistungskapazitäten sowie die Bereitstellung von Dauer-/Langfristreserve wider.

ABBILDUNG 5-1: INSTALLIERTE LEISTUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS BIS ZUM JAHRE 2020 – AUSBAUVARIANTE 30 %



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Offene Gasturbinen werden im Kontext des Modells als günstigste Zubauoption genutzt, die zugleich zur Lastdeckung, zur Abdeckung von positiver Minutenreserve und zur Bereitstellung von Langfrist-/Dauerreserve dienen. Offene Gasturbinen erzeugen – im Gegensatz – zu Gasturbinen mit Abhitzeessel, die als KWK-Anlagen eingesetzt werden, ausschließlich Strom. Zugleich können sie schnell an- und abgefahren werden, so dass sie positive Minutenreserve

anbieten können ohne bereits zuvor mit Teillast zu erzeugen. D. h. sie können sog. stehende Reserve („stand-by reserve“) anbieten. Damit unterscheiden sie sich auch deutlich von Erdgas-GuD-Anlagen, die bei den spezifischen Investitionskosten etwa 40 % teurer sind und deren Anfahrzeiten in der Regel aufgrund des nachgelagerten Dampfprozesses und der Art der verwendeten Gasturbine je nach Stillstandszeit mehrere Stunden betragen. GuD-Anlagen können in der Regel somit ausschließlich sog. rotierende Reserve („spinning reserve“) anbieten. Bei dem modell-basierten Ergebnis einer Zunahme von offenen Gasturbinen in der gegebenen Höhe ist daher zu beachten, dass diese ggf. zum Teil durch abschaltbare Lasten und weitere „Flexibilisierungsoptionen der Stromversorgung“ substituiert werden könnten, falls diese Alternativen in ausreichender Höhe und kostengünstiger vorhanden sind. Auf diese Möglichkeiten wird in Kapitel 8 detaillierter eingegangen. Bereits an dieser Stelle ist festzuhalten, dass alternative Optionen der Reservedeckung und der Bereitstellung von Regelleistung ggf. auch ohne den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien genutzt würden, so dass dieses die Aussagekraft der modell-gestützten Analysen nicht einschränkt.

Unabhängig von den vorherigen Ausführungen zeigen die Ergebnisse, dass dem nur geringfügigen Rückgang der installierten Kraftwerksleistung langfristig Kapitalkosteneinsparungen für den Zubau neuer Kraftwerke bei Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Regel gegenüberstehen. Grundlastkraftwerke mit hohen Investitionskosten werden u. a. als Folge der Veränderung der Anteile an residualer Grund-, Mittel- und Spitzenlast durch Spitzenlastkraftwerke mit deutlich geringeren Investitionskosten substituiert.

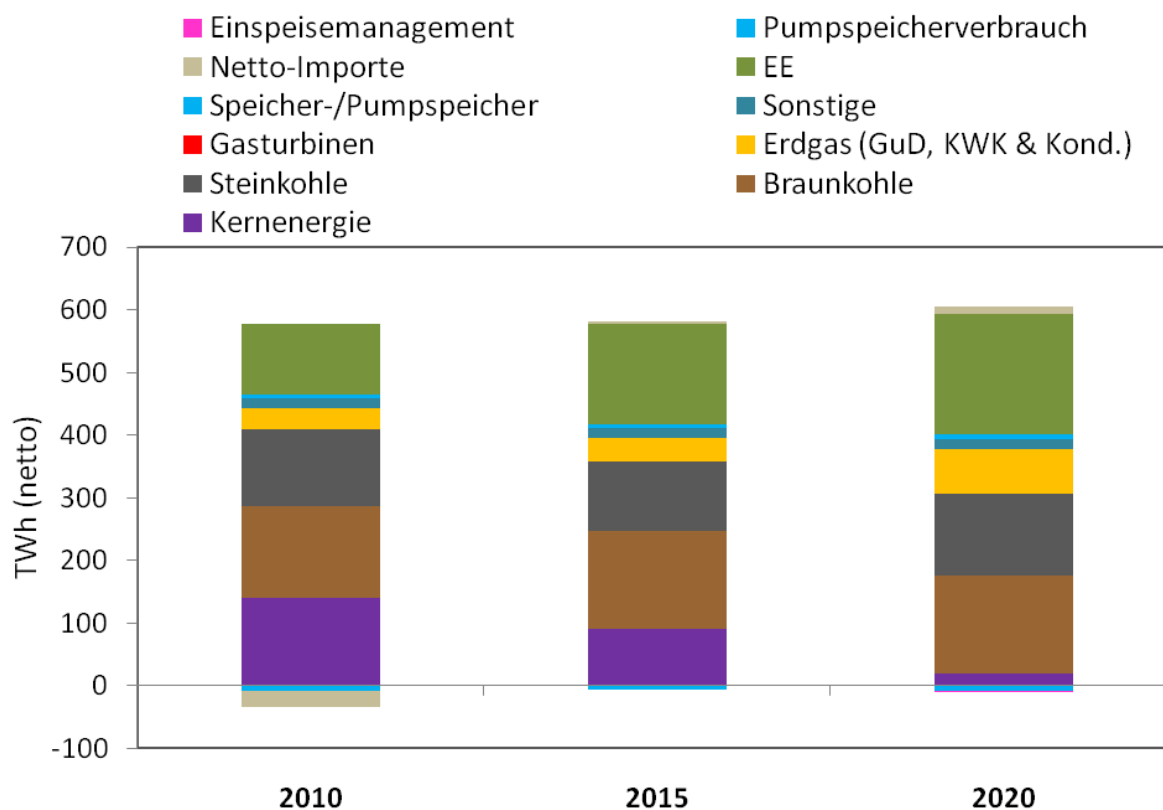
S t r o m e r z e u g u n g , S t r o m a u ß e n h a n d e l u n d E r z e u g u n g s m a n a g e m e n t

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verdrängt grundsätzlich Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Zusätzlich sind Veränderungen des Pumpspeicherstromverbrauchs sowie eine Veränderung der Netzverluste möglich. Im nationalen Kontext sind ebenfalls Änderungen beim Stromaustausch mit dem Ausland zu berücksichtigen. In einzelnen Stunden kann es als letzte Maßnahme zu Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen kommen.⁴⁴ Dies ist dann der Fall, wenn die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden höher als der Verbrauch, zuzüglich der möglichen Exporte ins benachbarte Ausland und abzüglich der Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke, ist. Die Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke wird dabei durch die erforderliche Bereitstellung von Regelleistung als rotierende Reserve, zur Bereitstellung von Blindleistung und zur Spannungsstützung im Höchstspannungsnetz aus technischen Gründen determiniert. Im Rahmen der Analysen wird davon ausgegangen, dass konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von 15 GW mit Nennleistung oder Teillast ins Netz einspeisen.

⁴⁴ Dieses Erzeugungsmanagement unterscheidet sich von dem heute in der Praxis durchgeführten kurzfristigen Abregeln von EEG-Anlagen aufgrund von lokalen oder regionalen Netzengpässen. Die Hauptursache besteht hierbei nicht in der unzureichenden Dimensionierung der Leitungsquerschnitte, sondern in technischen Restriktionen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie einer Überdeckung der Stromnachfrage durch EEG-Einspeisung in einzelnen Stunden. Somit können die Ursachen dieser Form des Erzeugungsmanagements nicht durch Netzausbau bzw. Maßnahmen zur Optimierung des Netzbetriebs behoben werden, sondern erfordern ggf. anderweitige Flexibilisierungsmaßnahmen. Siehe hierzu Kapitel 8.

Bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien auf 30 % im Jahre 2020 werden insgesamt rund 192 TWh Strom aus EE-Anlagen bereitgestellt, was einer Erhöhung gegenüber 2010 von rund 79 TWh entspricht. Aufgrund der unterstellten Stilllegung der Kernkraftwerke, was einer Verminderung der Stromerzeugung von Kernkraftwerken in Höhe von etwa 120 TWh entspricht, und eines wieder ansteigenden Netto-Stromverbrauchs nach 2010 (+ 54 TWh im Jahre 2020 gegenüber 2010), reicht die Erhöhung der Einspeisung Erneuerbarer Energien auf 30 % allerdings allein nicht aus, um die wegfallende Erzeugung zu kompensieren sowie den erforderlichen Zusatzbedarf zu decken.

ABBILDUNG 5-2: STROMERZEUGUNG BIS ZUM JAHRE 2020 – AUSBAUVARIANTE 30 %



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

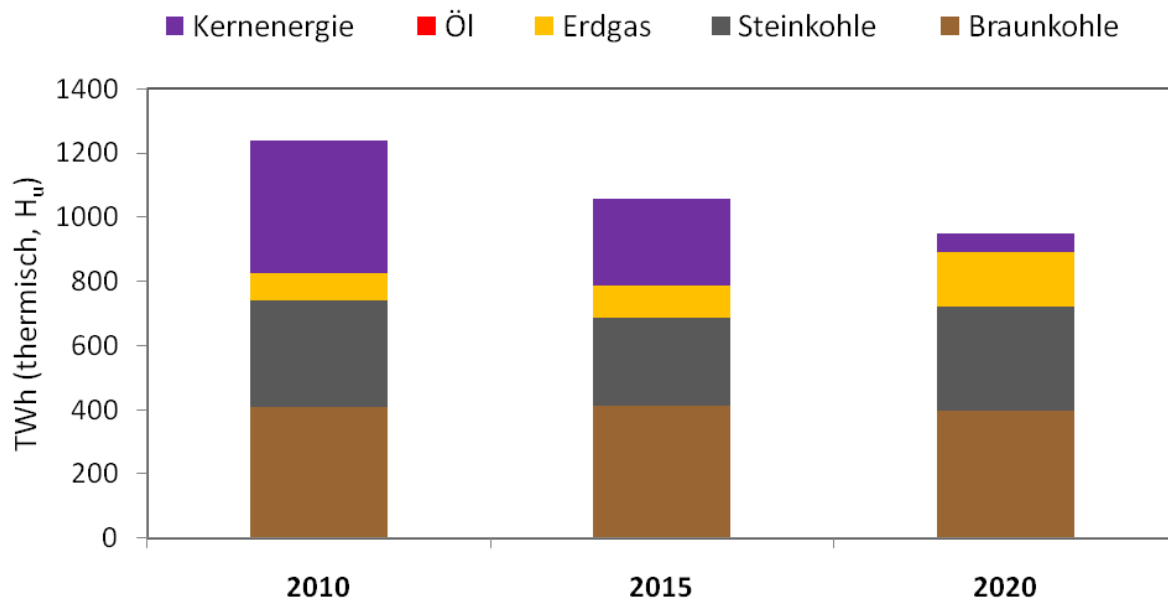
Um die wegfallende Erzeugung zu kompensieren sowie den erforderlichen Zusatzbedarf zu decken, steigt auch die Stromerzeugung fossil-gefeuerter Kraftwerke zwischen 2010 und 2020 um etwa 55 TWh. Neben einer moderaten Erhöhung der Erzeugung aus Stein- und Braunkohlekraftwerken um jeweils etwa 9 TWh führt die Ausweitung insbesondere zu einer Erhöhung der KWK-Erzeugung auf Basis Erdgas sowie einer erhöhten Auslastung moderner GuD-Anlagen. In Summe führt dieses zu mehr als einer Verdopplung der Erzeugung auf Basis Erdgas auf etwa 70 TWh im Jahre 2020. Zusätzlich wird Deutschland von einem Netto-Exporteur zum Netto-Importeur. Während 2010 noch ein Exportüberschuss von über 27 TWh zu erwarten ist, wird im Saldo im Jahr 2020 fast 13 TWh Strom importiert. In Abbildung 5-2 sind die Beiträge zur Deckung der Stromnachfrage in den Jahren 2010 bis 2020 für die 30 %-Variante dargestellt.

Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen

Die Entwicklung des Brennstoffverbrauchs folgt der Entwicklung der Stromerzeugung der einzelnen Technologien (Abbildung 5-3). Der Rückgang der Erzeugung der Kernkraftwerke geht mit einem entsprechenden Rückgang des Verbrauchs an Kernbrennstoff einher, während die Erhöhung der Erzeugung fossil befeuerter Kraftwerke den Verbrauch an fossilen Brennstoffen erhöht. Bei der Entwicklung des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen sind einerseits die Betriebsweise (Anzahl Anfahrvorgänge, Betrieb in Teillast oder Volllast) und andererseits Effizienzerhöhungen durch Ersatz von Alt- durch Neuanlagen innerhalb einer Technologie zu berücksichtigen. So nimmt der Brennstoffverbrauch an Braun- und Steinkohle von 2010 bis 2020 trotz einer Erhöhung der Stromerzeugung dieser Anlagen leicht ab. Im Bereich von Erdgas-Anlagen haben Modifikationen bei den verwendeten Technologien (Stilllegung von Dampfkraftwerken und Zubau von wärmegeführten KWK-Anlagen sowie modernen GuD-Anlagen) einen zusätzlichen Einfluss auf den Brennstoffverbrauch. Der Erdgasverbrauch verdoppelt sich zwischen 2010 und 2020 annähernd. Der durchschnittliche elektrische Brennstoffausnutzungsgrad steigt über alle mit Erdgas befeuerten Anlagen allerdings gleichzeitig um fast 3 %-Punkte. Somit ist die Erhöhung des Erdgasverbrauchs unterproportional zur Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Erdgas. Im Gegensatz zur Situation bei Stein- und Braunkohlekraftwerken kann die Effizienzsteigerung im Rahmen der Kraftwerkserneuerung die Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Erdgas allerdings nicht vollständig auffangen.

Setzt man den Erdgasverbrauch im Jahr 2010 in Beziehung zum Erdgasverbrauch 2008 sind zwei Dinge zu beachten. Bei den unterstellten Brennstoffpreisrelationen – unter Berücksichtigung von Preisen für CO₂-Zertifikate – und aufgrund des berücksichtigten Nachfrageeinbruchs beim Stromverbrauch aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise sinkt der Verbrauch von 2008 bis 2010 erheblich ab. Die Werte liegen gemäß der modell-gestützten Analyse unter Verwendung der Wirkungsgradmethode bei 85 TWh (H_u – unterer Heizwert) bzw. rund 8,2 Mrd. m³ (H_o – oberer Heizwert). Der Vergleichswert für 2008 des Erdgasverbrauchs in der Stromerzeugung lag bei etwa 15 Mrd. m³ (H_o), was einem Anteil von etwa 18 % am gesamten Erdgasverbrauch in Deutschland in Höhe von 82 Mrd. m³ (H_o) entsprach. Die Erhöhung des Erdgasverbrauchs auf etwa 168 TWh (H_u) bzw. rund 16,2 Mrd. m³ (H_o – oberer Heizwert) im Referenzszenario im Jahr 2020 führt folglich nur zu einer geringfügigen Steigerung im Vergleich zu 2008. Unter Berücksichtigung des relativ geringen Anteils der Stromerzeugung am gesamten Erdgasverbrauch sind keine Rückwirkungen auf Erdgaspreise oder die Sicherheit der Erdgasversorgung zu erwarten.

ABBILDUNG 5-3: BRENNSTOFFVERBRAUCH BIS ZUM JAHRE 2020 – AUSBAUVARIANTE 30 %

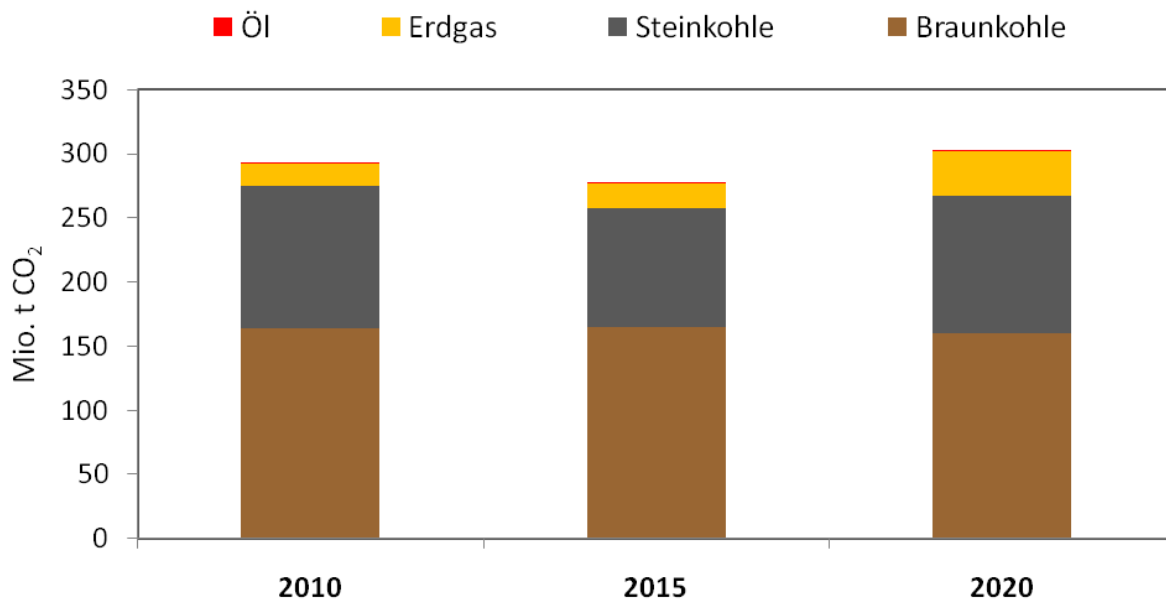


Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Wie in Abschnitt 2.4.2 dargestellt, sind in der Systematik des ETS in Summe über die beteiligten Sektoren und Länder die Treibhausgasemissionen grundsätzlich nach oben beschränkt. Sektor- und länderspezifische Entwicklungen beeinflussen allerdings neben dem Preis für Treibhausgasemissionszertifikate weiterhin die Entwicklung der CO₂-Emissionen in einzelnen Sektoren und einzelnen EU-Mitgliedsstaaten.

Die CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung lassen sich direkt unter Berücksichtigung der CO₂-Faktoren des jeweiligen fossilen Brennstoffes aus dem Brennstoffverbrauch ableiten (Abbildung 5-4). Auch hier resultiert – wie beim Verbrauch von fossilen Brennstoffen – ein leichter Anstieg um knapp 10 Mio. t CO₂ in 2020 gegenüber dem Jahr 2010. Prozentual liegt dieser Anstieg mit 3,4 % geringfügig unter dem Anstieg des Brennstoffverbrauchs an fossilen Energieträgern mit 5,2 %, da der Anteil des Erdgases am Stromerzeugungsmix mit einem geringeren Kohlenstoffgehalt als Stein- und Braunkohle zunimmt.

Dieser Anstieg der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung ist einerseits mit den Minderungszielen des Treibhausgasemissionshandels kompatibel, da die Menge an Treibhausgasemissionen im Kontext der EU und der beteiligten Sektoren fixiert ist und über die Lenkungswirkung der CO₂-Zertifikatspreise eingehalten wird (siehe auch Abschnitt 2.4.2). Zusätzlich ist, wie beim Strom- und Brennstoffverbrauch, zu berücksichtigen, dass als Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise erhebliche Reduktionen der Treibhausgasemissionen in der Elektrizitätserzeugung in den Jahren 2009 und 2010 gegenüber den Vorjahren resultieren werden. Vergleicht man die Werte mit historischen Werten vor 2009 bedeutet die Entwicklung bis zum Jahr 2020 eine Reduktion der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromversorgung bei einem gleichzeitig unterstellten moderaten Verbrauchsanstieg.

ABBILDUNG 5-4: CO₂-EMISSIONEN BIS ZUM JAHRE 2020 – AUSBAUVARIANTE 30 %

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

5.2.2 Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

Im Folgenden wird eine vergleichende Analyse der Ergebnisse bezüglich der installierten Leistung, der Stromerzeugung, des Brennstoffverbrauchs und der damit verbundenen CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparkes für die unterschiedlichen Ausbauvarianten der Erneuerbaren Energien durchgeführt. Die vergleichende Analyse beschränkt sich dabei auf die Ergebnisse des Jahres 2020. Einerseits sind die Unterschiede für dieses Jahr am erheblichsten und andererseits stellt dieses die Übersichtlichkeit sicher. Die Ergebnisse für alle Stichjahre (2010, 2015 und 2020) und alle Ausbauvarianten sind detailliert in Tabellenform im Anhang I aufgeführt.

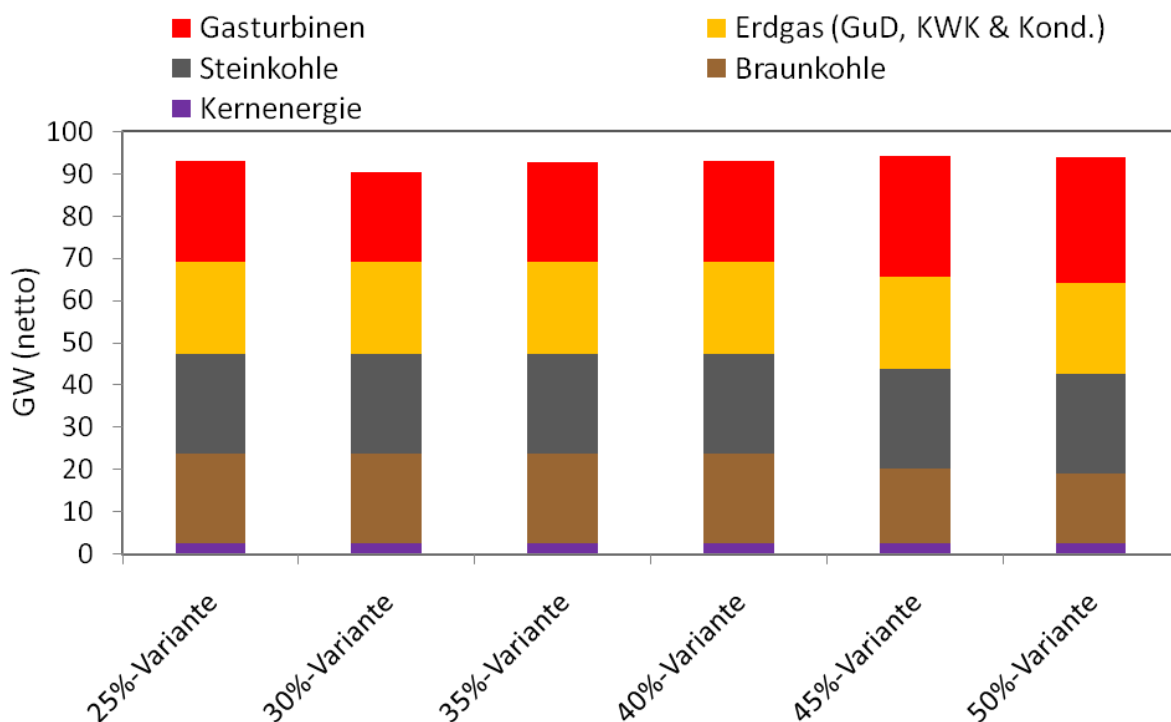
Kapazitätsentwicklung

Die installierte Leistung an konventionellen Kraftwerken sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke müssen, unter Berücksichtigung von Revisionen und Stromaustausch mit dem Ausland, zu jedem Zeitpunkt⁴⁵ die residuale Last, die erforderliche Regelleistung, eine Sicherheitsreserve (Dauer- und Langfristreserve) für stochastische Kraftwerksausfälle sowie ausbleibende Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien bereitstellen können. Trotz eines gewissen Beitrags der Erneuerbaren Energien zur gesicherten Leistung des Stromversorgungssystems werden bei verstärktem Ausbau der Erneuerbaren Energien im Jahre 2020 bei optimaler Anpassung des konventionellen Kraftwerksparkes systematisch keine

⁴⁵ Wie in Kapitel 4.3 dargestellt, ist hierbei ein Niveau der Versorgungssicherheit vorzugeben, für welches in der vorliegenden Analyse in allen Varianten 99 % unter Berücksichtigung des jeweiligen geplanten Stromaustauschs mit dem Ausland angesetzt wurde.

physischen Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken eingespart. Dieses resultiert aus der unterschiedlichen Anforderungen – Deckung der residualen Last, Bereitstellung und Erbringung von Regelenergie sowie Reserveleistungsvorhaltung – an den konventionellen Kraftwerkspark. Durch Investitionsentscheidungen von Unternehmen ergeben sich Anpassungen unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen und möglichem Stromaustausch mit den Nachbarländern sowie Wirtschaftlichkeitskriterien. So wird das Maximum der installierten Leistung mit 94,2 GW in der 45 %-Variante erreicht, während das Minimum mit 90,2 GW aus der 30 %-Variante resultiert. Dieses kann insbesondere auf zwei Ursachen zurückgeführt werden. Einerseits wird mit steigendem Anteil zusätzliche Regelleistungsvorhaltung erforderlich, die einen Teil der gesicherten Leistung der Erneuerbaren Energien aufzehren. Andererseits ist es bei den unterstellten Rahmenannahmen und unter Berücksichtigung des Stromhandels mit dem Ausland insbesondere unter Wirtschaftlichkeitsaspekten günstiger, Regelleistung und Reserveleistung aus offenen Gasturbinen – soweit diese als stehende bzw. ‚stand by‘-Reserve angeboten werden kann – bereitzustellen. Dieses zeigt auch der Vergleich der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks bei unterschiedlichen Ausbaugraden Erneuerbarer Energien. Die Leistung von Braunkohlekraftwerken – klassischer Grundlastkraftwerke – sinkt in der 45 %- und 50 %-Variante, während die Höhe der installierten Leistung von offenen Gasturbinen, die den steigenden Bedarf an positiver Minutenreserve als stehende Reserve und Dauer-/Langfristreserve anbieten können, erheblich zunimmt.

ABBILDUNG 5-5: INSTALLIERTE LEISTUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN

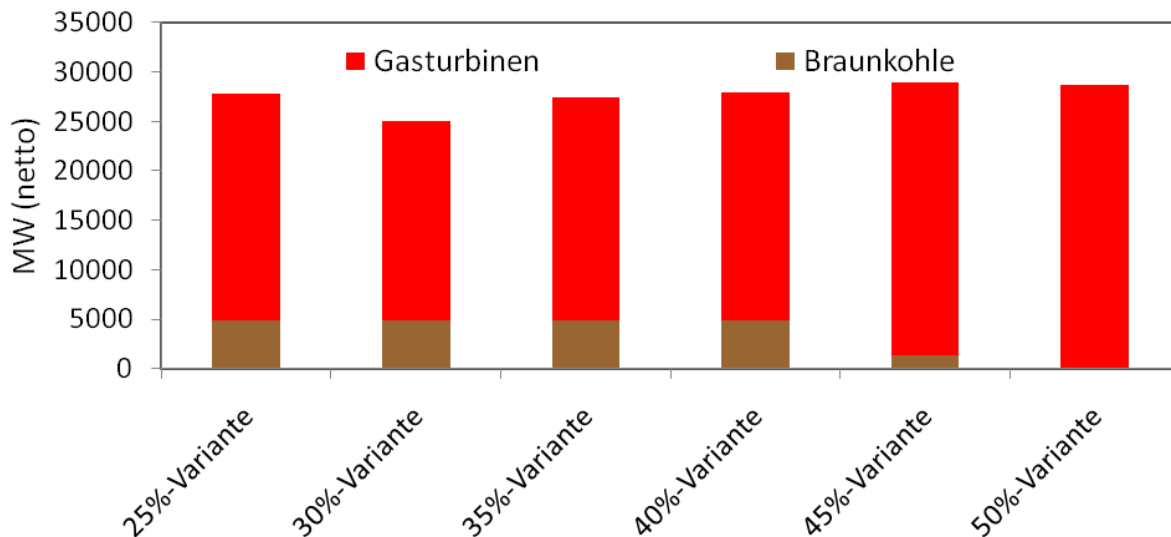


Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Die Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke über die bereits aktuell in Bau befindlichen Anlagen, die in den einzelnen Ausbaupvarianten bis zum Jahr 2020 bei optimierter Anpassung

des Kraftwerksparkes erfolgen (sogenannter endogener Zubau), sind in Abbildung 5-6 dargestellt.

ABBILDUNG 5-6: ENDOGENER ZUBAU VON KONVENTIONELLEN KRAFTWERKEN BIS ZUM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Es werden in allen Varianten ausschließlich Ersatzinvestitionen in Braunkohlekraftwerkskapazitäten sowie Investitionen, die die Leistungserhöhung und dem Ersatz von offenen Gasturbinen dienen, durchgeführt. In der 45 %-Variante wird die stillzulegende Leistung der Braunkohlekraftwerke nicht vollständig ersetzt. In der 50 %-Variante unterbleiben Ersatzinvestitionen in Braunkohlekraftwerke vollständig. Erhebliche Investitionen erfolgen im Bereich der offenen Gasturbinen. Einerseits erfolgen diese Investitionen aufgrund wirtschaftlicher Optimierung im Bereich der Bereitstellung von positiver Minutenreserve und Vorhaltung von Langfrist-/Dauerreserve. Andererseits ist dies eine Reaktion der erheblichen Verschiebung der Anteile Grund-, Mittel- und Spitzenlast, die gegenüber der historischen Situation bereits aktuell erfolgt ist und mit zunehmendem Durchdringungsgrad der Erneuerbaren Energien zukünftig weiter zunehmen wird.

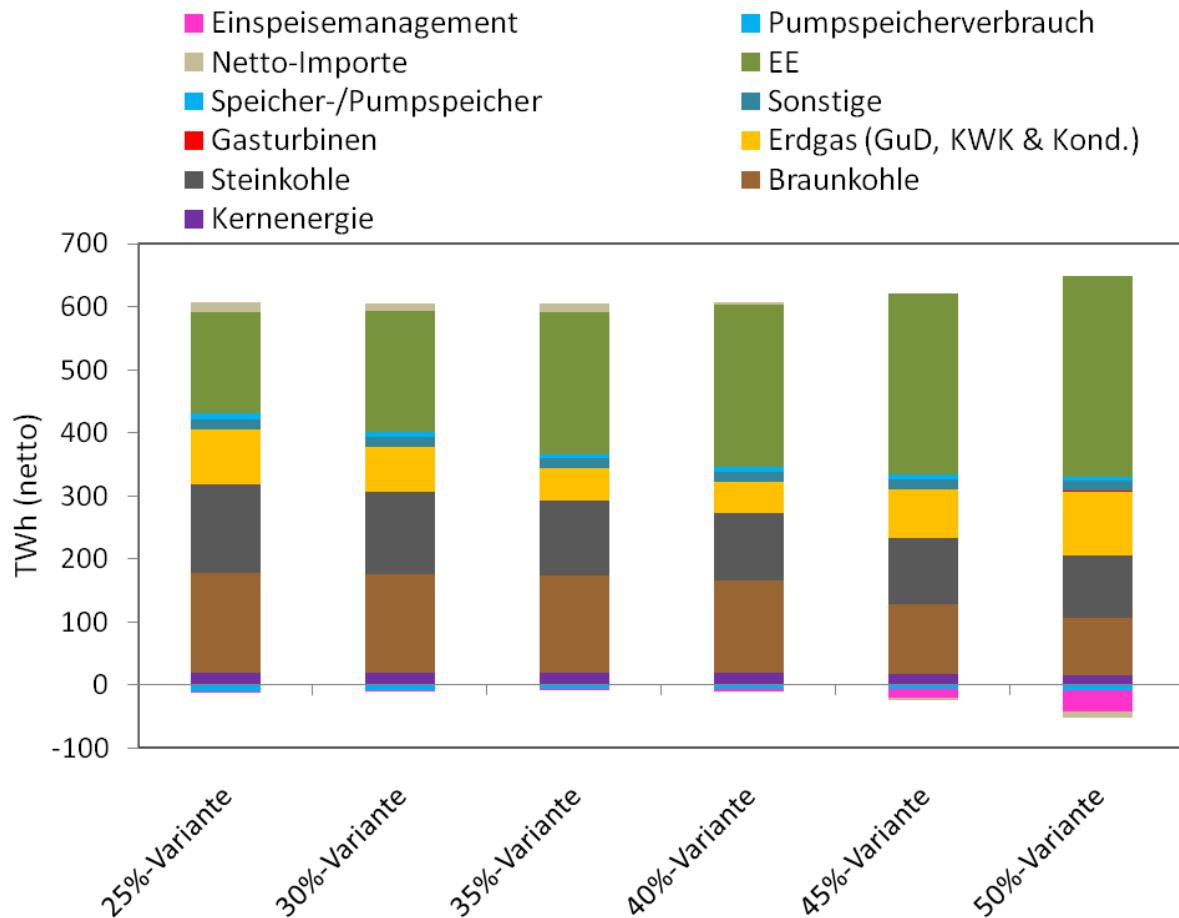
Obwohl Erneuerbare Energien, unter Berücksichtigung der oben genannten Aspekte, nicht zwangsläufig physische Kapazitäten einsparen, sind bei einem verstärkten Ausbau derselben, in der 45 %- und 50 %-Variante gegenüber der 30 %-Variante, Kapitalkosteneinsparungen im konventionellen Kraftwerkspark, aufgrund der Verschiebung von Grundlastkraftwerken zu Spitzenlast-/Reservekraftwerken, erzielbar.

Stromerzeugung, Stromaußenhandel und
Erzeugungsmanagement

Die unterschiedlichen Varianten des Ausbaus Erneuerbarer Energien haben erheblichen Einfluss auf die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken im Jahre 2020 (Abbildung 5-7). Dies gilt einerseits bezüglich der absoluten Höhe und andererseits bezüglich der Erzeugungsstruktur.

Mit zunehmender Höhe des EE-Anteils ist eine Abnahme der Erzeugung in Grundlastkraftwerken – Kernkraftwerken, Braunkohle und Steinkohlekraftwerken – verbunden, da in einer zunehmenden Anzahl von Stunden mit geringer Last bereits die Nachfrage weitgehend durch Einspeisung von EE-Anlagen gedeckt werden kann. Eine zusätzliche Reduktion der Erzeugung der Braunkohlekraftwerke in der 45 %- und 50 %-Variante resultiert aus den unterbleibenden Ersatzinvestitionen in diese Technologie aus Gründen der Wirtschaftlichkeit.

ABBILDUNG 5-7: STROMERZEUGUNG IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Der Entwicklungspfad der Erzeugung von Erdgas-Kraftwerken weist diesen einheitlichen Zusammenhang nicht auf. Vielmehr verringert sich zunächst die Erzeugung ebenso wie bei den anderen Technologien bis zu einem EE-Anteil von 40 %. Bei stärkerem EE-Zubau in der 45 %- und 50 %-Variante ist hingegen ein erheblicher Zuwachs der Stromerzeugung auf Basis Erdgas zu erkennen. Das Maximum wird in der 50 %-Ausbauvariante mit über 100 TWh im Jahr 2020 erreicht. Dieses ist der deutlich höheren Auslastung moderner GuD-Anlagen geschuldet, die u. a. aus der Verringerung der installierten Leistung der Braunkohlekraftwerke resultiert. Die Bedeutung der Erzeugung von offenen Gasturbinen bleibt in allen Szenarien trotz eines erheblichen Kapazitätszuwachses marginal. Offene Gasturbinen werden im Wesentlichen zur Erzeugung in einzelnen Spitzenlaststunden mit geringer EE-Einspeisung sowie zur Vorhaltung von positiver Minutenreserve und zur Bereitstellung von Langfrist-/Dauerreserve genutzt.

Neben der konventionellen Erzeugung reagiert der Stromaußenhandel auf die unterschiedlichen Ausbaugrade der Erneuerbaren Energien in erheblichem Umfang. In allen Varianten verringern sich die Netto-Exporte, die im Jahre 2010 bei über 27 TWh liegen. Dieses ist im Wesentlichen auf die Stilllegung der Kernkraftwerke zurückzuführen. Im Jahr 2020 wird Deutschland bis zur 40 %-Ausbauvariante zum Netto-Importeur. Erst in der 45 %- und 50 %-Ausbauvariante können Exportüberschüsse auch im Jahre 2020 erzielt werden.

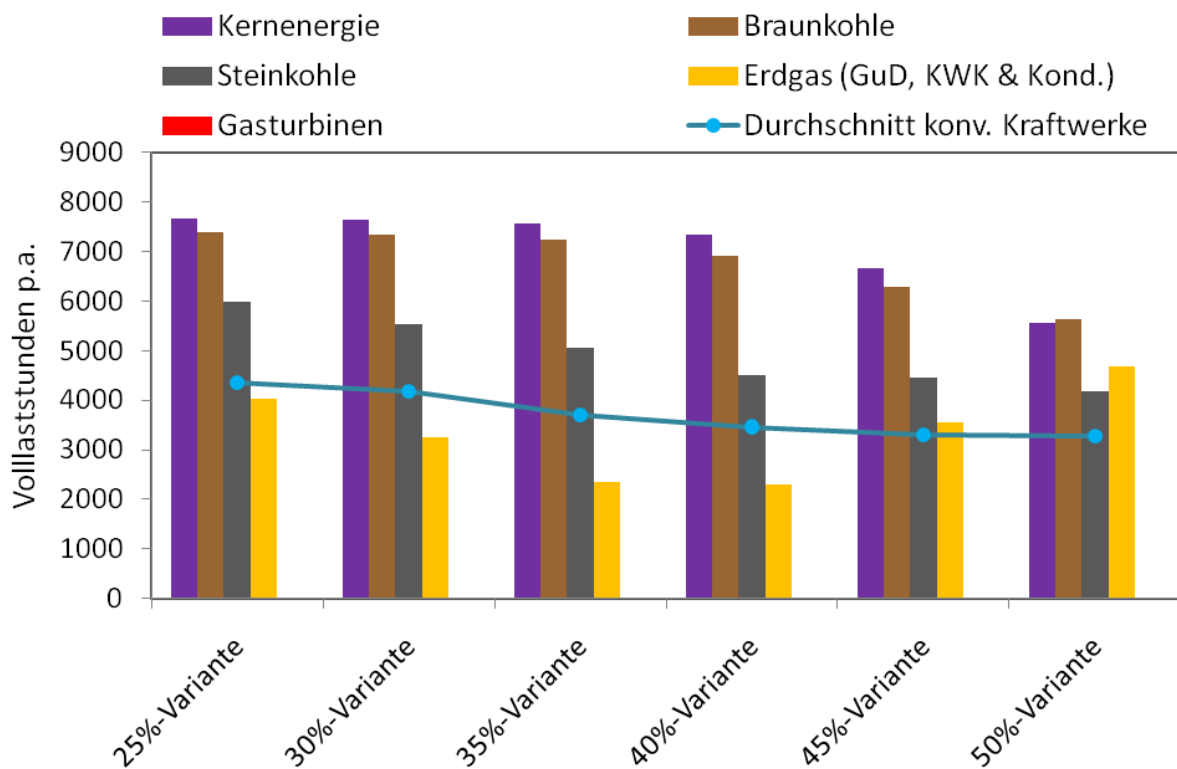
Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen (siehe Fußnote 44) gewinnt in den Ausbauvarianten mit hohen EE-Anteilen im Jahr 2020 zunehmend an Bedeutung. Bis zur 40 %-Variante wird Erzeugungsmanagement in einzelnen Stunden in geringem Umfang erforderlich, um die Netzstabilität und die Erbringung von Systemdienstleistungen sicherzustellen. Mit 12,8 TWh in der 45 %-Variante und 33,5 TWh in der 50 %-Variante erreicht das Ausmaß bei hohen Durchdringungsgraden des Erzeugungssystems mit volatiler EE-Einspeisung allerdings ein Niveau, welches dringlichen Bedarf für Optimierungsmaßnahmen auf Basis neuartiger Lösungen aufzeigt (siehe Kapitel ‚Optimierungspotentiale Erzeugung und Netz‘).

Die abnehmende Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke bei verstärktem Ausbau Erneuerbarer Energien geht mit einem Rückgang der durchschnittlichen Volllaststunden (VLS) im konventionellen Kraftwerkspark einher. In der Ausbauvariante 25 % liegt die durchschnittliche Auslastung der konventionellen Kraftwerke bei 4.356 VLS im Jahr 2020 und sinkt kontinuierlich bei verstärktem Ausbau EE bis auf 3.272 VLS in der 50 %-Variante ab.

Zum Teil kann diese Absenkung der Auslastung aufgrund der steileren residualen Lastdauerline (siehe Abschnitt 4.1) durch zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten auf dem wachsenden Markt für Regelenergie und Dauer-/Langfristreserve kompensiert werden. Grundsätzlich bleibt die Tendenz einer abnehmenden Auslastung aber auch unter Berücksichtigung der weiteren Vermarktungsmöglichkeiten erhalten, so dass insbesondere der erforderliche Anteil an Grundlastkraftwerken zunehmend verringert wird.

Bei einer differenzierten Betrachtung der Auslastung nach Technologien ist insbesondere der Unterschied zwischen Grundlasttechnologien (Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerke) und Mittel- und Spitzenlasttechnologien (Erdgas-GuD-Anlagen und offene Gasturbinen) auffällig. Zwar nimmt auch die Auslastung der mit Erdgas befeuerten Kraftwerke bis zur 35 %-Variante ab, steigt anschließend aber bei unterstelltem stärkeren Ausbau wieder an. Das Maximum wird mit rund 4.700 VLS im Jahr 2020 in der 50 %-Variante erreicht. Dies ist insbesondere eine Folge der teilweise ausbleibenden Ersatzinvestitionen in Braunkohlekraftwerke in der 45 %- und 50 %-Variante. Die Auslastung der Grundlastkraftwerke sinkt in allen Varianten. Dieses gilt auch für verbliebende Leistung der Kernkraftwerke, deren Auslastung insbesondere in den Ausbauvarianten mit 45 % und 50 % EE erheblich sinkt.

ABBILDUNG 5-8: VOLLLASTSTUNDEN IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



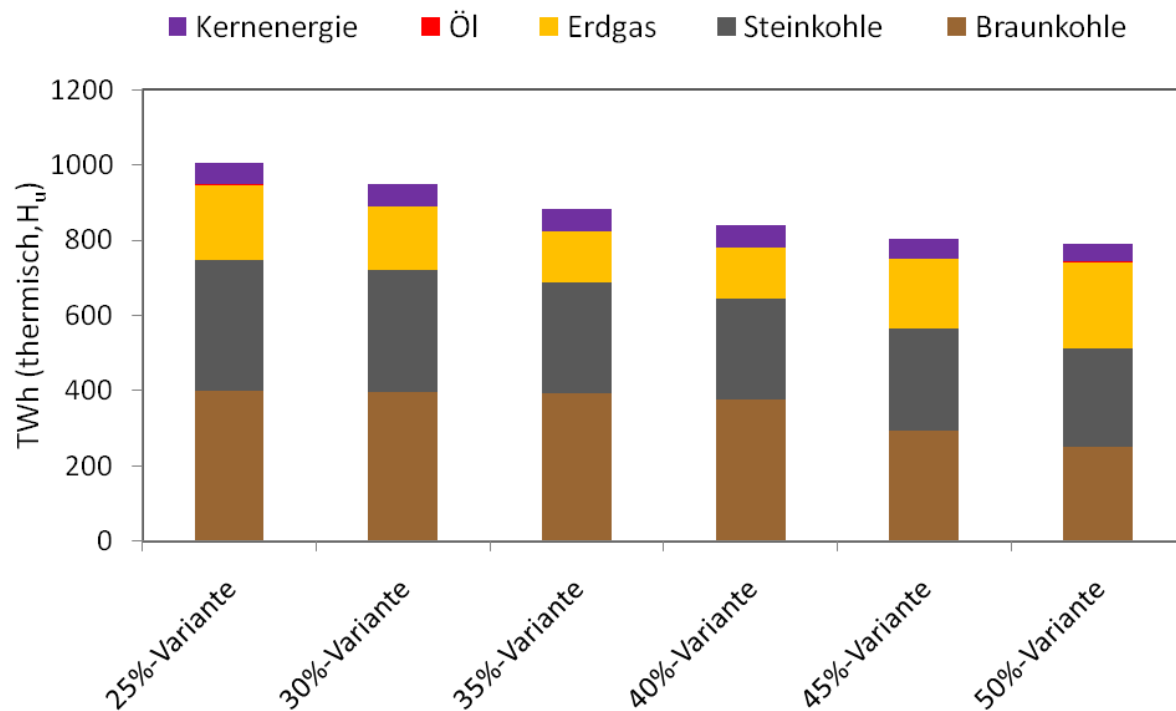
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen

Der Verbrauch an Kernbrennstoff und fossilen Brennstoffen ist auch beim Variantenvergleich wesentlich durch die Höhe der Stromerzeugung der einzelnen Technologien determiniert. Bei Kernkraftwerken und Steinkohlekraftwerken ist dabei eine leichte Verringerung der elektrischen Brennstoffausnutzungsgrade durch vermehrte Anfahrvorgänge sowie Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb zu berücksichtigen. Gleiches gilt für Braunkohlekraftwerke, bei denen zusätzlich in der 45 %- und 50 %-Ausbauvariante, aufgrund des teilweisen Verzichts auf Ersatzinvestitionen, der durchschnittliche Wirkungsgrad über den im Jahr 2020 bestehenden Braunkohlekraftwerkspark abnimmt. Bei Erdgas-Anlagen kehrt sich die Tendenz des abnehmenden elektrischen Brennstoffausnutzungsgrades ab der 45 %-Variante, als Folge zunehmender Auslastung moderner GuD-Anlagen, wieder um.

Insgesamt sinkt der gesamte sowie auch der fossile Brennstoffbedarf trotz dieser Effekte bei zunehmender Durchdringung des Systems im Jahre 2020 erheblich (Abbildung 5-9). Der Unterschied beim fossilen Brennstoffverbrauch im Jahr 2020 zwischen dem Referenzszenario (30 %-Variante) und der 50 %-Variante liegt bei über 145 TWh bzw. rund 16 %. Eine relativ geringfügige Abnahme ist zwischen der 45 %- und der 50 %-Variante gegeben. Dies beruht auf der Tatsache, dass von der potentiellen Erhöhung der EE-Einspeisung von rd. 30 TWh etwa 20 TWh über notwendiges Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen verloren gehen.

ABBILDUNG 5-9: BRENNSTOFFVERBRAUCH IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



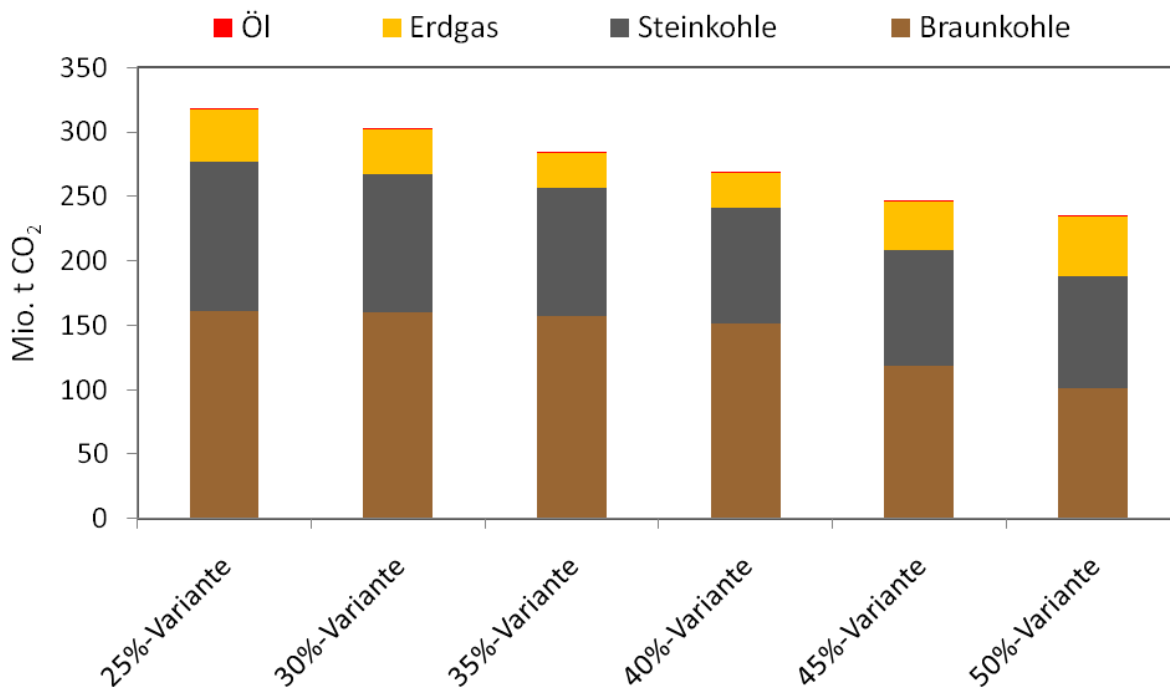
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Da der Brennstoffverbrauch grundsätzlich eng mit der Stromerzeugung verbunden ist, zeigt sich bei einer differenzierten Betrachtung ein ähnliches Bild. Die Verringerung des Verbrauchs von fossilen Brennstoffen ist bis zur 40 %-Ausbauvariante mit einer Verringerung aller Energieträger verbunden. Bei der 45 %- und 50 %-Variante sinkt der Verbrauch von Steinkohle und insbesondere Braunkohle, während der Verbrauch von Erdgas steigt, so dass mit 228,4 TWh (thermisch, H_u) in der 50 %-Variante das Maximum erreicht wird. Dieses bedeutet zwar eine Erhöhung des Erdgasverbrauchs in der Stromerzeugung gegenüber dem Jahr 2008. Wie beim Referenzszenario bereits erläutert, dürfte dieses aber aufgrund des begrenzten Anteils des Erdgasverbrauchs in der Stromerzeugung am gesamten Erdgasverbrauch keine weitreichenden Auswirkungen auf Preise und Versorgung mit sich bringen. Ceteris paribus würde sich der gesamte Erdgasverbrauch in Deutschland im Jahre 2020 gegenüber 2008 um maximal rund 8 % erhöhen.

Die Abnahme beim Einsatz fossiler Energieträger in der Stromerzeugung bei zunehmender Durchdringung des Elektrizitätsversorgungssystems mit EE ist mit einer Abnahme der resultierenden CO_2 -Emissionen verbunden (Abbildung 5-10). Letztere Abnahme ist aufgrund des zunehmenden Anteils von Erdgas am Stromerzeugungsmix der fossil-gefeuerten Anlagen ausgeprägter, was auf den geringeren CO_2 -Faktor von Erdgas zurückzuführen ist. Während der

Brennstoffverbrauch in der 50 %-Variante gegenüber dem Referenzszenario um 16 % abnimmt, reduzieren sich die CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung um 22 %.⁴⁶

ABBILDUNG 5-10: CO₂-EMMISSIONEN IM JAHRE 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Hierbei ist wiederum zu berücksichtigen, dass als Rahmenannahme unterstellt wurde, dass ein vermehrter Ausbau der Erneuerbaren Energien auf die Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen dämpfend wirkt, wie es der Systematik innerhalb des europäischen Zertifikatehandels entspricht. Im Hinblick auf die CO₂-Emissionen der am Handelssystem beteiligten Sektoren und EU-Mitgliedsländer ergeben sich folglich nur Verschiebungen und keine Veränderungen der insgesamt emittierten Mengen.

5.3 Exkurs: Notwendige gesicherte Leistung des Kraftwerksparks und Versorgungssicherheit

In den Modell gestützten Analysen des Kapitels 5 werden die, über die bereits in Bau befindlichen konventionellen Kraftwerke hinaus, erforderlichen Investitionen in neue Kraftwerke nach Technologien bis zum Jahre 2020 für die sechs Ausbauvarianten abgeleitet.

Unter Berücksichtigung der im Jahr 2020 verbliebenen Bestandsanlagen werden in den unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten, neben den bereits in Bau befindlichen konventionellen Kraftwerken, ausschließlich Ersatzinvestitionen für Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken

⁴⁶ Würde man den Effekt einer Reduktion des CO₂-Zertifikatspreises bei verstärktem Ausbau der Erneuerbaren Energien in der 50 %- gegenüber der 30 %-Variante vernachlässigen, was implizit eine Anpassung der Minderungsziele bedeuten würde, könnte in der 50 %-Variante der deutschen Stromversorgung eine Reduktion der CO₂-Emissionen um mehr als 25 % erreicht werden.

sowie Investitionen zur Erhöhung der installierten Leistung in offene Gasturbinen, die zur Spitzenlastherzeugung, zur Vorhaltung von positiver Minutenreserve sowie zur Absicherung der Langfristreserve verwendet werden, getätigt.

Dabei unterscheidet sich die Situation zwischen den Ausbauvarianten erst ab der 45 %-Variante erheblich. Der Zubau an Braunkohlekraftwerkskapazitäten verringert sich und Investitionen für den Ersatz stillzulegender Anlagen in Höhe von rund 5 GW unterbleiben in der 50 %-Variante vollständig. In diesen beiden Varianten nimmt der Zubau an offenen Gasturbinen in vergleichbarem Umfang von rund 20 GW in der 30 %-Variante auf 27,6 GW in der 45 %-Variante bzw. 28,7 GW in der 50 %-Variante zu.

Der Zubau von offenen Gasturbinen in der jeweiligen Variante erfolgt dabei nicht ausschließlich aus Gründen der Bereitstellung ausreichend gesicherter Leistung, sondern resultiert bereits z. T. aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten (siehe oben). Für die Bereitstellung von ausreichend gesicherter Leistung zur Aufrechterhaltung des heutigen Niveaus der Versorgungssicherheit sind je nach Ausbauvariante geringere installierte Leistungen des konventionellen Kraftwerksparkes erforderlich als sich unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsaspekten ergeben.⁴⁷

Bewertet man die Realisierbarkeit des konventionellen Kraftwerkszubaus bei optimaler Anpassung des konventionellen Kraftwerksparkes in den unterschiedlichen Ausbauvarianten unter Berücksichtigung von aktuellen Planungen für Kraftwerksneubauten, die über die bereits in Bau befindlichen Projekte hinausgehen, der geplanten Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken und der Möglichkeit von lebensverlängernden Retrofit-Maßnahmen bei Bestandsanlagen kann folgendes festgehalten werden:

- Die Aufrechterhaltung des Niveaus der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Höhe der gesicherten Leistung ist in allen Ausbauvarianten erreichbar. Der erforderliche Zubau bei optimaler Anpassung des Kraftwerksparkes an das Ausbauszenario bis 2020 stellt bei entsprechender politischer Akzeptanz – insbesondere bei Ersatzinvestitionen von Braunkohlekraftwerken – vor dem Hintergrund der zeitlichen Perspektive bis 2020 kein Problem dar.
- Gegebenenfalls verzögern sich oder unterbleiben Ersatzinvestitionen in Braunkohlekraftwerke – insbesondere bei den Ausbauvarianten mit hohen EE-Anteilen im Jahr 2020 – bei der avisierten Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke.
- Unter zusätzlicher Berücksichtigung der möglichen Realisierung von aktuellen Planungen für neue Kraftwerksprojekte (vorwiegend im Bereich von Erdgas-GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerken⁴⁸), die über die in Bau befindlichen Projekte hinausgehen, kann es sogar zu einer vorübergehenden Situation – insbesondere bei den

⁴⁷ Berechnungen zu der gesicherten Leistung in den unterschiedlichen Varianten im Jahr 2020 zeigen, dass auf Leistung von konventionellen Kraftwerken zwischen 5 und 9 GW verzichtet werden könnte, ohne dass das Niveau der Versorgungssicherheit sinkt.

⁴⁸ Insbesondere aufgrund der Erwartung der Rücknahme des Kernenergieausstiegs sind inzwischen zahlreiche Planungen für Neubauten von Steinkohlekraftwerken wieder eingestellt worden, da sich die Erwartungen bezüglich der Wirtschaftlichkeit bei Betrieb als Grundlastanlage verschlechtert haben.

Ausbauvarianten mit hohen EE-Anteilen im Jahr 2020 – von Überkapazitäten vor allem im Grund- und Mittellastbereich kommen.

- Die Realisierung der Höhe der Investitionen in offene Gasturbinen, die sich bei einer optimalen Anpassung des Kraftwerksparks ergeben würden, erscheint ambitioniert. Zwar wird von einigen Unternehmen momentan der Bau von offenen Gasturbinen in frühen Projektphasen geprüft, die Umsetzung des Zubaus in der entsprechenden Höhe in den unterschiedlichen Ausbauvarianten scheint allerdings fraglich. Dies hängt allerdings auch teilweise mit der Situation zusammen, dass in allen Ausbauvarianten zusätzliche Optionen, wie z. B. Retrofit-Maßnahmen von Bestandsanlagen sowie eine zunehmende Flexibilisierung der Nachfrageseite und der zunehmenden Marktintegration von Erneuerbaren Energien, vorhanden sind. Diese könnten einen Teil der erforderlichen Investitionen von Gasturbinen substituieren und verschlechtern damit zugleich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in diese Technologie.

Die Verfügbarkeit ausreichend installierter Kraftwerkleistung scheint insgesamt kein kritischer Faktor zu sein. Vielmehr könnte die Verfügbarkeit von Anlagen zur Bereitstellung von kostengünstiger positiver (und negativer) Minutenreserve ein kritischer Faktor werden (siehe hierzu auch Kapitel 8). Daneben haben die unterschiedlichen Ausbauvarianten Einfluss auf die Rolle Deutschlands als Netto-Exporteur von Strom. So nimmt der Exportüberschuss in allen Varianten ab und bis zur 45 %-Variante wird Deutschland ein Netto-Importeur. Dieses stellt aus Sicht der Versorgungssicherheit allerdings keine kritische Situation dar, sondern ist ausschließlich Konsequenz einer wirtschaftlichen Optimierung in der Europäischen Stromversorgung. Zudem ist diese Veränderung u. a. Konsequenz des in der Studie unterstellten Ausstiegs aus der Kernenergie. Sollte dieser Ausstieg, wie im Koalitionsvertrag⁴⁹ der aktuellen Regierungskoalition avisiert, rückgängig gemacht werden, kann davon ausgegangen werden, dass Deutschland bis 2020 die Rolle als Netto-Exporteur beibehält.

⁴⁹ Koalitionsvertrag (2009): „Wachstum. Bildung. Zusammenhalt.“ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP. Beschlossen und unterzeichnet am 26. Oktober 2009.

6 Auswirkungen auf Netzauslegung und Netzkosten

Das Wichtigste in Kürze

Methodik

- Zur Abschätzung des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz werden Lastfluss- und Ausfallsimulationen für konkrete Netznutzungssituationen durchgeführt. Zur Analyse der Zusammenhänge zwischen EE-Ausbau und Auslegung sowie Kosten der Verteilungsnetze wird die Methodik der Modellnetzanalyse eingesetzt.
- Grundlage der Berechnungen sind die vorangegangenen Analysen zu den EE-Ausbauvarianten sowie für das Übertragungsnetz die Ergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells.
- Sämtliche Annahmen und Parameter basieren auf umfangreichen Erfahrungen der Autoren aus Studien zur Netzauslegung und stellen praxisgerechte Durchschnittswerte dar.

Ergebnisse der 30 %-Ausbauvariante

- Im Übertragungsnetz erweist sich der – allerdings erhebliche – als Rahmenannahme angesetzte Netzausbau gem. dena-Netzstudie I und EnLAG als ausreichend.
- Der Anschluss der EE-Anlagen erfordert vielfach einen Ausbau der Verteilungsnetze.
- Die Mehrkosten der Verteilungsnetze betragen im deutschlandweiten Durchschnitt je nach Netzebene zwischen 3 % (Niederspannungsebene) und 13 % (Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung).
- Regional kann die Zunahme der Netzkosten um ein Mehrfaches über den genannten Werten liegen.

Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

- Je höher der EE-Anteil am gesamten Stromverbrauch, desto höher sind auch grundsätzlich die Mehrkosten der Verteilungsnetze.
- Der Anstieg der Mehrkosten ist allerdings nicht durchgehend proportional zum Anteil des dezentral erzeugten Stroms: Bis zu einem EE-Anteil von ca. 35 % ist der Anstieg der Netzkosten vergleichsweise moderat, während die Verteilungsnetzkosten bei höheren EE-Anteilen deutlich stärker ansteigen.
- Im Übertragungsnetz besteht ab einem EE-Anteil von 40% zusätzlicher Ausbaubedarf.
- Während die Kosten – zumindest bei moderatem Verkabelungsanteil – vergleichsweise gering sind, dürfte die Realisierung des Zubaus in einer Größenordnung von 500 weiteren Stromkreiskilometern eine erhebliche Herausforderung darstellen.

6.1 Übertragungsnetz

6.1.1 Methodik

Die Kosten des Übertragungsnetzes werden in dieser Studie unterteilt in die Bereiche Systemdienstleistungen (hier insbesondere Reserve), Netzanschlusskosten für Offshore-Windparks und übrige Netzinfrastrukturkosten. Letztere sind Gegenstand der folgenden Betrachtungen. In Kapitel 7 werden dann alle Kostenelemente zusammenfassend beurteilt.

Für das Übertragungsnetz bedeutet der Ausbau der Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien dadurch eine Herausforderung, dass sich die geografische Verteilung der Stromerzeugung deutlich verschiebt, während die Lastzentren dieselben bleiben. Entscheidend sind in diesem Zusammenhang die dargebotsabhängigen EE-Technologien, vor allem Windenergie und Fotovoltaik.

Diese großräumigen Veränderungen wirken sich auf die Stromflüsse im Übertragungsnetz, dem „Rückgrat“ der Elektrizitätsversorgung, aus. Generell steigen die Transportanforderungen an das Netz, insbesondere für den Abtransport der Windenergie aus den windreichen, aber tendenziell dünn besiedelten Gebieten in die Lastzentren.

Eine Besonderheit elektrischer Netze im Vergleich zu anderen Transportinfrastrukturen besteht darin, dass sich die Verteilung der Leistungsflüsse auf die Übertragungsleitungen kaum steuern lässt, sondern sich aus dem Zusammenwirken der physikalischen Eigenschaften der Netzbetriebsmittel ergibt. Mittels der sogenannten Lastflussberechnung lässt sich simulativ berechnen, welche Stromflüsse sich für eine gegebene Netzsituation – definiert durch die geografisch differenzierte Höhe von Stromeinspeisung und -entnahme sowie den Schaltzustand und die Übertragungseigenschaften der Übertragungsleitungen und Transformatoren – einstellen. Hierzu ist ein Lastflussdatensatz erforderlich, in dem die Netzsituation detailliert beschrieben wird. Für diese Untersuchung werden diese Datensätze aus zwei Quellen synthetisiert:

- Hinsichtlich der Übertragungseigenschaften und des Schaltzustands der Netzbetriebsmittel liegen exakte Lastflussdatensätze nur den Übertragungsnetzbetreibern vor. Diese Untersuchung beruht daher auf einem aus öffentlich verfügbaren Daten erstellten Näherungsdatensatz, der den aktuellen Ausbaustand des kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzes abbildet. Der Näherungsdatensatz hat sich in einer Vielzahl von Untersuchungen als für die Analyse grundsätzlicher Fragestellungen geeignet erwiesen, sofern bei Anwendung und Ergebnisinterpretation die Modellgenauigkeit berücksichtigt wird.
- Zur Integration der EE-Ausbauvarianten wird die Einspeisungs- und Lastverteilung aus den Ergebnissen des Elektrizitätsmarktmodells (vgl. Kap. 5) übernommen, differenziert nach 7 geografischen Netzregionen sowie bei der Einspeisung zusätzlich nach Primärenergietyp. Da eine Analyse im Stundenraster aus Aufwandsgründen nicht in Betracht kommt, werden für jede EE-Ausbauvariante jeweils drei charakteristische Stunden des Jahres betrachtet, die erfahrungsgemäß zu tendenziell kritischer Belastung

des Übertragungsnetzes führen können: je eine Stunde mit Starklast & Starkwind, Starklast & mittlerem Wind sowie mittlerer Last & Starkwind.⁵⁰

Die für 2010 berechneten Ergebnisse des Elektrizitätsmarktmodells dienen zur Verifikation der Methodik und zur Kalibrierung der Modellparameter. Darauf aufbauend wird für jede EE-Ausbauvariante der bis 2020 entstehende Netzausbaubedarf wie folgt ermittelt:

- Zunächst wird der gem. den Rahmenannahmen (Abschnitt 2.5 bzw. Anhang K) als bis 2020 umgesetzt angenommene Netzausbau (dena-Studie I, EnLAG, UCTE Transmission Development Plan) modelliert.
- Für jede betrachtete Stunde wird, durch Lastflussberechnung und Ausfallsimulation, die Einhaltung des Netzsicherheitskriteriums (sog. (n-1)-Kriterium) überprüft.
- Falls erforderlich, wird das Netz durch neue 380-kV-Leitungen verstärkt, bis in allen betrachteten Stunden die Netzsicherheit gegeben ist. Dabei werden vereinfachend neue Leitungen parallel zu bestehenden Trassen angesetzt und so der Ausbaubedarf in Form von zusätzlichen Leitungslängen und Schaltfeldern grob abgeschätzt.⁵¹
- Zur Quantifizierung der mit dem Netzausbau verbundenen Kosten werden die im vorigen Schritt ermittelten zusätzlichen Betriebsmittel mit praxisüblichen spezifischen Kostenansätzen gewichtet.⁵² Dabei wird zunächst von kostengünstiger Errichtung in „Standardtechnik“ (Drehstrom-Freileitungen) ausgegangen.

Weitere Details der Untersuchungsmethodik sind im Anhang L zu finden.

6.1.2 Untersuchungsergebnisse

Netzausbaukosten in Abhängigkeit des EE-Ausbaus

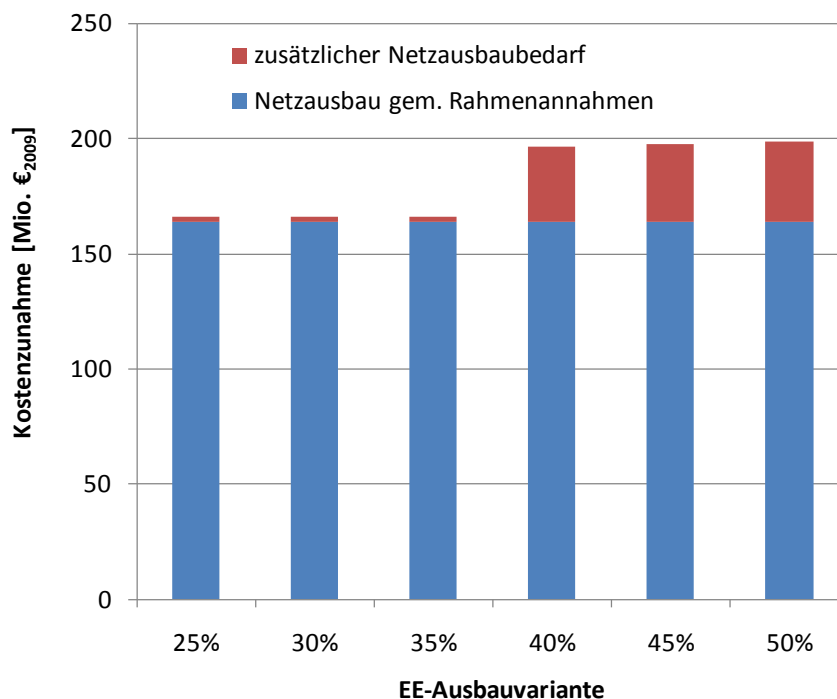
In Abbildung 6-1 sind für alle EE-Ausbauvarianten die annuitätischen Mehrkosten der Übertragungsnetzinfrastruktur im Jahr 2020 im Vergleich zu 2010 dargestellt. Diese werden dominiert von den gem. Rahmenannahmen als bis dahin realisiert angenommenen Ausbauprojekten. Diese erweisen sich bis zu einem EE-Anteil von 35 % als ausreichend. Steigt der EE-Anteil weiter, so fallen Mehrkosten in Höhe von 30-35 Mio. €₂₀₀₉ an. Die in der Simulation ermittelten Netzengpässe, die durch diesen zusätzlichen Netzausbau behoben würden, lassen sich auf verstärkte Stromtransporte vom Norden bzw. Osten Deutschlands nach Süden zurückführen.

⁵⁰ Es wird hier angenommen, dass diese Parameter auch künftig die relevanten Treiber hoher Übertragungsnetzbelastung sein werden. Insbesondere wird angenommen, dass die ebenfalls dargebotsabhängige Erzeugung aus Fotovoltaikanlagen, aufgrund der stärkeren Konzentration in Süddeutschland, der durch Kernenergieausstieg, Zubau von konventionellen Kraftwerken an küstennahen Standorten und Windenergieausbau verursachten Nordverschiebung des Erzeugungsschwerpunkts tendenziell entgegenwirkt.

⁵¹ Diese Vorgehensweise kann und soll detaillierte Netzplanungsberechnungen nicht ersetzen. Sie liefert für den grundsätzlichen Vergleich der EE-Ausbauvarianten jedoch eine ausreichende Genauigkeit.

⁵² Dabei werden Investitions- und Betriebskosten berücksichtigt, letztere praxisüblich durch einen pauschalen Zuschlag auf die Investitionskosten. Verlustkosten werden vernachlässigt da diese bzw. deren Änderungen zwischen den EE-Varianten im Vergleich zu den übrigen Kostenelementen als gering angenommen werden können und zudem nur schwer quantifizierbar wären.

ABBILDUNG 6-1: MEHRKOSTEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ (NUR INFRASTRUKTUR, OHNE OFFSHORE-NETZANSCHLUSSKOSTEN) IM JAHR 2020 IM VERGLEICH ZU 2010 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH (NS: Niederspannung, MS: Mittelspannung, HS: Hochspannung)

Auffallend ist die Sättigung der Zusatzkosten, die oberhalb eines EE-Anteils von 40 % kaum noch steigen. Dies hat zwei Gründe: Zum einen findet Netzausbau notwendigerweise in diskreten Schritten statt; wird – wie hier beim Übergang von der 35 %- auf die 40 %-Variante – ein Ausbauschritt erforderlich, reicht die Übertragungskapazität der hierzu benötigten Leitungen auch für noch höhere Transporte aus. Zum anderen steigt der maximale innerdeutsche Stromaustausch oberhalb eines EE-Anteils von 40 % nicht mehr wesentlich an, weil die hohen EE-Anteile von bis zu 50 % im Jahr 2020 durch einen überproportionalen Zubau von Fotovoltaikanlagen erreicht werden (vgl. Abschnitt 3.3.2), die in Bezug auf die Stromflüsse im Übertragungsnetz die Wirkung der ebenfalls weiter steigenden Windenergieeinspeisung abmildern.⁵³

Es sei angemerkt, dass bei der Interpretation der o. g. Ergebnisse einige Einschränkungen zu beachten sind: Erstens ist der in den Rahmenannahmen angesetzte Umfang des Netzausbaus – wengleich aktuellen Planungen entsprechend – als ambitioniert anzusehen. Eine vollständige Umsetzung erfordert eine Beschleunigung gegenüber der bisherigen Netzausbauentwicklung. Zweitens wird in dieser Untersuchung von einem geringeren Ausbau der Offshore-Windenergie ausgegangen als in früheren Studien. Dadurch kommt es tendenziell zu einer geografischen Vergleichmäßigung der Windenergieeinspeisung; ein weiterer Ausbau im Offshore-Bereich (z. B. nach 2020) würde die lokale Konzentration der Einspeisung erhöhen und

⁵³ Wie in Abschnitt 6.2 gezeigt wird, sind die Verteilungsnetze dagegen in den hohen EE-Ausbauvarianten umso stärker betroffen.

dadurch evtl. weiteren Netzausbaubedarf erzeugen. Und drittens ermöglicht die stichprobenartige Betrachtung dreier charakteristischer Zeitpunkte zwar eine Abschätzung der Größenordnung des Netzausbaubedarfs. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass eine Betrachtung weiterer Zeitpunkte noch weitere Netzausbauerfordernisse erkennen lassen würde.

Realisierbarkeit und mögliche Alternativen

Die Kostenunterschiede zwischen den EE-Varianten erscheinen, verglichen mit dem gem. den Rahmenannahmen ohnehin geplanten Netzausbau und erst Recht in Bezug auf die gesamten Kostenänderungen zwischen 2010 und 2020 (s. Kapitel 7), recht gering.

Der abgeschätzte zusätzliche Netzausbaubedarf für EE-Anteile von 40 % und mehr entspricht allerdings ca. 500 Stromkreiskilometern – über den in der dena-Netzstudie I und EnLAG genannten Ausbau hinaus. In Anbetracht dessen könnte die Genehmigung dieses Zusatzbedarfs an Netzausbau kritischer werden als die damit verbundenen Kosten. Je nach Relevanz dieses Aspekts könnte eine (Teil-)Verkabelung in Betracht gezogen werden, um die Realisierung zu erleichtern. Dies würde jedoch eine erhebliche Kostensteigerung bewirken. Da im Rahmen dieser Untersuchung weder eine Betrachtung konkreter Trassen noch eine Abschätzung der Notwendigkeit von Verkabelung möglich ist, können diese Mehrkosten nicht genau beziffert werden. Untersuchungen, die dies für konkrete Projekte betrachtet haben, geben für Verkabelung einen Kostenfaktor von ca. 6 gegenüber Freileitungen an. Es sei jedoch angemerkt, dass mit Genehmigungsverfahren für Höchstspannungskabel bislang praktisch keine Erfahrungen vorliegen.⁵⁴

Einfluss auf grenzüberschreitende Leistungsflüsse

In der Diskussion über den Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor allem der Windenergie, in Deutschland wird international häufig darauf hingewiesen, dass hierdurch nicht nur das deutsche, sondern auch die benachbarten ausländischen Übertragungsnetze zusätzliche Stromflüsse aufnehmen müssen, da der Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland zu anteiligen Parallelflüssen führt. Teilweise wird die Vermutung geäußert, dass durch verstärkten innerdeutschen Netzausbau diesem Trend entgegengewirkt werden könne.

Eine stichprobenhafte Analyse zeigt, dass der gem. Rahmenannahmen angesetzte – erhebliche – Netzausbau bis 2020 bei fiktivem gleichbleibendem Netznutzungsmuster keine signifikante Verschiebung zwischen innerdeutschen und grenzüberschreitenden Stromflüssen bewirkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass neben dem Netzausbau innerhalb Deutschlands auch eine Reihe von Kuppelleitungsprojekten geplant sind, darunter an den Grenzen zu den norddeutschen Nachbarländern Polen und Niederlande. Diese neuen oder aufgerüsteten Leitungen entlasten zwar die bestehenden, verringern jedoch auch die Impedanz⁵⁵ der parallelen Transportpfade, d. h. sie „ziehen Strom an“. In Überlagerung aller Veränderungen (Netzausbau, EE-Ausbau,

⁵⁴ vgl. z. B. Oswald (2007)

⁵⁵ Unter Impedanz versteht man den Wechselstromwiderstand. Im vermaschten Übertragungsnetz verteilen sich Stromflüsse auf alle parallelen Transportpfade umgekehrt proportional zur deren jeweiliger Impedanz.

Veränderung von Last, Kraftwerkspark und -einsatz) ergibt die Stichprobenanalyse keinen Hinweis auf signifikanten Anstieg der grenzüberschreitenden Stromflüsse durch die EE-Einspeisung. Ein solcher Anstieg könnte jedoch – dann aber auch entsprechend beabsichtigt – durch Erhöhung der für den Stromhandel verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten eintreten. Würden umgekehrt nicht alle Kuppelleitungsprojekte umgesetzt, würde der durch EE-Einspeisung verursachte Leistungsfluss stärker auf innerdeutsche Leitungen konzentriert und dort evtl. weiteren Ausbaubedarf hervorrufen.

6.2 Verteilungsnetze

6.2.1 Methodik und Annahmen

Modellnetzanalyse

Um die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Verteilungsnetze exakt und im Detail zu analysieren, müsste eine Vielfalt von Einflussfaktoren mit hoher Genauigkeit berücksichtigt werden. Dies ist im Rahmen dieser Studie jedoch aus Aufwandsgründen weder vertretbar noch notwendig, denn die technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen der dezentralen Erzeugung sollen für ganz Deutschland abgeschätzt und nicht für ein eng begrenztes Gebiet exakt berechnet werden.

Zur Ermittlung der landesweiten Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Verteilungsnetze ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse gut geeignet. Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen diesen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschließlich Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, übliche Vorgaben zur Netzauslegung) und den Ausgangsgrößen (Mengengerüst der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen und folglich Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. (Die Modellnetzanalyse wird auch von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Netzentgeltregulierung zur Analyse der Zusammenhänge zwischen Netzkosten und Merkmalen der Versorgungsstruktur eingesetzt. Eine detaillierte Beschreibung findet sich im Anhang G dieses Berichts.).

Charakterisierung der dezentralen Erzeugung

Um die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die Verteilungsnetze zu analysieren, ist es zunächst notwendig, die in Kapitel 3 diskutierten EE-Ausbauvarianten weitergehend zu charakterisieren:

- Regionale Differenzierung: Neben der bereits bei der Erstellung der Ausbauvarianten berücksichtigten großräumigen Differenzierung der Erzeugungsanlagen (Wind überwiegend im Norden, Photovoltaik überwiegend im Süden) ist es aus Sicht der Verteilungsnetze darüber hinaus erforderlich, die kleinräumige Verteilung der Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, um bestimmen zu können, in welchen Netzbereichen Erzeugungsanlagen in welchem Umfang aufgenommen werden müssen. Die kleinräumige Verteilung

der Erzeugungsanlagen kann allenfalls für den heutigen Zustand exakt berücksichtigt werden, und dies auch nur mit sehr hohem Datenerfassungsaufwand. Für die Zukunft ist sie nicht (exakt) vorhersehbar.

Je größer die räumliche Konzentration der Erzeugungsanlagen ist, d. h. je höher die Erzeugungsleistung ist, die in einem bestimmten Netzbereich aufgenommen werden muss, desto größer sind die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die Netzauslegung und somit die Netzkosten.

Auf Basis der Erfahrungen mit dem bisherigen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten die Autoren es für plausibel, davon auszugehen, dass die Standorte der Erzeugungsanlagen so gewählt werden, dass sie auf ca. 10 bis 20 % der von den Verteilungsnetzen versorgten Flächen konzentriert sind.

- Zahl und Größe (installierte Leistung) der Erzeugungsanlagen: Dem EEG-Statistikbericht 2007 der Bundesnetzagentur⁵⁶ können Angaben über die Verteilung der installierten Erzeugungsleistung auf Leistungsklassen, differenziert nach Energieträgern, entnommen werden. In der vorliegenden Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Größenverteilung der Erzeugungsanlagen im Jahr 2020 im Wesentlichen analog zu der im Jahr 2007 ist.
- Anschluss-Netzebene: Die Zuordnung der dezentralen Erzeugungsanlagen zu Netzebenen erfolgt anhand der Leistungsklasse der verschiedenen Anlagentypen. Dabei wird praxisgerecht angenommen, dass Erzeugungsanlagen mit einer installierten Erzeugungsleistung bis zu 100 kW an Niederspannungsnetze, mit bis zu 5 MW an Mittelspannungsnetze und mit mehr als 5 MW an Hochspannungsnetze angeschlossen werden.
- Einsatzcharakteristik: Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen richtet sich (mit Ausnahme von häufig wärmegeführten KWK-Anlagen) überwiegend nach dem Dargebot des (von wenigen Ausnahmen abgesehen) nicht speicherbaren Primärenergieträgerdargebots. Dies hat zur Folge, dass ein Großteil der dezentralen Erzeugungsanlagen zu bestimmten Zeitpunkten nahezu zeitgleich mit der gesamten installierten Erzeugungsleistung in die lokalen Verteilungsnetze einspeist, während zu anderen Zeitpunkten praktisch keine Erzeugungsleistung verfügbar ist. Für die Netzauslegung ist es deshalb relevant, die zeitliche Korrelation der Erzeugungsleistung mit dem Verbrauch zu berücksichtigen, was in der vorliegenden Untersuchung differenziert nach den verschiedenen EE-Typen geschehen ist.

⁵⁶ vgl. EEG-Statistikbericht (2007)

Auswirkungen auf die Netzauslegung

Im ersten Schritt wird untersucht, welche Auswirkungen der Zubau dezentraler Erzeugung auf den Strombezug aus überlagerten Netzebenen hat. Dies ist der Ausgangspunkt für die Analyse der Auswirkungen auf den Netzanlagenbedarf und schließlich die Netzkosten.

Dabei ist zu beachten, dass für die Netzauslegung (und somit für die Netzkosten) vor allem die Zeitpunkte mit den maximal auftretenden Leistungsspitzen ausschlaggebend sind. Somit ist zum einen der Fall zu betrachten, bei dem maximaler Verbrauch mit minimaler Einspeisung und zum anderen der Fall, bei dem minimaler Verbrauch mit maximaler Einspeisung zusammentrifft. Demgegenüber sind die durch den Zubau dezentraler Erzeugung hervorgerufenen Veränderungen der Energiebezüge für die Netzauslegung von untergeordneter Bedeutung.

Die auslegungsrelevanten Höchstbelastungen können bei geringen Erzeugungsleistungen durch den Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen reduziert werden, soweit die über ein Netzelement „abzutransportierende“ Erzeugungsleistung jederzeit geringer ist als die hierüber versorgte Last. Der Umfang der Erzeugungsleistung ist bei den in dieser Studie betrachteten Ausbauvarianten allerdings durchweg bereits so groß, dass die auslegungsrelevanten Höchstbelastungen überwiegend nicht reduziert werden.

Sofern der Maximalwert, der über ein Netzelement abzutransportierenden Erzeugungsleistung abzüglich des dann auftretenden Leistungsflusses, zur Versorgung der Lasten die Maximalbelastung in Lastrichtung überschreitet, wird die Erzeugungsleistung zum ausschlaggebenden Faktor bei der Netzauslegung.

In ländlichen Regionen ist vielfach nicht die Strombelastung der Betriebsmittel für die Netzauslegung entscheidend, sondern die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzen an den Netzanschlusspunkten. In diesen Fällen können bereits geringe, infolge des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auftretende, Rückspeisungen dazu führen, dass Netze verstärkt werden müssen.

Die beiden letztgenannten Konstellationen treten bei den in dieser Studie betrachteten Ausbauvarianten überwiegend auf.

Auswirkungen auf Netzkosten

Grundlage der Berechnung der Netzkosten sind die mittels Modellnetzanalyse (s. o.) bestimmten Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen). Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmenge sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden können.

Der Netzkostenberechnung liegen folgende Annahmen zu Grunde:

- Praxisübliche durchschnittliche spezifische Kostenansätze für Leitungen und Umspannstationen, differenziert nach Netzebenen⁵⁷
- Verhältnis der Asset-bezogenen Netzkosten zu Overhead-Kosten: 80 % zu 20 % (d. h. die mittels Modellnetzanalyse abgeschätzten Kostenänderungen wirken sich zu 80 % auf die – für Netzentgeltbetrachtungen relevanten – gesamten Netzkosten aus)

6.2.2 Ergebnisse

Die Analyse der Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf Verteilungsnetze erfolgt für sämtliche in Kapitel 3 diskutierte EE-Ausbauvarianten (25 % ... 50 %-Variante). Als Ergebnis werden die prozentualen Mehrkosten der Netze für das Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 angegeben. Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse für das 30 %-Referenzszenario dargestellt. Anschließend erfolgt der Vergleich der Referenzvariante mit den weiteren Ausbauvarianten.

30 %-Referenzszenario

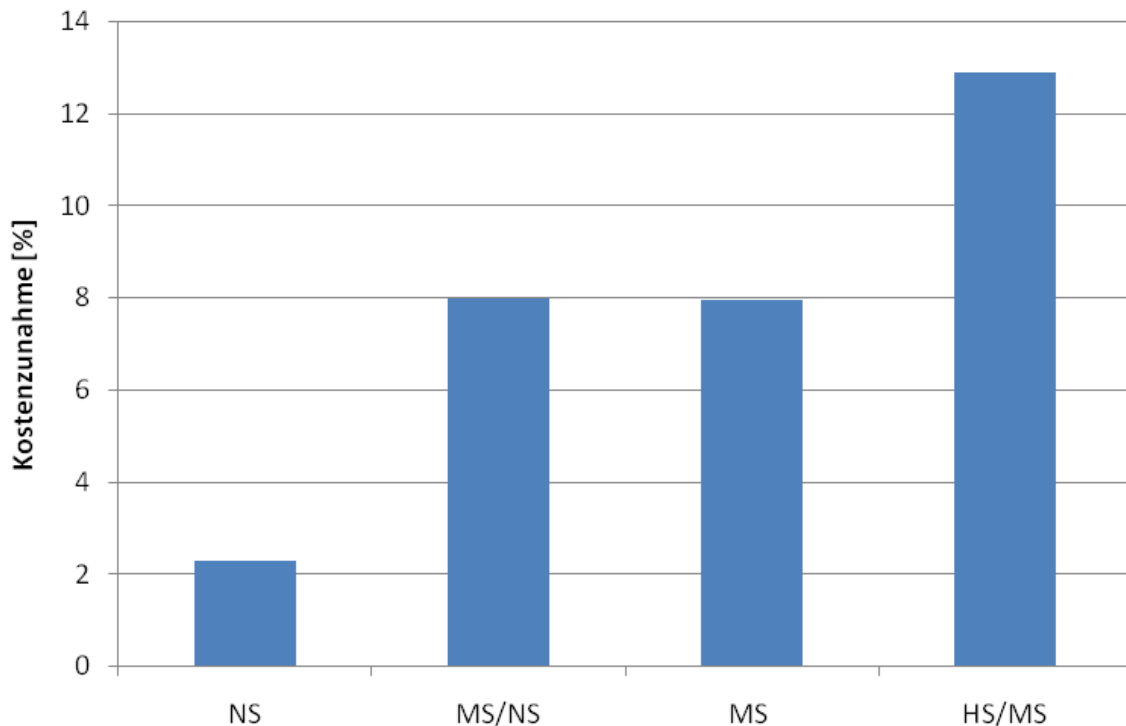
In Abbildung 6-2 sind die prozentualen Mehrkosten der Verteilungsnetze im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 für die Referenzvariante 30 % dargestellt, differenziert nach den hier betrachteten Netzebenen.

Es zeigt sich, dass die prozentuale Kostenzunahme sich je nach Netzebene deutlich unterscheidet. Während die Mehrkosten in der Niederspannungsebene mit ca. 2 % relativ gering sind, treten in der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene bereits Mehrkosten in Höhe von ca. 13 % auf. In der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene wie auch in der Mittelspannungsebene betragen die Mehrkosten ca. 8 %. Dass die Mehrkosten in der Niederspannungsebene im Vergleich sehr niedrig sind, liegt daran, dass nur ein (geringer) Teil der für 2020 prognostizierten dezentralen Erzeugungsanlagen über eine so geringe Erzeugungsleistung verfügen, dass sie in Niederspannungsnetzen angeschlossen werden können (siehe „Anschlussebene“ in Abschnitt 6.2.1) und folglich die Netzbelastung und resultierend die Netzauslegung der Niederspannungsnetze auch nur in geringem Umfang beeinflusst wird.

Für die Auslegung der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene sind nicht nur die Erzeugungsanlagen relevant, die an die unterlagerte Niederspannungsebene angeschlossen werden, sondern auch die Anlagen mit direktem Anschluss an diese Umspannebene. Folglich werden Netzbelastung, Netzauslegung und somit Netzkosten der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene stärker beeinflusst als die der Niederspannungsebene.

⁵⁷ Analog zum Übertragungsnetz werden Verlustkostenänderungen vernachlässigt, da diese als vergleichsweise gering angenommen werden können und zudem nur schwer quantifizierbar wären.

ABBILDUNG 6-2: PROZENTUALE MEHRKOSTEN IN VERTEILUNGSNETZEN IM JAHR 2020 IM VERGLEICH ZU 2010 – AUSBAUVARIANTE 30%



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH (NS: Niederspannung, MS: Mittelspannung, HS: Hochspannung)

Dass die prozentualen Mehrkosten der Mittelspannungsebene nicht höher sind als die der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene mag in Anbetracht der Tatsache, dass deutlich mehr Erzeugungsleistung an die Mittelspannungsebene (einschließlich unterlagerter Netzebenen) als an die Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, zunächst verwundern. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Auslegung der Mittelspannungsebene (wie alle Leitungsebenen) in hohem Maße von der räumlichen Verteilung der Anschlusspunkte (die nur in geringem Umfang vom Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen beeinflusst wird) und nur in vergleichsweise geringem Umfang von der Leistung der angeschlossenen Verbraucher oder Erzeugungsanlagen bestimmt wird, während die Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannungsebene (wie alle Umspannebenen) in hohem Maße von der Leistung der angeschlossenen Verbraucher oder Erzeugungsanlagen bestimmt wird.

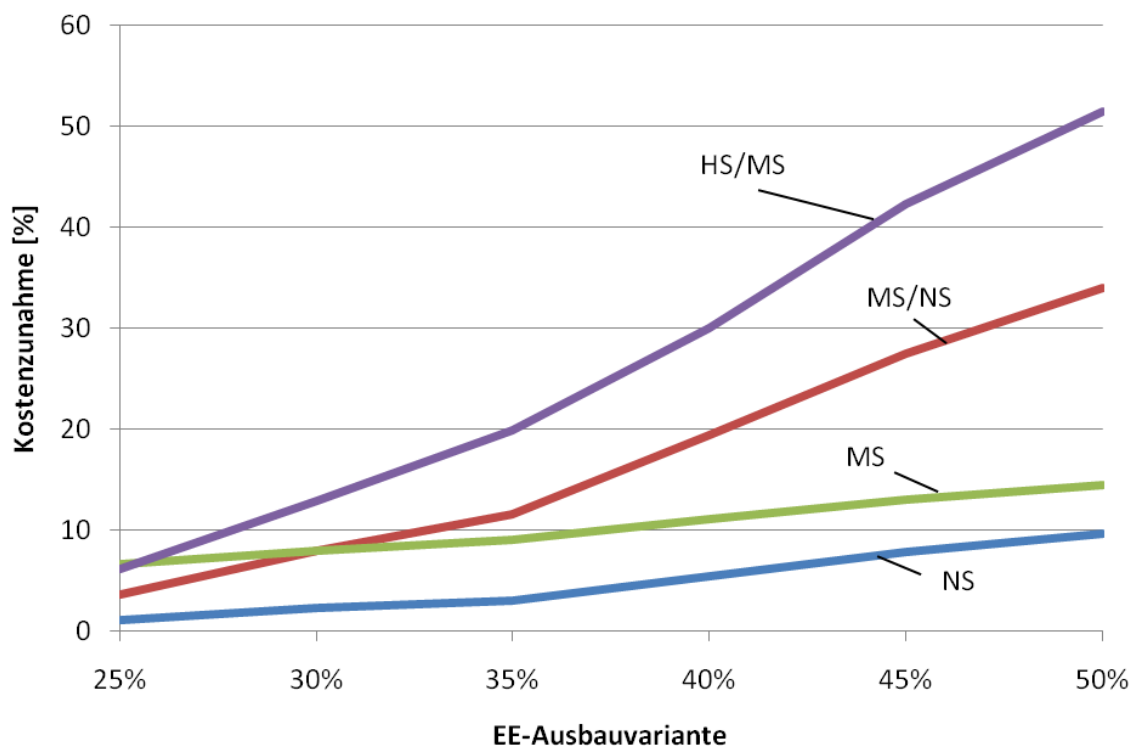
Die vergleichsweise hohen Mehrkosten der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene sind schließlich dadurch zu erklären, dass für die Auslegung dieser Ebene sämtliche dezentrale Erzeugungsanlagen relevant sind.

Abschließend ist zu betonen, dass es sich bei den genannten Kostenänderungen um deutschlandweite Durchschnittswerte handelt. Regional kann (und wird) der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen deutlich größere Auswirkungen auf die Netzauslegung haben, so dass die Zunahme der Netzkosten für einzelne Netzbetreiber um ein Mehrfaches über den hier genannten Werten liegen kann.

Vergleich der Ausbauvarianten

In Abbildung 6-3 sind die prozentualen Mehrkosten der Verteilungsnetze im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2010 für alle Ausbauvarianten im Vergleich dargestellt, auch hier differenziert nach den betrachteten Netzebenen.

ABBILDUNG 6-3: PROZENTUALE MEHRKOSTEN IN VERTEILUNGSNETZEN IM JAHR 2020 IM VERGLEICH ZU 2010 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH (NS: Niederspannung, MS: Mittelspannung, HS: Hochspannung)

Der Vergleich der verschiedenen Ausbauvarianten zeigt eine deutliche Abhängigkeit der zu erwartenden Mehrkosten der Verteilungsnetze vom Umfang des Zubaus der dezentralen Erzeugung. Je höher der Anteil des dezentral erzeugten Stroms am gesamten Stromverbrauch, desto höher sind auch grundsätzlich die Mehrkosten der Verteilungsnetze.

Es zeigt sich aber auch, dass der Anstieg der Mehrkosten nicht durchgehend proportional zum Anteil des dezentral erzeugten Stroms ist. Bis zu einem EE-Anteil von ca. 35 % ist der Anstieg der Netzkosten vergleichsweise moderat, während die Netzkosten bei höheren EE-Anteilen deutlich stärker ansteigen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bis zu einem EE-Anteil von ca. 35 % ein Teil der dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen werden kann, ohne dass die betroffenen Verteilungsnetze verstärkt oder umstrukturiert werden müssten, während bei EE-Anteilen oberhalb von ca. 35 % praktisch in jedem Fall ein Ausbau der Verteilungsnetze erforderlich ist.

Des Weiteren ist auch hier zu erkennen, dass die Kostenzunahme in den unteren Netzebenen tendenziell geringer ausfällt als in den höheren Netzebenen. Dies ist, wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erläutert, im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in den Netzen

der Niederspannungsebene nur ein vergleichsweise geringer Teil der Erzeugungsleistung angeschlossen wird, während für die Auslegung der Mittelspannungsnetze praktisch die gesamte dezentrale Erzeugungsleistung relevant ist.

Darüber hinaus bestätigt sich auch hier, dass die Kostenzunahme in den Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung und zwischen Mittel- und Niederspannung höher ist als in den Leitungsebenen der Mittel- und Niederspannungsebene (s. o.).

Abschließend ist auch hier zu betonen, dass es sich bei den genannten Kostenänderungen um deutschlandweite Durchschnittswerte handelt. Regional kann (und wird) der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen deutlich größere Auswirkungen auf die Netzauslegung haben, so dass die Zunahme der Netzkosten für einzelne Netzbetreiber bis zu einem Mehrfachen über den hier genannten Werten liegen kann.

7 Auswirkungen auf Strompreise für Endverbraucher

Das Wichtigste in Kürze

Ergebnisse der 30 %-Ausbauvariante

- Die Endverbraucherpreise für private Haushalte steigen von 2010 bis 2020 um 15 % auf rund 24,2 Cent₂₀₀₉ je kWh.
- Für Industriekunden fällt der Preisanstieg sowohl absolut und relativ stärker aus.
- Hauptverantwortlich für die Preisanstiege ist die Annahme steigender CO₂-Zertifikatspreise und Brennstoffpreise.
- Die steigenden Brennstoffpreise erhöhen c. p. den Marktwert für EE-Strom, so dass die Erhöhung der Netto-Förderung von 8,2 Mrd. €₂₀₀₉ im Jahre 2010 auf 9,3 Mrd. €₂₀₀₉ trotz einer (nährungsweisen) Verdopplung der EEG-Einspeisung moderat ausfällt.
- Als Folge steigt die EEG-Umlage mit +3 % für nicht privilegierte Letztverbraucher nur marginal.
- Die Netzentgelte steigen moderat, da von der EE-Einspeisung unbeeinflusste erwartete Effizienzgewinne, aufgrund der Anreizregulierung, die EE-bedingten Kostensteigerungen teilweise kompensieren.

Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

- Die Endverbraucherpreise für Haushalte im Jahre 2020 steigen mit höheren EE-Anteilen. Für die Industrie ergibt sich ein gemischtes Bild, da die Industriekunden mit einer reduzierten EEG-Umlage von der Reduktion der Großhandelspreise profitieren, die steigende EEG-Umlage aber nicht mittragen.
- Die Großhandelspreise sinken im Jahr 2020 mit höheren EEG-Anteilen deutlich von 84,90 €₂₀₀₉ je MWh für Grundlaststrom in der 25 %-Variante auf 48,1 €₂₀₀₉ je MWh in der 50 %-Variante.
- Die Brutto- und insbesondere auch die Netto-Förderkosten des EEG nehmen mit höheren EE-Anteilen stark zu. Die Netto-Förderkosten steigen dabei im Jahr 2020 von 6,8 Mrd. €₂₀₀₉ in der 25%-Variante auf 31,8 Mrd. €₂₀₀₉ in der 50 %-Variante.
- Der Anstieg der Netto-Förderkosten führt zu einem Anstieg der EEG-Umlagen für nicht privilegierte Letztverbraucher von 1,55 Cent₂₀₀₉ je MWh in der 25 %-Variante auf über 7,2 Cent₂₀₀₉ je MWh in der 50%-Variante im Jahr 2020.
- Die Kosten für Regelleistungsvorhaltung und Netzausbau steigen bei einem EE-Ausbau oberhalb von 40% signifikant an, so dass eine massive Erhöhung der Netzentgelte resultiert.
- Die von den Verbrauchern zu tragen Kosten unterscheiden sich zwischen den EE-Ausbauvarianten erheblich. So entstehen in Summe in der 50 %-Variante um fast 20 Mrd. €₂₀₀₉ höhere Kostenbelastungen als in der 30 %-Variante.

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der vorherigen Analysen auf die Strompreise für Endverbraucher abgeleitet, untersucht und dargestellt. Der Ausbau Erneuerbarer Energien hat zahlreiche direkte und indirekte Effekte auf die Strompreise für Endverbraucher. Hierbei sind einerseits differenzierte Betrachtungen für einzelne Komponenten des Strompreises – Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt, Netznutzungsentgelte inklusive Systemdienstleistungen sowie EEG-Umlage – vorzunehmen. Andererseits ist eine Differenzierung für unterschiedliche Kundengruppen erforderlich, die sich u. a. aus der unterschiedlichen Bezugsstruktur, der unterschiedlichen Spannungsebene der Abnahme sowie der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen gemäß §§ 40 bis 44 EEG (2009) ergeben.

Zugleich sind für Entwicklungen von 2010 bis 2020, die unabhängig vom Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien zu berücksichtigen sind, Annahmen getroffen worden, die aus heutiger Sicht den wahrscheinlichsten Pfad der Entwicklung abbilden. Diese haben ebenfalls Auswirkungen auf diverse Komponenten des Strompreises für Endverbraucher. Hierzu zählen u. a. Vorgaben im Rahmen der Anreizregulierung zur Effizienzverbesserung bei den Netzbetreibern, die sich in Veränderungen der Netznutzungsentgelte widerspiegeln, sowie Brennstoffpreise für Kraftwerksbetreiber, die erheblichen Einfluss auf die Großhandelspreise für Strom haben. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist daher zu berücksichtigen, dass sich die EEG-bedingten Ursachen für Veränderungen der Endverbraucherpreise für Strom und die Referenzpfadentwicklungen überlagern. Der Einfluss der Kosten für Systemdienstleistungen, außerhalb des Bereichs der Vorhaltung von Regelleistung und des Abrufs von Regelenergie, sowie mögliche Veränderungen der Netzverluste zwischen den Jahren sowie zwischen den Varianten wurden bei der Analyse der Auswirkungen auf die Endverbraucher nicht einbezogen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Unterschiede gering ausfallen und tendenziell mit einer leichten Erhöhung bei verstärktem EE-Ausbau zu rechnen ist.

Im Folgenden werden zunächst die einzelnen Komponenten des Strompreises für Endverbraucher dargestellt. Dabei werden für die Komponenten des Strompreises, die nicht vom Ausbau der Erneuerbaren Energien betroffen sind, sowie die im Rahmen der Studie unterstellten Annahmen dargelegt. Anschließend erfolgt für die einzelnen Komponenten sowie drei ausgewählte Kundengruppen – private Haushalte, ein industrieller Verbraucher am Mittelspannungsnetz und ein industrieller Verbraucher am Hochspannungsnetz – eine Darstellung der Preis- und Kostenentwicklung für die 30 %-Ausbauvariante und eine vergleichende Analyse für das Jahr 2020 in allen Ausbauvarianten. Abschließend werden die absoluten Unterschiede der Kosten, die von den Stromverbrauchern zu tragen sind, als Abweichung vom Referenzszenario (30 %-Ausbauvariante) im Jahr 2020 zusammenfassend dargestellt. Ergänzend wird in zwei Exkursen, die sich im Anhang befinden, auf spezielle Fragestellungen eingegangen. Einerseits wird in Anhang A auf einzelne Effekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf die Großhandelspreise für Strom am Wettbewerbsmarkt aus theoretischer Perspektive eingegangen. Andererseits werden in Anhang B mögliche ökonomische Verwerfungen bei sehr hohen EE-Anteilen aufgezeigt, die sich aus den Interdependenzen zwischen dem regulären Strommarkt und den Märkten für Regelenergie ergeben.

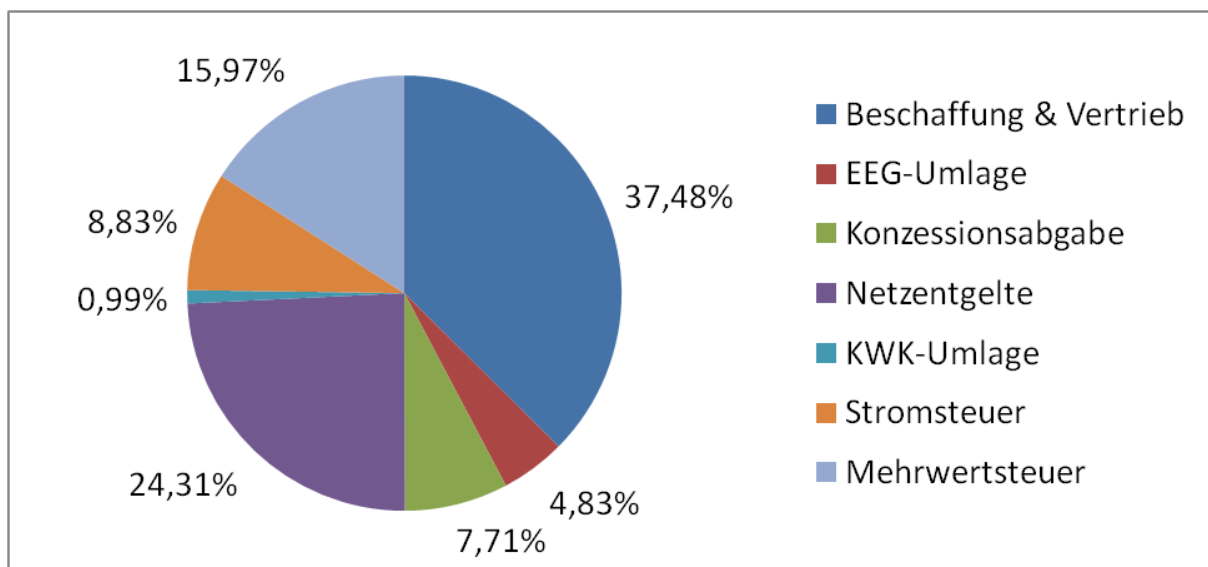
Die folgenden monetären Werte werden – soweit nicht explizit anderweitig beschrieben – grundsätzlich als reale Werte in € bzw. Cent des Jahres 2009 ausgewiesen. Zur Berechnung der nominalen Werte muss folglich die jährliche Inflationsrate berücksichtigt werden. Im Rahmen der Studie wurde eine konstante Inflationsrate von 1,5 % p.a. angesetzt.

7.1 Preis- und Kostenwirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf die einzelnen Komponenten der Strompreise für Endverbraucher

Der Strompreis für Endkunden setzt sich aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. Neben dem Preis für die Energiekomponente, d.h. die Strombeschaffungskosten am Großhandelsmarkt inklusive der Ausgleichsenergiekosten, und der Umlage für Strom aus EE-Anlagen (EEG-Umlage) sind Netznutzungsentgelte, inklusive Kosten für Systemdienstleistungen und KWK-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe und eine Vertriebsmarge, sowie die Mehrwertsteuer Bestandteile des Strompreises für Endverbraucher.

Für den Strompreis von Haushaltskunden mit einer Abnahmemenge von 3.500 kWh sind die einzelnen Preisbestandteile exemplarisch in Abbildung 7-1 dargestellt.⁵⁸

ABBILDUNG 7-1: ZUSAMMENSETZUNG DES STROMPREISES FÜR PRIVATE HAUSHALTE MIT EINEM VERBRAUCH VON 3.500 kWh P.A. IM JAHR 2009



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis Monitoringbericht BNetzA (2009)

Die Kosten für die Strombeschaffung (inklusive Vertriebsmarge) sowie die Netzkosten stellen den größten Block dar. Neben den Kosten für Netzinfrastruktur und Netzbetrieb sind in den Netznutzungsentgelten, die vom Verbraucher zu zahlen sind, die Kosten für

⁵⁸ Bundesnetzagentur (2009): Monitoringbericht 2009

Systemdienstleistungen enthalten.⁵⁹ Daneben sind Konzessionsabgabe und EEG-Umlage sowie die Stromsteuer ein Bestandteil der Endverbraucherpreise. Auf diese Komponenten wird eine Mehrwertsteuer in Höhe von 19 % erhoben.

Sowohl das Preisniveau als auch die prozentualen Anteile der verschiedenen Preisbestandteile unterscheiden sich zwischen einzelnen Kundengruppen erheblich. Dies lässt sich im Wesentlichen auf folgende Aspekte⁶⁰ zurückführen:

- Je nach Spannungsebene der Abnahme (Höchst- und Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) haben die Kunden unterschiedliche Netznutzungsentgelte zu zahlen.
- Unterschiede im Abnahmeprofil führen zu unterschiedlichen Strombeschaffungskosten für die versorgenden EVU, da die Strompreise über die Stunden des Tages, die Wochentage und die Monate erheblich schwanken. Diese werden an die Kunden weitergegeben.
- Aufgrund unterschiedlicher Wettbewerbsintensität in den einzelnen Verbrauchsbereichen ist die Vertriebsmarge bei Großkunden in der Regel niedriger als z. B. bei privaten Haushaltskunden.
- Für ausgewählte (stromintensive) Industriekunden gibt es sowohl bei der Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK- als auch EEG-Umlage Ausnahmeregelungen, so dass die direkten und indirekten Zusatzbelastungen dieser Kundengruppe geringer sind.

Auf die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe sowie die Vertriebsmarge hat die Einspeisung von EEG-Anlagen weder direkte noch indirekte Auswirkungen. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Stromsteuer nominal und die Konzessionsabgabe real konstant bleiben. Die Vertriebsmarge wird ebenfalls als real konstant bei unterschiedlichen Ausgangswerten für die verschiedenen Kundengruppen – private Haushalte 0,2 Cent₂₀₀₉ je kWh, Industriekunden am Mittelspannungsnetz und mit mittlerem Verbrauch 0,1 Cent₂₀₀₉ je kWh und Industrie am Hochspannungsnetz mit hohem Verbrauch 0,05 Cent₂₀₀₉ je kWh – angenommen. Ebenso wird ein konstanter Mehrwertsteuersatz von 19 % unterstellt.

Auch die KWK-Umlage ist unabhängig von direkten und indirekten Auswirkungen des Ausbaus der Erzeugung von Erneuerbaren Energien. Die Netzbetreiber haben den Strom aus geförderten KWK-Anlagen abzunehmen und dem Anlagenbetreiber den Großhandelspreis („marktüblichen Preis“) zuzüglich eines Aufschlags zu zahlen. Die den Netzbetreibern entstehenden Mehrkosten – Vergütungen abzgl. Vermarktungserlöse – werden über die KWK-Umlage ausgeglichen. Dabei haben Verbraucher mit einer Jahresabnahme von über 100.000 kWh maximal 0,05 Cent je kWh zu zahlen. Für den Fall, dass die Stromkosten des Unternehmens im vorangegangenen Jahr 4 % des Umsatzes überstiegen hat, reduziert sich dieser Wert auf 0,025 Cent je kWh. Die verbleibenden Mehrkosten der KWK-Förderung werden auf die übrigen Verbraucher gemäß der

⁵⁹ Aufgrund der Systematik der KWK-Förderung ist ebenso die KWK-Umlage, die hier separat ausgewiesen ist, formal Bestandteil der Netznutzungsentgelte.

⁶⁰ Eine weitere Differenzierung ergibt sich durch geringere Netznutzungsentgelte für einige Stromverbraucher auf Basis von § 19 StromNEV, der Ausnahmen von der pauschalierenden Berechnungsmethode für Sonderformen der Netznutzung vorsieht. Dieses wird im Rahmen der Studie nicht weiter berücksichtigt, da dies die Ergebnisse der Analysen bezüglich der Auswirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf den Strompreis nicht weiter tangiert.

Höhe ihrer Abnahme umgelegt. In dieser Studie wird gemäß der KWK-Mittelfristprognose bis 2015⁶¹ von einer KWK-Umlage für nicht privilegierte Verbraucher für das Jahr 2010 in Höhe von nominal 0,157 Cent je kWh und für das Jahr 2015 in Höhe von nominal 0,049 Cent je kWh ausgegangen. Dieser Wert wird für das Jahr 2020 real konstant beibehalten.

Gemäß der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom Juli 2009 wurde die physische Wälzung des Stroms aus EEG-Anlagen mittels Monatsbändern ab dem Jahr 2010 auf eine rein finanzielle Wälzung umgestellt. Die absolute EEG-Umlage bestimmt sich dann aus den zu leistenden (Brutto-)Vergütungszahlungen für Strom aus EEG-Anlagen abzüglich vermiedener Netznutzungsentgelte auf der einen Seite und Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen an der Börse unter Berücksichtigung von Aufwendungen für Ausgleichsenergie sowie Vermarktung (Handelsanbindung und Prognose der EEG-Einspeisung) auf der anderen Seite. Von dieser absoluten EEG-Umlage werden die Zahlungen der stromintensiven Industrie und Schienenbahnen, die als sog. privilegierte Letztverbraucher in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung des EEG (2009) kommen und daher je kWh Stromverbrauch nur 0,05 Cent EEG-Umlage zahlen, abgezogen. Die verbleibende absolute EEG-Umlage wird auf den nicht privilegierten Letztverbrauch umgelegt, so dass sich die spezifische EEG-Umlage für den nicht privilegierten Letztverbrauch in Cent je kWh ergibt.

In der Untersuchung werden exemplarisch die Auswirkungen des unterschiedlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien in den sechs Varianten für drei Kundengruppen analysiert:

- Private Haushalte mit einer jährlichen Abnahmemenge von 3.500 kWh p. a. bei Versorgung in der Niederspannungsebene und einem unterstellten Verbrauchsprofil gemäß dem Standardlastprofil H0 für Haushaltskunden⁶².
- Industriekunden der Kategorie 1 mit einer Abnahmemenge von 24 GWh p. a., einer Jahreshöchstlast von 4.000 kW und einer Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden bei einer Versorgung in Mittelspannung (10 oder 20 kV) mit einem ermäßigtem Stromsteuersatz. Es wird zudem davon ausgegangen, dass der besondere Belastungsausgleich für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen (Abschnitt 2 § 40 bis 44 EEG [2009]) des EEG nicht zur Anwendung kommt. Für den Stromverbrauch über 100 MWh wird eine reduzierte KWK-Umlage von nominal 0,05 Cent je kWh fällig.
- Industriekunden der Kategorie 2 mit einer Abnahmemenge von 300 GWh p. a. und einer Jahreshöchstlast von 50.000 kW und Jahresbenutzungsdauer von 6.000 Stunden bei einer Versorgung in Hochspannung (110 kV) mit einem ermäßigtem Stromsteuersatz. Es wird davon ausgegangen, dass der besondere Belastungsausgleich für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen des EEG zur Anwendung kommt und für den

⁶¹ Vgl. <http://www.eeg-kwk.net/> KWK-Mittelfristprognose bis 2015 vom 15.07.2009

⁶² Beim Lastprofil H0 handelt es sich um ein synthetisches Lastprofil für Haushaltskunden, das im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung repräsentativ den stündlichen Lastgang dieser Kundengruppe abbildet. Im Rahmen der Untersuchung wird es zur Ableitung der Beschaffungskosten für Strom unter Berücksichtigung von stündlichen Strompreisen am Großhandelsmarkt verwendet.

Stromverbrauch über 100 MWh eine reduzierte KWK-Umlage von nominal 0,025 Cent je kWh fällig wird.

Bei den Netznutzungsentgelten ist zu berücksichtigen, dass es durch die vermiedenen Netznutzungsentgelte der Einspeisung Erneuerbarer Energien ggf. zu einer Verschiebung der Kosten zwischen den Spannungsebenen kommt. Die geringere Abnahme der Betreiber von Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen aus der jeweils vorgelagerten Netzebene führt einerseits zu Kostenreduktionen aufgrund geringerer Zahlungen an den vorgelagerten Netzbetreiber und andererseits gleichzeitig zu Erlösreduktionen des jeweils vorgelagerten Netzbetreibers. Da diesen Erlösreduktionen nicht zwangsläufig entsprechende tatsächliche Kosteneinsparungen gegenüberstehen, werden die Kosten auf eine geringere Energiemenge umgelegt. Dieses führt somit ceteris paribus zu einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte auf vorgelagerten Netzebenen, die letztlich die Kosten der unterlagerten Netzebenen wiederum über den Wälzungsmechanismus der Netzkosten erhöhen.

Die tatsächlichen Zusatzkosten im Netz ergeben sich aus den EEG-bedingten Netzausbaukosten. Die zusätzlichen Kosten des Netzausbaus sowohl im Höchst- und Hochspannungsnetz als auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen für EEG-bedingten Netzausbau erhöhen die Netznutzungsentgelte, da diese annahmegemäß im Rahmen von Investitionsbudgets von der Anreizregulierung ausgenommen werden bzw. über den sog. Erweiterungsfaktor in der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Die Kosten für Systemdienstleistungen – insbesondere die Kosten für Regelleistungsvorhaltung – sowie die Kosten für den Netzanschluss der WEA-Offshore-Parks verändern sich zwischen den Szenarien ebenfalls. Die jeweiligen Kostenveränderungen gegenüber den Ausgangswerten im Jahre 2008 werden als erhöhende bzw. absenkende Komponenten auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.⁶³

Sollen absolute Veränderungen der Netzentgelte prognostiziert werden, ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass die im Jahr 2009 gestartete Anreizregulierung zu Effizienzsteigerungen bei den Netzbetreibern und damit einer Absenkung der Netzkosten führen soll. Dieser Effekt ist unabhängig von den Veränderungen der Netzkosten aufgrund gesteigerter EE-Einspeisung und überlagert sich mit den hierdurch bedingten Kostenänderungen. Nachfolgend wird (vereinfachend) davon ausgegangen, dass ohne Berücksichtigung von fundamental (z. B. durch EE-Ausbau) begründeten Kostenerhöhungen die Netzkosten auf der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bis 2020 um real 8 % und auf Höchstspannungsebene um real 2,5 % gegenüber den aktuellen Werten gesenkt werden können. Dies entspricht den aus den zum Start der Anreizregulierung ermittelten durchschnittlichen Effizienzwerten abzuleitenden Zielvorgaben.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte werden die prozentualen Veränderungen der Netznutzungsentgelte auf der Hoch-, Mittel- sowie Niederspannungsebene im deutschlandweiten Durchschnitt zwischen 2010 und 2020 gemäß der Netzkostenwälzung von der Höchst- bis zur Niederspannungsebene ermittelt. Dabei werden sowohl die

⁶³ Die Kosten für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen werden im Rahmen dieser Studie als für die Netzbetreiber nicht beeinflussbare Kosten definiert.

unterschiedlichen Kosten in den einzelnen Netzebenen in den beiden Jahren als auch die Veränderung der Wälzungsfaktoren, die sich aus unterschiedlicher dezentralen Einspeisung zwischen den einzelnen Jahren sowie zwischen den einzelnen Ausbauvarianten der EE ergeben, berücksichtigt.

7.2 30 %-Variante

Für die 30 %-Variante wird im Folgenden der zeitliche Verlauf der Entwicklung der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher sowie der einzelnen Komponenten für die Stichjahre 2010, 2015 und 2020 dargestellt. Dabei wird zunächst die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt dargestellt. Anschließend folgt eine Darstellung der Berechnungen zur resultierenden EEG-Umlage sowie der Veränderungen der Netznutzungsentgelte auf den einzelnen Spannungsebenen. Abschließend werden die Endverbraucherpreise für einzelne Kundengruppen abgeleitet.

7.2.1 Preisentwicklung am Großhandelsmarkt für Strom

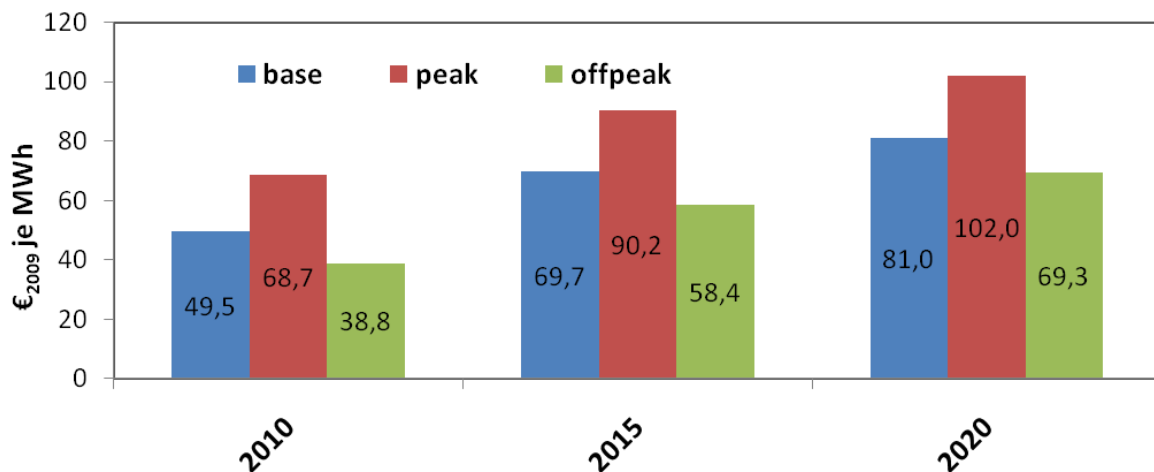
Die Strompreise am Großhandelsmarkt werden auf Basis von (langfristigen) Schätzern der Systemgrenzkosten aus den Modellanalysen des Kapitels 5 abgeleitet. Dabei werden Kapazitätsaufschläge, die sich durch Knappheiten – insbesondere in Spitzenlaststunden – bei der dem Markt zur Verfügung stehenden Leistung ergeben, berücksichtigt.

Die Strompreisentwicklung von 2010 bis 2020 wird neben der Zunahme der Einspeisung aus EE-Anlagen wesentlich durch drei Faktoren bestimmt:

- Zunahme der Preise für fossile Energieträger,
- Zunahme der Preise für Treibhausgasemissionsberechtigungen,
- Stilllegung eines erheblichen Teils der installierten Leistung der Kernkraftwerke gemäß Reststrommengen.

Dieses führt in der 30 %-Variante zu einem Anstieg des Strompreises für Grundlast (base-Preis) von knapp 50 €₂₀₀₉ je MWh im Jahr 2010 auf über 80 €₂₀₀₉ je MWh im Jahr 2020 (siehe Abbildung 7-2). Dabei steigt der offpeak-Preis mit rund 78 % relativ stärker als der peak-Preis mit rund 48 %. Die durchschnittlichen Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung der Struktur des Verbrauchs in Deutschland liegen 2010 bei 53 €₂₀₀₉ je MWh und steigen bis 2020 auf 84,7 €₂₀₀₉ je MWh.

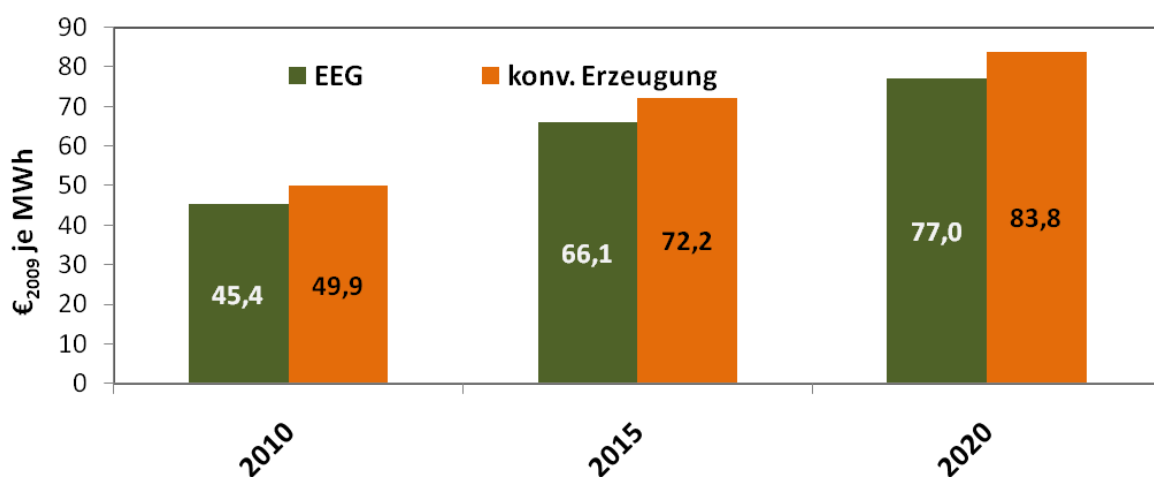
ABBILDUNG 7-2: STROMPREISE AM GROSßHANDELSMARKT IM JAHR 2010 BIS 2020 – 30 %-AUSBAUVARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Sowohl die Wertigkeit der EEG-Einspeisung als auch der durchschnittliche Preis, der bei der Vermarktung von konventionell erzeugtem Strom erzielt wird, nehmen durch diesen Preisanstieg zu. Der durchschnittlich erzielbare Preis für Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen am Großhandelsmarkt liegt allerdings in allen Jahren rund 7 €/2009 je MWh unter dem Preis von Strom aus konventionellen Kraftwerken. Abbildung 7-3 zeigt die Entwicklung 2010 bis 2020 für den jeweilig erzielbaren durchschnittlichen Preis. Dieses begründet sich einerseits aus der Struktur der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, die nicht zu Zeiten hoher Preise, sondern im Wesentlichen dargebotsabhängig einspeisen. Andererseits ist der sog. ‚merit oder‘-Effekt der Einspeisung aus Erneuerbarer Energien zu berücksichtigen (vgl. Anhang A).

ABBILDUNG 7-3: DURCHSCHNITTLICHER MARKTWERT EEG-STROM VS. KONVENTIONELLER STROM IM JAHR 2010 BIS 2020 – 30 %-AUSBAUVARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Dieser führt dazu, dass in Zeiten hoher Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen, eine kurzfristige Preisreduktion am Großhandelsmarkt eintritt. Insbesondere bei hohen installierten Leistungen

von EE-Technologien, die eine hohe Gleichzeitigkeit bei der Einspeisung aufweisen, was vorrangig für Windenergie und Fotovoltaik gilt, sinkt hierdurch der Marktwert der Einspeisung.

7.2.2 Brutto- und Netto-Förderkosten des EEG sowie EEG-Umlage

Die Brutto-Förderkosten des EEG, d. h. die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber, steigen von 2010 bis 2020 um real ca. 10 Mrd. €₂₀₀₉. Dieses entspricht annähernd einer Verdoppelung. Die Zunahme der Netto-Förderkosten⁶⁴ von 2010 bis 2020 fällt mit rund 1 Mrd. €₂₀₀₉ – bei einer Höhe von rund 9,3 Mrd. €₂₀₀₉ im Jahre 2020 – hingegen deutlich geringer aus. Dieses liegt einerseits an der Erhöhung des Marktwertes des Stroms aus EEG-Anlagen aufgrund steigender Preise am Großhandelsmarkt sowie andererseits in geringem Umfang an den vermiedenen Netznutzungsentgelten der Einspeisung von EEG-Anlagen in unterlagerten Netzen.

TABELLE 7-1: BRUTTO-UND NETTO-FÖRDERKOSTEN EEG SOWIE EEG-UMLAGE 2010 BIS 2020 IN DER 30 %-VARIANTE

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	91,7	140,0	170,1
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	12386	19381	22538
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	372	487	485
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4162	9250	13109
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	385	387	388
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	8236	10031	9332
Nicht-privilegiertes Letztverbrauchen	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegiertes Letztverbrauchen	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	20,48	23,58	21,11
EEG-Umlage privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	17,58	20,23	18,12

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Die Kostenveränderung der EEG-Bewirtschaftung⁶⁵ fällt in dieser Variante ebenfalls nicht ins Gewicht. U. a. durch die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom aufgrund steigender Brennstoffpreise für fossile Energieträger und CO₂-Zertifikate erreichen die Netto-Förderkosten 2015 ihr Maximum und sinken trotz weiterer Zunahme der Brutto-Förderkosten bis zum Jahre 2020 wieder.

Berücksichtigt man die Entwicklung des nicht privilegierten Letztverbrauchs, führt diese Entwicklung zu einer zunächst ansteigenden EEG-Umlage von 20,48 €₂₀₀₉ je MWh für den nicht

⁶⁴ Die Netto-Förderkosten bestimmen sich als Differenzkosten zwischen Brutto-Förderkosten und Vermarktungswert der Stromeinspeisung am Großhandelsmarkt. Zusätzlich werden vermiedene Netznutzungsentgelte für EEG-Stromeinspeisung in unterlagerte Netze abgezogen sowie die Kosten der EEG-Bewirtschaftung hinzugerechnet.

⁶⁵ Unter die Kosten der EEG-Bewirtschaftung sind die Kosten der Vermarktung an der Börse, Kosten der Prognose der Einspeisung sowie der Saldo der Kosten für Ausgleichsenergie bei Prognoseabweichungen subsummiert.

privilegierten Letztverbrauch im Jahre 2010 auf 23,58 €₂₀₀₉ je MWh und einer anschließenden Absenkung auf 21,11 €₂₀₀₉ je MWh im Jahre 2020. Trotz einer Zunahme der Einspeisung aus EEG-Anlagen um fast 80 TWh steigt das Niveau der EEG-Umlage somit im Vergleich der Jahre 2010 zu 2020 nur geringfügig.

7.2.3 Netznutzungsentgelte

Wie in Abschnitt 7.1 erläutert, wird angenommen, dass aufgrund der Anreizregulierung die Netzkosten des Jahres 2010 *ceteris paribus* bis zum Jahr 2020 um real 8 % (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene) bzw. 2,5 % (Höchstspannungsebene) gesenkt werden können.

Dem stehen jedoch mehrere kostenerhöhende Entwicklungen gegenüber. Zum einen verändert sich die Höhe der Kosten für Regelleistungsvorhaltung in Abhängigkeit von der EE-Einspeisung. Dabei sind sowohl Mengen- als auch Preiseffekte zu berücksichtigen. Im Jahre 2010 führen die Systemdienstleistungen (als Bestandteil der Netznutzungsentgelte) zu Kosten von ca. 2,7 €₂₀₀₉ je MWh Letztverbrauch. Im Wesentlichen aufgrund von Erhöhungen der Preise für Regelleistungsvorhaltung steigt dieser Wert in der 30 %-Ausbauvariante auf 3,0 €₂₀₀₉ je MWh im Jahr 2015 und 3,8 €₂₀₀₉ je MWh im Jahr 2020.

Durch den EE-Ausbau ergibt sich ebenfalls ein Netzausbaubedarf. Im Höchstspannungsnetz sind langfristige EE-bedingte Ausbauten für den überregionalen Abtransport der EE-Einspeisung von den Erzeugungszentren in die Verbrauchszentren erforderlich. Dieses gilt insbesondere für die regional konzentrierte Einspeisung der Windenergie Onshore sowie der Windenergie Offshore. Die entsprechenden Anpassungen führen zu einer Erhöhung der annuitätischen Kosten für die Netzinfrastruktur im Übertragungsnetz von 166 Mio. €₂₀₀₉.

Desweiteren erhöhen sich die Netzentgelte aufgrund der Umlage der Kosten des Netzanschlusses für Offshore-Windparks ans Übertragungsnetz. Die annuitätischen Kosten für den Netzanschluss von Offshore-Parks steigen in der 30 %-Variante von 11 Mio. €₂₀₀₉ im Jahre 2010 auf 192,2 Mio. €₂₀₀₉ im Jahr 2015 auf 474,7 Mio. €₂₀₀₉ im Jahr 2020.⁶⁶ Diese werden über Investitionsbudgets auf die Netzentgelte der Höchstspannungsebene umgelegt.

Zugleich sind Anpassungen in der Struktur der des Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes notwendig, um die vermehrte Einspeisung in die unteren Netzebenen aufnehmen zu können. Deutschlandweit kommt es in allen EE-Ausbauvarianten zu Kostensteigerungen. In der 30 %-Ausbauvariante erhöhen sich die Kosten in den Verteilungsnetzen (inklusive Höchstspannungsnetz) bis zum Jahr 2020 gegenüber 2010 in Summe um etwa 1,15 Mrd. €₂₀₀₉.

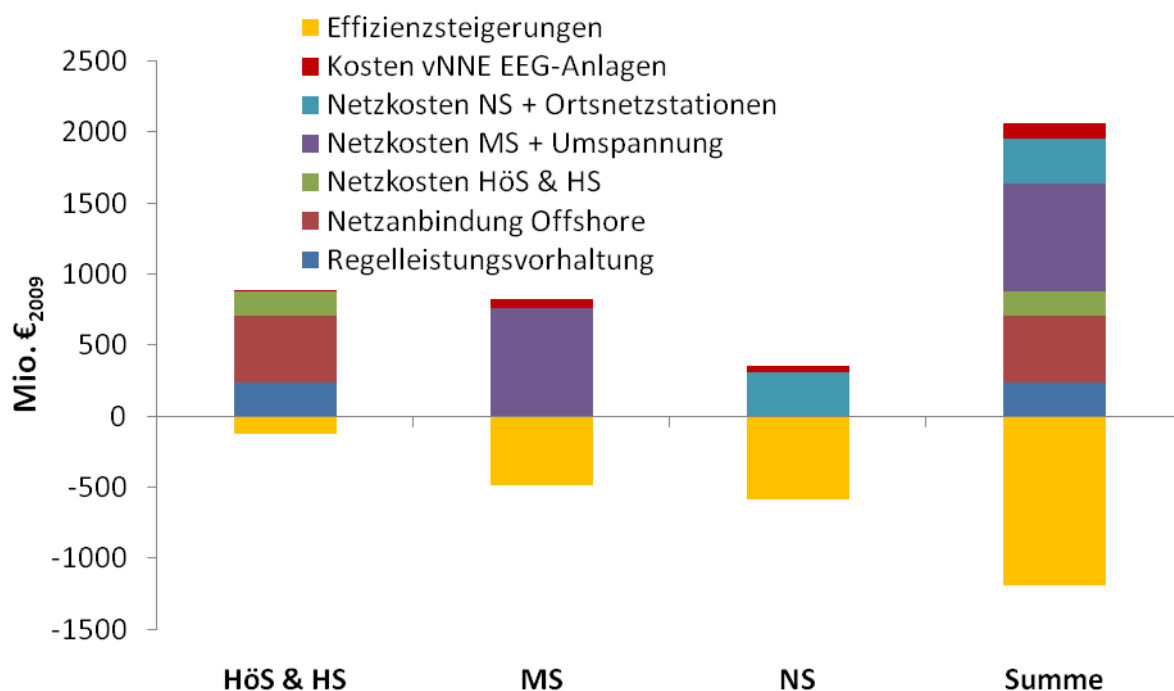
Als letztes ist die Veränderung der Netzentgelte aufgrund der Veränderung der vermiedenen Netznutzungsentgelte von EEG-Anlagen, die von der EEG-Umlage abgezogen werden, zu berücksichtigen. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte von dezentralen Erzeugungsanlagen, die bei der Berechnung der EEG-Umlage abgezogen werden, führen nur dann im Durchschnitt über die Verbraucher aller Netzebenen zu Entgeltabsenkungen, wenn damit tatsächliche

⁶⁶ Die Abschätzung der Netzanschlusskosten erfolgte in dieser Studie auf Basis der Kostenangaben der sog. dena-Netzstudie I unter Berücksichtigung des Offshore-Zubaus (Höhe, regionale Verteilung und Entfernung vom Netzanschlusspunkt) in den jeweiligen Ausbauvarianten.

Kosteneinsparungen im Netz verbunden sind. Ansonsten erhöhen sie die Netzentgelte im gleichen Umfang, wie sie die EEG-Umlage im Durchschnitt absenken. Dabei kommt es allerdings zu einer Verschiebung der Kostenanteile, die die Verbraucher der unterschiedlichen Spannungsebenen zu tragen haben.

In Summe ergeben sich die in Abbildung 7-4 dargestellten Kostenveränderungen nach Netzebenen von 2010 bis 2020. Im Höchst- und Hochspannungsnetz fallen zusätzliche Kosten von knapp 765 Mio. €₂₀₀₉ an. Im Mittelspannungsnetz ergeben sich Kostenerhöhungen von 337 Mio. €₂₀₀₉. Dabei sind die Kostenreduktionen in den einzelnen Netzebenen durch (nicht EE-bedingte) Effizienzsteigerungen gemäß Anreizregulierung berücksichtigt. Nur in den Niederspannungsnetzen übersteigen die Kostenreduktionen aufgrund von Effizienzgewinnen die Kostenerhöhungen, und zwar im Saldo um 232 Mio. €₂₀₀₉. Somit steigen die Kosten über alle Netzebenen von 2010 bis 2020 um rund 870 Mio. €₂₀₀₉ an. Die mit der Anreizregulierung angestrebte Netzkostensenkung wird also durch die EE-bedingten Mehrkosten überkompensiert.

ABBILDUNG 7-4: VERÄNDERUNG DER KOSTEN DER NETZBETREIBER VON 2010 BIS 2020 – 30 %-AUSBAUVARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH

Die individuellen Komponenten der Kosten im Bereich der Netze sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte der EE-Einspeisung haben auf den einzelnen Netzebenen unterschiedliche Auswirkungen. Die anfallenden Kosten in jeder Netzebene werden gemäß des Kostenwälzungsmechanismus anteilig von den Endverbrauchern, die aus dieser Spannungsebene beziehen, und den unterlagerten Netzebenen getragen. Diese Wälzung erfolgt sukzessive von der Höchstspannungsebene bis zur Niederspannungsebene. Somit sind Kosten, die auf einer bestimmten Spannungsebene anfallen, anteilig von allen Kunden zu tragen, die in

dieser oder einer unterlagerten Ebene angeschlossen sind. Durch EEG-bedingte Veränderungen der Kosten auf den einzelnen Netzebenen sowie eine Veränderung der Wälzungsfaktoren für die Netzkosten, durch zunehmende Einspeisung von EEG-Anlagen in unterlagerte Netze, ergeben sich individuelle Veränderungen der Netznutzungsentgelte je Spannungsebene.

Nachfolgende Ergebnisse zeigen die resultierenden Veränderungen der durchschnittlichen Netznutzungsentgelte – ohne regionale Unterscheidung – für Endverbraucher am Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz.

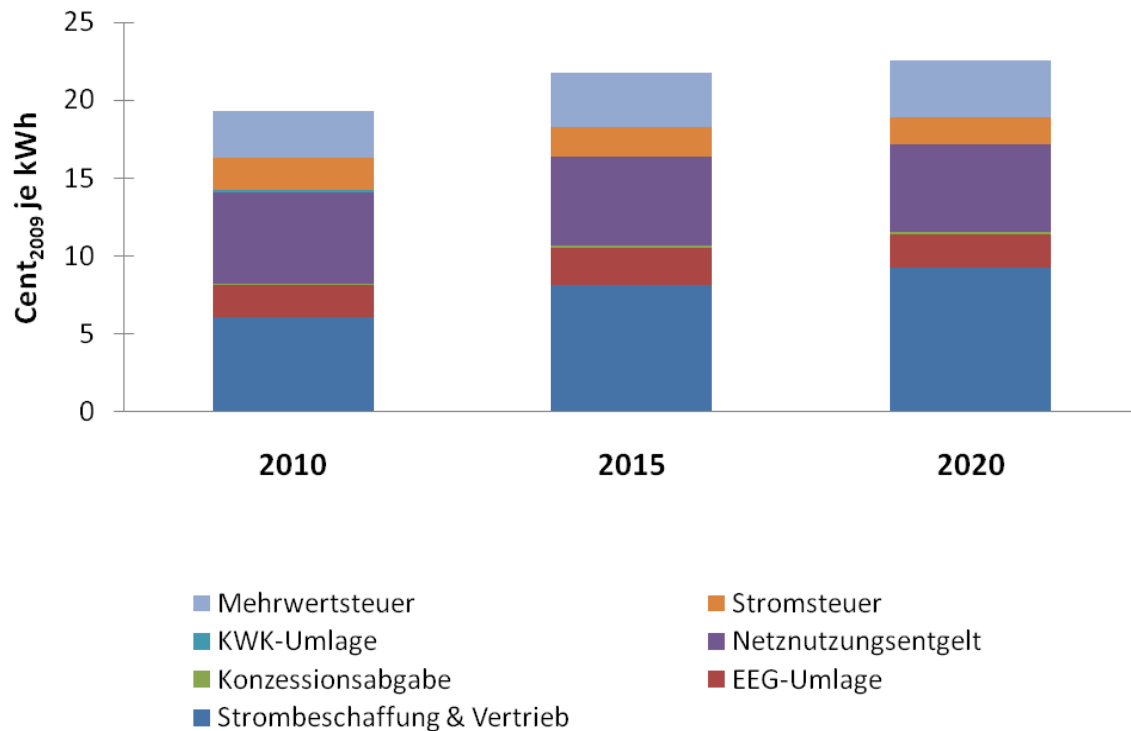
In der Hochspannung ergibt sich, bei Berücksichtigung der Kostenveränderungen sowie der Änderungen bei Wälzungsfaktoren, eine prozentuale Erhöhung der Netznutzungsentgelte von 14 %. In der Mittelspannungsebene ist eine Entgelterhöhung um 1,8 % zu erwarten. In der Niederspannungsebene führt der kompensierende Einfluss der Effizienzsteigerungen gemäß Anreizregulierung, der auf den anderen Netzebenen überkompensiert wird, per Saldo zu einer Absenkung der Netznutzungsentgelte von 2010 bis 2020 um 3,8 %.

7.2.4 Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen

Bei den Strompreisen für Endverbraucher sind die Abnahmespezifika (Abnahmestruktur, Spannungsebene) sowie Ausnahmeregelungen für ausgewählte (stromintensive) Industriekunden zu berücksichtigen. Für die Abnahmestruktur von privaten Haushalten wurde das Lastprofil H0 unterstellt. Für die industriellen Verbraucher wurde jeweils annähernd eine Bandlieferung unterstellt. Die Beschaffungskosten liegen für die Industriekunden annahmegemäß bei 110 % des Preises für Grundlast.

Für private Haushalte ist mit einem Anstieg der Strompreise um 3,2 Cent₂₀₀₉ je kWh von 21 Cent₂₀₀₉ je kWh im Jahr 2010 bis auf 24,2 Cent₂₀₀₉ je kWh im Jahr 2020 in der 30 %-Variante zu rechnen (Abbildung 7-5). Dieses ist neben einer leichten Erhöhung der EEG-Umlage ausschließlich auf steigende Strompreise am Großhandelsmarkt zurückzuführen. Alle anderen Komponenten sinken oder bleiben vor Berücksichtigung der Mehrwertsteuer konstant.

ABBILDUNG 7-5: ENTWICKLUNG DER ENDKUNDENPREISE FÜR PRIVATE HAUSHALTE VON 2010 BIS 2020 – 30 %-AUSBAUVARIANTE



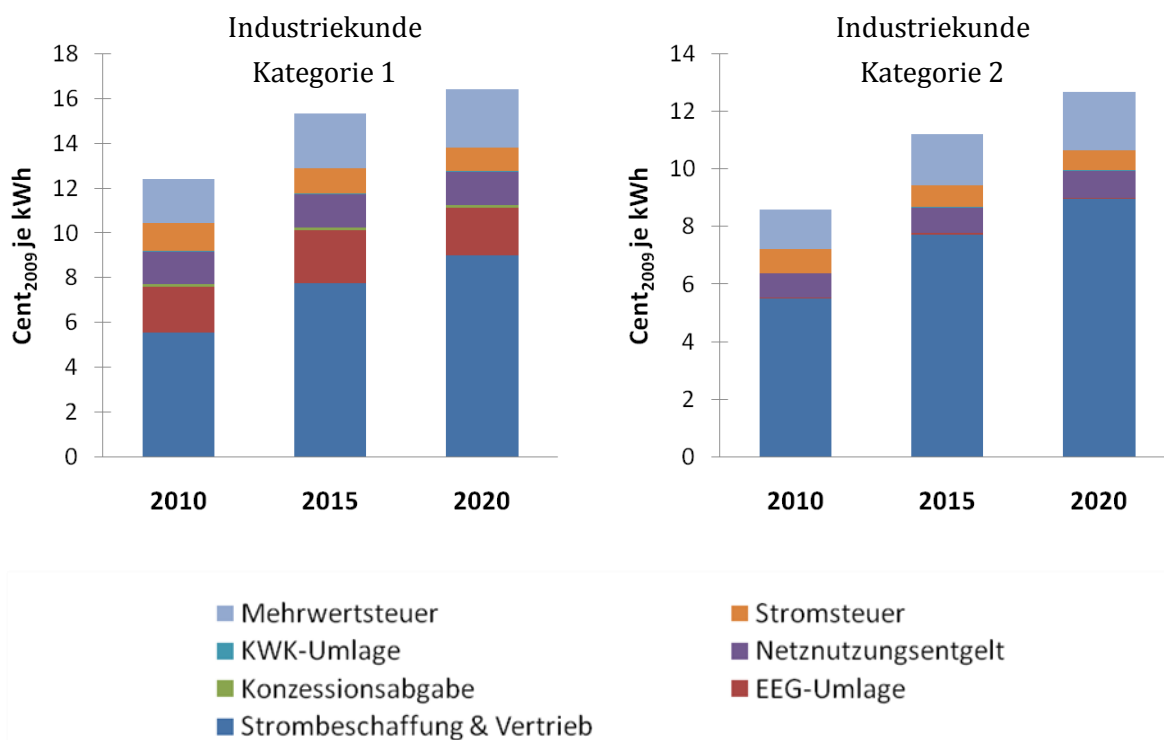
Quelle: r2b energy consulting GmbH

Für industrielle Verbraucher der Kategorie 1 (Abbildung 7-6 -linke Seite) und Kategorie 2 (Abbildung 7-6 -rechte Seite) fällt die Erhöhung zwischen 2010 und 2020 mit rund 4 Cent₂₀₀₉ je kWh sowohl relativ als auch absolut betrachtet höher aus, da der Preis für Grundlaststrom am Großhandelsmarkt im Vergleich zu Spitzenlaststrom relativ stärker ansteigt. Der Strompreis steigt im Jahre 2020 für industrielle Verbraucher der Kategorie 1 auf 16,42 Cent₂₀₀₉ je kWh und für industrielle Verbraucher der Kategorie 2 auf 12,69 Cent₂₀₀₉ je kWh.⁶⁷

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine wesentliche Ursache für die Preisveränderungen bei Endverbrauchern in der 30 %-Variante zwischen 2010 und 2020 auf steigende Großhandelspreise zurückzuführen ist. Die Netzentgelte steigen moderat (Endkunden in der Mittelspannung und Hochspannung) bzw. reduzieren sich sogar leicht (Endkunden am Niederspannungsnetz). Ohne EEG-bedingte Anpassungen der Netzinfrastruktur und Kostensteigerungen für Systemdienstleistungen würden die Netzentgelte allerdings durch Effizienzsteigerungen gemäß Anreizregulierung sinken. Vergleichbares gilt für die EEG-Umlage.

⁶⁷ Für Industriekunden ist die Mehr- bzw. Umsatzsteuer kein tatsächlicher Preisbestandteil, da im Rahmen des Vorsteuerabzugs diese entsprechend auf die Endverbraucher der erzeugten Produkte weitergewälzt werden können.

ABBILDUNG 7-6: ENTWICKLUNG DER ENDKUNDENPREISE FÜR INDUSTRIEKUNDEN KATEGORIE 1 & 2 VON 2010 BIS 2020 – 30 %-AUSBAUVARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

7.3 Vergleichende Analyse der EE-Ausbauvarianten

Die folgende vergleichende Analyse der Auswirkungen auf die einzelnen Komponenten des Strompreises sowie der Strompreise für ausgewählte Endverbraucher beschränkt sich auf das Jahr 2020, um die Differenzen bzgl. der betrachteten Varianten darzustellen. Detaillierte Ergebnisse für alle Ausbauvarianten und alle Jahre sind im Anhang J enthalten.

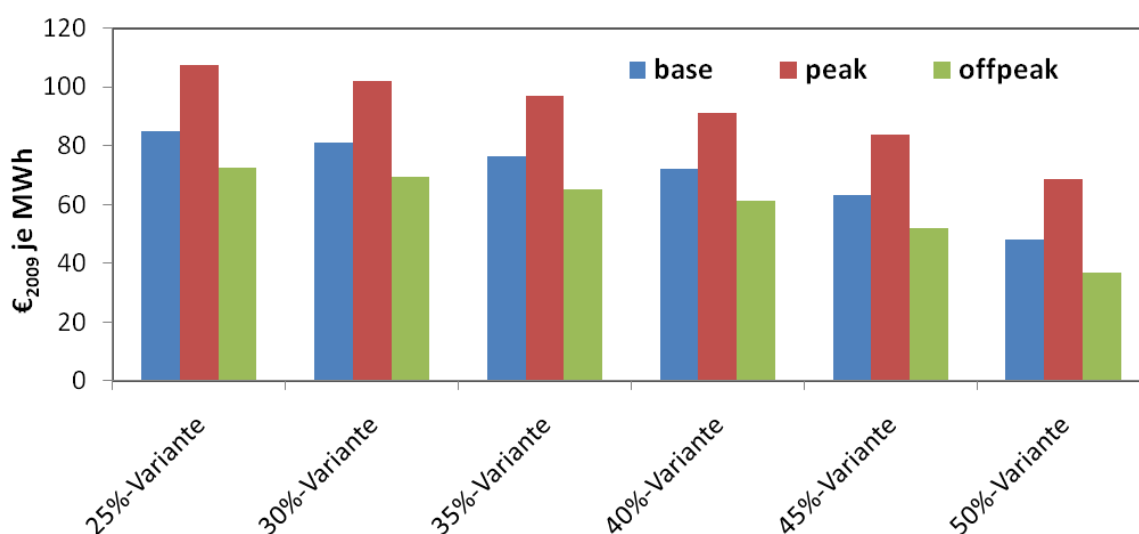
7.3.1 Preisentwicklung am Großhandelsmarkt für Strom

Die Strompreise auf der Großhandelsebene im Jahre 2020 unterscheiden sich zwischen den einzelnen Ausbauvarianten erheblich (Abbildung 7-7). Der base-Preis liegt in der 25 %-Variante bei 84,9 €₂₀₀₉ je MWh und sinkt bis zur 50 %-Variante kontinuierlich mit der Höhe des Durchdringungsgrads der EE-Einspeisung auf 48,1 €₂₀₀₉ je MWh. Dieses lässt sich nur zu einem geringen Teil auf den Rückgang der CO₂-Zertifikatspreise bei verstärktem EE-Ausbau zurückführen.⁶⁸ Vielmehr greift einerseits der ‚merit order‘-Effekt (vgl. hierzu Anhang A) der Erneuerbaren Energien und andererseits kommt es – insbesondere bei der 45 %- und der 50 %-

⁶⁸ Der Strompreis base ohne Berücksichtigung der CO₂-Zertifikatspreisabsenkung in der 50 %-Variante gegenüber der 30 %-Variante läge bei 51,2 €₂₀₀₉ je MWh. D. h. nur rund 3 €₂₀₀₉ je MWh der Preisreduktion von 33 €₂₀₀₉ je MWh gegenüber der 30 %-Variante lässt sich auf die Absenkung des CO₂-Zertifikatspreise zurückführen.

Variante – zu einer Verschiebung der Kosten bzw. Erlöse der konventionellen Kraftwerke auf die Märkte für Regellenergie. Dies liegt daran, dass in zahlreichen Stunden konventionelle Kraftwerke in diesen Varianten am Netz gehalten werden müssen, um Regelleistung vorhalten zu können, und zeitgleich ein Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen notwendig ist. In diesen Stunden fällt der Strompreis am Großhandelsmarkt auf 0 oder nimmt sogar negative Werte an. Die Kosten für den Betrieb der konventionellen Kraftwerke in Teillast (variable Erzeugungskosten) werden auf dem Regelleistungsmarkt verdient (und gehen somit in die Netznutzungsentgelte ein), da dort Knappheitssignale der Märkte zu hohen Leistungspreisen für positive und negative Regelleistungsvorhaltung führen. (Siehe hierzu die detaillierten Ausführungen in Anhang B).

ABBILDUNG 7-7: STROMPREISE AM GROSSEINHANDLSMARKT IM JAHR 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN

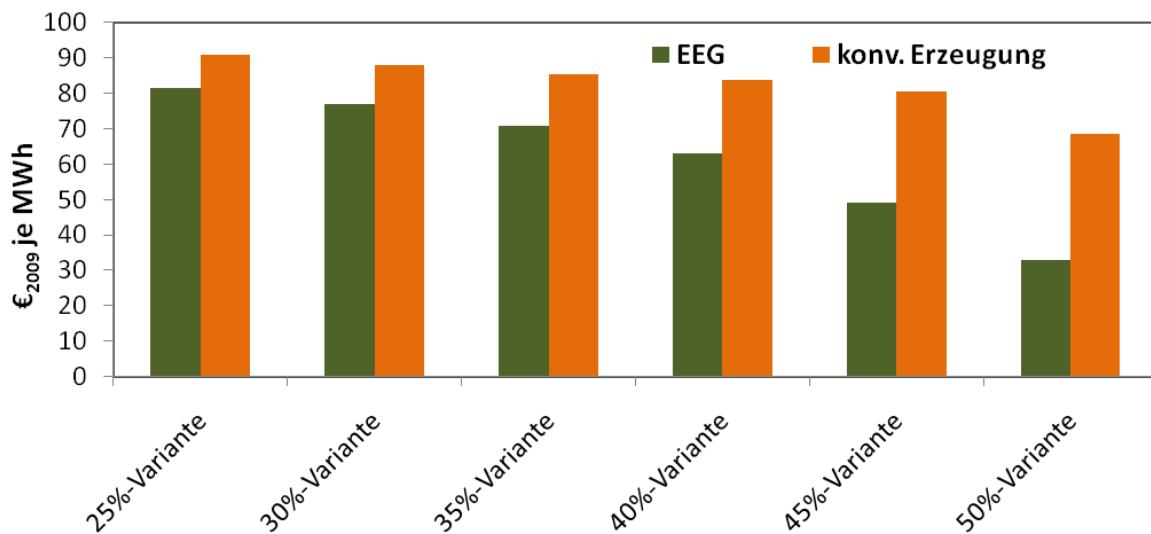


Quelle: r2b energy consulting GmbH

Betrachtet man die Entwicklung des durchschnittlichen Preises, den Erneuerbare Energien und konventionelle Erzeugung jeweils auf dem Großhandelsmarkt erzielen können, sieht man in Abbildung 7-8 einen deutlich stärkeren Rückgang des Durchschnittspreises für Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung. Dies ist auf den Effekt zurückzuführen, dass die – für die Bewertung der Stromeinspeisung aus EE-Anlagen stark maßgeblichen – Großhandelspreise bei hoher Einspeisung aus EE-Anlagen erheblich unter dem Preis von Perioden ohne bzw. mit geringer EEG-Einspeisung (aufgrund des ‚merit order‘-Effekts) liegen.⁶⁹ Gleiches gilt in diesen Perioden zwar auch für konventionellen Strom. Gerade in diesen Stunden ist allerdings die konventionelle Erzeugung gering, da konventionelle Kraftwerksleistung in zunehmendem Maße nicht zur Energielieferung, sondern zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und die Vorhaltung von Regelleistung am Netz gehalten wird.

⁶⁹ In Extremsituationen, d. h. bei der Notwendigkeit von Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen, fällt der Preis am Großhandelsmarkt sogar auf bzw. unter 0 € je MWh. Damit wird auch die verbleibende Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen mit einem Preis von 0 bewertet.

ABBILDUNG 7-8: DURCHSCHNITTLICHER MARKTWERT EEG-STROM VS. KONVENTIONELLER STROM IM JAHR 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Zwei Tendenzen lassen sich somit beim Variantenvergleich für das Jahr 2020 erkennen. Auf der einen Seite kommt es zu einem Rückgang der Großhandelspreise für Strom bei zunehmendem Ausbau Erneuerbarer Energien. Auf der anderen Seite nimmt insbesondere die Wertigkeit der EEG-Einspeisung am Großhandelsmarkt bei zunehmender Durchdringung des Systems mit Strom aus EE-Anlagen deutlich ab.

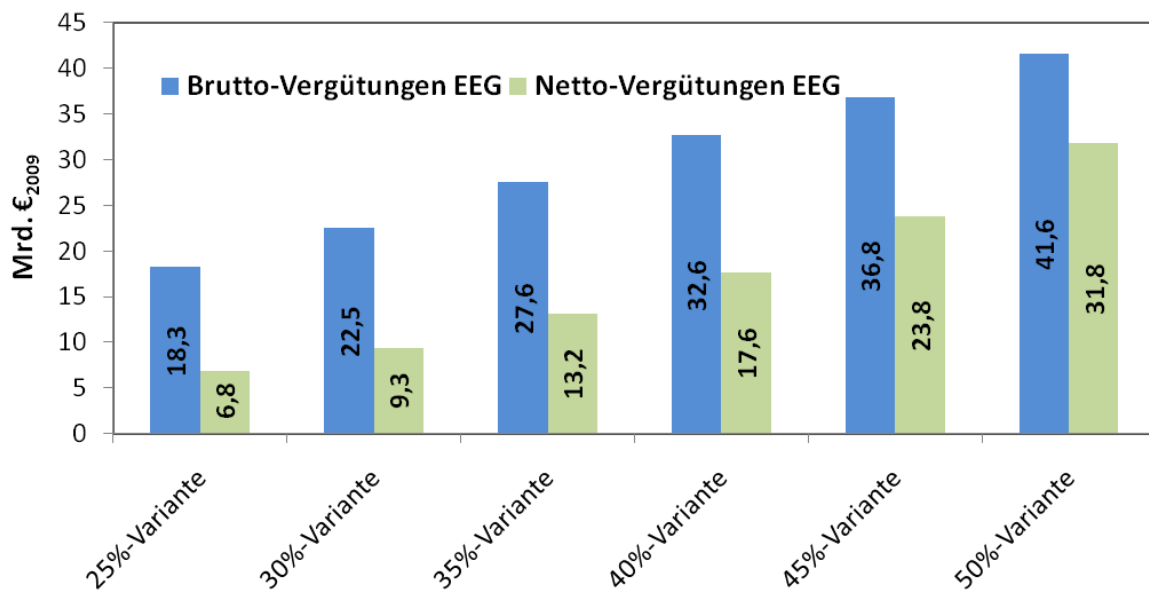
7.3.2 Brutto- und Netto-Förderkosten des EEG sowie EEG-Umlage

Sowohl die Brutto-Förderkosten als auch die Netto-Förderkosten unterscheiden sich zwischen den Ausbauparadigmen ebenfalls in einem erheblichen Ausmaß. Während die Brutto-Förderkosten in der 25 %-Variante bei 18,3 Mrd. €₂₀₀₉ liegen, beläuft sich der Betrag in der 50 %-Variante auf 41,6 Mrd. €₂₀₀₉. Die Zunahme der Brutto-Förderkosten ist im Wesentlichen auf höhere Einspeisemengen von EE-Anlagen zurückzuführen. Zwar steigt auch die durchschnittliche EEG-Vergütung von 130 €₂₀₀₉ je MWh in der 25 %-Variante auf 140 €₂₀₀₉ je MWh in der 50 %-Variante leicht an, bei der EEG-Einspeisung findet allerdings mehr als eine Verdopplung von 139,9 TWh in der 25 %-Variante auf 295,6 TWh in der 50 %-Variante statt.

Durch die Reduktion der Wertigkeit des aus EEG-Anlagen eingespeisten Stroms bei einem erhöhten Ausbaugrad ist der Unterschied bei den Netto-Fördervergütungen beim Variantenvergleich 2020 – auch unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte und der Kosten der EEG-Bewirtschaftung – noch ausgeprägter als bei den Brutto-Förderkosten. In der 25 %-Variante liegen sie bei 6,8 Mrd. €₂₀₀₉, während sich der Betrag in der 50 %-Variante auf 31,8 Mrd. €₂₀₀₉ beläuft.

In Abbildung 7-9 sind die Brutto-Förderkosten und Netto-Förderkosten (Brutto-Förderkosten abzüglich vermiedener Netznutzungsentgelte zuzüglich Kosten der EEG-Bewirtschaftung) für alle Varianten im Jahr 2020 dargestellt.

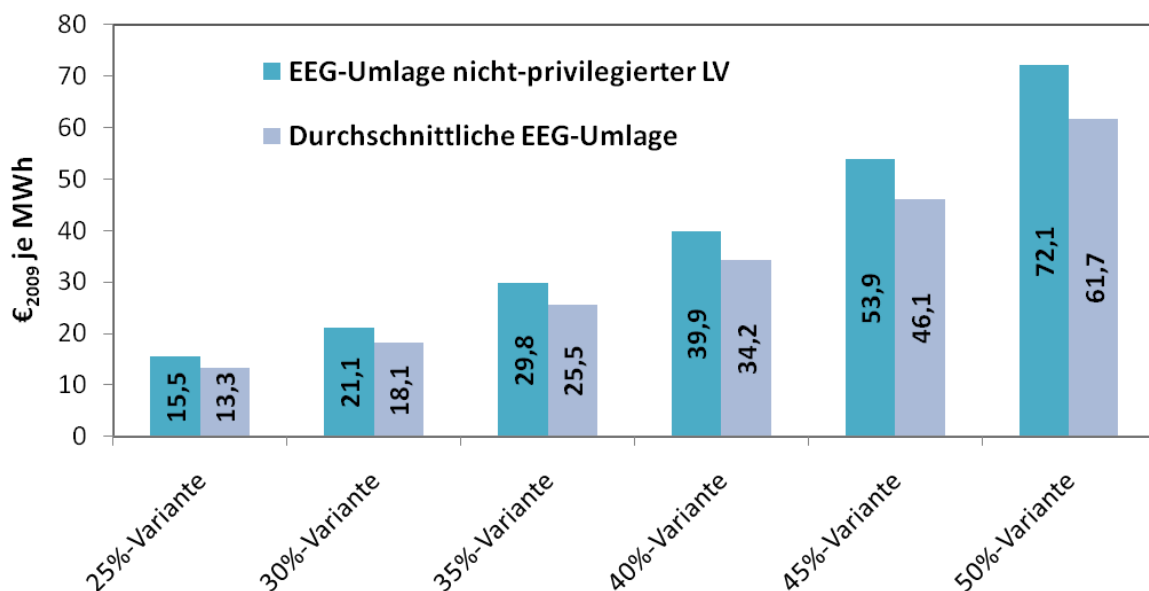
ABILDUNG 7-9: BRUTTO- UND NETTO-FÖRDERUNG EEG IM JAHR 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Unter Berücksichtigung des Letztverbrauchs bzw. des nicht-privilegierten Letztverbrauchs lassen sich aus den Netto-Förderkosten die durchschnittliche EEG-Umlage für den Letztverbrauch und die EEG-Umlage für den nicht-privilegierten Letztverbrauch ermitteln (Abbildung 7-10).

ABILDUNG 7-10: EEG – UMLAGE IM JAHR 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

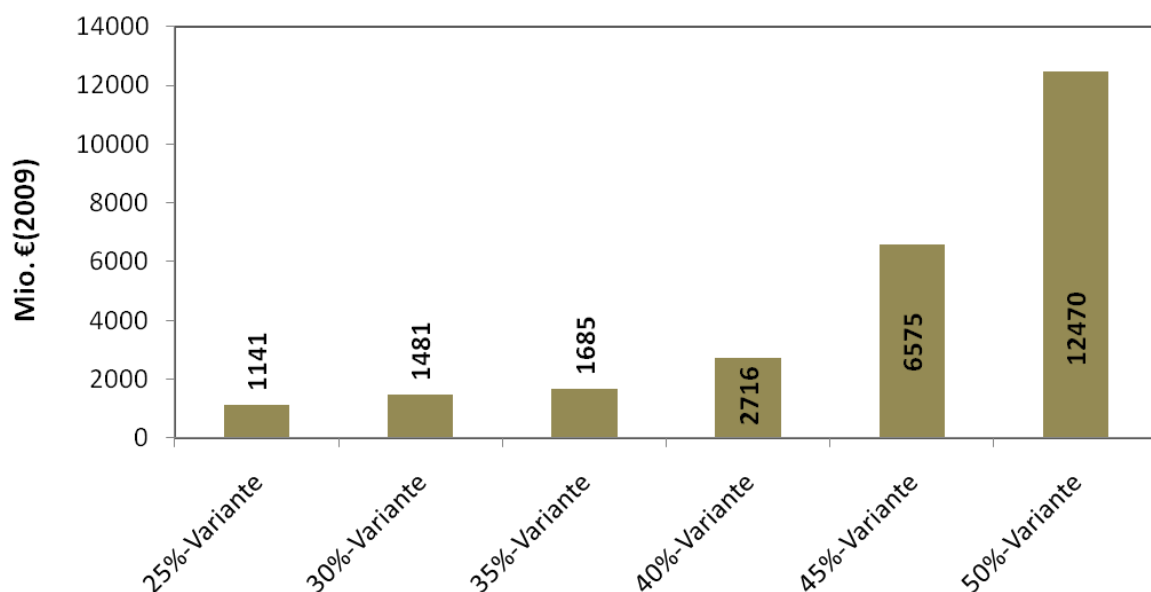
Die EEG-Umlage für den nicht-privilegierten Letztverbrauch liegt in der 25 %-Variante im Jahre 2020 bei 15,5 €₂₀₀₉ je MWh und steigt bis zur 50 %-Variante auf 72,1 €₂₀₀₉ je MWh an.

Vergleichbare Ergebnisse ergeben sich für die durchschnittliche spezifische EEG-Umlage, wenn man die absolute EEG-Umlage auf den gesamten Letztverbrauch umlegt.

7.3.3 Netznutzungsentgelte

Zusätzlich zu dem zuvor beschriebenen moderaten Anstieg der Strompreise aufgrund der EEG-Umlage steigen die Netznutzungsentgelte über alle Netzebenen mit einem zunehmenden Ausbau der EE-Einspeisung an. Für die Höchstspannungsebene sind dabei die Zusatzbelastungen durch den Netzanschluss der Offshore-Windparks, die zusätzlichen Kosten für Regelleistungsvorhaltung, die im wesentlichen EEG-bedingt sind, und die Kosten für EEG-bedingten Netzausbau zu berücksichtigen. Die hierdurch bedingten Kostenerhöhungen beeinflussen über die Kostenwälzung, wie bereits zuvor erläutert, auch die Entgelte auf den anderen Netzebenen. Die Kosten für Systemdienstleistungen in den einzelnen Ausbauvarianten im Jahr 2020 sind in Abbildung 7-11 dargestellt.

ABBILDUNG 7-11: KOSTEN FÜR SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN IM JAHR 2020– ALLE AUSBAUVARIANTEN

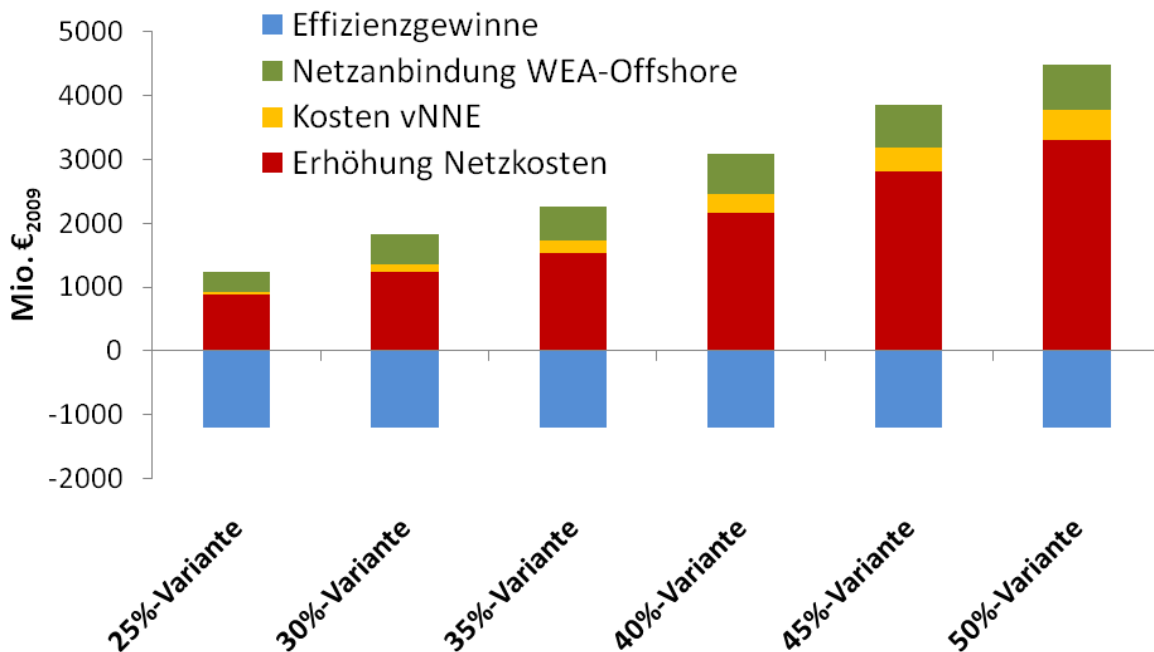


Quelle: r2b energy consulting GmbH

In der 50 %-Variante resultieren aufgrund der zusätzlichen Vorhaltung von Systemdienstleistungen gegenüber der 30 %-Variante Erhöhungen von durchschnittlich mehr als 21 €₂₀₀₉ je MWh Letztverbrauch.

Zusätzlich sind die Kosten des EE-bedingten Netzausbaus in den unterschiedlichen Spannungsebenen sowie die Kosten für den Netzanschluss für Offshore-Windparks zu berücksichtigen. Die Veränderung der Netzinfrastrukturkosten bis 2020, Kosten für den Netzanschluss der Windparks-Offshore sowie die Kostenverringerungen durch Effizienzsteigerungen und Zusatzkosten durch Vorgaben der Anreizregulierung, sind in Abbildung 7-12 dargestellt.

ABBILDUNG 7-12: VERÄNDERUNG DER NETZKOSTEN ÜBER ALLE NETZEbenen VON 2010 BIS 2020 (OHNE SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN) – ALLE AUSBAUVARIANTEN

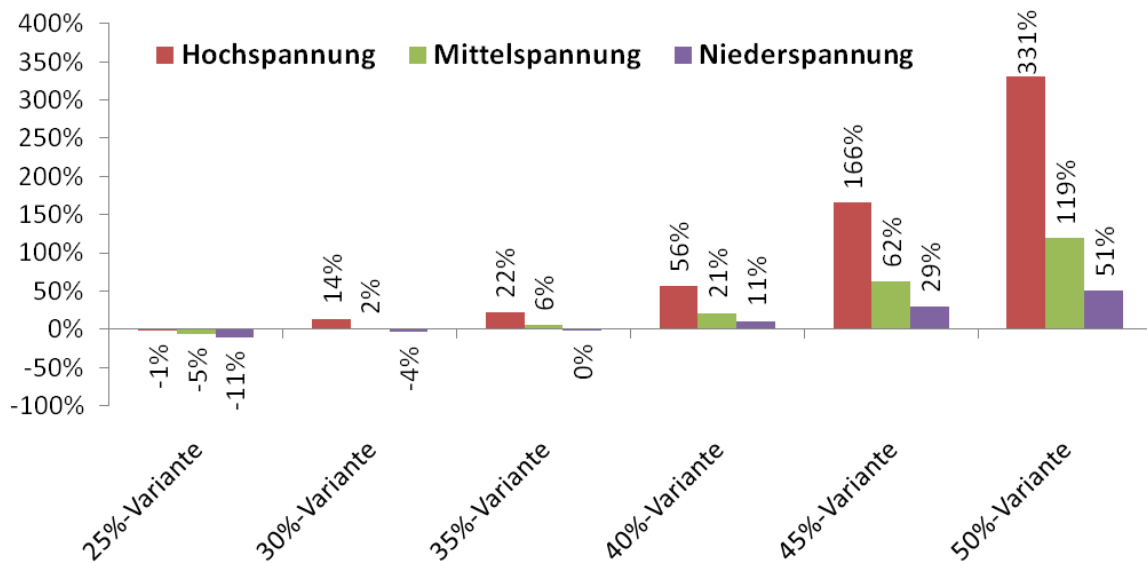


Quelle: r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH

Es zeigt sich, dass die zusätzlichen Netzkosten und Zahlungen für vermiedene Netznutzungsentgelte sowie die Netzanschlusskosten für Windparks-Offshore ab der 30%-Ausbauvariante die Senkung der Netzkosten des Jahres 2010 durch Abbau von Ineffizienzen übersteigen. Daraus folgt, dass im Durchschnitt über alle Endverbraucher die Zahlungen für Netzentgelte zunehmen.

Für die einzelnen Netzebenen ergeben sich unter Berücksichtigung der Kostenveränderungen sowie der Wälzungsfaktoren die Veränderungen der Netzentgelte, die je nach Ausbauvariante sehr unterschiedlich ausfallen (Abbildung 7-13). Insbesondere die Hochspannungsnetzentgelte steigen massiv. Dieses liegt in der Tatsache begründet, dass insbesondere in der direkt vorgelagerten Höchstspannungsnetzebene die meisten Zusatzkosten anfallen und die Wälzungsfaktoren auf die unterlagerten Netzebenen durch die Zunahme der dezentralen EE-Einspeisung mit steigendem Durchdringungsgrad an EE-Einspeisung abnehmen. Somit müssen Verbraucher am Hochspannungsnetz mit steigendem EE-Ausbau einen immer höheren Anteil der ohnehin steigenden gesamten Kosten des Höchst- und Hochspannungsnetzes tragen. In abgeschwächter Form gilt dies auch bei einem Vergleich von Verbrauchern am Mittelspannungsnetz zu Verbrauchern am Niederspannungsnetz.

ABBILDUNG 7-13: PROZENTUALE VERÄNDERUNG DER REALEN NETZNUTZUNGSENTGELTE IN DER HOCH-, MITTEL- UND NIEDERSpannung ZWISCHEN 2010 UND 2020 – ALLE AUSBAUVARIANTEN



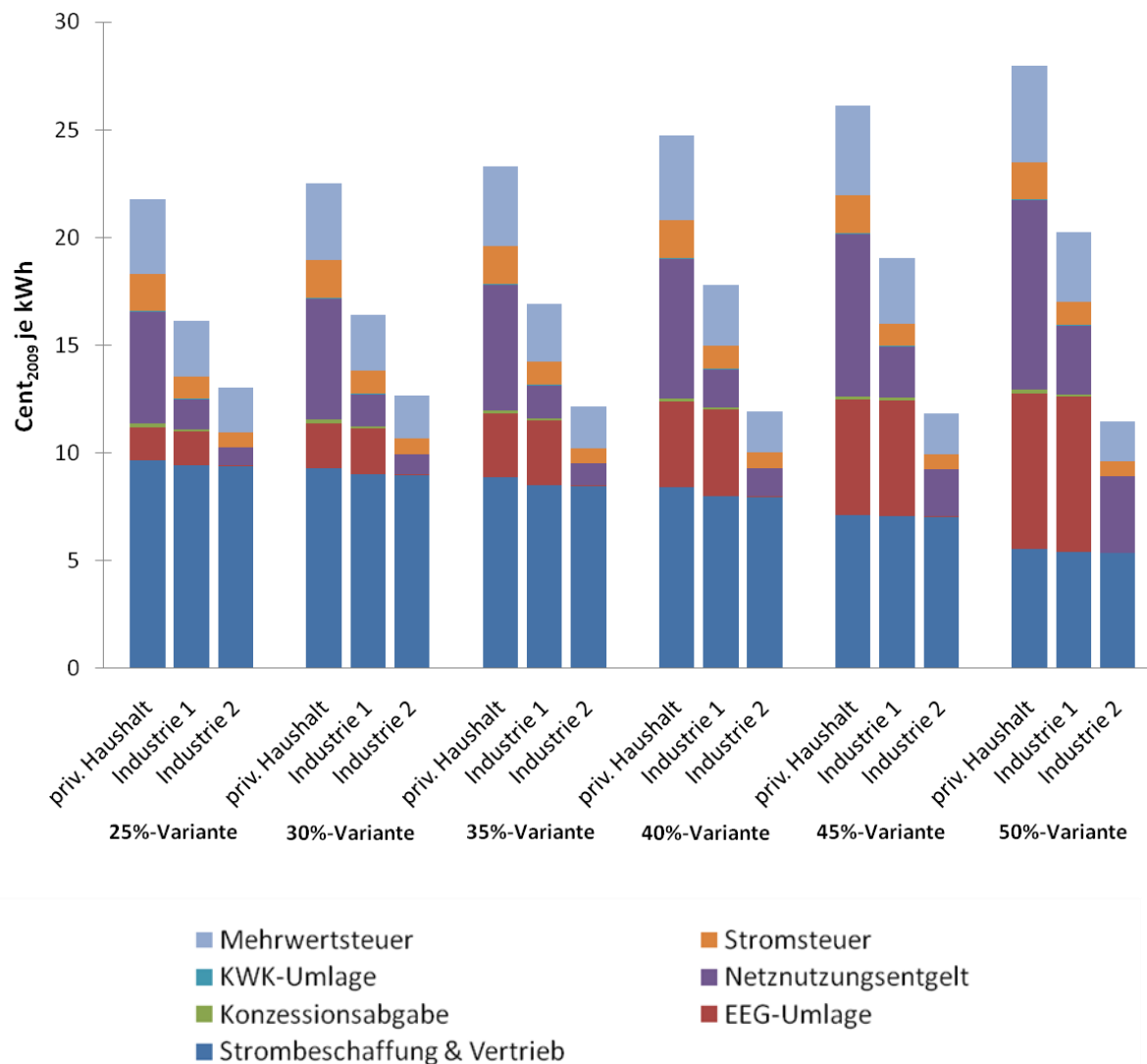
Quelle: r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH

7.3.4 Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen

Aus den vorherigen Berechnungen lassen sich die Endverbraucherpreise für die drei Kundengruppen – private Haushalte sowie Industriekunden der Kategorie 1 und 2 – ableiten. Diese sind in Abbildung 7-14 dargestellt.

Im Vergleich zum Jahr 2010 steigen die Strompreise für Endkunden bis zum Jahr 2020 über alle Kundenkategorien. Die Endverbraucherpreise für private Haushalte und Industriekunden der Kategorie 1 steigen im Jahr 2020 mit zunehmendem Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien, während die Endverbraucherpreise für Industriekunden der Kategorie 2 leicht sinken. Dieses ist insbesondere auf die Tatsache zurückzuführen, dass Industriekunden der Kategorie 2, wie auch die beiden anderen Kundengruppen, von den sinkenden Strompreisen am Großhandelsmarkt bei der Strombeschaffung profitieren. Im Gegensatz zu den anderen beiden dargestellten Verbrauchergruppen wird diese bei Industriekunden der Kategorie 2 nicht durch die Erhöhung der EEG-Umlage mit steigendem EE-Ausbau kompensiert, da sie nur eine ermäßigte EEG-Umlage von (nominal) konstant 0,05 Cent₂₀₀₉ je kWh zu zahlen haben. Die Erhöhung der Netznutzungsentgelte bei steigendem EE-Ausbaugrad schwächt die Absenkung für Industriekunden der Kategorie 2 zwar ab, im Saldo profitiert diese Kundengruppe von sinkenden Strompreisen allerdings bei steigendem EE-Ausbau. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Industriekunden der Kategorie 2 nur ein vergleichsweise geringer Anteil von ca. 15 % an der gesamten Stromabnahme von Letztverbrauchern darstellen. Bei den anderen beiden Kundengruppen, denen der überwiegende Anteil am Strombezug zukommt, kommen zusätzliche Belastungen durch steigende Netzentgelte in den Varianten mit hohem EE-Ausbau zu den Preiserhöhungen durch die EEG-Umlage hinzu.

ABBILDUNG 7-14: VERGLEICH DER STROMPREISE NACH PREISCOMPONENTEN IM JAHR 2020 NACH KUNDENGRUPPEN – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Endverbraucher, die die EEG-Umlage voll zahlen müssen, bei einem zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien eine deutliche Erhöhung des Strompreises zu erwarten haben. Dieses wird durch die Erhöhung der Netzentgelte verstärkt. Endverbraucher, die unter die besondere Belastungsausgleichsregelung fallen, profitieren hingegen sogar von einem verstärkten EE-Ausbau, da den Kostensenkungen bei der Strombeschaffung geringere zusätzliche Belastungen aufgrund einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte gegenüberstehen.

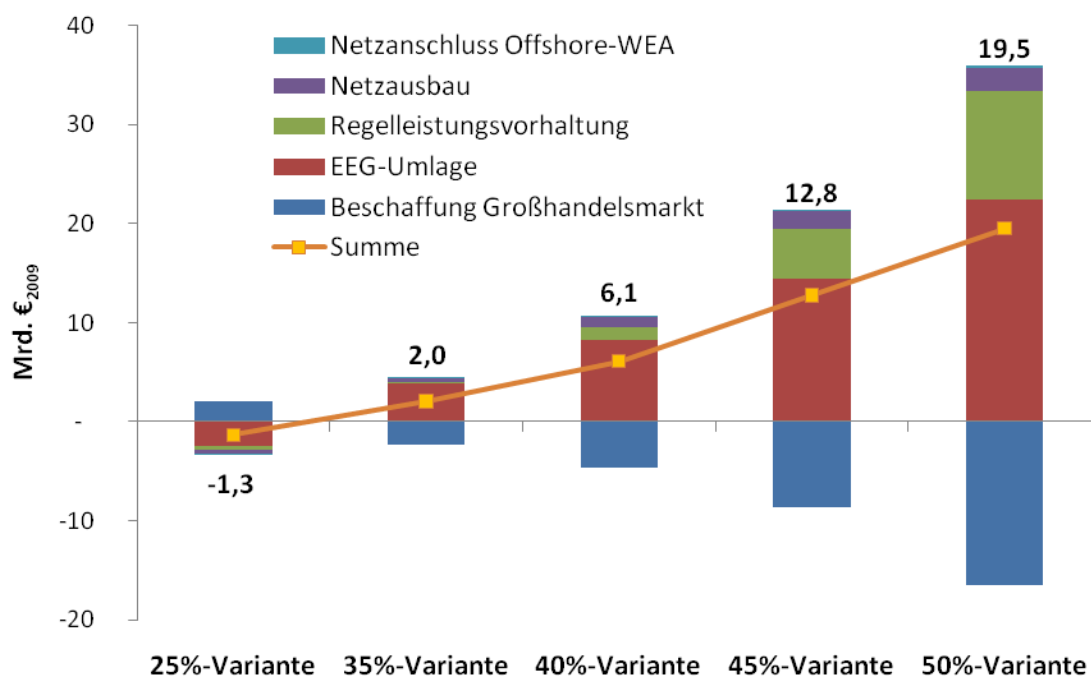
7.3.5 Unterschiede der Kosten für Endverbraucher

Aufgrund der unterschiedlichen Abnahmestrukturen, Spannungsebenen der Abnahme sowie der Ausnahmeregelung des besonderen Belastungsausgleichs des EEG sind verschiedene Kundengruppen, wie zuvor quantitativ dargestellt, unterschiedlich vom Ausbaugrad der EE bis zum Jahr 2020 betroffen. Im Folgenden werden die Unterschiede bei den gesamten

Kostenbelastungen für den Endverbrauch im Jahr 2020 zwischen den Ausbauvarianten der Erneuerbaren Energien in Absolutwerten zusammenfassend dargestellt. Dabei wird die 30 %-Ausbauvariante als Vergleichsvariante verwendet.

Abbildung 7-15 zeigt die Kostenveränderung nach den Kategorien Netzanschluss WEA-Offshore, Netzausbau, Regelleistungsvorhaltung, EEG-Umlage und Beschaffung Großhandelsmarkt. Die Veränderung der Kosten für die Anpassung der Netzinfrastruktur und die Netzanbindung Offshore-WEA wurden dabei jeweils annuitätisch berücksichtigt.

ABBILDUNG 7-15: VERÄNDERUNG DER KOSTEN FÜR ENDVERBRAUCH GEGENÜBER DER 30 %-AUSBAUVARIANTE IM JAHR 2020



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Die Zusatzbelastungen für Endverbraucher im Jahr 2020 steigen mit zunehmendem Ausbaugrad EE erheblich an. In der 50 %-Variante liegen sie im Saldo 19,5 Mrd. €₂₀₀₉ höher als im Referenzfall. Dabei ist festzustellen, dass die Zusatzbelastung mit jeder Ausbauvariante stärker ansteigt. In der Nähe des Referenzausbaus (EE-Anteil von 30 % im Jahr 2020) verändert sich die Kostenbelastungen für Endverbraucher um ca. 2 Mrd. €₂₀₀₉ mit einer Veränderung des EE-Anteils um 5 %-Punkte. Zwischen der 40 %- und der 45 %-Variante steigt dieser Wert bereits auf 6,65 Mrd. €₂₀₀₉ und erhöht sich zwischen der 45 %- und der 50 %-Variante nochmals auf 6,75 Mrd. €₂₀₀₉. Dieses zeigt auch, dass mit einer Zunahme der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien die spezifischen Kosten für die langfristige Umstellung des Elektrizitätsversorgungssystems auf hohe Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien zunehmen. Dieses ist auf zwei Ursachen zurückzuführen. Einerseits muss für die Zielerreichung auf EE-Potentiale zurückgegriffen werden, die noch relativ weit von der Wettbewerbsfähigkeit entfernt sind. Dieses erhöht die spezifischen Förderkosten. Andererseits müssen schnelle Anpassungen im konventionellen Erzeugungssystem sowie in den Netzen erfolgen. Die Einbindungsmöglichkeiten von Optimierungspotentialen reduzieren sich bei einer hohen

Ausbaugeschwindigkeit aufgrund der erforderlichen Umsetzungs- und Entwicklungszeit. Auch die Anpassungsmöglichkeiten im konventionellen Kraftwerkspark verringern sich aufgrund der langen Lebensdauer von Kraftwerken.

8 Optimierungspotentiale Erzeugung und Netz

Das Wichtigste in Kürze

- Optimierungspotentiale zur Erhöhung der Integrationsfähigkeit eines hohen Anteils Erneuerbarer Energien können einen wichtigen Beitrag zu einer Verringerung der Kosten und Strompreise sowie Verbesserung der technischen Machbarkeit und Verringerung von ökonomischen Verwerfungen auf den wettbewerblichen Märkten leisten.
- Optimierungs- und Flexibilisierungspotentiale sind aus technischer Sicht in den Bereichen thermischer Kraftwerkspark und (neue) Speichertechnologien sowie auf der Nachfrageseite und beim Einsatz von EEG-Anlagen vorhanden.
- Im Netzbereich erscheint aus technischer Sicht keine Notwendigkeit für die Nutzung von Optimierungspotentialen.
- In den Verteilungsnetzen würde eine Verringerung des Ausbaubedarfs eine kleinräumige Steuerung der Flexibilitäten erfordern, die vermutlich jedoch keine Reduktion der Kosten bewirken würde.
- Im Übertragungsnetz erscheinen unter den hier angesetzten Rahmenbedingungen keine alternativen Übertragungskonzepte (z. B. HGÜ, Overlaynetz) erforderlich.
- Die Politik sollte sich insbesondere auf geeignete Weiterentwicklungen der gesetzlichen und regulatorischen Regelungen sowie technischer Regelwerke konzentrieren, die die Möglichkeiten einer Erschließung von wirtschaftlichen Potentialen verbessern oder die Erschließung erst ermöglichen.
- Die Innovationskräfte des Marktes und die Preissignale auf den Märkten sollten genutzt werden, um geeignete Potentiale zu identifizieren, zu erschließen und weiterzuentwickeln.
- Eine Nutzung von Windenergieanlagen zur Bereitstellung negativer Regelleistung stellt eine wichtige Möglichkeit dar, ökonomische Verwerfungen auf den Märkten bei hohen EE-Anteilen sowie Kosten und Preise im Elektrizitätsversorgungssystem zu reduzieren. Dieses erfordert allerdings Weiterentwicklungen von rechtlichen und regulatorischen Vorgaben sowie die Anpassung technischer Regelwerke, deren Umsetzbarkeit in der Praxis zu prüfen ist.

Die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Ergebnisse der Analysen zu den Folgewirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien in den Bereichen konventionelle Kraftwerke, Systemdienstleistungen sowie der Übertragungs- und Verteilungsnetze führen das Elektrizitätsversorgungssystem, je nach EE-Ausbauvariante, an die Grenzen der technischen Machbarkeit. Zudem ergeben sich insbesondere in den ambitionierten Ausbauvarianten ökonomische Verwerfungen auf dem wettbewerblichen Teil des Strommarktes sowie auf den Märkten für Systemdienstleistungen – im Speziellen auf den Märkten für Regelleistung (siehe hierzu auch den Exkurs in Anhang B). Diese lassen Anpassungsmaßnahmen und die

Erschließung von Flexibilisierungspotentialen auf der Angebots- und Nachfrageseite notwendig erscheinen. Bereits in den Analysen der Auswirkungen im konventionellen Kraftwerkspark und im Bereich der Netze wurden neben der grundsätzlichen Annahme, dass sich der konventionelle Kraftwerkspark und die Netze optimal anpassen, einige Maßnahmen integriert, um die technische Machbarkeit und eine optimierte Integration der Erneuerbaren Energien gewährleisten zu können.

Hierzu zählt insbesondere ein angepasstes Design der Märkte für Regelleistung, das die Herausforderungen der Erneuerbaren Energien im Bereich Prognoseunsicherheiten optimiert berücksichtigt. Zusätzlich wurden deutliche Verbesserungen bei der Prognosegüte von Windenergieeinspeisungen unterstellt, die die notwendige Regelleistungsvorhaltung und den resultierenden Regelleistungabruf *ceteris paribus* deutlich reduzieren.

Auch das sog. Einspeisemanagement von EEG-Anlagen ist in seiner heutigen Form gemäß § 11 EEG 2009 im Wesentlichen auf Situationen mit Netzengpässen ausgelegt. Zukünftig werden bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien vermehrt Situationen auftreten, in denen die Last weitgehend bereits durch EEG-Anlagen gedeckt werden kann. Zugleich ist eine vermehrte Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung notwendig. Dies erfordert, dass regelbare konventionelle Kraftwerkskapazitäten und / oder Pumpspeicherkraftwerke am Netz sein müssen. Hieraus resultiert ggf. ein Bedarf an Erzeugungsmanagement von EEG-Anlagen, um einen sicheren Netzbetrieb (Kurzschlussleistung und Blindleistungsbereitstellung in den entsprechenden Spannungsebenen des Netzes) und die Vorhaltung von ausreichend Regelleistung zu gewährleisten.

In diesem Kapitel werden zunächst die wichtigsten Herausforderungen, die sich durch die zunehmende Integration Erneuerbarer Energien aus technischer und ökonomischer Perspektive ergeben, zusammenfassend auf Basis der Ergebnisse der vorherigen Analysen dargestellt. Darüber hinaus wird eine grundsätzliche Einordnung der gesetzlichen und regulatorischen Möglichkeiten zur Förderung von Optimierungspotentialen gegeben. Anschließend wird ein Überblick über mögliche Anpassungsmaßnahmen und Optimierungsmöglichkeiten gegeben, die aus heutiger Sicht zukünftig zur Verfügung stehen werden. Abschließend wird konkret auf Möglichkeiten eingegangen, die Problematik der ökonomischen Verwerfungen in den Ausbauvarianten mit einem EE-Anteil von 45 % bzw. 50 % durch Optimierungsmöglichkeiten bei der Vorhaltung von negativer Regelleistung zu verringern.

Mit der Nutzung von Optimierungspotentialen zur Integration von Erneuerbaren Energien ins Elektrizitätsversorgungssystem können in der Regel mehrere Ziele verfolgt werden. Vorrangig zählen hierzu Verbesserungen in den Bereichen:

- Verfügbarkeit ausreichend gesicherter Leistung,
- Bereitstellung von ausreichend Systemdienstleistung – insbesondere im Bereich Regelleistung,
- Verringerung des erforderlichen Einspeise- und Erzeugungsmanagements von EEG-Anlagen,
- Wirtschaftliche Optimierung des Netzbetriebs und der Netzinfrastruktur sowie Reduktion des erforderlichen Netzausbaus,

➤ Reduktion der Strompreise und Kosten der Elektrizitätsversorgung.

Dabei können durch eine Maßnahme und/oder Technologie häufig Ziele in mehreren Bereichen verfolgt werden. Zugleich stehen viele Maßnahmen und/oder Technologien in komplementärer Beziehung oder können sich gegenseitig substituieren. Zugleich ist zu berücksichtigen, dass einzelne Maßnahmen und Technologien nur über begrenzte Potentiale verfügen und die Nutzung der Potentiale ggf. Kosten in erheblicher Höhe verursachen kann.

Dieses kann exemplarisch an der Nutzung von adiabaten Druckluftspeichern (adiabate CAES-Anlagen) illustriert werden. Druckluftspeicher können – bei entsprechendem Einsatz – sowohl gesicherte Leistung als auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Zugleich kann bei Erzeugungsüberschüssen der EEG-Anlagen ein Teil der Energie gespeichert werden. Lässt man die Investitionskosten der CAES-Anlage unberücksichtigt, verringern sich durch die Speicherung von Strom in Schwachlaststunden (zu geringen variablen Kosten und Preisen) und der Erzeugung von Strom zu Spitzenlastzeiten (bei hohen variablen Erzeugungskosten sowie hohen Preisen) sowohl die Kosten der Stromerzeugung als auch die Strompreise. Ggf. sind bei entsprechendem Einsatz auch Reduktionen des erforderlichen Netzausbaus sowohl in den Verteilungsnetzen als auch im Höchstspannungsnetz möglich. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass eine sehr starke regionale Einschränkung stattfinden muss. Einerseits muss der Speicher an entsprechender Stelle platziert sein, so dass er einen Netzengpass verringern oder beseitigen kann. Andererseits widersprechen sich ggf. der optimale Einsatz auf dem Strom- und Regelenenergiemarkt und der optimale Einsatz zur Vermeidung von Netzengpässen. Zusätzlich ist von wesentlicher Bedeutung, ob und in welchem Umfang, unter Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten der Anlagen, ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, so dass sich tatsächliche Kostenreduktionen und Reduktionen der Strompreise ergeben.

Aus den oben genannten Gründen und aufgrund der hohen Unsicherheiten bei der Entwicklung der Potentiale und Kosten der Erschließung dieser Potentiale sollten sich die politischen, rechtlichen und regulatorischen Maßnahmen auf die Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen zur Nutzung der Potentiale konzentrieren. Über die Höhe der Nutzung der Potentiale und Weiterentwicklung sollte im wettbewerblich organisierten Strommarkt die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen entscheiden, so dass sich aus den Innovationskräften der Märkte die wirtschaftlichsten und zieladäquaten Lösungen ergeben. Direkte finanzielle Förderungen einzelner Optionen sollten sich auf erforderliche Anschubfinanzierungen zur Technologieentwicklung und Überwindung möglicher Markteintrittsbarrieren beschränken.⁷⁰

Aus den Analysen der unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten lassen sich Bereiche identifizieren, in denen sich ein erheblicher Bedarf an der Nutzung von Optimierungspotentialen ergibt und in denen sich die Nutzung von angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitäten ausschließlich aus der (zukünftigen) Wirtschaftlichkeit einzelner Optionen ergibt.

⁷⁰ Mit einer direkten finanziellen Förderung ist immer die Anforderung verbunden, starre Festlegungen über die technischen Eigenschaften als Vergütungsvoraussetzung zu definieren. Dieses birgt das Risiko einer suboptimalen Entwicklung und/oder eines suboptimalen Einsatzes der Technologien. Zudem ist immer das Risiko einer Unter- oder Überförderung gegeben.

Im Bereich der Verfügbarkeit ausreichend gesicherter Leistung ist in allen Ausbauvarianten bis 2020, wie in Abschnitt 0 dargestellt, kein grundsätzliches Problem zu erwarten. Ggf. kann die Bereitstellung gesicherter Leistung als Ersatz zu konventioneller Kraftwerksleistung kostengünstiger erfolgen. Dies ist bspw. auf Basis nachfrageseitiger Flexibilitäten sowie einer verstärkten Nutzung großräumiger Ausgleichseffekte durch den Ausbau der Kuppelleitungskapazitäten innerhalb Europas denkbar.

Die deutlichsten Anpassungsanforderungen ergeben sich insbesondere in den Ausbauvarianten mit einem EE-Anteil von 45 % und 50 % bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und der Bereitstellung von Regelleistung. Die Verschiebung eines erheblichen Teils der Kosten vom regulären Strommarkt auf die Regelleistungsmärkte führt zu ökonomischen Verwerfungen (siehe hierzu die Ausführungen des Exkurses in Anhang B). Die technische Machbarkeit ist zwar auch in diesem Bereich gewährleistet, allerdings u. a. auf Kosten eines erforderlichen Erzeugungsmanagements von EEG-Anlagen im bedeutenden Umfang. Analog zur Verfügbarkeit ausreichend gesicherter Leistung gibt es ggf. wirtschaftlichere Optionen zur Bereitstellung von negativer Regelleistung, z. B. aus EEG-Anlagen, und Bereitstellung positiver Regelleistung, z. B. durch nachfrageseitige Flexibilitäten.

Hinsichtlich des vor allem bei EE-Anteilen von über 40 % erheblichen Netzausbaubedarfs in den Verteilungsnetzen sind aus technischer Sicht keine generellen (d. h. über Einzelfallaspekte wie Platzmangel beim Ausbau von Umspannwerken hinausgehenden) Probleme zu erwarten. Insbesondere besteht hier aufgrund der weitgehenden Verkabelung kein dem Übertragungsnetz vergleichbares Genehmigungs- und Akzeptanzproblem. Für die wirtschaftliche Realisierbarkeit ist es wichtig sicherzustellen, dass im Rahmen der Netzentgeltregulierung keine Finanzierungslücke auftritt. Dies wäre dann der Fall, wenn die Erlösobergrenzen sich zu starr an den Ist-Netzkosten eines Referenzjahres orientieren, während sich die lokale Versorgungsaufgabe durch dynamischen EE-Ausbau bereits stark verändert und entsprechenden Ausbau- und damit Investitionsbedarf nach sich gezogen hat.

Potenziale zur wirtschaftlichen Optimierung, d. h. zur Reduktion der Verteilungsnetzausbaukosten, dürften nur schwerlich realisierbar sein. Zum einen würde eine geografische Vergleichmäßigung⁷¹ des EE-Zubaus, d. h. die Berücksichtigung der lokalen Netzaufnahmefähigkeit, den Anstieg der Netzkosten dämpfen. Diese stünde jedoch die Netzanschluss- und -ausbaupflicht entgegen und brächte zudem die Gefahr einer Verzögerung des EE-Ausbaus (durch langwierige Klärung standortbezogener Streitpunkte) mit sich. Zum anderen könnte durch den Einsatz von Speichern Belastungsspitzen vermindert und somit dem Netzausbaubedarf entgegengewirkt werden. Dies würde jedoch erstens eine sehr engräumige Koordination des Baus und Einsatzes der Speicher erfordern (im Gegensatz zu einer Nutzung von Speichern zur Verringerung von Reservebedarf), und zweitens liegen auf absehbare Zeit die Kosten der Speicher deutlich über denen des Netzausbaus.

⁷¹ Hiermit ist keine – aus Dargebotsgründen nicht zielführende – Vergleichmäßigung über das Bundesgebiet gemeint, sondern die geografische Verteilung „im Kleinen“, um beispielsweise innerhalb des Versorgungsgebiets eines Verteilungsnetzbetreibers die unterschiedlichen Netzbereiche (Umspannwerke oder Mittelspannungsabgänge) gleichmäßiger auszulasten.

Im Übertragungsnetz kann der bei EE-Anteilen ab 40 % ermittelte zusätzliche Netzausbaubedarf aus technischer Sicht als noch in 380-kV-Drehstromtechnik realisierbar bezeichnet werden, so dass dies allein keine grundsätzlich neuartigen Netzkonzepte erfordert. Bei Akzeptanzproblemen kommt eine (Teil-)Verkabelung in Betracht, die dann allerdings deutlich höhere Kosten mit sich bringt. Zudem ist zu beachten, dass in dieser Untersuchung im Vergleich zu früheren Studien von einem geringeren Ausbau der Offshore-Windenergie ausgegangen wird. Sollte es nach dem Betrachtungshorizont dieser Studie zu verstärktem Offshore-Ausbau und damit zu einer zunehmenden lokalen Konzentration der Windenergieeinspeisung kommen, kann sich die Frage nach alternativen Übertragungskonzepten (HGÜ, Overlaynetz) stellen.

Grundsätzlich können nachfrage- und angebotsseitige Flexibilitäten sowohl heute als auch zukünftig in allen Ausbauvarianten sowohl die Strompreise als auch die Kosten der Elektrizitätsversorgung senken, wenn Potentiale wirtschaftlich erschlossen werden können. Die Höhe des tatsächlich genutzten Potentials hängt von den wirtschaftlichen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Somit verändert sich zwischen den Ausbauvarianten ggf. die tatsächliche Nutzung von Flexibilisierungspotentialen, aber nicht grundsätzlich die vorhandenen potentiellen Möglichkeiten.

Inwieweit unterschiedliche Maßnahmen und Potentiale zu den unterschiedlichen Bereichen beitragen können und ob es insbesondere bis 2020 in größerem Ausmaß nennenswerte über die in den Analysen der Kapitel 3 bis 6 berücksichtigten Möglichkeiten hinaus gibt, hängt von den Rahmenbedingungen und der Entwicklung (Kosten und Potentiale) der einzelnen Optionen ab.

Die wesentlichen Optimierungsmöglichkeiten können in folgenden Bereichen identifiziert werden:

- Optimierungspotentiale im thermischen Kraftwerkspark,
- Optimierungspotentiale durch (neue) Speichertechnologien,
- Flexibilisierungspotentiale auf der Nachfrageseite,
- Flexibilisierungspotentiale beim Einsatz von EEG-Anlagen.

Neben der technischen Eignung und wirtschaftlichen Erschließbarkeit ist bei den unterschiedlichen Optimierungspotentialen die Möglichkeit der Integration in den regulatorischen und rechtlichen Rahmen von großer Bedeutung, um Potentiale auch tatsächlich zu nutzen.

Optimierungspotentiale im thermischen Kraftwerkspark

Im konventionellen Kraftwerkspark kann die Flexibilität der Anlagen grundsätzlich durch unterschiedliche Maßnahmen erhöht werden. Hierzu zählen z.B. die Absenkung der technischen Mindestlast, die Erhöhung der Leistungsgradienten sowie eine Verbesserung der Wirkungsgrade bei Teillast. Hierdurch können sowohl bei der Regelleistungsbereitstellung als auch beim Kraftwerksdispatch zusätzliche Flexibilitäten beim Einsatz genutzt werden, die Vorteile für das Gesamtsystem sowie für die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage bringen.

Diese Möglichkeiten sind in der Regel in der Konstruktionsphase der Anlage zu berücksichtigen und können somit nur im Rahmen von Ersatzinvestitionen erschlossen werden. Es ist davon auszugehen, dass neuere und in Bau befindliche Anlagen in diesen Bereichen eine flexiblere

Einsatzweise zulassen als ältere Bestandskraftwerke. Die genaue Auslegung neuer Gas-GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerke bezüglich ihrer technischen Auslegung in Hinblick auf technische Mindestleistung und Leistungsgradienten variieren allerdings erheblich.

Eine weitere Möglichkeit liegt in der Flexibilisierung der möglichen Fahrweise von konventionellen Kraftwerken mit Wärmeauskopplung. Durch den Bau und die Nutzung von Wärmespeichern kann die Fahrweise sowohl von wärmegeführten Anlagen als auch von Anlagen, die beim Kraftwerkseinsatz eine Optimierung über sämtliche Märkte – Strommarkt, Regelenergiemärkte und Wärmemarkt – vornehmen, deutlich flexibler gestaltet werden.

Optimierungspotentiale Speichertechnologien

Speichertechnologien können einen erheblichen Beitrag für die Integration von Erneuerbaren Energien als auch für eine Kostensenkung in der Stromerzeugung leisten, wenn entsprechende Potentiale vorhanden sind und wirtschaftlich erschlossen werden können. So ist die Stromerzeugung von hydrologischen Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken in Ländern wie der Schweiz oder Norwegen, die über entsprechende geologische Voraussetzungen verfügen, eine wesentliche Stütze der Elektrizitätsversorgung. Auch in Deutschland sind Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von etwa 7.000 MW verfügbar. Diese dienen sowohl der Zwischenspeicherung von Strom als auch der Bereitstellung von Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten. Das Ausbaupotential für Pumpspeicher in Deutschland ist allerdings unter heutigen Rahmenbedingungen beschränkt, da geeignete genehmigungsfähige Standorte nur in geringem Umfang vorhanden sind. Zudem muss bei der Realisierung mit Zeiten von bis zu 10 Jahren gerechnet werden.

Zahlreiche alternative Speichertechnologien zur Zwischenspeicherung von Strom sind aus technischer Sicht in unterschiedlichen Entwicklungsstadien vorhanden. In größerem Umfang werden diese bisher allerdings weder in Deutschland noch in anderen Ländern mit vermaschten Netzen vergleichbarer Größe in genutzt. Einerseits liegt dieses an den technischen Eigenschaften der Speichertechnologien. Andererseits sind die Investitions- und/oder Betriebskosten in der Regel prohibitiv. Beispiele für alternative Speichertechnologien sind:

- adiabate und diabate CAES-Anlagen (Druckluftspeicher),
- Batterien,
- Schwungräder („Flying Wheels“),
- Superkondensatoren (Supercaps) und
- Wasserstoffspeicher.

Ausführliche Überblicke über die technischen Eigenschaften und Kosten alternativer Speichertechnologien sind z. B. in Gatzert (2008), Pehnt und Höpfner (2009) und Semadeni (2003) zu finden.

Bei der Abschätzung des Optimierungspotentials unterschiedlicher Speichertechnologien sind stets die exakten Einsatzmöglichkeiten wie auch die vorhanden Potentiale und Kosten (Investitions- und Betriebskosten sowie Wirkungsgradverluste) zu berücksichtigen. Von besonderer Bedeutung bei der Beurteilung der Eignung für unterschiedliche Einsatzgebiete ist dabei u. a. die mögliche Geschwindigkeit der Leistungsanpassung sowie das Speichervolumen im

Verhältnis zur maximalen Ein- und Ausspeiseleistung. Ersteres entscheidet, ob und auf welchen Regelleistungsmärkten die jeweilige Technologie eingesetzt werden kann. Letzteres definiert, ob es sich um einen Kurzfrist-, Tages-, Wochen- oder Saisonspeicher handelt.

Abgesehen von CAES-Anlagen ist die Mehrzahl der genannten alternativen Speichertechnologien allerdings nur für geringe Speichermengen geeignet und verhältnismäßig teuer. Sie eignen sich in der Regel ausschließlich für dezentrale Anwendungen und Inselnetze. Wasserstoffspeicher hingegen können grundsätzlich zwar auch bei entsprechender Auslegung für beliebige Speichermengen und somit sowohl als zentrale als auch dezentrale Speicher geeignet sein, sind aber derzeit noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Als zentrale Speichertechnologie scheinen adiabate und mit Abstrichen diabate CAES-Anlagen, neben Pumpspeicherkraftwerken ,die wirtschaftlichsten Optionen.⁷²

Flexibilisierungspotentiale auf der Nachfrageseite

Flexibilisierungspotentiale auf der Nachfrageseite beschreiben in wettbewerblichen Strommärkten Lasten von Verbrauchern, die bei entsprechenden Preisen oder Kompensationszahlungen bereit sind, kurzfristig ihren Verbrauch zu erhöhen oder abzusenken oder eine Verbrauchsverschiebung auf andere Zeiten zu veranlassen. Dieses kann bei entsprechenden technischen Eigenschaften des Verbrauchsprozesses als Angebotsleistung auf dem Markt für positive oder negative Regelleistung, als Angebotsleistung für Dauer-/Langfristreserve – z.B. als abschaltbare Last – oder auch zur Optimierung der Strombezugskosten genutzt werden.

Bei der Abschätzung der Erschließungsmöglichkeiten und Kosten von Flexibilisierungspotentialen ist zu berücksichtigen, dass dieses in der Regel bei Industriekunden mit Eingriffen in Produktionsprozesse und bei privaten Haushalten und Gewerbekunden mit Eingriffen in Verbrauchs- und Lebensgewohnheiten verbunden ist. Neben der Schaffung von variablen Verbrauchstarifen, die eine Voraussetzung sind, dass Knappheitssignale, wie z. B. Preissignale auf dem Großhandelsmarkt, bei Verbrauchern zu Anpassungsreaktionen führen, muss bei nicht leistungsgemessenen Kunden zudem erst die technische Voraussetzung geschaffen werden. Neben einer Leistungsmessung durch Einbau von Lastgangzählern zählt hierzu auch die Bereitstellung entsprechender Informations- und Kommunikationssysteme.

Bereits heute reagieren einige, insbesondere stromintensive Industrieunternehmen, die ihren Strom zumindest teilweise am Großhandelsmarkt beschaffen, auf hohe Preise mit einem Nachfragerückgang. Der Umfang dürfte allerdings sehr begrenzt sein. Zudem werden Verbraucherlasten am Markt für Minutenreserve angeboten.

Aktuelle Untersuchungen nennen ein bereits erschlossenes Potential von nachfrageseiteigenen Prozessen von ca. 670 MW für den Minutenreservemarkt. Hierzu zählen stromintensive Prozesse in den Wirtschaftszweigen Herstellung von Zement, Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium, Kupfer sowie Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen, Herstellung von sonst. anorganischen Grundstoffen und Chemikalien sowie Herstellung von Papier, Karton

⁷² Siehe hierzu auch EWI/Prognos (2005), S. 91.ff.

und Pappé, Paulus, M. / Borggrefe, F. (2009) nennen ein langfristig erschließbares Potential von 2.660 MW, welches von den oben genannten Wirtschaftszweigen langfristig für den Regelenergiemarkt verfügbar gemacht werden könnte.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, bei zahlreichen stromintensiven Unternehmen, im Rahmen von kurzfristig unterbrechbaren Verträgen, insbesondere für die Absicherung von unerwarteten Kapazitätsknappheiten und somit zur Verringerung der erforderlichen gesicherten Leistung im Erzeugungssystem, Leistungsreduktionen in einem definierten Umfang anzubieten.

Daneben gibt es ein nicht unerhebliches Potential für nachfrageseitige Flexibilitäten im Bereich der privaten Haushalte und des Gewerbes. Hierbei können insbesondere Anwendungen mit einem Speicherpotential für die Erschließung von Flexibilitäten in Frage kommen, wie z. B. Nachtspeicherheizungen, Warmwasserbereitstellung, Kühlgeräte und Kühllhäuser sowie Wärmepumpen. Bei diesen kann grundsätzlich zumindest kurzfristig der Stromverbrauch reduziert werden, da sie gewisse Trägheiten aufweisen. Insbesondere im Haushaltsbereich erfordert die Erschließung der Potentiale – neben der Notwendigkeit von variablen Tarifen und geeigneten Lastgangzählern – einen gewissen Grad an Automatisierung und intelligenter Kommunikation. Dieses wird häufig unter die Begriffe ‚smart metering‘ und ‚smart grids‘ subsumiert. Ohne diese Automatisierung sind die möglichen Kosteneinsparungen für die Verbraucher in der Regel zu gering, um entsprechende Anreize für Veränderungen der Verbrauchs- und Lebensgewohnheiten zu setzen. Wie bei industriellen Prozessen eignen sich die Potentiale auch in diesen Bereichen eher für kurzfristige als für längerfristige Reduktionen (und in Grenzen Erhöhungen) des Stromverbrauchs und können daher im Bereich Regelenergie und der Absicherung von unerwarteten Kapazitätsknappheiten genutzt werden.

In wie weit die Potentiale in der Industrie sowie bei privaten Haushalten und Gewerbe – insbesondere bis 2020 – wirtschaftlich erschließbar sind, hängt von zahlreichen Entwicklungen ab. Für Industrieprozesse sind die grundsätzlichen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen geschaffen, so dass die Erschließung weiterer Potentiale im Wesentlichen als eine Frage der Wirtschaftlichkeit betrachtet werden kann. In den Bereichen privater Haushalte und Gewerbe steht die Schaffung von entsprechenden Rahmenbedingungen und technischen Voraussetzungen am Anfang. Bis zum Jahre 2020 muss daher davon ausgegangen werden, dass nur ein geringes Potential erschlossen werden kann. Langfristig ist die Frage der Wirtschaftlichkeit der Erschließung dieser Potentiale ein entscheidender Faktor.

Unter Flexibilisierungspotentialen auf der Nachfrageseite ist, neben Anwendungen in der Industrie, in privaten Haushalten und im Gewerbe, der Bereich Elektromobilität zu subsumieren. Dieser steht allerdings noch am Anfang der Entwicklung. Sowohl das langfristige Potential als auch die konkreten Einsatzmöglichkeiten für Flexibilitäten bei der Stromnachfrage müssen sich im zukünftigen Entwicklungsprozess noch konkretisieren. Dazu zählt unter anderem die Technologiewahl für Batterien (Aufladekapazität, Speichervolumen,...) sowie das grundsätzliche Modell der Beladung (Tankstellenkonzept mit Akkutausch, öffentliche Beladungsstationen, Beladung in der eigenen Garage,...). Bis zum Jahr 2020 wird das Potential als gering eingestuft. Bei der tatsächlichen Umsetzung ist zudem zu berücksichtigen, dass die

optimale Erschließung von Nachfrageflexibilitäten bei der Stromnachfrage ggf. anderen Anforderungen bei der Entwicklung der Elektromobilität entgegensteht.

Flexibilisierungspotentiale beim Einsatz von EEG-Anlagen

Grundsätzlich haben auch EEG-Anlagen begrenzte Möglichkeiten ihren Einsatz, entsprechend der Anforderungen des gesamten Elektrizitätssystems, flexibel zu gestalten und somit einen Beitrag zur optimierten Integration der Erneuerbarer Energien zu leisten. Diese Potentiale sind momentan nicht erschlossen, da über das Festpreisvergütungssystem keine Anreize für Anlagenbetreiber gesetzt sind, gemäß den Bedarfssignalen auf den Märkten ihre Leistung zu vermarkten.

Die Dargebotsabhängigkeit schränkt insbesondere die Einsatzflexibilität von Windenergieanlagen, Fotovoltaikanlagen und Laufwasserkraftwerken (ohne Möglichkeit des Schwellbetriebs) erheblich ein. Sowohl ein Lastfolgebetrieb als auch ein Angebot von positiver Regelleistung würde bedeuten, dass EEG-Anlagen permanent angedrosselt betrieben werden müssten, um entsprechende Leistungen anbieten zu können. Da die variablen Erzeugungskosten dieser Anlagen nahe Null liegen, würde die Möglichkeit einer günstigen und CO₂-freien Stromerzeugung reduziert. Die Bereitstellung negativer Regelleistung wäre hingegen mit deutlich geringeren Verlusten verbunden und könnte ggf. die Kosten des Gesamtsystems senken. Die Bereitstellung von negativer Minutenreserve, die nur sehr selten in vollem Umfang abgerufen wird, auf Basis Windenergie würde die tatsächliche Einspeisung nur marginal reduzieren. Die Kosten der Bereitstellung bei entsprechendem Winddargebot lägen quasi bei Null. In Zeiten in denen, wie häufig in der 45 %- und 50 %-Variante des Ausbaus Erneuerbarer Energien, ein Überschuss an EEG-Strom im Netz ist, würde sich sogar die Notwendigkeit des Erzeugungsmanagements reduzieren, da weniger konventionelle Kraftwerksleistung zur Bereitstellung von negativer Regelleistung am Netz sein müssten.

Die grundsätzlichen Flexibilitäten des Einsatzes von Biomasseanlagen sowie Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen sind deutlich höher, da die Dargebotsabhängigkeiten geringer und Speichermöglichkeiten für den jeweiligen Brennstoff vorhanden sind. Dabei ist jedoch einerseits zu berücksichtigen, dass ggf. Speicher für den jeweiligen Brennstoff geschaffen werden müssen, was mit zusätzlichen (Investitions-)Kosten verbunden ist. Andererseits werden zahlreiche dieser Anlagen als KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben. Dieses würde, wie bei wärmegeführten konventionellen KWK-Anlagen, die Installation von Wärmespeichern erfordern.

Weiterentwicklung von rechtlichen, regulatorischen und technischen Vorgaben als Voraussetzung zur Nutzung der Optimierungs- und Flexibilisierungspotentiale

Die Erschließung aller genannten Optimierungs- und Flexibilitätpotentiale hängt, neben der grundsätzlichen Frage der Wirtschaftlichkeit, insbesondere von den gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Bei den meisten Optionen sind Weiterentwicklungen von regulatorischen und gesetzlichen Regelungen und/oder von technischen Regelwerken eine Voraussetzung für die grundsätzliche Nutzbarkeit und Erschließung der Potentiale.

Dieses kann sowohl Regelungen (z. B. EEG und EnWG) regulatorischer Vorgaben (z. B. Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Ausschreibung von Minutenreserve, Sekundärregelleistung und Primärregelleistung) als auch technische Regelwerke (z. B. den TransmissionCode 2007 im Allgemeinen oder die Präqualifikation für Regelleistungsvorhaltung im Speziellen) betreffen.

In den folgenden Abschnitten ist dieses für ausgewählte Regelungen des EEG sowie den Bereich Regelenenergie (Markt- und Produktdesign sowie Präqualifikation) dargestellt.⁷³ Dabei werden exemplarisch – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – mögliche Weiterentwicklungen von rechtlichen, regulatorischen und technischen Rahmenbedingungen diskutiert, um negative Regelleistung aus Windenergie bereitzustellen. Dieses Beispiel wurde gewählt, da sich die Bereitstellung von negativer Regelleistung als einer der zentralen kritischen Punkte in den Analysen im Bereich der Machbarkeit herausgestellt hat.

Das EEG führt als festes Einspeisevergütungssystem – bei dem der Strom aus EEG-Anlagen nach Einspeisemenge, unabhängig vom Bedarf, auf dem wettbewerblichen Strommarkt sowie auf den Regelenenergiemärkten vergütet wird – nicht zu einem optimalen Einsatz und einer optimalen Nutzung der EEG-Anlagen, unter Berücksichtigung der Anforderungen im gesamten Elektrizitätssystem. Zudem wird durch das Doppelvermarktungsverbot von EEG-Einspeisung die Möglichkeit, Leistung von EEG-Anlagen an Regelenenergiemärkten zu vermarkten, erschwert.⁷⁴ Zwar können in der Regel der überwiegende Teil der EEG-Anlagen aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Erzeugung, wie zuvor dargestellt, nur begrenzt flexibel eingesetzt werden. Durch Veränderungen der gesetzlichen Regelungen ließen sich jedoch begrenzte eigenständige Beiträge der Erneuerbaren Energien zur verbesserten Integrierbarkeitzielen. Mögliche Veränderungen betreffen zwei Teilbereiche:

1. Eine optionale Vermarktung von EEG-Einspeisung am Strommarkt, neben dem Festpreisvergütungsmodell und der Direktvermarktung z. B. im Rahmen eines geeigneten Modells, bei dem neben den Erlösen am Strommarkt ein Bonus für Einspeisung von EEG-Anlagen gezahlt wird, würde für die flexiblen Erzeugungspotentiale der EEG-Anlagen Anreize setzen, bedarfsgerecht einzuspeisen. Dieses trifft im Wesentlichen auf Biomasseanlagen sowie Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen zu. Dabei könnten ggf. zugleich z. B. bei Biogasanalgen zusätzliche wirtschaftliche Anreize geschaffen werden, Speichermöglichkeiten für den Brennstoff zu schaffen, um die Einsatzmöglichkeiten zu flexibilisieren. Vergleichbares gilt für EEG-Anlagen mit Wärmeauskopplung, die ggf. durch Wärmespeicher die Einsatzweise flexibilisieren könnten. Bei Windenergie- sowie Fotovoltaikanlagen und

⁷³ In allen Bereichen sind die Folgewirkungen im Detail zu analysieren. Die Umsetzbarkeit in der betrieblichen Praxis unter Berücksichtigung von Transaktionskosten sowie Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit ist eingehend zu prüfen. Eine Detailprüfung kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen.

⁷⁴ Nach Auffassung der Autoren ist eine Vermarktung der Leistung aufgrund des Doppelvermarktungsverbots momentan nicht zulässig. Unabhängig davon wird durch die aktuelle Ausgestaltung des Markt- und Produktdesigns auf Regelenenergiemärkten sowie der Präqualifikationskriterien die Möglichkeit der Vermarktung zumindest für einen großen Teil der EEG-Anlagen ausgeschlossen.

Laufwasserkraftwerken würde ein solches Bonusmodell nur zu marginalen Veränderungen der Einspeisung führen. Ggf. könnte es bei diesen Anlagen zu Abschaltungen bei negativen Strompreisen am Großhandelsmarkt kommen. Gemäß der Verordnungsermächtigung des EEG (2009) § 64 ist die Möglichkeit eines Bonusmodells – ergänzend zum Festpreisvergütungsmodell – für die Zukunft bereits vorgesehen. Bisher erfolgte jedoch keine Umsetzung.

2. EEG-Anlagen können ebenfalls grundsätzlich einen Betrag zur Bereitstellung von Regelleistung leisten. Die Problematik der enormen Kostensteigerungen im Bereich Regelleistung, die sich insbesondere bei den Ausbauvarianten mit EE-Anteilen von 45 % und 50 % ergeben, können damit ggf. entschärft werden. In der Praxis kann dieses sehr unterschiedlich ausgestaltet werden. Möglichkeiten zur Bereitstellung von positiver und/oder negativer Regelleistung durch EEG-Anlagen sind sowohl im Rahmen von Weiterentwicklungen im Festpreisvergütungsmodell als auch durch eine adäquate Ausgestaltung eines Bonus-Modells denkbar.

Insbesondere das Angebot von negativer Regelleistung durch Windenergieanlagen könnte kritische Situationen auf den Regelleistungsmärkten entschärfen. Schwierigkeiten bei der Bereitstellung und hohe Kosten für negative Regelleistungsvorhaltung ergeben sich insbesondere in Perioden, in denen durch hohe Windenergieeinspeisung (und gleichzeitig geringer Last) nur wenige regelfähige konventionelle Kraftwerke am Netz sind. Da diese teilweise bereits in Mindestlast laufen, können sie ebenfalls keine negative Regelleistung anbieten, da sie im Falle eines Abrufs weiter heruntergeregelt werden müssten. Dieses ist ein wesentlicher Grund für die Notwendigkeit eines massiven Erzeugungsmanagements von EEG-Anlagen in der 45 %- und 50 %-Ausbauvariante (siehe hierzu auch den Exkurs in Anhang B). Würde ein Teil der prognostizierten Windenergieeinspeisung als Angebot für negative Regelleistung (insbesondere negative Minutenreserve) genutzt werden, können potentiell sowohl die Kosten für negative Regelleistung als auch das erforderliche Erzeugungsmanagement von EEG-Anlagen reduziert werden.

Damit diese Möglichkeit in der Praxis genutzt werden kann, sind neben entsprechenden Weiterentwicklungen der Regelungen des EEG Anpassungen beim Markt- und Produktdesign sowie bei den Präqualifikationskriterien erforderlich. Insbesondere wäre in den Präqualifikationskriterien zu definieren, welcher Anteil an der prognostizierten Einspeisung als Regelleistung gesichert vorgehalten werden kann bzw. wie dieser jeweils zu bestimmen ist. Zudem sind die regulatorischen Festlegungen zu den Gebotszeitscheiben (Minutenreserve und Sekundärregelleistung) und den Auktionszeitpunkten (Sekundärregelleistung) anzupassen, um den zu erwartenden Nutzen zu erhöhen. Geht man davon aus, dass Windenergieanlagen negative Minutenreserve anbieten, würde ein Übergang von den vier Stunden Gebotszeitscheiben zu stündlichen Zeitscheiben die Möglichkeit von Geboten durch Windenergieanlagen erhöhen. Ansonsten müsste sich der Anteil der möglichen Gebotsleistung von der prognostizierten Einspeiseleistung der WEA aufgrund von Schwankungen innerhalb des Gebotsintervalls c. p. deutlich verringern. Wie in Abschnitt 5.1 dargestellt, wurden stündliche Gebotszeitscheiben für Regelleistung bereits bei den modell-gestützten Untersuchungen der Auswirkungen auf den konventionellen

Kraftwerkspark und die Strompreise unterstellt, um die ökonomischen Verwerfungen in der 45 %- und 50 %-Variante zu begrenzen und die technische Machbarkeit zu gewährleisten. In der Praxis sind die Auswirkungen, sowohl einer Veränderung der Gebotszeitscheiben als auch der Möglichkeit der Erbringung von negativer Regelleistung, vor einer Umsetzung selbstverständlich, wie auch sonstiger Regelungen im Detail, im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen.

Dieses Beispiel zeigt, dass in einigen Bereichen potentielle Lösungsmöglichkeiten vorhanden sind, deren weitgehende Umsetzbarkeit in der Praxis zumindest auf den ersten Blick relativ einfach erscheint. Alternative Möglichkeiten, wie z.B. die massive Förderung von Speichertechnologien, könnten ebenfalls Lösungsansätze darstellen. Zumindest in diesem Bereich wäre dies allerdings voraussichtlich mit deutlich höheren Kosten verbunden und würde massive staatliche Eingriffe in den Markt erforderlich machen.

Insgesamt zeigt sich nochmals, dass bei der Erschließung von Optimierungs- und Flexibilitätpotentialen ein Schwerpunkt der unterschiedlichen Akteure – wie z.B. den zuständigen Ministerien, der Regulierungsbehörde, den EEG-Anlagenbetreibern und den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern – auf der gemeinsamen Weiterentwicklung von gesetzlichen, rechtlichen und technischen Regelungen gelegt werden sollte, um optimale Voraussetzungen für die effiziente Integration hoher Anteile der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu schaffen. Zugleich sollten die Innovationskräfte und Preissignale der Märkte genutzt werden, um die erforderlichen Optimierungs- und Flexibilisierungspotentiale kosteneffizient zu erschließen.

9 Fazit

Die Aufgabenstellung dieser Studie lautete, verschiedene Ausbauvarianten Erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer Integrationsanforderungen auf das Stromversorgungssystem und die Kostenwirkungen zu analysieren. Zunächst wurden mögliche Entwicklungspfade der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 für einen EE-Anteil von 25 % bis 50 % am Bruttostromverbrauch sowie dazu notwendige Anpassungen der bestehenden Rahmenbedingungen entwickelt und aufgezeigt. Die Ergebnisse zeigen, dass ein EE-Ausbau auf 30 % bis zum Jahr 2020 ohne wesentliche Anpassungen der Rahmenbedingungen erfolgen kann. Ein EE-Anteil von 35% ist realistisch, wenn entsprechende Rahmenbedingungen von der Politik gesetzt werden. Die Degression der Vergütungssätze müsste für einige Technologien verringert bzw. ganz abgesetzt werden und im Vergleich zur derzeitigen Situation müssten Genehmigungen für höhere Nabenhöhen neuer Onshore-Windenergieanlagen erteilt werden. Ab einem EE-Anteil von 40% müssten sich die bestehenden Rahmenbedingungen jedoch deutlich anpassen. So müssten sich neben den EEG-Vergütungen bspw. die Flächenpotentiale für Onshore-Windenergie sowie die Brennstoffpotenziale für Bioenergie deutlich erhöhen. Außerdem müssten die technischen Voraussetzungen für bspw. einen deutlich höheren Wind Offshore-Ausbau sowie eine erfolgreiche Erschließung petrothermaler Geothermiepotentiale gegeben sein. Eine solche Entwicklung bis 2020 ist derzeit jedoch nicht absehbar und wird daher als unwahrscheinlich eingeschätzt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass ein hoher EE-Ausbau von mehr als 35 % langfristig nicht realisierbar ist. Vielmehr führt die Zeitrestriktion bis 2020 zu einem begrenzten Zubaupotential von Erneuerbaren Energietechnologien. Nach 2020 werden sich gegebenenfalls die technischen Rahmenbedingungen bspw. bei der Erschließung petrothermaler geothermischer Stromerzeugung sowie bei Offshore Windenergie verbessert haben. Insbesondere diese beiden Technologien haben ein enormes Potential, welches langfristig voraussichtlich einen deutlich höheren EE-Zubau zulassen würde.

Die darauf aufbauende Analyse der Auswirkungen auf das Stromerzeugungssystem zeigt, dass die Auswirkungen eines EE-Anteils von bis zu 40% für den konventionellen Kraftwerkspark technisch realisierbar und wirtschaftlich vertretbar sind. Ab einem EE-Anteil von 40% sind ohne Veränderungen der rechtlichen und regulatorische Rahmenbedingungen sowie technischer Regelwerke zum einen erhebliche ökonomische Verwerfungen auf den Märkten zu erwarten. Zum anderen ist ein solcher EE-Ausbaupfad mit einer erheblichen Kosten- und Preissteigerung verbunden. So steigen bspw. die Kosten für Systemdienstleistungen und damit auch die Netznutzungsentgelte im Vergleich zur 30%-Variante deutlich. Zusammen mit der enormen Erhöhung der EEG-Umlage liegen die Strompreise für Haushalte im Jahr 2020 in der 50%-Variante rund 20% höher im Vergleich zur 30%-Variante. Die Mehrkosten die von den Verbrauchern im Jahr 2020 in der 50 %-Varianten gegenüber der 30 %-Variante zu tragen sind, belaufen sich auf rund 20 Mrd. €₂₀₀₉. Grundsätzlich ist aber in keiner der untersuchten EE-Ausbauvarianten die Versorgungssicherheit in Form von ausreichender installierter Kraftwerksleistung oder die Versorgungszuverlässigkeit in Form ausreichender Erbringung von Systemdienstleistungen bis 2020 gefährdet.

Die Untersuchungen zu den Auswirkungen des EE-Ausbaus auf Verteilungsnetze zeigen, dass bei der 30%-Variante vielfach ein Netzausbau erforderlich ist. Die hiermit verbundenen Mehrkosten der Verteilungsnetze betragen im deutschlandweiten Durchschnitt je nach Netzebene zwischen 3% (Niederspannungsebene) und 13% (Umspannebenen zwischen Hoch- und Mittelspannung). Regional kann die Zunahme der Netzkosten um ein Mehrfaches über den genannten Werten liegen.

Im Vergleich der verschiedenen EE-Ausbauvarianten zeigt sich zwar erwartungsgemäß, dass die Mehrkosten der Verteilungsnetze höher sind, je höher der Anteil des dezentral erzeugten Stroms am gesamten Stromverbrauch ist. Es zeigt sich aber auch, dass der Anstieg der Mehrkosten nicht durchgehend proportional zum Anteil des dezentral erzeugten Stroms ist. Bis zu einem EE-Anteil von ca. 35% ist der Anstieg der Netzkosten vergleichsweise moderat, während die Netzkosten bei höheren EE-Anteilen deutlich stärker ansteigen. Aus technischer Sicht kann jedoch der Netzausbau in den Verteilungsnetzen auch in diesen Varianten als realisierbar angesehen werden.

Im Übertragungsnetz könnte die Realisierbarkeit aufgrund von Akzeptanzproblemen dagegen eine relevante Einschränkung darstellen. Während bis zu einem EE-Anteil von 35 % der als Rahmenannahme angesetzte Netzausbau – dessen Realisierung bis 2020 jedoch keineswegs sicher ist – ausreichend ist, ist für EE-Anteile von 40 % und mehr ein darüber hinausgehender Netzausbau in einer Größenordnung von 500 Stromkreiskilometern erforderlich, was angesichts der bereits umfangreichen Ausbaupläne gem. dena-Netzstudie I und EnLAG als ambitioniert angesehen werden muss.

Die Nutzung von Optimierungs- bzw. Flexibilisierungspotentialen im Bereich Erzeugung & Systemdienstleistungen sollten in allen Ausbauszenarien genutzt werden. Sie können zu nennenswerten Kosten- und Preisreduktionen führen, wenn die Wirtschaftlichkeit dieser Potentiale gegeben ist. Insbesondere bei einem EE-Anteil von über 40 % können sie zusätzlich zur Überwindung technischer Restriktionen und zur Verringerung ökonomischer Verwerfungen auf den Märkten beitragen und das erforderliche Erzeugungsmanagement von EEG-Anlagen verringern. Zur Erschließung der Optimierungspotentiale sollten geeignete gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt bzw. Weiterentwicklungen vorgenommen werden. Eine direkte Förderung zur Nutzung dieser Potentiale sollte sich auf Anschubfinanzierungen neuer Technologien beschränken. Eine breite Förderung von einzelnen Technologien birgt aufgrund der Vielzahl der Optionen und der bestehenden Unsicherheiten über Kosten und Potentiale Risiken von Fehlentwicklungen und zusätzlichen Kostensteigerungen. Bei entsprechenden Preissignalen und geeigneten ordnungspolitischen Rahmenbedingungen sollte die Erschließung der notwendigen Potentiale aus den unterschiedlichen Bereichen durch die Innovationskräfte des Marktes erfolgen.

Insgesamt hat sich im Rahmen der Analyse gezeigt, dass bis 2020 ein ambitionierter Zubau Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung von 35 % sowohl aus technischer als auch ökonomischer Sicht vertretbar ist. Ein EE-Ausbau ab 40 % bedarf hingegen teilweise massiver Anpassungen der Rahmenbedingungen sowohl für die Erneuerbaren Energie selbst als auch für die Integration in das konventionelle Stromerzeugungssystem. Zudem erhöhen sich die

Systemkosten sowie die Strompreise teilweise in einem Ausmaß, bei welchem die Frage der ökonomischen Vertretbarkeit gestellt werden muss. Eine zukünftige Nutzung von Optimierungs- und Flexibilisierungspotentialen kann die technischen Herausforderungen der Integration abmildern. Ob und in welcher Höhe diese Potentiale bis 2020 jedoch zu vertretbaren Kosten zur Verfügung stehen werden, ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Nach 2020 ist davon auszugehen, dass auch ein noch ambitionierter EE-Ausbau von mehr als 40% sinnvoll integrierbar ist, wenn zum einen vermehrte EE-Potenziale sowie Flexibilisierungspotentiale zur Verfügung stehen und sich das Erzeugungssystem zunehmend an einen hohen EE-Anteil anpassen kann.

10 Literaturverzeichnis

- BEE (2009), Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare Energie-Branche, Berlin 2009.
- BMU (2009), Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008, Berlin 2009.
- Braun et al. (2008): Wertigkeit von PV-Strom – Nutzen durch Substitution und des konventionellen Kraftwerksparks und verbrauchsnahe Erzeugung, 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Branz, Bad Staffelstein, 05.-07. März 2008.
- Consentec und Haubrich (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn (2008).
- Dany (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71, Klinkenberg Verlag, Aachen.
- dena (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks-und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Berlin 2008.
- DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln 2005.
- EEG (2009):Erneuerbare-Energie-Gesetz 2009.
- EEG-Statistikbericht (2007): EEG-Statistikbericht 2007, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 31. Juli 2009.
- Europäische Kommission (2009): Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Brüssel (2009).
- EWI/Prognos (2005): Energiereport IV - Energiewirtschaftliche Referenzprognose; Oldenbourg Industrieverlag.
- Gatzen (2008): Gatzen, Christoph, The economics of power storage, Theory and empirical analysis for Central Europe, Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, Band 63, 2008, Oldenbourg Industrieverlag, München.
- Hasche (2007): Analyse von Prognosen der Windgeschwindigkeit und Windstromeinspeisung, Teilbericht zu AP 1.5 im Projekt NedMod, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart.
- IER/RWI/ZEW (2009): Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009).
- Oswald (2007): 380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH Wien, Hannover, 27.12.2007.

- Paulus, M. / Borggrefe, F. (2009): Integrating Renewable Energies - Long Term Technical and Economic Potential of Demand Side Management in Energy Intensive Industries for Spot and Balancing Electricity Markets; Conference Paper presented at the 5th Conference on Sustainable Development of Energy and Water and Environment Systems, Dubrovnik.
- Pehnt und Höpfner (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive, Kurzgutachten im Auftrag des BMU, Mai 2009, Institut für Energie- und Umweltforschung GmbH, Heidelberg.
- Roggenbau (1999): Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57, Klinkenberg Verlag, Aachen.
- Semadeni (2003): Semadeni, Marco, Energy storage as an essential part of sustainable energy systems, A review on applied energy storage technologies, CEPE Working Paper No. 24, Mai 2003, Centre for Energy Policy and Economics, ETH Zürich.
- Sensfuß, F./Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. Gutachten des Fraunhofer Instituts für System und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007.
- Statistisches Bundesamt (2009): Monatsberichte der Elektrizitätsversorgung.
- SVG Schweizerische Vereinigung für Geothermie (2009), Stimulierte geothermische Systeme – Laufende Pilotprojekte, im Internet unter: <http://www.geothermie.ch>.
- VGB (2008a): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1998 – 2007, VGB PowerTech e. V., Essen, 2008.
- VGB (2008b): Verfügbarkeit Wärmekraftwerken 1998 – 2007, VGB PowerTech e. V., Essen, 2008.
- Viehmann, J. / Sämisch, H. (2009): Windintegration bei negativen Strompreisen; et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (11).
- Wissen, R./Nicolosi, M. (2008): Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jg. (2008) Heft 1/2.

Anhang A: Exkurs: Kurz- vs. langfristige Auswirkungen der EE auf Strompreise am Großhandelsmarkt

Dieser Exkurs dient dazu, die grundsätzliche Wirkungsweise der Erneuerbaren Energien auf die Großhandelspreise sowohl in kurzer als auch in langer Frist zu erläutern. Dabei wird auch die derzeit geführte Diskussion bzgl. des ‚merit order‘-Effektes der Erneuerbaren Energien aufgegriffen.

Wie bereits in Abschnitt 2.4.2 dargestellt wurde, wirkt ein verstärkter EE-Ausbau entlastend auf die Preise für Treibhausgasemissionszertifikate und somit auch auf die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt. Neben dieser indirekten Wirkung auf den Strompreis wirkt die Höhe der Einspeisung und die Einspeisestruktur der Erneuerbaren Energien auch direkt auf die Strompreise am Großhandelsmarkt. Dabei ist eine kurzfristige und langfristige Perspektive zu unterscheiden, da tendenziell gegensätzliche Wirkungsweisen auf den wettbewerblichen Strommarkt zu berücksichtigen sind. Kurz- und mittelfristigen Reduktionen der spezifischen Stromerzeugungskosten der konventionellen Stromerzeugung aufgrund des sog. ‚merit order‘-Effektes der Erneuerbaren Energien, stehen langfristige Steigerungen der spezifischen Stromerzeugungskosten der konventionellen Stromerzeugung, aufgrund einer Veränderung der Struktur der von diesen Kraftwerken zu deckenden Last, gegenüber.

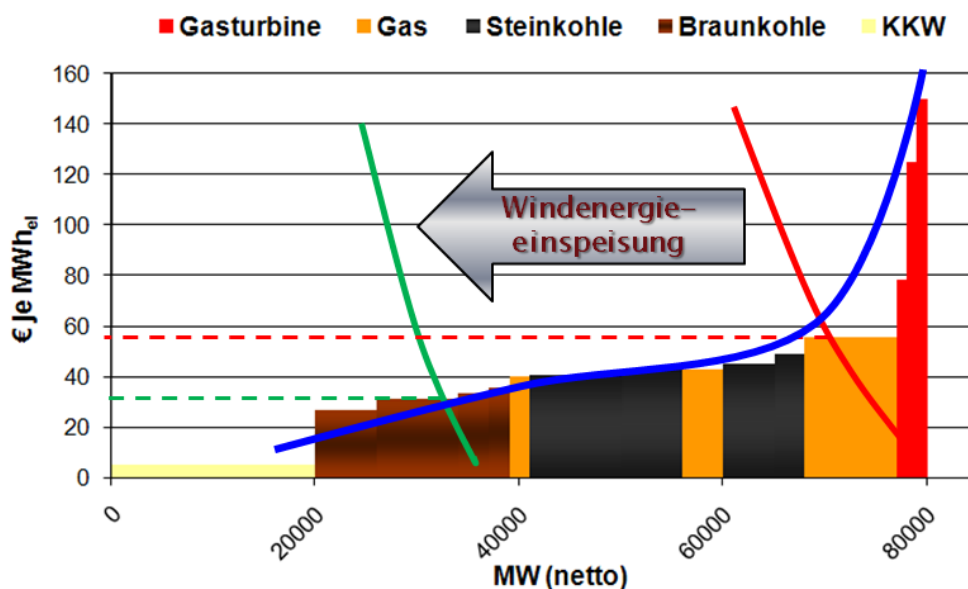
Die Einspeisung Erneuerbarer Energien im derzeitigen Festpreisvergütungssystem gemäß EEG ist vollständig unabhängig von Preissignalen am Großhandelsmarkt, so dass die Einspeisung als eine Last- bzw. Nachfragereduktion in der entsprechenden Periode betrachtet werden kann. Dies führt ceteris paribus ohne Anpassungsreaktionen auf der Angebotsseite⁷⁵ – also in der kurzfristigen Perspektive – auf einem wettbewerblich organisierten Markt zu einer Preisabsenkung. Auf dem Elektrizitätsmarkt lässt sich dieses vereinfacht durch das sog. ‚merit order‘-Modell verdeutlichen.

Abbildung A-1 zeigt exemplarisch die (vereinfachte) statische Angebotskurve auf einem regional abgeschlossenen Elektrizitätsmarkt für einen bestehenden Kraftwerkspark bei perfektem Wettbewerb. Zugleich ist die zu deckende Nachfrage ohne Einspeisung Erneuerbarer Energien (Last – rote Kurve) und die zu deckende residuale Nachfrage mit Einspeisung von Windenergie (residuale Last – grüne Kurve) dargestellt. Der Preis bestimmt sich beim jeweiligen Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve. Da die von den am Wettbewerbsmarkt teilnehmenden Kraftwerken zu deckende Nachfrage im Fall einer Windenergieeinspeisung geringer als im Fall ohne Einspeisung ist, sinkt der Strompreis am Großhandelsmarkt in der entsprechenden Periode.

⁷⁵ Mögliche mittel- und langfristige Anpassungsreaktionen auf der Angebotsseite sind vorzeitige Stilllegungen von Kraftwerken und eine Verringerung bzw. Veränderung der Kraftwerkszubauten als Reaktion auf die zunehmende Deckung der Nachfrage durch Erneuerbare Energien.

Bei dieser statischen Betrachtung führt die volatile Einspeisung von Windenergie somit einerseits zu einer Zunahme der Volatilität der Strompreise und andererseits zu einer Absenkung des durchschnittlichen Preisniveaus.

ABBILDUNG A-1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DES ‚MERIT ORDER‘-EFFEKTS DER EINSPEISUNG VON WINDENERGIE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Dieser Effekt wird in der Literatur als sog. ‚merit order‘-Effekt der Erneuerbaren Energien bezeichnet.⁷⁶ Diese Betrachtung ist jedoch lediglich rein statisch und vernachlässigt bspw. etwaige Anpassungen der Angebotskurve aufgrund von Veränderungen durch Kraftwerksstilllegungen und Zubauten, Anpassungen beim Stromaustausch mit den Nachbarländern, bei den CO₂-Zertifikatspreisen und dem Stromverbrauch. Die Preiseffekte der Erneuerbaren Energien werden bei einer statischen Analyse tendenziell überschätzt. Für eine hinreichende Bestimmung des Preiseffektes ist eine dynamische Analyse erforderlich, welche jedoch retrospektiv nicht möglich ist. Dazu wäre ein Modellszenario notwendig, welches die hypothetischen Zubau- und Stilllegungsentscheidungen modelliert, die bei Ausbleiben der EE-Einspeisung erfolgt wären.⁷⁷

Um zur Versachlichung der derzeit geführten Diskussion bzgl. des ‚merit order‘-Effektes beizutragen, wird dieser Preiseffekt auf dem Großhandelsmarkt zunächst exemplarisch dargestellt und erläutert. Anschließend werden die Rückwirkungen dieser Preiseffekte auf die EEG-Umlage aufgezeigt. Schließlich erfolgt exemplarisch eine langfristige Analyse der Effekte unter Berücksichtigung dynamischer Anpassungsprozesse. Diese folgende Analyse dient

⁷⁶ Vgl. bspw. Sensfuß, F./ Ragwitz, M. (2007).

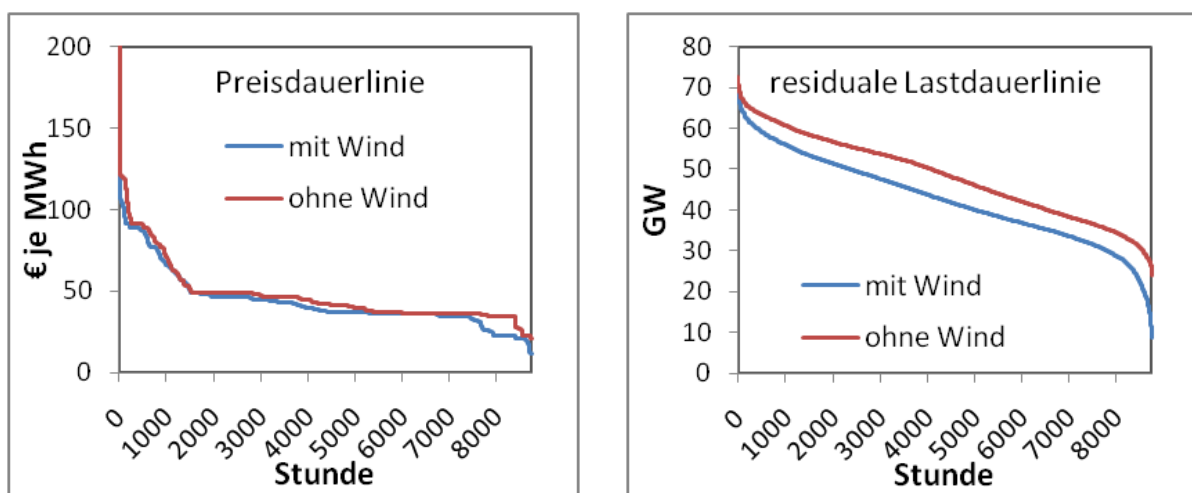
⁷⁷ Vgl. Wissen, R./Nicolosi, M. (2008).

allerdings ausschließlich der Darstellung der Wirkungszusammenhänge und zur Herstellung der Vergleichbarkeit mit anderen Studien.⁷⁸

Eine exemplarisch modell-gestützte Analyse für das Jahr 2010 ergibt die in Abbildung A-2 dargestellten Dauerlinien der residualen Last (linke Seite – blaue Linie) und des Großhandelspreises für Strom (rechte Seite – blaue Linie) unter Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung. Im zeitlichen Durchschnitt ergibt sich ein Strompreis, der sog. base-Preis, von 49,51 €₂₀₀₉ je MWh.

Zur Untersuchung der kurzfristigen Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf die Strompreise wird in einem zweiten Schritt, ohne Anpassungen der installierten Leistung des Kraftwerksparks, wiederum der Grenzkostenpreisschätzer für den hypothetischen Fall analysiert, dass keine Windenergie eingespeist worden wäre. Die entsprechenden Dauerlinien der residualen Last (linke Seite – rote Linie) und des Strompreises (rechte Seite – rote Linie) in Abbildung A-2 zeigen, dass die Windenergieeinspeisung zu einer geringeren vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckenden residualen Last und in der Konsequenz zu einer Reduktion der Strompreise in zahlreichen Stunden des Jahres führt. Im zeitgewichteten Mittel („base“-Preis) ergibt sich ein Preisunterschied von etwa 4,25 €₂₀₀₉ je MWh – d.h. ohne Windenergieeinspeisung würde der Strompreis auf 53,76 €₂₀₀₉ je MWh ansteigen.

ABBILDUNG A-2: DAUERLINIE DES GROSSEHANDLSPREISES UND DER RESIDUALEN LAST MIT UND OHNE WINDENERGIEEINSPEISUNG IM JAHR 2010



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Neben den Einschränkungen der im Rahmen des Exkurses vereinfacht durchgeführten statischen Analyse und der Vernachlässigung von Effekten der Einspeisung Erneuerbarer Energien auf bspw. den CO₂-Zertifikatspreis ist zu berücksichtigen, dass der ermittelte sog. ‚merit order‘-Effekt der Windenergieeinspeisung zugleich eine Verringerung des Vermarktungswertes von Strom aus EEG-Anlagen verursacht. So ergibt sich ein durchschnittlicher Wert der EEG-Einspeisung bei Vermarktung zu stündlichen

⁷⁸ Grundsätzlich wird in dieser Studie keine Bewertung der Gesamtkosten des EEG vorgenommen, sondern die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien analysiert.

Großhandelspreisen von 45,37 €₂₀₀₉ je MWh bei Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung und von 55,59 €₂₀₀₉ je MWh im Vergleichssystem ohne Windenergieeinspeisung. Somit sinken durch den ‚merit order‘-Effekt einerseits die Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt und zugleich steigen die Netto-Förderkosten des EEG durch eine Verringerung des Marktwertes von Einspeisung aus EEG-Anlagen.

Ermittelt man vereinfacht – ohne Berücksichtigung von vermiedenen Netznutzungsentgelten und Vermarktungskosten des EEG-Stroms – die Strombeschaffungskosten, unter Berücksichtigung der EEG-Umlage in den beiden Fällen mit und ohne Windenergieeinspeisung, hat dieses folgende Auswirkung:

In Fall 1, dem hypothetischen Fall ohne Windenergieeinspeisung, liegen die Brutto-Förderkosten des EEG bei 8,056 Mrd. €₂₀₀₉. Unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Vermarktungswertes der EEG-Einspeisung von 55,59 €₂₀₀₉ je MWh und einer EEG-Einspeisemenge von 42,69 TWh verbleibt eine Netto-Förderung von 5,683 Mrd. €₂₀₀₉. Hinzu kommen Strombeschaffungskosten vom Großhandelsmarkt. Unter Berücksichtigung der Laststruktur in Deutschland ergeben sich in Summe Beschaffungskosten vom Großhandelsmarkt in Höhe von 31,2 Mrd. €₂₀₀₉ bei einem durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreis von 57,48 €₂₀₀₉ je MWh. In Summe liegen die Kosten für EEG-Umlage und Strombeschaffung vom Großhandelsmarkt in diesem Fall bei 36,89 Mrd. €₂₀₀₉.

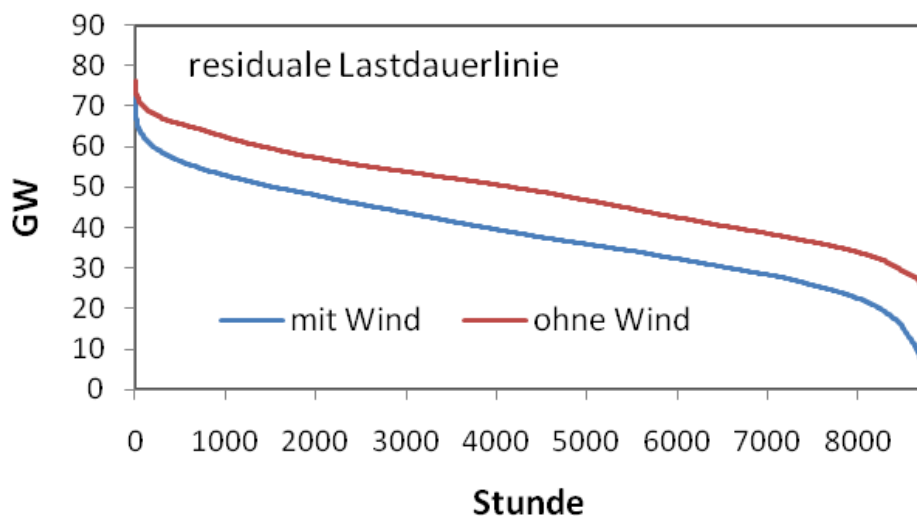
Im Fall 2, bei Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung, in Höhe von 49,06 TWh erhöhen sich die Brutto-Förderkosten um 4,33 Mrd. €₂₀₀₉ auf 12,37 Mrd. €₂₀₀₉ aufgrund der zusätzlichen Vergütungen für die Windenergieeinspeisung. Die Beschaffungskosten vom Großhandelsmarkt fallen zugleich bei einer Absenkung des Preises auf 53,01 €₂₀₀₉ je MWh aufgrund des ‚merit order‘-Effekts der Windenergieeinspeisung auf 28,77 Mrd. €₂₀₀₉. Der durchschnittliche Wert der Windenergieeinspeisung und der anderen EEG-Anlagen liegt mit 45,37 €₂₀₀₉ je MWh allerdings aufgrund des ‚merit order‘-Effekts deutlich unter dem Wert in Fall 1, so dass die Netto-Förderung bei 8,22 Mrd. €₂₀₀₉ liegt. In Summe liegen die Kosten für EEG-Umlage und Strombeschaffung vom Großhandelsmarkt in diesem Fall bei 36,99 Mrd. €₂₀₀₉.

Der ‚merit order‘-Effekt der EEG-Einspeisung hat folglich zwei grundsätzliche Wirkungen. Zumindest in der kurzen und mittleren Frist wirkt er dämpfend auf den Strompreis am Großhandelsmarkt. Zugleich erhöht er die EEG-Umlage, weil einerseits die Brutto-Förderkosten steigen und der Marktwert der EEG-Einspeisung ebenfalls aufgrund des ‚merit order‘-Effekts sinkt.

Langfristig – bei Berücksichtigung von Anpassungen auf der Angebotsseite - verringert sich der Strompreis dämpfende Effekt zunehmend, da sich die konventionelle Kraftwerksparkstruktur an die steigende Einspeisung Erneuerbarer Energien anpasst. Aufgrund von langen technischen Lebensdauern der Kraftwerke ist dieses allerdings ein sehr langfristiger Prozess, bis es zu einer tendenziellen Umkehr – nämlich einer Preis erhöhenden Wirkung – gemäß der folgenden allgemeinen Gleichgewichtsanalyse kommt. Zur Analyse der Auswirkungen der Veränderungen der residualen Lastdauerlinie bei zunehmender Integration von Erneuerbaren Energien – insbesondere Windenergie – auf die Strompreise am Großhandelsmarkt wurde daher eine vereinfachte Analyse durchgeführt, die als ‚grüne Wiese‘-Ansatz bezeichnet werden kann. Diese

ermittelt den optimalen konventionellen Kraftwerkspark, der ohne Berücksichtigung von Bestandsanlagen die kostenminimale Deckung der residualen Last ermöglicht. Zur Illustration der Auswirkungen der langfristigen Auswirkungen der Windenergieeinspeisung auf das konventionelle Kraftwerksparksystem und die Strompreise am Großhandelsmarkt wurden zwei Berechnungen auf Basis der energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenannahmen des Referenzszenarios (30 %-Ausbauvariante) im Jahr 2020 durchgeführt. Im Ausgangsfall wurde die gesamte EEG-Einspeisung von der residualen Last abgezogen, im anderen Fall wurde die Windenergieeinspeisung weggelassen. Dieses ergibt die beiden residualen Lastdauerlinien in Abbildung A-3.

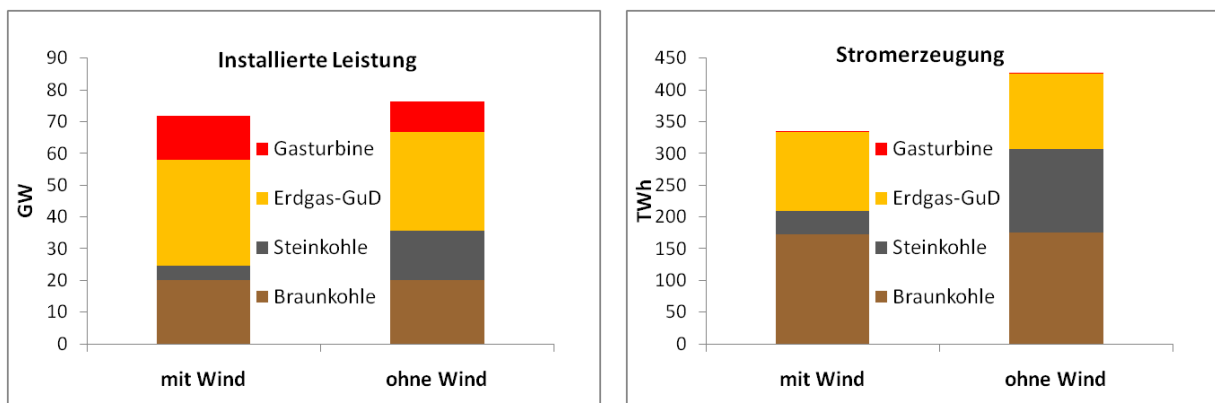
ABBILDUNG A-3: RESIDUALE LASTDAUERLINIE 2020 MIT UND OHNE WINDENERGIEEINSPEISUNG – 30 %-VARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Bereits hier ist erkennbar, dass in Summe nur wenig konventionelle Kraftwerksleistung eingespart werden kann und der Anteil der Grundlast sinkt. In der langfristigen Konsequenz kommt es zu einer Verschiebung der installierten konventionellen Kraftwerksleistung sowie der Anteile der Erzeugung von Grund- zu Mittel- und Spitzenlastkraftwerken (Abbildung A-4).

ABBILDUNG A-4: INSTALLIERTE LEISTUNG UND STROMERZEUGUNG DES KONVENTIENELLEN KRAFTWERKSPARKS 2020 MIT UND OHNE WINDENERGIEEINSPEISUNG – 30 %-VARIANTE



Quelle: r2b energy consulting GmbH

Bei einer unterstellten langfristigen Grenzkostenpreissetzung, die eine Deckung der Vollkosten von Kraftwerken ermöglicht, kommt es zu einer geringfügigen Absenkung des Strompreises für baseload von 84,6 €₂₀₀₉ je MWh auf 83,4 €₂₀₀₉ je MWh. Im Gegensatz dazu steigt der durchschnittliche Preis für die leistungsgewichtete Erzeugung des konventionellen Kraftwerksparks von 90,5 €₂₀₀₉ je MWh auf 93,0 €₂₀₀₉ je MWh.

Insgesamt zeigt sich, dass die Verschlechterung der residualen Lastdauerlinie, bei Integration der Windenergie, im Gegensatz zur kurzen und mittleren Frist in der sehr langfristigen Perspektive sogar zu Preissteigerungen für den konventionell erzeugten Strom führt. In der Folge kann der kurzfristige ‚merit order‘-Effekt die Strombezugskosten für Endverbraucher, auch ohne Berücksichtigung der zusätzlich zu zahlenden EEG-Umlage, somit nicht mehr senken.

Anhang B: Ökonomische Verwerfungen auf den wettbewerblichen Strommärkten bei hohen EE-Anteilen

Die Abnahme und Vergütungspflicht für EEG-Anlagen und die daraus resultierende Unabhängigkeit der Einspeisung vom Bedarf führt bei hohen EE-Anteilen zu ökonomischen Verwerfungen auf den Großhandelsmärkten für Strom. In Perioden – in der Regel Zeiten mit geringer Last und hoher Windenergieeinspeisung – in denen der Bedarf bereits (weitgehend) durch die Einspeisung von Strom aus EEG-Anlagen gedeckt werden kann, sind bereits heute negative Strompreise an der EEX (European Energy Exchange) in einzelnen Stunden zu beobachten. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass thermische Kraftwerke eine gewisse Trägheit aufgrund von Mindeststillstandzeiten sowie Anfahrzeiten und -kosten bezüglich ihres Einsatzes aufweisen. Kraftwerksbetreiber sind unter Berücksichtigung dieser Trägheiten bereit, kurzfristig Strom mit Verlust, bei Preisen unter ihren variablen Erzeugungskosten, am Markt zu verkaufen.⁷⁹ Die kurzfristigen Verluste in einzelnen Stunden werden in Kauf genommen, wenn sie durch Erlöse auf dem Strommarkt in Perioden vor und nach Eintritt einer solchen Situation, unter Berücksichtigung von (potentiellen) An- und Abfahrkosten, im Saldo kompensiert werden können.⁸⁰

Dieses kann die Höhe der negativen Preise von z. B. bis zu mehreren 100 € je MWh in vereinzelt Stunden der Jahre 2008 und 2009 allerdings nur unzureichend erklären. Als weitere Erklärungsansätze kommen einerseits sog. ‚must run‘-Anlagen, wie z. B. wärmegeführte KWK-Anlagen, in Frage. Für diese Anlagen ist entweder eine Erzeugung zwangsläufig erforderlich, weil eine alternative Bereitstellung der Wärme zu dem Zeitpunkt nicht vorhanden ist, oder die Wärmeerzeugung im KWK-Prozess trotz der Verluste auf dem Strommarkt die günstigere Alternative zur Wärmeerzeugung in Heizkesseln darstellt. Andererseits können Kraftwerksbetreiber in einzelnen Perioden auch bereit sein, negative oder allgemein Strompreise unter den eigenen variablen Erzeugungskosten zu akzeptieren, wenn alternative Märkte (für Systemdienstleistungen) die Verluste auf dem regulären Strommarkt überkompensieren. Von wesentlicher Bedeutung sind hierbei die Regelenergiemärkte.

Auf den Regelenergiemärkten werden ein Leistungs- und ein Arbeitspreis bezahlt. Der Leistungspreis wird dem Anbieter, z. B. einem Kraftwerksbetreiber, für die Vorhaltung von kurzfristig einsetzbarer Leistung bezahlt. Der Arbeitspreis wird dem Anbieter bei tatsächlichem Abruf vergütet. Thermische Kraftwerke sind, sowohl auf dem Minutenreservemarkt als auch auf dem Sekundärregelleistungsmarkt, nur dann in der Lage mit den entsprechenden Zeitvorgaben, bei positiver Regelleistung, Energie aus der vorgehaltenen Leistung bereitzustellen, wenn sie in

⁷⁹ In der Regel kann davon ausgegangen werden, dass die entsprechenden Kraftwerke in diesen Perioden nur mit technischer Mindestlast erzeugen, um die Verluste möglichst gering zu halten.

⁸⁰ Siehe z. B. Viehmann, J. / Sämisch, H. (2009): Windintegration bei negativen Strompreisen; et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (11).

Teillast erzeugen. Dann stellen sie sog. rotierenden Reserve bzw. ‚spinning reserve‘ bereit. Bei negativer Regelleistung bieten thermische Kraftwerksbetreiber an, im Falle eines Abrufs ihre Einspeiseleistung kurzfristig zu drosseln. Auch in diesem Fall müssen sie mit Teillast oder Nennleistung erzeugen und können – in Abhängigkeit des Leistungsgradienten – maximal eine Leistung auf dem Markt für negative Regelenergie anbieten, der der Differenz zwischen Erzeugungsleistung (im Teil- oder Nennleistungsbetrieb) und (technischer) Mindestlast entspricht.

Bei der Bestimmung der (Opportunitäts-)Kosten für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung für thermische Kraftwerke, die rotierende Reserve anbieten, ist eine Fallunterscheidung vorzunehmen.

Bei Bereitstellung von positiver Reserve haben thermische Kraftwerksbetreiber für den Fall, dass die Strompreise am Großhandelsmarkt über den variablen Kosten der Anlage liegen, Opportunitätskosten in Höhe des Erlösverzichts auf dem Strommarkt, weil sie ihre Leistung drosseln müssen. Je MW positiver Regelleistung ergeben sich Erlösreduktionen in Höhe der Differenz von Strompreis zu variablen Erzeugungskosten. Für den Fall, dass die Strompreise unter den variablen Kosten liegen, entstehen dem Kraftwerksbetreiber Kosten in Höhe der Verluste eines Betriebs in Teillast, d. h. der Differenz aus variablen Kosten und Strompreis multipliziert mit der Erzeugungsleistung in Teillast. Um die Kosten der Vorhaltung von positiver Regelleistung je MW zu erhalten, werden diese Kosten auf die Angebotsleistung von positiver Regelleistung umgelegt.

Bei negativer Regelleistung haben thermische Kraftwerksbetreiber für den Fall, dass die Strompreise am Großhandelsmarkt über den variablen Kosten der Anlage liegen, Opportunitätskosten in Höhe von Null. Sie können bei Betrieb in Nenn-Leistung unter Berücksichtigung des Lastgradienten (und der technischen Mindestleistung) negative Regelleistung anbieten ohne einen Erlösverzicht am Strommarkt zu haben. Für den Fall, dass die Strompreise unter den variablen Kosten liegen, entstehen dem Kraftwerksbetreiber, wie bei positiver Regelleistung, Kosten in Höhe der Verluste eines Betriebs in Teillast, d. h. der Differenz aus variablen Kosten und Strompreis multipliziert mit der Erzeugungsleistung in Teillast. Dabei muss – im Gegensatz zur Situation bei positiver Regelleistungsvorhaltung – die Anlage oberhalb der technischen Mindestlast erzeugen, um im Falle eines Abrufs die Leistung weiter drosseln zu können. Um die Kosten der Vorhaltung von negativer Regelleistung je MW zu erhalten, werden diese Kosten auf die Angebotsleistung von negativer Regelleistung umgelegt. Die maximale Angebotsleistung ergibt sich dabei unter Berücksichtigung des Lastgradienten aus der Differenz zwischen realisiertem Teillastbetrieb und technischer Mindestlast.

Die Zusammenhänge zwischen Strompreisen und (Opportunitäts-)Kosten von Betreibern thermischer Kraftwerke zeigen, dass im Falle geringer oder negativer Strompreise hohe Leistungspreise für positive und insbesondere negative Regelleistung resultieren müssen, um entsprechende Anreize zu setzen, Leistungen in erforderlicher Höhe anzubieten.

Für die Vorhaltung von negativer Regelleistung ist dieses Problem in der Praxis relevanter, da für positive Regelleistung der Kreis der potentiellen Anbieter größer ist. In beiden Fällen können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ebenfalls Regelleistung anbieten. Zusätzlich kommen

flexible Verbraucher als Anbieter im Bereich Minutenreserve in Frage. Diese können in der Regel eher positive als negative Regelleistung anbieten. Für positive Regelleistung können z. B. industrielle Verbraucher ihren Produktionsprozess wie geplant durchführen, und im Falle eines Abrufs, der in der Praxis ein seltenes Ereignis darstellt, Trägheiten nutzen, um kurzzeitig ihre Verbrauchsleistung zu drosseln. Bei negativer Regelleistung müssten industrielle Verbraucher hingegen kurzfristig ihre Verbrauchsleistung erhöhen und Anpassungen im Produktionsprozess vornehmen. Für die Bereitstellung von positiver Minutenreserve können zusätzlich offene Gasturbinen genutzt werden, die aus Betriebsbereitschaft sog. stehende Reserve bzw. ‚stand-by‘-reserve bereitstellen können.⁸¹ Diese Option fehlt für negative Regelleistung, so dass hier bei den heutigen Rahmenbedingungen zur Bereitstellung von Regelleistung insbesondere für negative Regelleistung rotierende Reserve am Netz gehalten werden muss.

Dass diese Zusammenhänge von empirischer Relevanz sind, lässt sich ebenfalls bereits heute erkennen. So sind insbesondere die Leistungspreise für negative Minutenreserve und Sekundärregelleistung im Jahr 2009 deutlich gestiegen, was zumindest teilweise auf Stunden mit Strompreisen nahe Null oder sogar im negativen Bereich zurückzuführen ist.

Insbesondere in den Ausbauvarianten mit EE-Anteilen von 45 % und 50 % verschärft sich die Situation erheblich. Es kommt zu einer zunehmenden Anzahl von Stunden, in denen die Last abzgl. der EE-Einspeisung auf Niveaus abfällt, die nicht ausreichen um genügend konventionelle Kraftwerke für die Bereitstellung des gleichzeitig zunehmenden Bedarfs an Regelleistung am Netz zu halten. Daher muss ein Teil der EE-Einspeisung – aufgrund unzureichender alternativer Angebotsoptionen für negative Regelleistung – abgeregelt werden, um wiederum ausreichend Spielraum für die Vorhaltung von (negativer) Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke am Netz zu haben.

Auf dem Strommarkt und den Regelleistungsmärkten führt diese Situation in zahlreichen Stunden bei hohen EE-Ausbaugraden zu entsprechenden Preissignalen, da die Preise die jeweiligen Knappheiten widerspiegeln. Die Preise auf dem Strommarkt fallen auf Null (bzw. liegen unter Berücksichtigung von Anfahrkosten etc. sogar im negativen Bereich), weil eine marginale Erhöhung der Nachfrage zu Kosten von Null (bzw. Kostenverringerungen) führen würde, indem das Erzeugungsmanagement reduziert würde. Die Leistungspreise auf dem Markt für (negative) Regelleistung steigen hingegen erheblich, um thermischen Kraftwerksbetreibern einen Anreiz zu setzen, ausreichend (negative) Regelleistung anzubieten und die damit verbundenen Verluste auf dem Strommarkt zu kompensieren. Durch diese Effekte kommt es zu einer erheblichen Reduktion der Strompreise am Großhandelsmarkt und einer Steigerung der Preise für die Vorhaltung von Regelleistung, so dass die Kosten für Endverbraucher zwischen den Märkten verschoben werden. So steigen die Preise für die Vorhaltung negativer Regelleistung in der 50 %-Variante im Jahr 2020 um das 35-fache gegenüber der 30 %-Variante. Zugleich differieren die Strompreise am Großhandelsmarkt – u. a. aufgrund der beschriebenen

⁸¹ Diese haben eine andere Kostenfunktion für die Bereitstellung negativer Regelleistung. Insbesondere in Zeiten geringer oder negativer Strompreise fallen keine tatsächlichen kurzfristigen Kosten an, weil sie positive Minutenreserve anbieten können ohne am Strommarkt mit Verlusten erzeugen zu müssen.

Wirkungszusammenhänge – im base zwischen den beiden Varianten im Jahr erheblich, um rund 40 %.

Um die ökonomischen Verwerfungen in akzeptablen Grenzen zu halten und eine Vergleichbarkeit zwischen den Berechnungen für die einzelnen EE-Ausbauvarianten zu gewährleisten, wurden daher einerseits in den Modellrechnungen des Kapitels 5.1 Modifikationen beim Produkt- und Marktdesign der Regelenenergiemärkte gegenüber den heutigen Rahmenbedingungen unterstellt. Gebotszeitscheiben wurden auf stündliche Perioden verringert, um die Flexibilität der Vorhaltung zu erhöhen. Andererseits wurde ein Erzeugungsmanagement von EEG-Anlagen zugelassen, wenn dieses im Gesamtsystem zu Kostenreduktionen und einer Verbesserung der technischen Machbarkeit führt. Zudem wurde bereits bei der Dimensionierung der erforderlichen Regelleistungsvorhaltung eine deutliche Verbesserung der Prognosegüte unterstellt.⁸²

Die vollständige Umsetzbarkeit dieser beiden Optionen in der Praxis ist dabei jeweils detailliert zu prüfen. In Kapitel 8 ‚Optimierungspotentiale Erzeugung und Netz‘ wird dieses aufgegriffen, und insbesondere analysiert, ob weitere (einfache) Möglichkeiten existieren, die Problematik der ökonomischen Verwerfungen auf den Märkten, die sich bei hohen Anteilen Erneuerbaren Energien ergeben, zu reduzieren.⁸³

⁸² Siehe zu den ersten beiden Punkten auch die Ausführungen in Abschnitt 5.1.

⁸³ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sich durch Optimierungspotentiale im Bereich negativer Regelleistung zwei Effekte ergeben. Einerseits können je nach Optimierungsmaßnahme die Gesamtkosten für Stromverbraucher aufgrund einer Verringerung der Kosten für negative Regelleistung sinken und das Erzeugungsmanagement könnte reduziert werden. Zum anderen würde es – insbesondere in der 45 %- und 50 %-Variante des EE-Ausbaus – auch zu einer Abmilderung der ökonomischen Verwerfungen kommen. Dieses würde – in Abhängigkeit der jeweiligen Optimierungsmaßnahme – wiederum zu Preissignalen auf dem Strommarkt mit tendenziell Preis erhöhender Wirkung führen. Neben einer zu erwartenden Verringerung der Gesamtkosten ergäbe sich folglich auch insbesondere eine Verschiebung der Kosten vom Regelenenergiemarkt zum Strommarkt und es würde sich eine Situation bei den Preisbildungsmechanismen einstellen, die der Situation in der 30 %-Variante deutlich stärker ähnelt.

Anhang C: Beschreibung des Verfahrens zur Bemessung des Reservebedarfs

Nachfolgend wird das in den Untersuchungen gem. Abschnitt 4.2 eingesetzte Verfahren dokumentiert. Die Beschreibung basiert auf vgl. Consentec und Haubrich (2008).

C.1 Analytisches Verfahren

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 für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren wie das kurzfristige Lastrauschen, Regelzonen-Prognosefehler und das Ausfallverhalten der Kraftwerke.

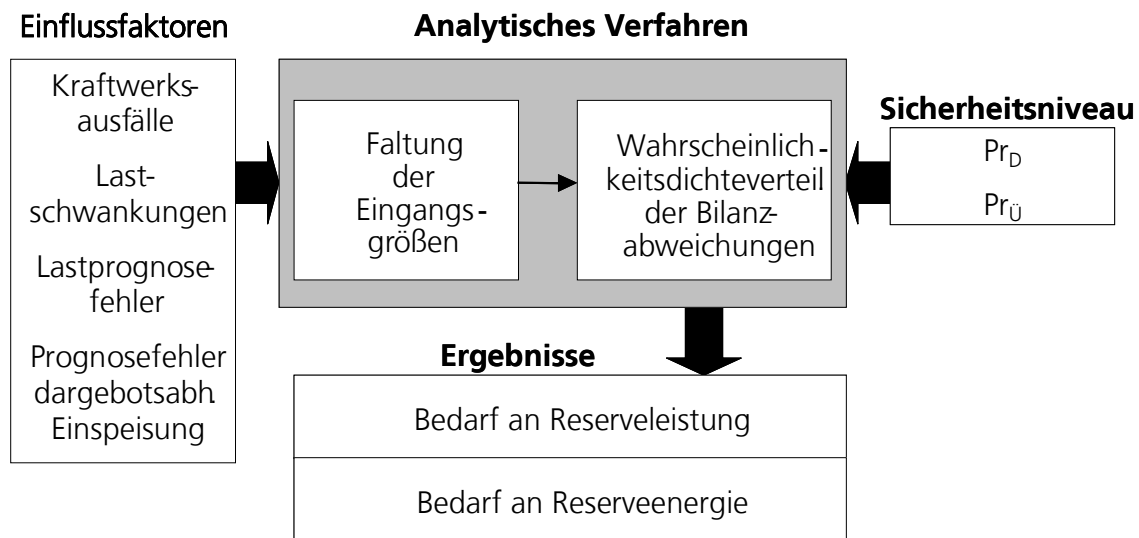
Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich (vgl. Dany (2000)) bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB. Es beruht auf dem Ansatz, dass die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können.⁸⁴ Abweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

Die Ermittlung des benötigten Reservebedarfs erfolgt anhand der einzuhaltenden Überschuss- (Pr_U) und Defizitwahrscheinlichkeiten (Pr_D). Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion 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 positiven bzw. negativen Reserve.

Abbildung C-5 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

⁸⁴ Mathematisch erfordert dies die (bei der Reservebemessung sehr weitgehend erfüllte) Unkorreliertheit der gefalteten Eingangsgrößen (bzw. wie bei der Kombination aus Lastrauschen und Aktivierungsverzögerung die Beschreibung über eine gemeinsame Verteilungsfunktion).

ABBILDUNG C-5: ANALYTISCHES VERFAHREN ZUR RESERVEBEMESSUNG



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

C.2 Abgrenzung von Sekundärregel- und Minutenreserve

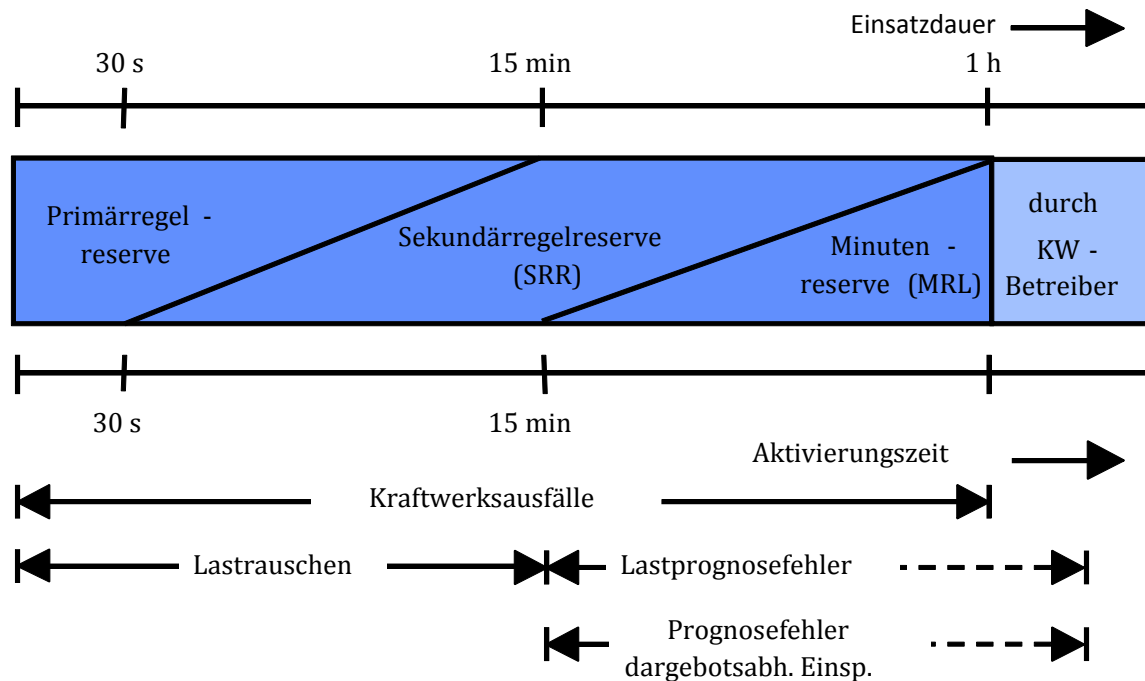
Dabei beschreibt das Prinzipschema aus Abbildung C-5 zunächst nur die Ermittlung *einer* Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten. In der Realität ist aber zu berücksichtigen, dass nicht ausregelbare Leistungsdefizite bzw. Überschüsse aufgrund von zwei separaten Effekten auftreten können:

- Setzt man eine vollständige Substituierbarkeit von MRL durch SRR voraus⁸⁵, kann einerseits die in Summe in beiden Qualitäten vorgehaltene Gesamtregelreserve (GRR, Summe aus SRR und MRL) zu gering sein, um eine auftretende Bilanzabweichung auszuregeln. In diesem Fall entsteht ein *Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve*.
- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtregelreserve vorhanden, diese jedoch z. B. nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelreserve allein nicht ausreicht und die Minutenreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (*Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve*).

Bei der Abgrenzung von SRR und MRL ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Gesamtreservebedarf zwar durch das Zusammenwirken aller Einflussgrößen bestimmt wird, dass jedoch nur ein Teil dieser Einflussgrößen auch einen Bedarf an schneller Reserve, also SRR verursacht (siehe Abbildung C-6). Dass alle Einflussgrößen, die auf einer Prognose beruhen (Lastprognosefehler und Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung) auch über den in Abbildung C-6 angegebenen Zeitraum von einer Stunde hinaus wirksam sein können und Reservebedarf verursachen, wird durch die gestrichelten Pfeile verdeutlicht.

⁸⁵ Eine solche Substituierbarkeit wird in der Literatur auch als Vorwärtspoolung bezeichnet.

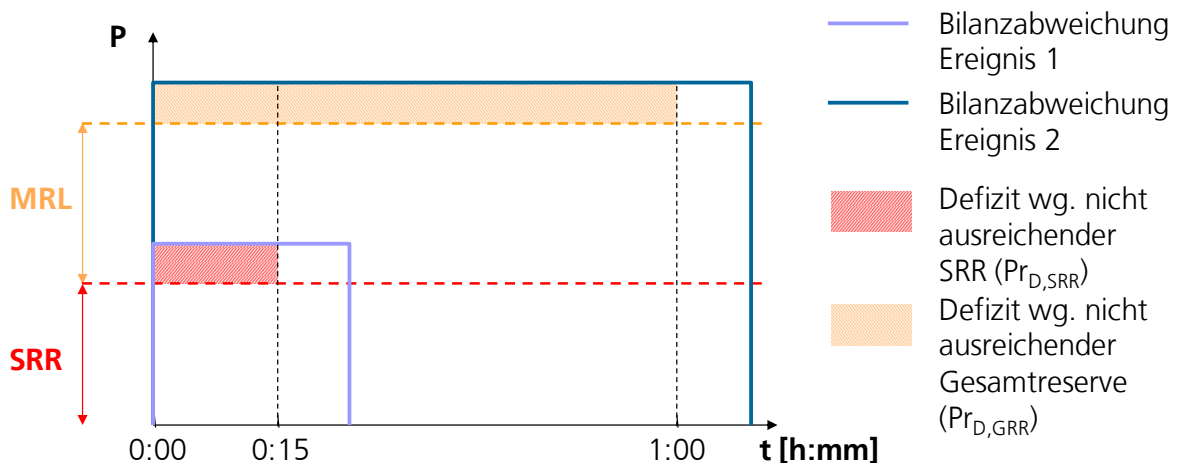
ABBILDUNG C-6: EINSATZ DER RESERVEARTEN IN VERSCHIEDENEN ZEITBEREICHEN



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

Abbildung C-7 verdeutlicht die beiden unterschiedlichen Ursachen nicht ausreichender Reservevorhaltung noch einmal anhand zweier exemplarischer Ereignisse und klärt die Zuordnung entstehender Defizitzeiten zu den beiden genannten Defizitursachen.

ABBILDUNG C-7: EXEMPLARISCHE DARSTELLUNG DER ZUORDNUNG VON BILANZABWEICHUNGEN ZU DEN VERSCHIEDENEN DEFIZITURSACHEN



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

Insbesondere wird deutlich, dass ein Leistungsdefizit in den ersten 15 Minuten nur dann der Ursache nicht ausreichender Sekundärregelreserve zugeordnet wird, wenn die vorgehaltene GRR ausreicht, um das Defizit zu decken.⁸⁶ Eine derartige Zuordnung zu nur einer

⁸⁶ Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch das Ereignis 1 wird also der Ursache „unzureichende SRR“ zugeordnet, da hier keine ausreichende SRR, wohl aber ausreichende GRR vorliegt. Das Defizit in den ersten 15 Minuten durch

Defizitursache ist notwendig, um eine doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten zu vermeiden.

Basierend auf dieser Zuordnung auftretender Defizite können nun SRR und GRR in einem mehrstufigen Prozess bestimmt werden. Dafür ist jedoch unabdingbar, das tolerierte Gesamtdefizitniveau vorab auf die beiden möglichen Defizitursachen aufzuteilen. Sich daraus ergebende Freiheitsgrade werden im weiteren Verlauf noch diskutiert. Die einzelnen Schritte bei der Reservebemessung sind wie folgt:

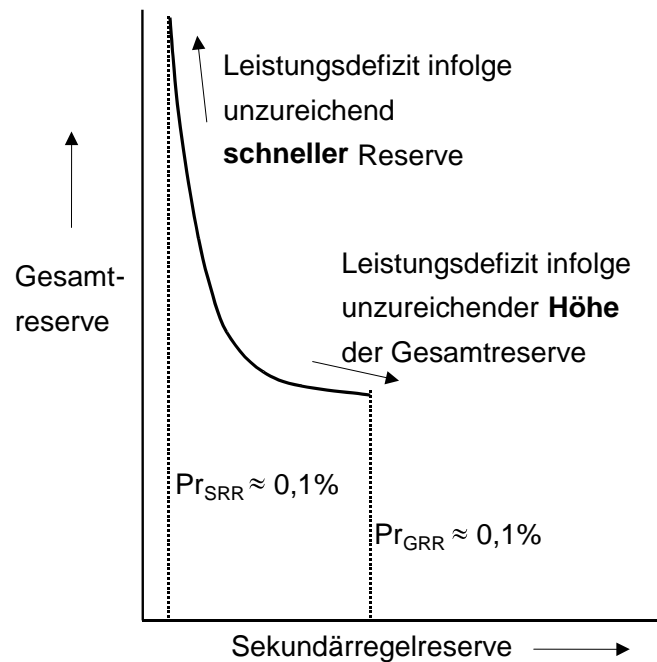
- Zunächst wird die für die GRR relevante Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung durch Faltung aller Einflussgrößen bestimmt. Dabei werden Kraftwerksausfälle mit einer Wirkungsdauer von 1h berücksichtigt. Betragen das akzeptierte Defizit bzw. der akzeptierte Überschuss aufgrund unzureichender GRR (Defizit/Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$) jeweils $x\%$ ⁸⁷, kann die vorzuhaltende GRR als $x\%$ bzw. $1-x\%$ Quantil der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Im zweiten Schritt wird durch Faltung der für SRR-Vorhaltung relevanten Einflussgrößen die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den SRR-Bedarf bestimmt. Dabei wird die Wirkungsdauer von Kraftwerksausfällen zu 15 min angesetzt.
- Diese Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird nun an beiden Seiten an den Stellen der zuvor bestimmten notwendigen GRR-Vorhaltung (an den $x\%$ bzw. $1-x\%$ Quantilen der GRR-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung) abgeschnitten, größere im SRR-Bereich relevante Bilanzabweichungen werden somit nicht weiter betrachtet. Dieser Beschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung reflektiert die oben getroffene vollständige und vom betrachteten Zeitbereich unabhängige Zuordnung von Bilanzabweichungen, die die Gesamtreservevorhaltung übersteigen, zur Defizitursache unzureichender GRR. Sie verhindert die doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten.
- Analog zur Vorgehensweise bei der Festlegung der vorzuhaltenden GRR kann nun die vorzuhaltende SRR aus der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\bar{U}, SRR}$ und den entsprechenden Quantilen der beschnittenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Die vorzuhaltende MRL ergibt sich dann als Differenz aus vorzuhaltender GRR und vorzuhaltender SRR.

das Ereignis 2 wird hingegen der Ursache „unzureichende GRR“ zugeordnet, da hier keine ausreichende GRR (und damit gleichzeitig auch keine ausreichende SRR) vorliegt.

⁸⁷ Aus $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$ ergibt sich zusammen mit der insgesamt akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/\bar{U}}$ die akzeptierte Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\bar{U}, SRR} : Pr_{D/\bar{U}, SRR} = Pr_{D/\bar{U}} - Pr_{D/\bar{U}, GRR}$. Dabei müssen alle Wahrscheinlichkeiten positive Werte haben.

Wie oben erwähnt, stellt die Aufteilung des insgesamt tolerierten Defizitniveaus auf beide Defizitursachen prinzipiell einen Freiheitsgrad dar. Die resultierenden Abhängigkeiten sind stark nichtlinear. Für ein vorgegebenes Defizitniveau erhält man den in Abbildung C-8 skizzierten typischen Verlauf der notwendigen GRR in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve.

ABBILDUNG C-8: TYPISCHER VERLAUF DER GESAMTRESERVE IN ABHÄNGIGKEIT VON DER VORGEHALTENEN SEKUNDÄRREGELRESERVE



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH

Jeder Punkt der Kurve führt zu einer identischen gesamten Defizitwahrscheinlichkeit und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschließlich SRR vorgehalten, so ergibt sich das Leistungsdefizit vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der GRR (siehe Abbildung C-7). Die vollständig in Form von SRR vorgehaltene GRR ist in diesem Fall minimal. Im Falle einer minimalen SRR können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden. Die Höhe der GRR ist hingegen weitgehend ausreichend ($Pr_{GRR} \approx 0\%$). Es ist zu berücksichtigen, dass der Extremfall einer minimalen SRR-Vorhaltung wegen anderer Anforderungen an die SRR-Vorhaltung (z. B. Wurzelkurven aus dem UCTE Operations Handbook) im Regelfall nicht realisierbar sein dürfte.

Prinzipiell sind aber verschiedene Aufteilungen auf die beiden Reservequalitäten zulässig. Eine eindeutige Entscheidung erfordert deshalb weitere technische oder wirtschaftliche Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Reservevorhaltung oder die Maximierung der Flexibilität im Reserveeinsatz.

C.3 Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenenergie

Der Erwartungswert für die eingesetzte Regelenenergie kann prinzipiell aus einer Integration der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des GRR-Bedarfs multipliziert mit der jeweiligen Bilanzabweichung bestimmt werden. Dies entspricht einer Berechnung des ersten Moments der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, hier als $f(x)$ bezeichnet, wobei positive und negative Bereiche separat betrachtet werden:

$$W = \int_{-\infty}^0 f(x) \cdot x \, dx \quad (10.1)$$

für positive Reserve (negative Bilanzabweichung gibt ein Defizit an) bzw. analog

$$W = \int_0^{\infty} f(x) \cdot x \, dx \quad (10.2)$$

für negative Reserve.

Dabei ist zu beachten, dass die Aufteilung der eingesetzten Regelenenergie auf die verschiedenen Reservequalitäten von der Einsatzstrategie abhängig ist und nicht im Voraus eindeutig bestimmt werden kann. Für die Berechnungen im Rahmen dieses Gutachtens werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die entsprechend der Reservebemessung festgelegte SRR wird immer vollständig ausgenutzt, bevor MRL eingesetzt wird.
- Nicht zeitgerecht gelieferte Reserve muss zu einem späteren Zeitpunkt nachgeliefert werden.

Die konkret eingesetzte Regelenenergie wird im Folgenden am Beispiel der negativen Reserveenergie beschrieben. Für die Sekundärenergie gilt:

$$W_{SRR^-} = \int_0^{P_{SRR}} f(x) \cdot x \, dx + \int_{P_{SRR}}^{\infty} f(x) \cdot P_{SRR} \, dx \quad (10.3)$$

Das erste Integral berechnet die Energie, die durch SRR sicher abgedeckt werden kann, da die Bilanzabweichung $x \leq P_{SRR}$ ist. Das zweite Integral spiegelt die Annahme wider, dass auch bei Bilanzabweichungen, die die zur Verfügung stehende SRR überschreiten, diese zunächst vollständig ausgenutzt wird. Hier wird folglich das Produkt aus Wahrscheinlichkeit für eine Bilanzabweichung $f(x) > P_{SRR}$ und der nicht mehr steigerbaren Leistung der SRR P_{SRR} integriert. Über die zur Verfügung stehende SRR-Leistung hinausgehende Bilanzabweichungen werden durch den Einsatz von MRL ausgeglichen:

$$W_{MRL^-} = \int_{P_{SRR}}^{\infty} f(x) \cdot (-P_{SRR}) \, dx \quad (10.4)$$

Anhang D: Bestimmung des Leistungskredites je Erzeugungstechnologie

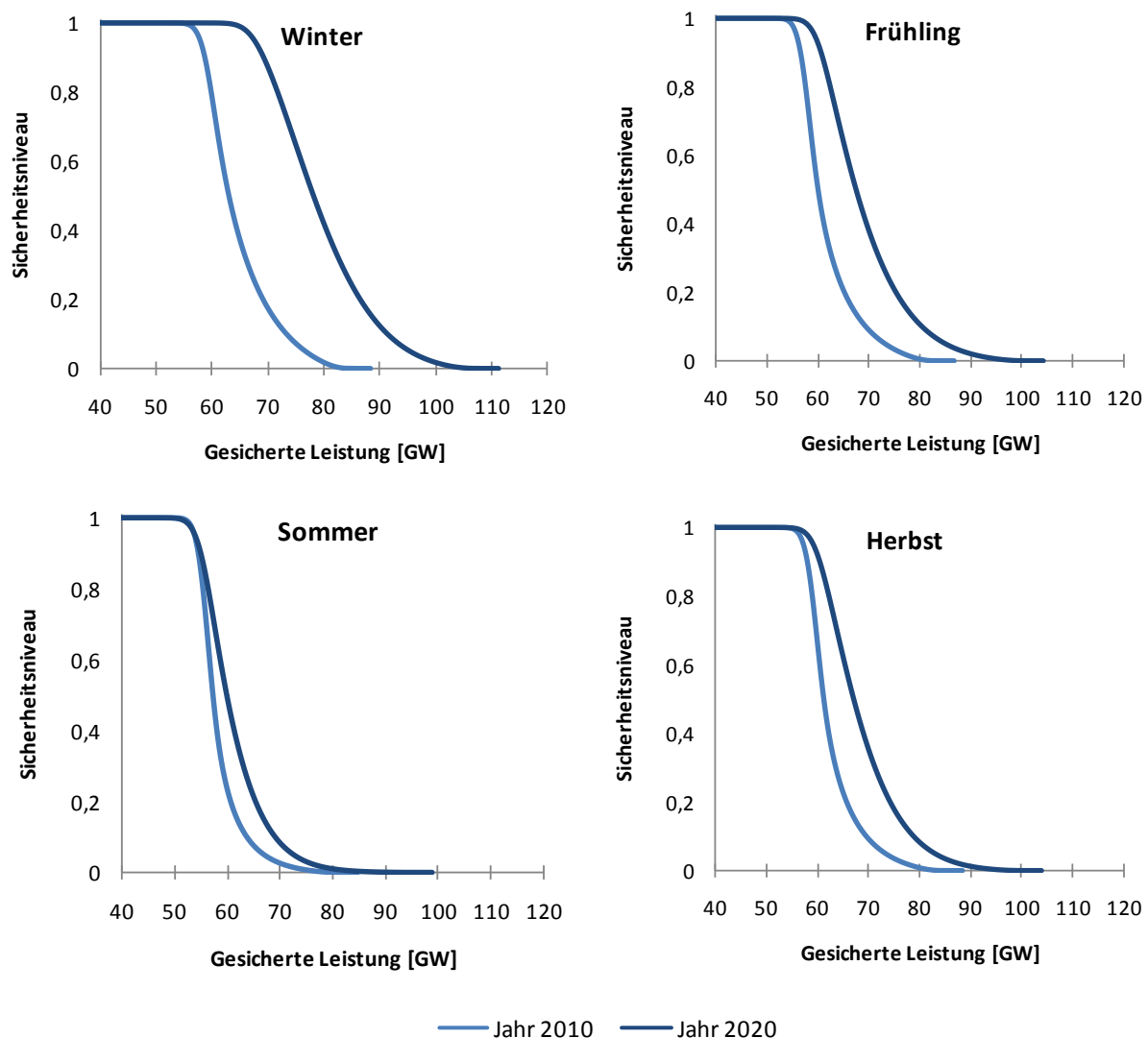
Für den konventionellen Kraftwerkspark wird zunächst, ausgehend von den Nicht-Verfügbarkeiten jedes einzelnen Kraftwerksblockes mittels der Methode der rekursiven Faltung und der Eintrittswahrscheinlichkeit sowie Höhe der eingespeisten Leistung, jede Kombination von Kraftwerksausfällen berechnet. Darauf basierend wird eine kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion der verfügbaren konventionellen Kraftwerksleistung abgeleitet. Zusätzlich wird wiederum unter Verwendung der Methodik der rekursiven Faltung, eine gemeinsame kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion für das gesamte Erzeugungssystem, aus der kumulierten Wahrscheinlichkeitsfunktion der Verfügbarkeit des konventionellen Kraftwerksparks und der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Einspeisung von Windenergieanlagen, im Aggregat ermittelt. Hierbei wird jeweils eine saisonale Differenzierung vorgenommen.

Beispielhaft für die 30%-Ausbauvariante sind diese Wahrscheinlichkeitsfunktionen für alle vier betrachteten Jahreszeiten für die Jahre 2010 und 2020 in Abbildung D-9 dargestellt.

Auf der Abszisse (x-Achse) ist jeweils der Betrag an gesicherter Leistung (in GW) abgetragen, während auf der Ordinate (y-Achse) die Systemsicherheit (in %) dargestellt wird. Wie zu erkennen ist, verringert sich die gesicherte Leistung mit ansteigender Systemsicherheit.

Um die gesicherte Leistung für ein gegebenes Sicherheitsniveau zu erhalten, kann aus der ermittelten Wahrscheinlichkeitsfunktion die gesicherte Leistung bestimmt werden. Um letztendlich den Beitrag eines einzelnen Kraftwerksblockes zur gesicherten Leistung zu bestimmen, werden zunächst die Wahrscheinlichkeitsfunktionen einmal unter Berücksichtigung des betrachteten Kraftwerksblockes der jeweils zu untersuchenden Erzeugungstechnologie und ein zweites Mal ohne diesen Kraftwerksblock berechnet.

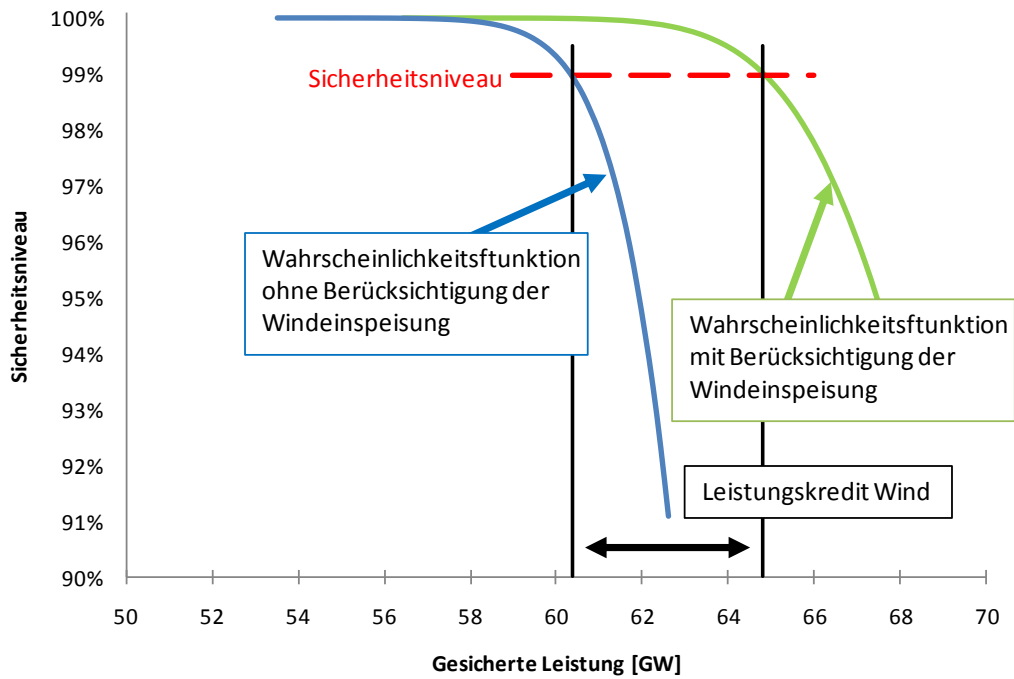
ABBILDUNG D-9: WAHRSCHEINLICHKEITSFUNKTION ZUR BESTIMMUNG DER GESICHERTEN LEISTUNG ERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Für beide Modellläufe wird die jeweilige gesicherte Leistung im System für das gewählte Sicherheitsniveau abgelesen. Die Differenz dieser beiden Werte ergibt den Beitrag des Kraftwerksblockes zur gesicherten Leistung im System. In Analogie zu konventionellen Kraftwerksblöcken wird die installierte Leistung Windenergie als ein Kraftwerksblock betrachtet. Auch hier wird in einem ersten Schritt die gesicherte Leistung im System mit und in einem zweiten Schritt die gesicherte Leistung ohne Berücksichtigung der Windenergie betrachtet. Die Differenz zwischen den beiden Modellläufen ergibt den Beitrag der Windenergie zur gesicherten Leistung im System – den sog. Leistungskredit der Windenergie. Das Vorgehen ist beispielhaft für die Bestimmung des Leistungskredites Wind in Abbildung D-10 dargestellt.

ABBILDUNG D-10: SYSTEMSICHERHEIT UND GESICHERTE LEISTUNG



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting GmbH

Anhang E: Modellbeschreibung Elektrizitätsmarktmodell

Die r2b energy consulting GmbH verfügt einerseits über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes. Andererseits pflegen wir umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen in der EU 27 (zzgl. Norwegen und Schweiz). Beides sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks, der Stromerzeugung und der Großhandelspreise für Elektrizität in Deutschland und Europa adäquat quantifizieren zu können.

Das europäische Elektrizitätsmarktmodell bildet sowohl den Einsatz der Kraftwerke als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen sowie den Stromaustausch zwischen Modellregionen ab. Dabei werden technische und ökonomische Charakteristika der Erzeugungsanlagen, gesetzliche und regulatorische Vorgaben sowie Restriktionen beim Stromaustausch und Anforderungen auf der Nachfrageseite (Lastdeckung, Regelleistungsvorhaltung und Notwendigkeit von Reservekapazitäten) detailliert in die Modellanalyse einbezogen.

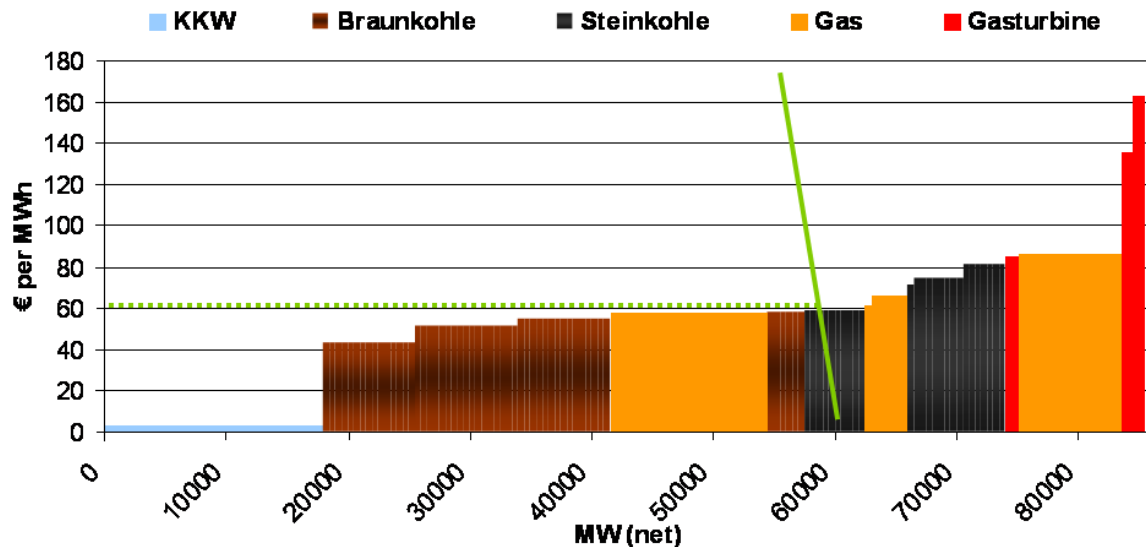
In wettbewerblich organisierten Strommärkten fällen Kraftwerksbetreiber ihre Entscheidungen, mit dem Ziel ihren Gewinn zu maximieren. Dabei können Entscheidungen in der kurzen, mittleren und langen Frist zu unterschiedlichen Entwicklungen führen, die erhebliche Interdependenzen aufweisen. Kurzfristig kann über den Kraftwerkseinsatz bei einem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entschieden werden. Dabei sind technische Restriktionen, wie Mindestteillastbedingungen, Anfahr- und Abfahrtsentscheidungen (sowie deren Kosten) sowie Mindeststillstandzeiten sowie unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Mittelfristig sind Entscheidungen über Revisionen und bei Speicherkraftwerken Entscheidungen über heutige Erzeugung versus zukünftige Erzeugungsmöglichkeiten zu treffen. Langfristig sind Entscheidungen über den Zubau und die Stilllegungen von Kraftwerken einzubeziehen. Diese erfordern in der Regel lange Vorlaufzeiten (Entscheidungsfindungs-, Genehmigungs- und Bauphase) und wirken sich über einen langen Zeitraum aus, aufgrund der langen technischen Lebensdauer (25 bis 50 Jahre) und der Irreversibilität der Entscheidung.

E.1 Modellierung von kurz- und mittelfristigen Aspekten

Bei kurz- und mittelfristigen Entscheidungen wird von einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ausgegangen. D. h. vereinfacht, die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb erzeugen Kraftwerksbetreiber auf dem 'day ahead'-Markt, wenn die variablen

Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Das günstigste, verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung). In dieser vereinfachten Form wird dieses durch das so genannte 'merit order'-Modell abgebildet (vgl. Abbildung E-11):

ABBILDUNG E-11: EINFACHES 'MERIT ORDER'-MODELL

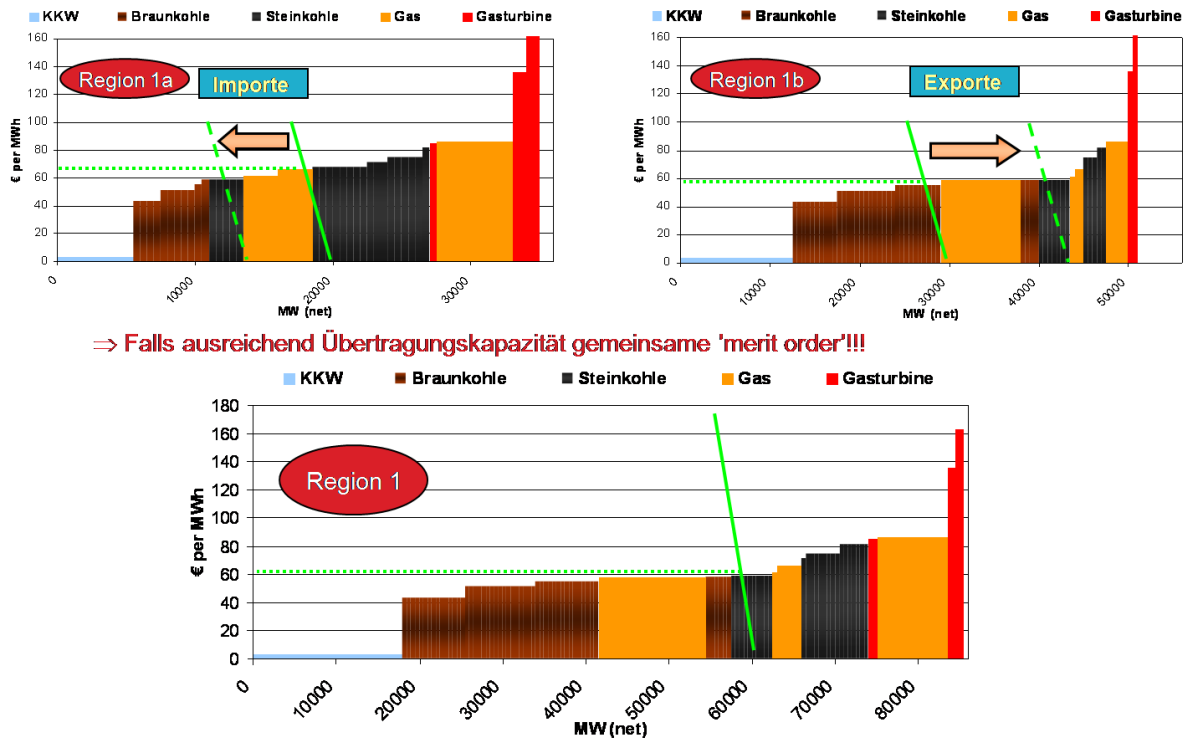


Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke werden nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert und zur Deckung der jeweiligen Last auf dem Wettbewerbsmarkt in der Periode eingesetzt. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen 'merit order'-Modell ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und des Verbrauchs der Pumpspeicher sowie Exporte in andere Regionen abzüglich der Erzeugung von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z.B. Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importen aus anderen Regionen sowie der Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Für diese verbleibende Last (residuale Last) wird eine Preiselastizität von Null unterstellt. D.h. die Nachfrage reagiert nicht auf die Höhe des Preises und lässt sich durch eine Senkrechte darstellen. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt approximativ den Preis. Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

Um interregionale Effekte – den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen – berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet. In vereinfachter Form ist dieses für den Fall von zwei Teilmärkten zunächst bei integrierten Märkten in Abbildung E-12 dargestellt:

ABBILDUNG E-12: 'MERIT ORDER'-MODELL FÜR DEN FALL ZWEIER INTEGRIERTER MÄRKTE

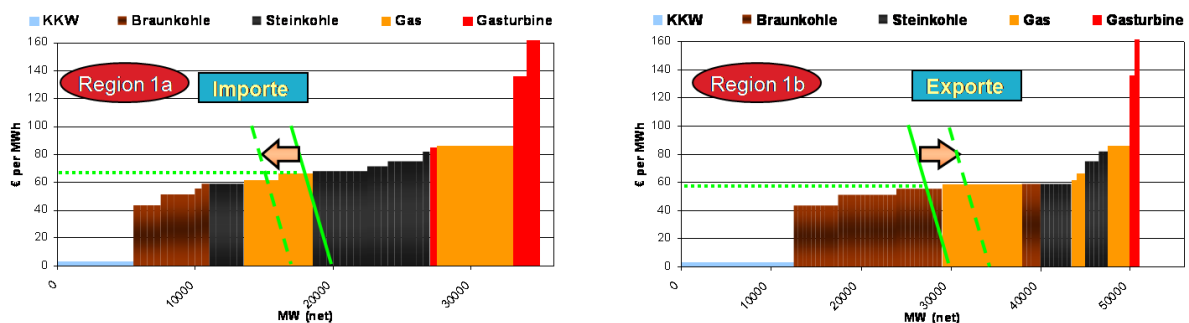


Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

In diesem Fall ist ausreichend Handelskapazität zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar und es kommt zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden und die Lastdeckung erfolgt durch die Kraftwerke kostenminimal.

Im Unterschied dazu, ist in Abbildung E-13 eine Situation dargestellt, in der die beiden Teilmärkte aufgrund von unzureichenden Stromaustauschmöglichkeiten nicht integriert sind.

ABBILDUNG E-13: 'MERIT ORDER'-MODELL MIT ZWEI NICHT INTEGRIERTEN TEILMÄRKTEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Zwar kommt es zu einem Stromaustausch von Region 1a nach Region 1b. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt. Während nach Berücksichtigung des maximalen Stromaustauschs im obigen Beispiel potentiell in Region 1a noch freie Leistung

von Steinkohlekraftwerken vorhanden ist, müssen in Region 1b GuD-Anlagen mit höheren variablen Kosten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Auf Basis einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung bestimmt sich der Strompreis am Großhandelsmarkt in Region 1a folglich durch die variablen Erzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken, während in Region 1b die variablen Kosten von GuD-Anlagen Preis setzend sind. Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Handelskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt.

Dynamische Effekte, wie z.B. Anfahrkosten, dem Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und/oder Revisionen, die beim einfachen 'merit order'-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden sowohl die kurzfristigen Aspekte (Anfahr- und Abfahrverhalten, Teillastverhalten etc.) als auch mittelfristige Aspekte (Einsatz der Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke sowie Revisionszeiten von thermischen Kraftwerken) Modell endogen bestimmt. D.h. diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt. Dabei ist bei Revisionen zu berücksichtigen, dass sie in der Regel einmal jährlich stattfinden. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind neben den installierten Kapazitäten, die maximal und minimal zulässigen Speicherstände ('Arbeitsvolumen der Speicher') berücksichtigt.

Die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs an positiver und negativer Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) stehen für den 'regulären' Strommarkt nicht zur Verfügung. Alleine in Deutschland besteht momentan ein Bedarf an positiver und negativer Regelleistung von jeweils etwa 7.000 MW bzw. etwa 10% der Spitzenlast. Daher hat der Regelleistungsmarkt einen erheblichen Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke am 'regulären' Strommarkt sowie auf die Preise (Grenzkostenpreise) am Großhandelsmarkt. Das Modell bildet daher den 'regulären' Strommarkt und die Regelleistungsmärkte simultan ab (vgl. hierzu auch , Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau'). Bei der Bereitstellung von Regelleistung werden sowohl die technischen Anforderungen an die Kraftwerksleistung als auch die Wahrscheinlichkeit des Abrufs der vorgehaltenen Leistung berücksichtigt. So kann z.B. positive Sekundärregelleistung ausschließlich durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie thermische Kraftwerke in Teillast (unter Berücksichtigung von Teillastverhalten und Lastgradienten) und negative Sekundärregelleistung durch Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie thermische Kraftwerke in Betrieb (unter Berücksichtigung von Teillastverhalten und Lastgradienten) bereitgestellt werden.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatil einspeisenden, nicht 'steuerbaren' Technologien, wie z.B. der Windenergie und Fotovoltaik. Dieses hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht 'steuerbaren' Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage ('residuale Last') basierend auf Simulationen der Last sowie Erzeugung der

Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger Erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen abgeleitet. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der 'residualen Last' adäquat abgebildet werden (vgl. hierzu auch ‚Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau‘).

E.2 Modellierung von langfristigen Aspekten

In der längeren Frist sind zusätzlich Kraftwerkszubauten und -stilllegungen Modell endogen zu berücksichtigen. Neben bekannten und/oder einschätzbaren Zubau- und Stilllegungsentscheidungen werden Kraftwerksneubauten und -stilllegungen sowie die Technologiewahl unter Berücksichtigung von Erwartungen der Erlöse und Kosten dieser Kraftwerke Modell endogen bestimmt. Die Zubau- und Stilllegungsentscheidungen werden dabei von Unternehmen, unter Berücksichtigung von Investitions- und Finanzierungskosten, Erwartungen über zukünftige Brennstoffpreise sowie politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, getroffen. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Entscheidungen ebenfalls kostenbasiert getroffen werden. D. h. es findet bei gegebenen Erwartungen über zukünftige Entwicklungen ein 'kostenminimaler' Ersatz und Neubau von Kraftwerken statt. Dabei sind sowohl die Deckung der Nachfrage, die Bereitstellung des Bedarfs von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung) und die Bereitstellung von ausreichend determinierter langfristiger Reserveleistung zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten.

Die Dimensionierung zusätzlicher langfristiger Reserven (welche über die erwartete Lastspitze zzgl. Regelleistung) im System zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vorgehalten werden müssen, werden mittels Leistungskrediten für einzelne Erzeugungstechnologien dargestellt (vgl. Anhang „Bestimmung des Leistungskredits“). Jede Erzeugungstechnologie wird mit ihrem individuellen Beitrag zur gesicherten Leistung auf Basis der stochastischen Nichtverfügbarkeit sowie deren typischer Blockgröße berücksichtigt. Dabei wird für jede Saison eines Jahres (Winter, Frühling, Sommer und Herbst) unter Berücksichtigung der Revisionsplanung sowie unter Berücksichtigung des Kraftwerkeinsatzes, des Pumpspeichereinsatzes sowie des Imports- und Exportsaldos die gesicherte Einspeiseleistung (inkl. Erneuerbare Energien) zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast ermittelt. Die gesicherte Einspeiseleistung wird durch Multiplikation der installierten Kraftwerksleistung je Technologie mit ihrem entsprechenden Leistungskredit und anschließender Aufsummierung approximiert. Die dadurch ermittelte gesicherte Leistung kann nur als Näherung betrachtet werden, da die Leistungskredite auf Basis einer Marginalbetrachtung ermittelt worden sind (in Analogie zu einer Taylor-Approximation 1. Ordnung). Entsprechende Korrekturwerte wurden geschätzt und im Modell berücksichtigt. Als Bedingung fließt in das Modell eine Gleichung, die fordert, dass zum Zeitpunkt der saisonalen Höchstlast entsprechend viel gesicherte Leistung verfügbar ist. Sollte diese Bedingung auf Basis von Kraftwerksstilllegungen oder eines Nachfragesanstieges nicht erfüllt sein, reagiert das Modell durch eine kostenminimale Bereitstellung dieser Reserven durch Kraftwerksneubau.

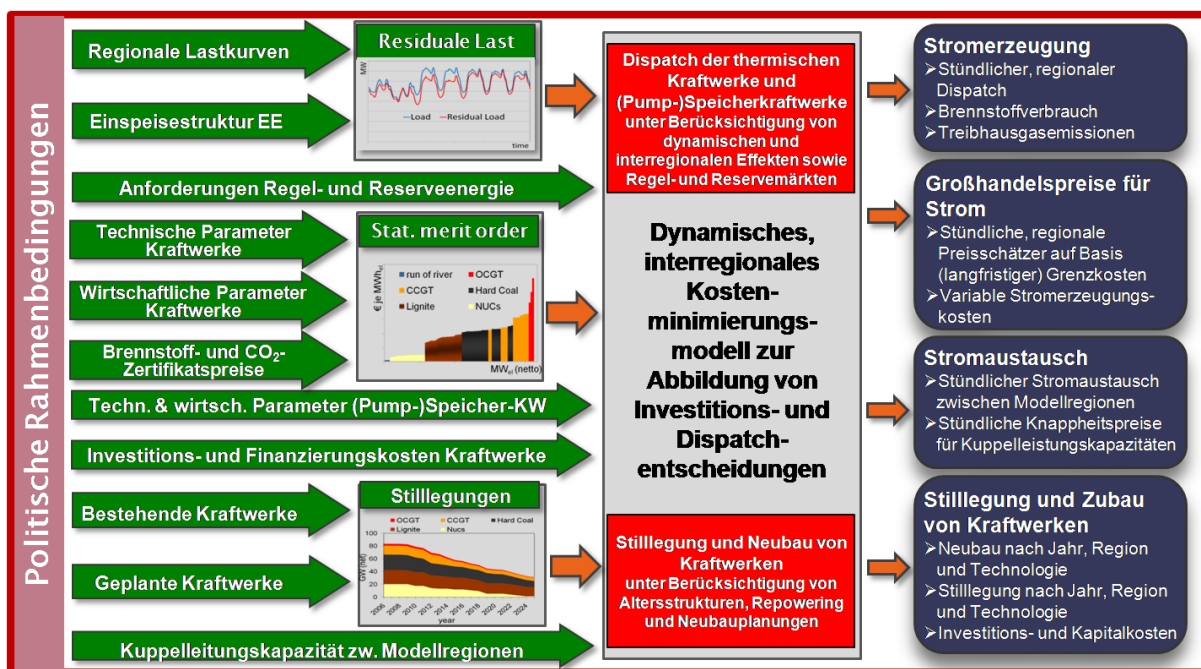
Da es sich bei Langfrist- und Dauerreserven um eine Bereitstellung von Leistung handelt, die in einem einfachen Merit-Order Modell – welches nur die erzeugte Energie vergütet – keine Erträge erwirtschaften kann, wird im Rahmen des Modells ein langfristiger

Systemgrenzkostenpreisschätzer verwendet, der die Kostendeckung der Leistungsbereitstellung durch Aufschläge zu Zeitpunkten von Kapazitätsknappheiten auf dem Energiemarkt (Spotmarkt) ermöglicht. Dieses Konzept entspricht dem in der Literatur diskutierten Peak-Load-Pricing. Validierungen anhand historischer Daten haben ergeben, dass diese Form der Preisbildung den empirischen Begebenheiten an den europäischen Strombörsen gut entspricht.

E.3 Grundstruktur des Modells und modularer Aufbau

Die Grundstruktur des Modells sowie die Inputdaten und möglichen Ergebnisse sind in Abbildung E-14 dargestellt:

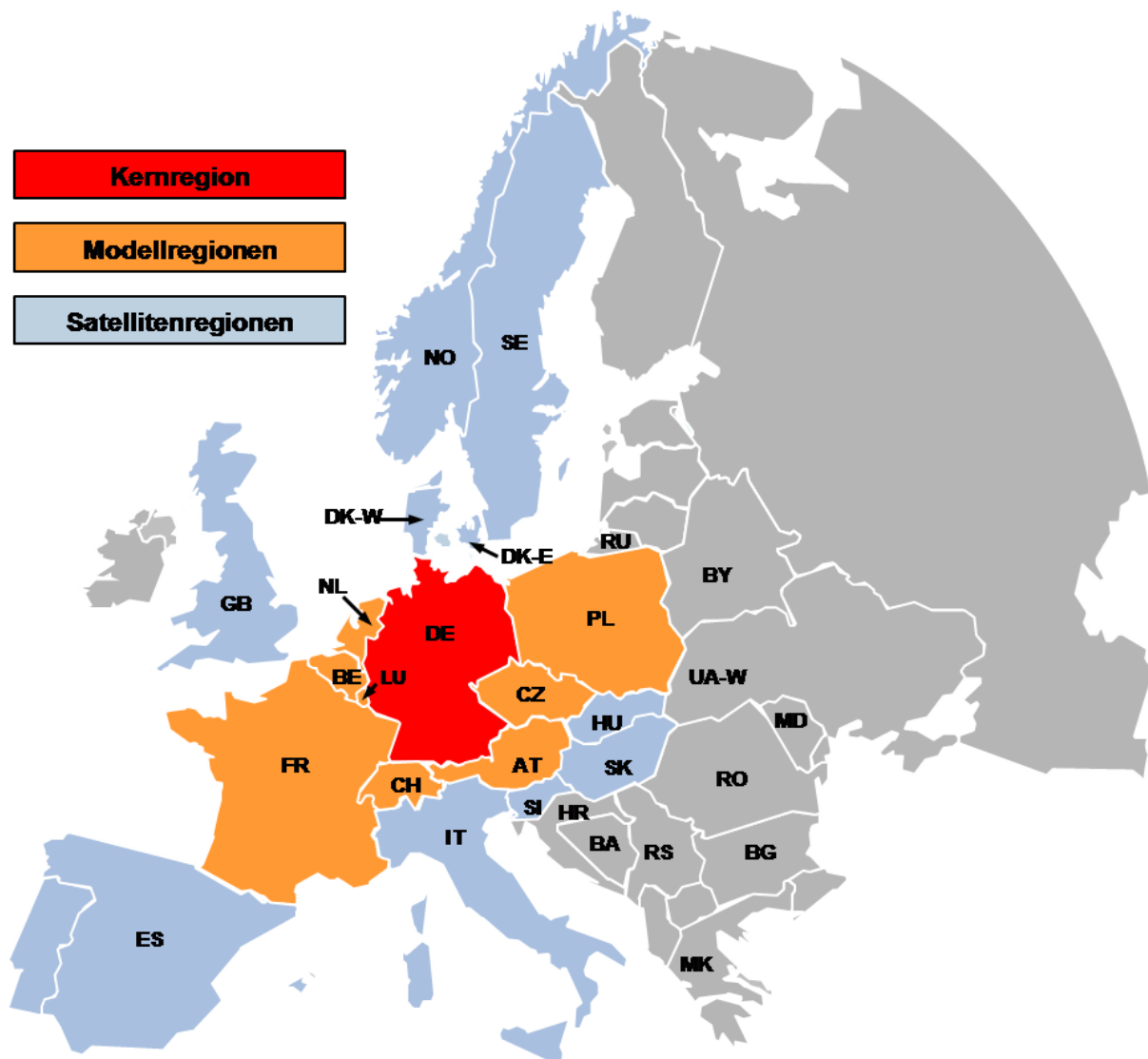
ABBILDUNG E-14: MODELLSTRUKTUR



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Grundsätzlich können im Modell alle EU-Mitgliedsländer sowie die Schweiz und Österreich simultan betrachtet werden. Aufgrund von Hard- und Softwarerestriktionen und zur Beschränkung der Rechenzeit sowie der detaillierten Abbildung technischer Aspekte wird in der Regel die räumliche Betrachtung (Anzahl der Modellregionen) auf die jeweiligen Fragestellung angepasst und die Modellregionen nach Kernregionen, Modellregionen und Satellitenregionen mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad der Modellierung differenziert. Für auf Deutschland beschränkte Betrachtungen ist es in der Regel ausreichend die in Abbildung E-15 dargestellte Differenzierung vorzunehmen, um die Rückwirkungen, die sich aus der Möglichkeit des Stromaustauschs zwischen Ländern ergeben, adäquat zu berücksichtigen.

ABBILDUNG E-15: KERN-, MODELL- UND SATELLITENREGIONEN



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Allgemein sind heutige Modelle des europäischen Strommarktes bei detaillierter Abbildung ökonomischer und technischer Aspekte sowie politischer Rahmenbedingungen durch verfügbare Hard- und Software sowie Rechenzeiten des Modells beschränkt. Zur adäquaten Beantwortung der jeweiligen Fragestellung ist daher ein modularer Aufbau des Modells vorgenommen worden. Dieses ermöglicht es – je nach Anwendungsgebiet – u.a. folgende Variationen vorzunehmen:

- Anzahl der simultan betrachteten Länder in Europa sowie Detaillierungsgrad der Modellierung der einzelnen Länder (Kern-, Modell- und Satellitenregionen)
- Zeitliche Auflösung innerhalb eines Jahres (Anzahl chronologischer Lastniveaus pro Jahr)
- Betrachtungshorizont und Anzahl der Modelljahre
- Anzahl der Effizienzklassen innerhalb der einzelnen Technologien

Zudem ist für Deutschland und die Nachbarländer die Abbildung der Vorhaltung von Regelleistung und des Abrufs von Regelenergie nach den einzelnen Regelleistungsprodukten – insb. Sekundärregelleistung und Minutenreserve – möglich. Für Deutschland kann die Modellierung der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (KWK-Stromerzeugung) in unterschiedlicher Detaillierungstiefe erfolgen.

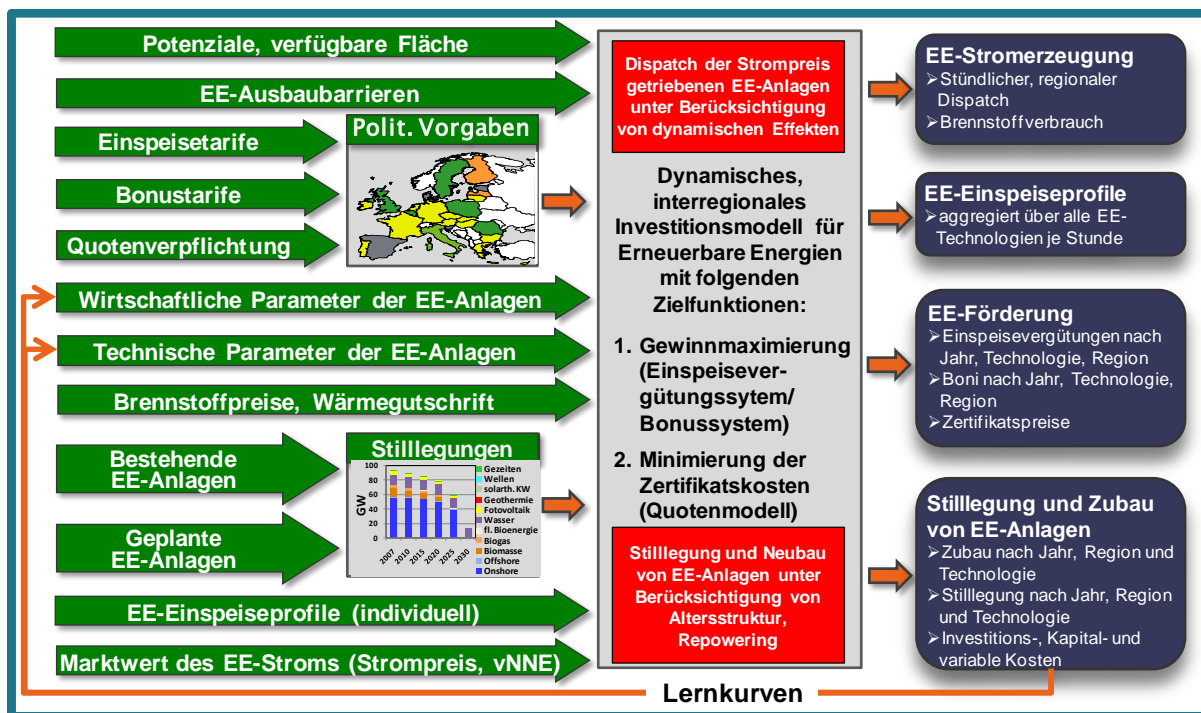
Anhang F: Erneuerbare Energien-Modell

Modellstruktur sowie Modellin- und outputs

Das Modell kann den Zubau der erneuerbaren Energien auf jährlicher Basis bestimmen. Um auch langfristige Prognosen durchführen zu können, werden die Jahre 2010 bis 2030 in Ein-Jahres-Schritten abgebildet. Der Einsatz bzw. die Einspeisestruktur der einzelnen EE-Anlagen wird auf stündlicher Basis ermittelt. Eine Modell endogene Bestimmung der stündlichen Erzeugungsstruktur ist für alle Strompreis getriebenen EE-Anlagen relevant, da diese ihre Erlöse auf dem Strommarkt optimieren.

Ein Überblick der Modellstruktur mit den wesentlichen In- und Outputs ist in Abbildung F-16 dargestellt.

ABBILDUNG F-16: MODELLSTRUKTUR ERNEUERBARE ENERGIEN MODELL MIT IN- UND OUTPUTS



Quelle: Eigene Darstellung r2b energy consulting.

Neben den detaillierten wirtschaftlichen (z.B. Investitionskosten, jährliche Fixkosten, Abschreibungsdauer, Zinssatz) und technischen Parametern (z.B. Wirkungsgrad, Anlagengröße, technische Lebensdauer) von EE-Anlagen werden zusätzlich Brennstoffpreise und Wärmegutschriften für Anlagen auf Basis Bioenergie in das Modell implementiert. Daneben werden die Bestandsanlagen Erneuerbarer Energien erfasst und deren Stilllegungspfad unter Berücksichtigung ihrer unterstellten technischen Lebensdauer vorgegeben. Im Modell besteht die Möglichkeit, dass EE-Anlagen auch aufgrund wirtschaftlicher Aspekte vorzeitig stillgelegt werden (bspw. Repowering von Windenergieanlagen). Zudem werden bereits in Bau befindliche Anlagenparks (bspw. für Offshoreparks) ins Modell aufgenommen. Für die volatil einspeisenden EE-Technologien wie Windenergie, Fotovoltaik, Wasserkraft, Wellen- und Gezeitenenergie

werden individuelle stündliche Einspeiseprofile vorgegeben. Bei den restlichen EE-Technologien werden ebenfalls typische Einspeiseprofile vorgegeben für den Fall, dass diese nicht Strompreis getrieben einspeisen.

Neben den Anlagen spezifischen Parametern fließen außerdem kurz- und langfristige Zubaurestriktionen in das Modell ein. Während langfristig insbesondere Potenzialbeschränkungen bestehen, sind kurzfristig insbesondere Restriktionen der jährlich zur Verfügung stehenden Neuanlagen bzw. der Herstellerkapazitäten zu berücksichtigen.

Ein weiterer Eingangsparameter für das EE-Modell ist der Marktwert des EE-Stroms. Dieser setzt sich zusammen aus den Erlösen auf dem Großhandelsmarkt sowie den vermiedenen Netznutzungsentgelten, welche sich je nach EE-Technologie und eingespeister Netzebene unterscheiden. Diese Angaben sind zur Ermittlung der Direktvermarktungspotenziale erforderlich. So lassen sich im Rahmen des Modells Aussagen über die Höhe des direkt vermarkteten EE-Stroms für die unterschiedlichen EE-Technologien sowie die betrachteten Jahre treffen.

Einer der wesentlichen Modellinputs ist die detaillierte Abbildung der Förderbedingungen. So werden bspw. für Deutschland die nach Technologie, Standort, Brennstoff und Größe differenzierten Vergütungssätze gemäß der aktuellen Novellierung des EEG in 2009 abgebildet. Die Abbildung alternativer Fördersysteme wie das Bonussystem oder das Quotenmodell ist im Modell möglich. Das Kalkül des Einspeisevergütungs- oder Bonussystems besteht in der Maximierung der Gewinne. Beim Quotenmodell erfolgt eine Kostenminimierung unter Berücksichtigung des Marktwertes des EE-Stroms (Großhandels-Strompreis zzgl. vermiedener Netznutzungsentgelte).

Als Modelloutput werden sowohl die stündliche als auch die jährliche Stromerzeugung der einzelnen EE-Technologien sowie der damit verbundene Brennstoffverbrauch der Biomasseanlagen ausgewiesen. Die stündlichen über alle EE-Anlagen aggregierten Einspeiseprofile dienen u.a. zur Bestimmung der residualen Last für das konventionelle Strommarktmodell. Außerdem wird die Förderung der Erneuerbaren Energietechnologien nach Jahr und Technologie ermittelt. Für das Einspeisevergütungssystem können sowohl die aggregierten Gesamtvergütungen als auch die „Nettovergütungen“ (Vergütungen abzüglich des jeweiligen Marktwertes von EE-Strom) ausgewiesen werden. Ebenso können Aussagen über die durchschnittlichen Vergütungssätze von Neu- und Bestandsanlagen getroffen werden. Bei der alternativen Modellierung eines Bonussystems werden ebenfalls die aggregierten sowie die spezifischen Bonuszahlungen ermittelt. Für das Quotenmodell wird der resultierende jährliche Zertifikatspreis für die Grünstromzertifikate bestimmt.

Weitere Outputs des Modells sind der Zubau und die Stilllegungen sowie die Investitions-, Kapital- und variablen Kosten nach Jahr und Technologie. Die Berücksichtigung des technologischen Fortschritts der EE-Technologien erfolgt auf Basis eines Lernkurvenansatzes. Im Modell wird dabei die zukünftige Kostenentwicklung in Abhängigkeit des jeweiligen Zubaus einer Technologie bestimmt.

Anhang G: Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse

G.1 Grundsätzliches

Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmäßige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders

- zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge) und
- für vergleichende Analysen einer großen Zahl von Versorgungsgebieten.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden. Derartige Fragestellungen können mit anderen Verfahren (z. B. Verfahren zur Referenznetzanalyse) bearbeitet werden, die allerdings eine erheblich genauere und aufwändigere Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfordert.

Theoretisch müssen bei der Netzplanung alle Netzebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden. Dies ist jedoch aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist vielmehr eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumliche und technische (nach Netzebenen) mehr oder weniger abgegrenzte Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Netzebenen abgeleitet. Solche Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung. An dieser Entkopplung orientiert sich auch die MNA. Die Ermittlung der für eine gegebene (homogene) Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der untersten Netzebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene.

Auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen wurden für Strom- und – in diesem Projekt nicht relevant – Gasnetze jeweils eigenständige Modellierungsansätze für die MNA entwickelt

G.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder (nur im Stromnetz) Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (z. B. Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in unterlagerte Netzebenen (Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen)
- mögliche Standorte für Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (z. B. Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken, von Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmäßig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der überlagerten Netzebene genutzt werden können.

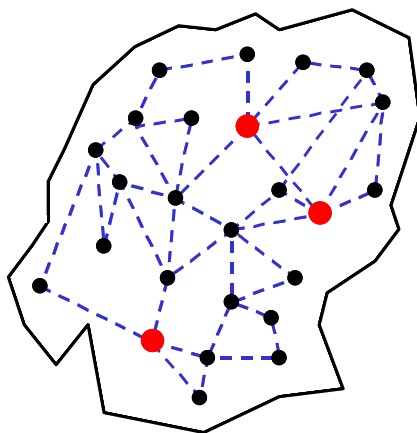
Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungs-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden. Abbildung G-17 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse

die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermaßen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

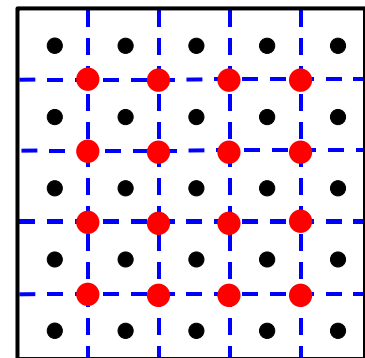
ABBILDUNG G-17: ABSTRAKTE NACHBILDUNG EINER REALITÄTSTYPISCHEN VERSORGUNGS-AUFGABE DURCH EINE HOMOGENE STRUKTUR FÜR DIE ANWENDUNG DER MODELLNETZANALYSE

*Realitätstypische (inhomogene)
Versorgungsaufgabe*



*Homogene
Versorgungsaufgabe*

- Hausanschluss
- mögl. Einspeisung
- - - mögl. Trasse



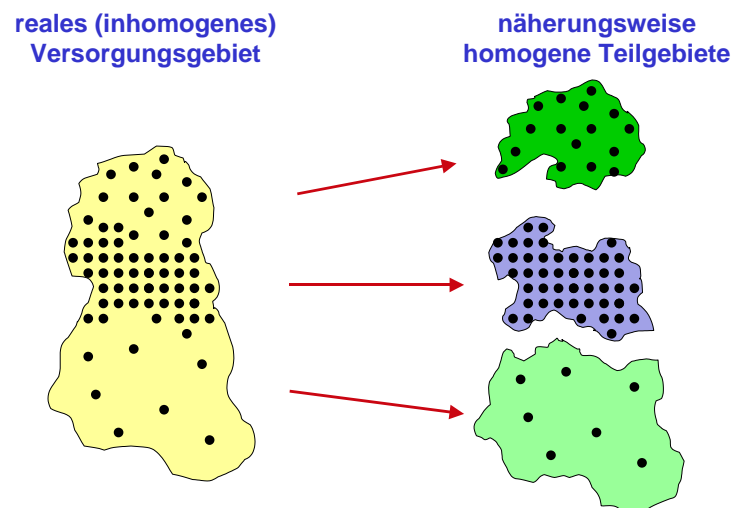
Quelle: Consentec GmbH

G.3 Teilgebietsansatz

Wenn die MNA angewendet wird, um die Auswirkungen der Eigenschaften realer Versorgungsgebiete auf den dort erforderlichen Netzanlagenbestand und die damit verbundenen Netzkosten zu untersuchen, etwa für vergleichende Analysen unterschiedlicher Versorgungsgebiete, kann die auf gebietsweiten Durchschnittswerten beruhende abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe zu ungenau sein, um belastbare Ergebnisse zu gewinnen. Bei solchen Untersuchungen kann die Genauigkeit gesteigert werden, indem jedes betrachtete Versorgungsgebiet in Teilgebiete zerlegt und die MNA für jedes Teilgebiet separat angewendet wird. Es wird dann nur unterstellt, dass jedes Teilgebiet für sich genommen näherungsweise durch eine homogene Versorgungsaufgabe nachgebildet werden kann (siehe Abbildung G-18). Diese Teil-Versorgungsaufgaben können sich dagegen von Teilgebiet zu Teilgebiet unterscheiden. Die für die Teilgebiete eines Versorgungsgebiets erhaltenen Ergebnisse

(Anlagenbestand, Netzkosten) werden bei dieser Vorgehensweise aufsummiert, um Ergebnisse für das Gesamtgebiet zu erhalten.

ABBILDUNG G-18: NACHBILDUNG EINES REALEN (INHOMOGENEN) VERSORGUNGSGBIETS DURCH ZERLEGUNG IN NÄHERUNGSWEISE ALS HOMOGEN ANGENOMMENE TEILGEBIETE



Quelle: Consentec GmbH

Die Einteilung von Versorgungsgebieten in Teilgebiete sollte dabei so gewählt werden, dass die benötigten Eingangsgrößen für die MNA teilgebietspezifisch entsprechend den gewählten Abgrenzungen zur Verfügung gestellt werden können. Sinnvoll kann z. B. die Einteilung nach Gemeinden oder anderen in statistischen Datenbeständen berücksichtigten Bezirken sein. Je nach Aufgabenstellung kann auch eine sehr feine Gebietseinteilung in kartografisch definierte Rasterflächen mit Kantenlängen von weniger als 1 km sinnvoll sein, wie sich jüngst in Untersuchungen zur Erfassung zersiedelter Strukturen und zur Abgrenzung erschlossener von nicht erschlossenen Gebieten gerade bei der Gasversorgung gezeigt hat. Grundsätzlich gilt, dass die Analyse umso genauer ist, je kleiner die Teilgebiete sind. Um zu vermeiden, dass die MNA entartete Netze entwirft, sollten die Teilgebiete allerdings immer deutlich größer sein als die „elementaren“ Flächenstücke je Anschlusspunkt (z. B. Grundstücksgrößen in der Endverteilungsebene). Diese aus der „Granularität“ der Versorgungsaufgabe resultierende Grenze unterscheidet sich je nach der betrachteten Netzebene.

G.4 Eingangsgrößen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells für eine betrachtete Netzebene in einem (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- Zahl der Anschlusspunkte: Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden (Lasten und Erzeugungsanlagen) als auch (außer in

der Endverteilungsebene) für die Einspeisung in unterlagerte Netzebenen über Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der unter-lagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte. Relevant für die MNA sind die Anschlusspunkte, an denen der Verantwortungsbereich des Netzbetreibers endet. Von einem solchen Anschlusspunkt aus können jedoch mehrere Zählpunkte versorgt werden, z. B. in einem Mehrfamilienhaus.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die unterlagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Ersatzlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Last- oder Einspeisehöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Last-/Erzeugungsmodell zu gelangen.

- (Einheitliche) Höchstlast und/oder Höchst einspeisung je Anschlusspunkt: Für jede Netzebene ist eine durchschnittliche Höchstlast und Höchst einspeisung je Anschlusspunkt anzugeben. Dabei können verschiedene Last- und Erzeugungstypen unterschieden werden (s. Last- / Einspeisecharakteristik). Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenver-/entsorgung erforderlich, da sich die Leistung an Einspeisungen in die unterlagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilungsebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten (Teil) Versorgungsgebieten naheliegend ist.

Von dieser Lastangabe je Anschlusspunkt abzugrenzen ist die Höchstlast von Endkunden, die direkt aus einer Umspann- oder Gasdruckregelanlage versorgt werden, z. B. über kundeneigene Leitungen. Lasten dieser Art wirken sich nicht auf die Auslegung des Leitungsnetzes aus, können aber von der MNA bei der Auslegung der Umspann- bzw. Gasdruck-regelanlagen berücksichtigt werden.

- Zur Bestimmung der maximalen und minimalen Last, die an einem Netzanschluss vorliegt, werden die Last- und Einspeisecharakteristika benötigt.

Die Last- und Einspeisecharakteristika werden als 24-Stunden Zeitreihe (typischer Tagesgang) angegeben, wobei die Werte für die einzelnen Stunden als Prozentwert anzugeben sind. Für die verschiedenen Lasttypen wird dabei je eine Zeitreihe für einen Starklast- und einen Schwachlastfall benötigt, für die unterschiedlichen Erzeugungstypen ist je eine Zeitreihe für maximale Einspeisung und für minimale Einspeisung anzugeben.

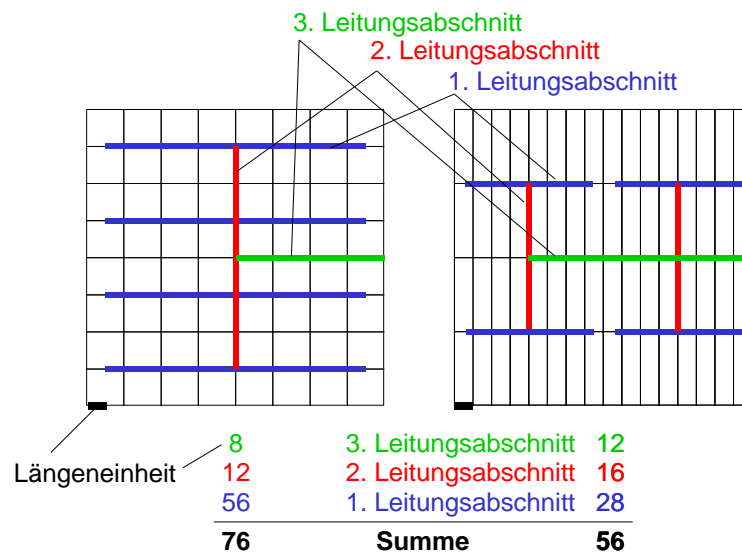
Die Last- und Einspeisecharakteristika müssen für die Nieder- und Mittelspannung getrennt angegeben werden. In den beiden Spannungsebenen können bis zu 5 unterschiedliche Typen von Anlagen zur dezentralen Erzeugung berücksichtigt werden (z. B. Photovoltaik, KWK, Wind). Bei der Last ist die Unterscheidung in bis zu drei verschiedene Lasttypen (z. B. Haushalt, Gewerbe) möglich.

Zu beachten ist, dass die einzelnen Tagesgänge und die angegebene Last bzw. Einspeiseleistung in der Versorgungsaufgabe korrespondieren. So sollten z. B. alle Tagesgänge für Lasten auf dieselbe Last normiert werden, da in der Definition der Versorgungsaufgabe nur eine durchschnittliche Last angegeben wird,

- Versorgte Fläche des (Teil-) Versorgungsgebiets: Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird. Auszugrenzen sind demnach
 - Flächen, die nicht vom Netz überspannt werden (z. B. Seen, Wälder und sonstige größere Freiflächen), wobei der Umfang der auszugrenzenden Flächenstücke mit steigen-der Netzebene abnimmt, da überlagerte Netze auch Freiflächen überbrücken müssen;
 - Flächen, die zwar besiedelt, nicht jedoch vom Netz erschlossen sind; diese Abgrenzung ist vor allem für Gasversorgungsnetze relevant, wohingegen Stromversorgungsnetze praktisch einen Erschließungsgrad von 100 % aufweisen.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke. Auf der Ebene der Endverteilung ist diese Annahme aber nicht realistisch, da Grundstücke tendenziell rechteckig zugeschnitten werden, wobei die kurze Seite der Straße zugewandt ist. Um diesen Effekt analysieren zu können, bietet die MNA die Möglichkeit, auf der untersten Netzebene rechteckige Elementarflächen vorzusehen und das Seitenverhältnis explizit vorzugeben. Dass die Grundstücksgeometrie wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge eines Netzes (und ebenso die Straßenlänge und damit den Umfang anderer Netzinfrastrukturen) haben kann, verdeutlicht Abbildung G-19 beispielhaft für ein stilisiertes Versorgungsgebiet mit 64 zu versorgenden Grundstücken. Bei der hier gewählten Netzstruktur eines verzweigten Strahlennetzes mit drei Leitungsabschnitten ergibt sich bei einem Seitenverhältnis von 1:4 eine um rund ein Viertel geringere Leitungslänge als bei quadratischen Grundstücksflächen.

ABBILDUNG G-19: VERDEUTLICHUNG DES EINFLUSSES DER GRUNDSTÜCKSGEOMETRIE AUF DIE VERSORGUNGSLEITUNGSLÄNGE IN DER ENDVERTEILUNGSEBENE



Quelle: Consentec GmbH

G.5 Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen bzw. Druckstufen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen),
- der Netzstruktur (z. B. Strahlen, Ring oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (z. B. Spannungs- bzw. Druckgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können z. B. Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen. Beeinflussbare Nebenbedingungen betreffen beispielsweise – insbesondere bei Stromnetzen – das angestrebte Niveau der Netz Zuverlässigkeit.

In der Praxis wird die Netzplanung jedoch nicht in jedem Einzelfall als eine solche komplexe Optimierungsaufgabe gehandhabt, da der hiermit verbundene Aufwand nicht vertretbar wäre und vor allem in den meisten Fällen bereits weitgehende Einschränkungen der Freiheitsgrade durch die in der Vergangenheit bereits getroffenen planerischen Entscheidungen zu berücksichtigen sind. Daher ist es üblich, einen großen Teil der genannten Freiheitsgrade auf Basis von Erfahrungen oder Grundsatzuntersuchungen weitgehend festzulegen. Hieraus ergeben sich Planungsgrundsätze, die im Einzelfall als feste Vorgaben behandelt werden. Dabei ist es durchaus üblich, dass die Planungsgrundsätze nach bestimmten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe differenziert werden, dass also beispielsweise in innenstädtischem Gebiet eine andere Netzstruktur angestrebt wird als in ländlichem Gebiet.

An dieser Planungspraxis orientiert sich auch die MNA: Die oben genannten Freiheitsgrade werden nicht durch das Modell optimiert, sondern durch eine Reihe von Planungsvorgaben festgelegt. Diese werden allerdings nicht bei der Modellentwicklung vorgegeben, sondern können bei der Anwendung des Modells eingegeben werden. Somit kann der Einfluss jeder einzelnen Planungsvorgabe auf die Netzauslegung und Kosten mittels Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

Im Einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu beeinflussen:

- Zahl der Netzebenen: Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen bzw. Druckstufen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen) berücksichtigen.

Diese Modell-Netzebenen können im Prinzip auf alle realen Netzebenen angewendet werden, mit einer Einschränkung: Für die überregionale Transportebene (Übertragungsebene bei Stromnetzen und Fernleitungsebene bei Gasnetzen) ist die MNA konzeptbedingt kaum geeignet, da die Aussagekraft der Ergebnisse wegen der in diesen Ebenen vergleichsweise geringen Zahl jeweils großvolumiger Einzelanlagen angesichts der starken Abstraktion bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe sehr begrenzt ist.

- Betriebsmitteleigenschaften: Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten (Teil-) Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.
- Netzstruktur: Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser

Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand und Netzkosten.

In der Praxis erfordert die Auswahl der optimalen Netzstruktur insbesondere eine Abwägung der Netzkosten und der aus Betriebs- und Zuverlässigkeitsgründen angestrebten Netzredundanz. Netzstrukturen mit höherer Redundanz bewirken tendenziell höhere Netzkosten durch zusätzliche Leitungsverbindungen, redundante Stationsauslegungen und zusätzlichen Bedarf an Schalt- bzw. Stellmöglichkeiten. Um die höhere Redundanz betrieblich auch nutzen zu können, sind zudem reduzierte Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel zu berücksichtigen, was wiederum tendenziell zu höheren Kosten führt. Die MNA kann die genannten Kostenwirkungen nachbilden, nicht jedoch die sonstigen bei der Wahl der optimalen Netzstruktur zu berücksichtigenden Kriterien wie Zuverlässigkeitsniveau und betriebliche Prozesse.

Für die Endverteilungsebene kann neben der Grundform der Netzstruktur vorgegeben werden, ob Versorgungsleitungen nur auf einer Straßenseite (oder in der Straßenmitte) oder aber auf beiden Straßenseiten vorgesehen werden und somit die Gebäude auf beiden Straßenseiten (bei „einseitiger Straßenbelegung“) oder nur die Gebäude auf jeweils einer Straßenseite (bei „zweiseitiger Straßenbelegung“) über eine Leitung versorgt werden.

- technische Nebenbedingungen: Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungs- bzw. Druckgrenzen an den Last-Anschlusspunkten.
- Last- und Erzeugungsdurchmischung: Die Tatsache, dass Höchstlasten und Höchstspeisungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die „zeitgleiche“ Höchstleistung eines Last-/Erzeugungs-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten und Erzeugungsleistungen, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Last- und Erzeugungsdurchmischung möglich sind.

G.6 Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig,

- dass realistische Planungsvorgaben definiert werden, deren Bestimmung ja bereits einen erheblichen Teil der Komplexität der Optimierungsaufgabe „Netzauslegung“ vorwegnimmt, und

- dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen größeren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Die erstgenannte Bedingung muss bei der Anwendung der MNA berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass je nach Eigenschaften der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Kombinationen von Planungsgrundsätzen sinnvoll und praxisüblich sein können.

Die zweitgenannte Bedingung kann bei den üblichen Kostenverhältnissen von Betriebsmitteln in der Regel als erfüllt angesehen und somit bei der MNA zugrunde gelegt werden, die konzeptgemäß den „durchschnittlichen“ und nicht den unter Umständen hiervon abweichenden einzelnen Sonderfall betrachtet.

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (z. B. die Endverteilungsebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Station (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage) bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Größen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene fließt – neben weiteren Eingangsgrößen – in die Auslegung der überlagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die unterlagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten ein „Ersatzanschluss“ zugewiesen wird (siehe Abschnitt A.1.2).

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch so

realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Bei der Ermittlung von Summenlasten und -erzeugungen der über einen Leitungszweig oder eine Station ver-/entsorgten Anschlusspunkte können Angaben über das Ausmaß der Last- und Erzeugungsdurchmischung berücksichtigt werden, d. h. über den Beitrag jeder Einzellast/-erzeugung zur Summen-Höchstlast.

Neben den durch Lastflussberechnung zu überprüfenden Nebenbedingungen können strukturelle Nebenbedingungen wie Vorgaben für die maximale Länge von Leitungen, die maximale Zahl von Anschlusspunkten pro Leitung oder – insbesondere bei Stromnetzen üblich – die maximale Zahl von „Abgängen“ pro Umspannstation berücksichtigt werden.

Der oben beschriebene Netzauslegungsalgorithmus berücksichtigt zunächst nur die Versorgungsleitungen, von denen die abschließenden Leitungsstücke zur Versorgung von Gebäuden (Hausanschlussleitungen) abzweigt werden, nicht jedoch die Hausanschlussleitungen selbst. Deren Länge wird abschließend auf Basis der Zahl der zu berücksichtigenden Anschlusspunkte und der vom Anwender des Modells vorzugebenden durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ermittelt. Eine modellendogene Ermittlung der durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ist nicht möglich, da die MNA keine Informationen über die Lage der Anschlusspunkte innerhalb der Grundstücksflächen hat.

In der bisherigen Darstellung des Netzauslegungsalgorithmus wird unterstellt, dass als unterste Netzebene die Endverteilungsebene betrachtet wird. Für den Fall, dass hiervon abweichend die Analyse bei einer höheren Netzebene beginnen soll, bietet die MNA die Möglichkeit, die Zahl der dann zu berücksichtigenden Einspeisestationen in die nächste unterlagerte (und nicht mehr zu betrachtende) Netzebene explizit vorzugeben. Diese Vorgabe ersetzt dann den Zahlenwert, der ansonsten als Ergebnis der Auslegung der unterlagerten Ebene ermittelt würde.

Daneben kann es je nach Aufgabenstellung von Interesse sein, für die Auslegung einer Stationsebene (Umspannung oder Gasdruckregelanlagen) die Zahl der Stationen fest vorzugeben, so dass der Netzauslegungsalgorithmus nicht mehr die Zahl, sondern die Auslastung der einzelnen Stationen zu bestimmen hat. Auch diese Möglichkeit bietet die MNA.

G.7 Kostenermittlung

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert ein nach Anlagentypen (Netzebenen, Leitungstypen etc.) differenziertes Mengengerüst (v. a. Leitungslängen und Stationszahlen) des für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netzes. Hierfür werden anschließend die Kosten auf Basis standardisierter, ebenfalls nach Anlagentypen differenzierter Investitions- und Betriebskostenansätze ermittelt. Dabei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionskosten unter Berücksichtigung von

Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätzen in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Betriebskosten können als prozentualer, jährlich anfallender Zuschlag in Bezug auf die Investitionskosten oder auch als anlagentypspezifische absolute Kostenbeträge pro Jahr berücksichtigt werden. Bei der MNA für Stromnetze werden zusätzlich die Netzverlustkosten als eine Komponente der Betriebskosten ermittelt.

G.8 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben

Beim Entwurf von Strom-Modellnetzen können folgende Planungsvorgaben berücksichtigt werden:

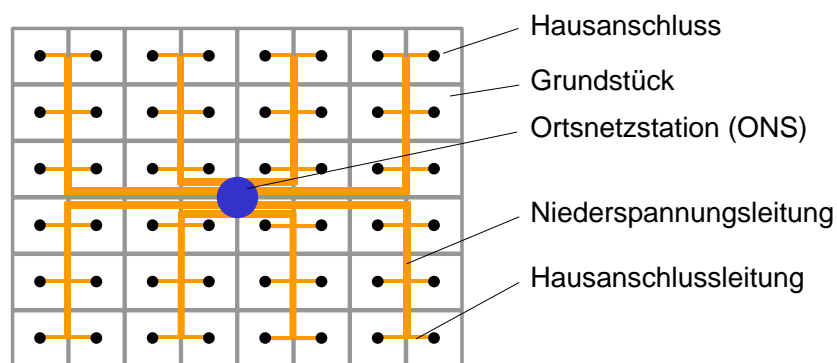
- Es können bis zu drei Netzebenen nachgebildet werden. Diese sind fest den Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung zugeordnet, wobei die Nennspannungen in der Nieder- und Hochspannungsebene mit 0,4 kV bzw. 110 kV festgelegt und in der Mittelspannungsebene wahlweise mit 10 kV oder 20 kV parametrierbar sind. Zur Speisung jeder dieser Netzebenen aus der jeweils überlagerten Spannungsebene wird je eine Umspannebene (Stationen mit Transformatoren) nachgebildet.
- Die wesentlichen planungsrelevanten technischen Eigenschaften der Betriebsmittel werden durch folgende Angaben berücksichtigt:
 - Stromtragfähigkeit, Reaktanz- und Widerstandsbeläge der Leitungen
 - Umspannkapazität, Leerlauf- und Kurzschlussverlustfaktoren der Transformatoren sowie Zahl der Transformatoren pro Umspannstation
- Als grundlegende Formen der Netzstruktur berücksichtigt die MNA für Stromnetze die in Abbildung G-20 und Abbildung G-21 skizzierten Strahlen-, Ring- und Maschennetzstrukturen. Es wird unterstellt, dass jeweils von einer in die betrachtete Netzebene einspeisenden Umspannstation ausgehend ein rechteckiger Ausschnitt des betrachteten Versorgungsgebiets versorgt wird. Die Abmessungen dieses Ausschnitts werden dabei nicht vorgegeben, sondern gehen als Ergebnis aus der Netzauslegung hervor. Die Versorgung findet über eine ebenfalls aus der Netzauslegung hervorgehende Zahl von Leitungsabgängen statt, die je nach Netzstruktur nicht miteinander verbunden werden (Strahlennetz) oder aber durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden. Dabei ist es für die hier im Vordergrund stehende Ermittlung der Anlagen-Mengengerüste unbedeutend, ob von einer im Normalbetrieb offenen (mit Trennstellen) oder geschlossenen Betriebsweise ausgegangen wird.

Bei den Netzstrukturen Ring- und Maschennetz wird berücksichtigt, dass die hiermit verbundene strukturelle Netzredundanz nur dann zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit beiträgt, wenn ausreichende Belastungsreserven der Betriebsmittel eingeplant werden, um im Störfall eine Weiter- oder Wiederversorgung über die verbleibenden Betriebsmittel ohne

Verletzung technischer Grenzen (v. a. der Strombelastbarkeit der verbleibenden Betriebsmittel) zu ermöglichen.

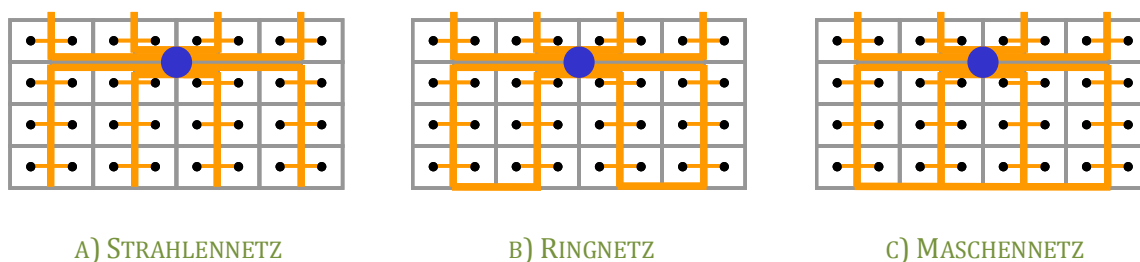
Bei allen Strukturen wird berücksichtigt, dass im Bereich der hier horizontal dargestellten Leitungsabschnitte in der Regel mehrere Leitungen auf gleicher Trasse verlegt werden können, wodurch sich unterschiedliche Trassen- und Stromkreislängen ergeben.

ABBILDUNG G-20: GRUNDSÄTZLICHE STRUKTUR VON STROM-MODELLNETZEN (HIER: STRAHLENNETZ, DARGESTELLT AM BEISPIEL DER NIEDERSPANNUNGSEBENE)



Quelle: Consentec GmbH

ABBILDUNG G-21: OPTIONALE GRUNDFORMEN DER NETZSTRUKTUR FÜR STROM-MODELLNETZE



Quelle: Consentec GmbH

Der Modellierungsansatz der MNA beruht auf der Annahme, dass das gesamte Netz in einem betrachteten (Teil-)Versorgungsgebiet konsequent nach einer der drei berücksichtigten Grundformen strukturiert ist. Dies ist angesichts der als homogen angenommenen

Versorgungsaufgabe und des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ folgerichtig, da es keinen Grund gibt, innerhalb eines homogen strukturierten Gebiets unterschiedliche Strukturen zu realisieren, sofern nicht die historische Entwicklung des Netzes dagegen spricht.

Bei Vergleichen mit realen Netzen ist dagegen zu beachten, dass diese in der Regel keine durchgängig einheitliche Struktur aufweisen, sondern Mischformen dieser und anderer denkbarer Grundstrukturen. Beim Entwurf von Zielnetzen als Orientierung für die langfristige Netzentwicklung ist es jedoch durchaus praxisüblich, von einer weitgehend einheitlichen Struktur auszugehen, die unter Abwägung von Netzkosten, Zuverlässigkeitszielen und anderen Einflussfaktoren ausgewählt wird.

Als technische Nebenbedingung wird – neben den für die Betriebsmittel vorzuziehenden Belastbarkeitsgrenzen – für jede Netzebene der maximale Spannungsfall und die maximale Spannungsanhebung zwischen Einspeisepunkt aus der überlagerten Ebene und dem „hintersten“ Anschlusspunkt berücksichtigt.

Anhang H: Ergebnisse der Varianten spezifischen Entwicklung der Erneuerbaren Energien

H.1 Installierte EE-Leistung

TABELLE H-1: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,6	28,2	27,7
Wind Offshore	0,3	2,8	6,7
Bioenergie	4,0	4,9	5,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,0	5,3
Fotovoltaik	8,3	11,6	13,0
Geothermie	0,0	0,2	0,2
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	45,4	54,4	59,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-2: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,6	30,2	29,7
Wind Offshore	0,3	3,9	9,7
Bioenergie	4,0	5,6	6,0
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,3	5,6
Fotovoltaik	8,3	14,8	19,0
Geothermie	0,0	0,3	0,3
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	45,4	61,7	72,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-3: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,2	30,6	34,5
Wind Offshore	0,3	4,0	10,5
Bioenergie	4,0	5,6	6,9
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,3	5,6
Fotovoltaik	8,3	16,1	22,4
Geothermie	0,0	0,4	1,5
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	45,1	63,5	83,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-4: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,2	31,3	39,2
Wind Offshore	0,3	4,4	12,4
Bioenergie	4,0	5,6	7,1
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,3	5,6
Fotovoltaik	9,3	22,3	31,9
Geothermie	0,0	0,5	1,8
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	46,1	70,8	99,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-5: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,8	35,9	47,1
Wind Offshore	0,3	4,5	13,0
Bioenergie	4,0	5,6	7,1
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,3	5,6
Fotovoltaik	10,7	27,9	40,8
Geothermie	0,0	0,5	2,1
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	48,0	81,3	117,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-6: INSTALLIERTE LEISTUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Wind Onshore	26,8	37,9	52,2
Wind Offshore	0,3	4,7	13,9
Bioenergie	4,3	6,3	8,1
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	4,8	5,3	5,6
Fotovoltaik	11,1	29,6	47,6
Geothermie	0,0	0,6	2,3
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	1,4	1,5	1,6
Summe	48,8	86,0	131,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

H.2 EE-Stromerzeugung

TABELLE H-7: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	48,2	52,1	52,4
Wind Offshore	1,1	9,8	23,9
Bioenergie	27,1	38,4	40,5
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	22,8	23,9
Fotovoltaik	7,6	10,9	12,3
Geothermie	0,1	1,3	1,3
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	113,3	143,0	162,1
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	19%	23%	25%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-8: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	48,0	56,2	56,6
Wind Offshore	1,1	13,7	34,8
Bioenergie	27,1	43,7	46,7
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	23,9	25,5
Fotovoltaik	7,6	14,1	18,4
Geothermie	0,1	2,3	2,3
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	113,1	161,7	192,3
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	19%	26%	30%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-9: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	47,4	57,1	67,5
Wind Offshore	1,1	14,5	39,0
Bioenergie	27,1	43,6	53,8
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	23,9	25,5
Fotovoltaik	7,6	15,5	21,8
Geothermie	0,1	2,9	10,7
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	112,5	165,1	226,1
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	19%	27%	35%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-10: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	48,0	59,7	78,9
Wind Offshore	1,1	16,0	46,6
Bioenergie	27,1	43,6	55,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	23,9	25,5
Fotovoltaik	8,6	21,5	31,1
Geothermie	0,1	3,4	12,8
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	114,1	175,9	258,0
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	19%	28%	40%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-11: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	48,4	69,4	95,1
Wind Offshore	1,1	16,6	49,1
Bioenergie	27,1	43,6	55,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	23,9	25,5
Fotovoltaik	9,9	27,0	39,8
Geothermie	0,1	3,8	14,5
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	115,7	192,1	287,0
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	20%	31%	45%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-12: STROMERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Wind Onshore	48,3	74,7	106,2
Wind Offshore	1,1	17,2	52,2
Bioenergie	29,8	49,3	63,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	21,7	23,9	25,5
Fotovoltaik	10,3	28,6	46,6
Geothermie	0,1	4,3	16,2
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	7,4	7,7	7,8
Summe	118,7	205,8	317,7
Bruttostromverbrauch in TWh	590,0	620,0	640,0
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %	20%	33%	50%

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

H.3 EE-Bruttoförderkosten

TABELLE H-13: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,2	4,6	4,4
Wind Offshore	0,1	1,2	2,5
Bioenergie	4,2	5,8	6,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,5	0,6
Fotovoltaik	3,3	4,2	4,2
Geothermie	0,0	0,3	0,3
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	12,4	16,6	18,3

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-14: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,2	4,9	4,8
Wind Offshore	0,1	1,7	3,6
Bioenergie	4,2	6,6	7,2
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,6	0,7
Fotovoltaik	3,3	5,0	5,6
Geothermie	0,0	0,5	0,5
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	12,4	19,4	22,5

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-15: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,1	5,0	5,8
Wind Offshore	0,1	1,8	4,0
Bioenergie	4,2	6,8	8,3
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,6	0,7
Fotovoltaik	3,3	5,3	6,4
Geothermie	0,0	0,6	2,2
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	12,3	20,2	27,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-16: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,2	5,2	7,0
Wind Offshore	0,1	2,0	4,8
Bioenergie	4,2	6,9	8,7
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,6	0,7
Fotovoltaik	3,7	7,0	8,7
Geothermie	0,0	0,7	2,7
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	12,7	22,6	32,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-17: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,2	6,1	8,4
Wind Offshore	0,1	2,1	5,0
Bioenergie	4,2	6,9	8,7
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,6	0,7
Fotovoltaik	4,2	8,6	10,8
Geothermie	0,0	0,8	3,0
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	13,3	25,2	36,8

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE H-18: BRUTTOFÖRDERKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mrd. € ₂₀₀₉		
Wind Onshore	4,2	6,6	9,6
Wind Offshore	0,1	2,1	5,4
Bioenergie	4,6	7,8	10,0
Wasserkraft (Erneuerbarer Anteil)	0,4	0,6	0,7
Fotovoltaik	4,3	9,2	12,4
Geothermie	0,0	0,9	3,4
Sonstige EE (biogener Abfall/Dep.-/Klärgas)	0,1	0,1	0,1
Summe	13,8	27,4	41,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Anhang I: Entwicklung und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks in den Ausbauvarianten

I.1 Installierte konventionelle Kraftwerksleistung

TABELLE I-19: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	21,3	21,3
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	4,5	8,9	24,0
Summe	92,5	89,8	93,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-20: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	21,3	21,3
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	4,5	9,4	21,1
Summe	92,5	90,3	90,3

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-21: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	21,3	21,3
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	4,6	10,2	23,6
Summe	92,5	91,1	92,7

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-22: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	21,3	21,3
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	4,5	11,1	24,0
Summe	92,5	92,0	93,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-23: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	21,3	17,7
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	4,7	12,5	28,7
Summe	92,7	93,4	94,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-24: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	18,4	12,0	2,6
Braunkohle	20,1	20,0	16,4
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,7	21,9	21,7
Gasturbinen	3,5	16,2	29,8
Summe	91,5	95,8	94,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

I.2 Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement

TABELLE I-25: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,6	91,7	20,2
Braunkohle	146,7	156,4	157,3
Steinkohle	121,9	116,9	140,4
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	33,5	38,5	87,5
Gasturbinen	0,0	0,0	0,1
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,4	6,6	8,2
EE	113,3	143,0	162,1
Netto-Stromimporte	-27,5	13,3	14,7
Pumpspeicherverbrauch	-7,4	-7,6	-9,7
Einspeisemanagement	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-26: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,6	91,6	20,1
Braunkohle	146,7	155,4	156,2
Steinkohle	122,0	110,8	130,1
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	33,5	36,7	70,7
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,4	6,1	7,2
EE	113,1	161,7	192,3
Netto-Stromimporte	-27,5	3,4	12,6
Pumpspeicherverbrauch	-7,3	-6,8	-8,4
Einspeisemanagement	0,0	0,0	-0,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-27: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,7	91,5	19,9
Braunkohle	146,8	155,1	153,8
Steinkohle	122,4	111,5	118,9
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	33,4	36,7	50,9
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,5	5,9	6,1
EE	112,5	165,1	226,1
Netto-Stromimporte	-27,3	-0,3	12,3
Pumpspeicherverbrauch	-7,4	-6,6	-6,8
Einspeisemanagement	0,0	0,0	-0,5

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-28: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,6	91,2	19,3
Braunkohle	146,6	153,6	147,3
Steinkohle	121,4	105,3	105,9
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	33,4	35,8	49,9
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,3	5,7	6,2
EE	114,1	175,9	258,0
Netto-Stromimporte	-27,7	-2,2	3,5
Pumpspeicherverbrauch	-7,2	-6,3	-7,1
Einspeisemanagement	0,0	-0,1	-2,5

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-29: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,6	90,2	17,6
Braunkohle	146,3	150,0	111,2
Steinkohle	119,9	98,9	104,7
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	33,9	35,5	76,7
Gasturbinen	0,0	0,0	0,3
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	5,9	5,3	6,2
EE	115,7	192,1	287,0
Netto-Stromimporte	-28,1	-6,9	-3,3
Pumpspeicherverbrauch	-6,6	-5,7	-7,0
Einspeisemanagement	0,0	-0,4	-12,8

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-30: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh		
Kernenergie	140,6	89,1	14,7
Braunkohle	146,0	138,3	92,2
Steinkohle	118,8	101,9	98,4
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	32,7	35,8	101,6
Gasturbinen	0,0	0,0	0,6
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,4	5,1	6,7
EE	118,7	205,8	317,7
Netto-Stromimporte	-28,5	-10,9	-10,2
Pumpspeicherverbrauch	-7,2	-5,5	-7,7
Einspeisemanagement	0,0	-0,9	-33,5

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

I.3 Brennstoffverbrauch

TABELLE I-31: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,7	269,8	59,4
Braunkohle	408,1	413,8	400,6
Steinkohle	330,9	288,6	347,6
Erdgas	85,5	101,8	198,0
Öl	1,1	1,1	1,5
Summe	1239,3	1075,1	1007,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-32: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,7	269,3	59,2
Braunkohle	408,1	411,5	398,0
Steinkohle	331,2	274,7	322,4
Erdgas	85,5	99,5	168,8
Öl	1,1	1,1	1,4
Summe	1239,6	1056,1	949,8

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-33: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,7	269,1	58,6
Braunkohle	408,3	410,6	392,8
Steinkohle	332,3	277,6	296,1
Erdgas	85,3	99,7	134,8
Öl	1,1	1,1	1,2
Summe	1240,8	1058,1	883,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-34: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,7	268,2	56,9
Braunkohle	407,9	407,2	377,9
Steinkohle	329,7	264,4	267,4
Erdgas	85,4	98,3	135,0
Öl	1,1	1,1	1,2
Summe	1237,9	1039,2	838,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-35: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,5	265,4	51,9
Braunkohle	407,1	398,8	294,5
Steinkohle	326,2	253,4	270,6
Erdgas	86,7	98,4	183,9
Öl	1,1	1,1	2,5
Summe	1234,7	1017,1	803,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-36: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{th}		
Kernenergie	413,5	262,4	43,7
Braunkohle	406,6	371,5	251,6
Steinkohle	323,6	262,4	261,3
Erdgas	84,3	99,5	228,4
Öl	1,1	1,1	4,1
Summe	1229,0	997,0	789,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

I.4 CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung

TABELLE I-37: CO₂-EMISSIONEN IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,7	166,0	160,7
Steinkohle	110,8	96,6	116,4
Erdgas	17,2	20,5	39,9
Öl	0,3	0,3	0,4
Summe	292,0	283,4	317,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-38: CO₂-EMISSIONEN IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,7	165,1	159,7
Steinkohle	110,9	92,0	107,9
Erdgas	17,2	20,1	34,0
Öl	0,3	0,3	0,4
Summe	292,1	277,4	302,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-39: CO₂-EMISSIONEN IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,8	164,7	157,6
Steinkohle	111,3	92,9	99,1
Erdgas	17,2	20,1	27,2
Öl	0,3	0,3	0,3
Summe	292,6	278,1	284,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-40: CO₂-EMISSIONEN IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,7	163,3	151,6
Steinkohle	110,4	88,5	89,5
Erdgas	17,2	19,8	27,2
Öl	0,3	0,3	0,3
Summe	291,6	272,0	268,7

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-41: CO₂-EMISSIONEN IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,3	160,0	118,2
Steinkohle	109,2	84,8	90,6
Erdgas	17,5	19,8	37,1
Öl	0,3	0,3	0,7
Summe	290,3	265,0	246,5

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE I-42: CO₂-EMISSIONEN IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,1	149,0	100,9
Steinkohle	108,3	87,9	87,5
Erdgas	17,0	20,1	46,0
Öl	0,3	0,3	1,1
Summe	288,7	257,3	235,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Anhang J: Entwicklung der Strompreise

J.1 Großhandelspreise für Strom

TABELLE J-43: GROSßHANDELSPREISE IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	49,5	72,3	84,9
peak	68,7	92,4	107,4
offpeak	38,8	61,1	72,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-44: GROSßHANDELSPREISE IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	49,5	69,7	81,0
peak	68,7	90,2	102,0
offpeak	38,8	58,4	69,3

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-45: GROSßHANDELSPREISE IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	49,6	69,5	76,5
peak	68,7	89,8	97,0
offpeak	38,9	58,3	65,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-46: GROSßHANDELSPREISE IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	49,5	67,9	71,9
peak	68,4	87,9	91,3
offpeak	38,9	56,7	61,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-47: GROSßHANDELSPREISE IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	49,3	65,2	63,3
peak	68,2	84,6	83,7
offpeak	38,8	54,4	52,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-48: GROSßHANDELSPREISE IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	48,4	63,3	48,1
peak	67,3	82,7	68,6
offpeak	37,8	52,6	36,7

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

J. 2 EEG - U m l a g e

TABELLE J-49: EEG-UMLAGE IN DER 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	91,9	121,3	139,9
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	12394	16634	18321
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	373	429	415
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4168	8404	11391
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	385	368	334
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	8239	8169	6848
Nicht-privilegierter Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegierter Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegierter LV	€₂₀₀₉ je MWh	20,48	19,19	15,48
EEG-Umlage privilegierter LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	17,59	16,47	13,29

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-50: EEG-UMLAGE IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	91,7	140,0	170,1
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	12386	19381	22538
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	372	487	485
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4162	9250	13109
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	385	387	388
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	8236	10031	9332
Nicht-privilegiertes Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegiertes Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	20,48	23,58	21,11
EEG-Umlage privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	17,58	20,23	18,12

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-51: EEG-UMLAGE IN DER 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	88,8	141,1	202,0
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	12330	20228	27581
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	370	496	586
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4032	9225	14263
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	384	404	423
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	8311	10911	13155
Nicht-privilegiertes Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegiertes Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	20,66	25,65	29,79
EEG-Umlage privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	17,74	22,00	25,54

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-52: EEG-UMLAGE IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	92,7	154,2	235,9
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	12713	22555	32621
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	376	530	667
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4195	9698	14875
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	390	453	539
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	8531	12780	17618
Nicht-privilegiertes Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegiertes Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	21,21	30,06	39,93
EEG-Umlage privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	18,21	25,77	34,20

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-53: EEG-UMLAGE IN DER 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	94,4	170,4	264,9
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	13252	25156	36801
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	383	586	754
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4237	9959	12973
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	402	527	684
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	9034	15139	23757
Nicht-privilegiertes Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegiertes Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	22,47	35,62	53,86
EEG-Umlage privilegiertes LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	19,28	30,53	46,12

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-54: EEG-UMLAGE IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

		2010	2015	2020
Einspeisung EEG	TWh	97,4	184,1	295,6
Brutto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	13843	27431	41621
Vermiedene Netznutzungsentgelte	Mio. €₂₀₀₉	397	636	851
Vermarktungswert EEG	Mio. €₂₀₀₉	4401	10291	9770
Kosten EEG-Bewirtschaftung	Mio. €₂₀₀₉	388	546	792
Netto-Vergütungen EEG	Mio. €₂₀₀₉	9432	17049	31792
Nicht-privilegierter Letztverbrauch	TWh	400,6	424,1	440,5
Privilegierter Letztverbrauch	TWh	67,9	71,9	74,6
EEG-Umlage nicht-privilegierter LV	€₂₀₀₉ je MWh	23,46	40,13	72,11
EEG-Umlage privilegierter LV	€₂₀₀₉ je MWh	0,49	0,46	0,42
Durchschnittliche EEG-Umlage	€₂₀₀₉ je MWh	20,13	34,38	61,72

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

J.3 Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen

TABELLE J-55: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	6,04	8,03	9,65
EEG-Umlage	2,05	1,92	1,55
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	5,51	5,18
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,09	3,33	3,48
Summe	19,33	20,86	21,80

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-56: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	6,04	8,12	9,27
EEG-Umlage	2,05	2,36	2,11
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	5,72	5,61
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,09	3,47	3,60
Summe	19,33	21,75	22,53

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-57: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	6,05	8,11	8,86
EEG-Umlage	2,07	2,57	2,98
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	5,82	5,82
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,09	3,53	3,72
Summe	19,36	22,10	23,32

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-58: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	6,04	7,96	8,39
EEG-Umlage	2,12	3,01	3,99
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	6,15	6,47
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,10	3,65	3,95
Summe	19,42	22,84	24,74

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-59: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	6,04	7,31	7,10
EEG-Umlage	2,25	3,56	5,39
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	6,68	7,53
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,12	3,73	4,17
Summe	19,57	23,35	26,11

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-60: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,88	7,52	5,57
EEG-Umlage	2,35	4,01	7,21
Konzessionsabgabe	0,16	0,16	0,16
Netznutzungsentgelt	5,83	7,31	8,78
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,11	3,97	4,46
Summe	19,50	24,89	27,96

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-61: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,54	8,05	9,44
EEG-Umlage	2,05	1,92	1,55
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	1,42	1,38
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	1,98	2,41	2,58
Summe	12,40	15,07	16,14

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-62: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,55	7,77	9,01
EEG-Umlage	2,05	2,36	2,11
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	1,47	1,49
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	1,98	2,45	2,62
Summe	12,41	15,33	16,42

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-63: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,55	7,75	8,51
EEG-Umlage	2,07	2,57	2,98
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	1,50	1,55
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	1,99	2,49	2,70
Summe	12,43	15,59	16,94

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-64: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,54	7,57	8,01
EEG-Umlage	2,12	3,01	3,99
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	1,62	1,77
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	1,99	2,56	2,85
Summe	12,49	16,03	17,82

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-65: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,53	7,27	7,07
EEG-Umlage	2,25	3,56	5,39
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	1,91	2,37
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	2,01	2,67	3,04
Summe	12,62	16,69	19,06

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-66: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,42	7,07	5,39
EEG-Umlage	2,35	4,01	7,21
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,11
Netznutzungsentgelt	1,46	2,33	3,20
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	2,01	2,79	3,23
Summe	12,61	17,48	20,23

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-67: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 25 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,49	8,00	9,39
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	0,81	0,81
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,37	1,83	2,08
Summe	8,57	11,47	13,05

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-68: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,50	7,72	8,96
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	0,88	0,93
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,37	1,79	2,03
Summe	8,57	11,22	12,69

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-69: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 35 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,50	7,70	8,46
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	0,91	1,00
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,37	1,79	1,94
Summe	8,58	11,23	12,17

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-70: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,49	7,52	7,96
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	1,05	1,28
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,37	1,79	1,90
Summe	8,57	11,18	11,91

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-71: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 45 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,48	7,22	7,02
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	1,50	2,17
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,37	1,81	1,89
Summe	8,55	11,36	11,85

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE J-72: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	5,37	7,02	5,34
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	2,17	3,52
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,35	1,90	1,83
Summe	8,43	11,92	11,46

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Anhang K: Als bis 2020 realisiert angenommene Ausbauprojekte im Übertragungsnetz

Ausbauprojekt	Quelle
DE/CZ: Mechlenreuth – Vitkov 380 kV	TDP
DE/PL: Vierraden – Krajnik 380 kV	EnLAG, TDP, dena
DE/PL: Eisenhüttenstadt – Plewiska	EnLAG, TDP
DE/AT: Pleinting – St Peter 380 kV	TDP
DE/NL: Doetinchem – Niederrhein 380 kV	TDP
DE/DK: Audorf - Dollern – Kasso 380 kV	EnLAG, dena
DE: Neuenhagen - Vierraden 380 kV	EnLAG, dena
DE: Lauchstädt – Vieselbach 380 kV	EnLAG, dena
DE: Vieselbach - Altendorf 380 kV	EnLAG, dena
DE: Altendorf - Redwitz 380 kV	EnLAG, dena
DE: Ganderkese – Wehrendorf 380 kV	EnLAG, dena
DE: Diele - Niederrhein 380 kV	EnLAG, dena
DE: Wahle - Mecklar 380 kV	EnLAG, dena
DE: Neuenhagen - Wustermark 380 kV	EnLAG
DE: Wehrendorf - Gütersloh 380 kV	EnLAG
DE: Gütersloh - Bechterdissen 380 kV	EnLAG
DE: Neckarwestheim - Mühlhausen 380 kV	EnLAG
DE: Krümmel - Görries 380 kV	EnLAG, dena
DE: Utford - Osterrath 380 kV	EnLAG
DE: Osterrath - Weisenthurm 380 kV	EnLAG
DE: Westerkappeln - Lüstringen 380 kV	EnLAG
DE: Kruckel - Dauersberg 380 kV	EnLAG
DE: Marxheim - Kelsterbach 380 kV	EnLAG
DE: Villingen - Weier 380 kV	EnLAG
DE: Bünzwangen - Goldshöfe 380 kV	EnLAG

Anhang L: Modelldetails zur Ermittlung des Übertragungsnetzausbaubedarfs

Nachfolgend werden weitere Erläuterungen zur in Abschnitt 6.1.1 skizzierten Untersuchungsmethodik gegeben.

Zur Integration der EE-Ausbauvarianten in das Lastflussmodell wird die Einspeisungs- und Lastverteilung aus den Ergebnissen des Elektrizitätsmarktmodells übernommen. Dabei wird nach 7 geografischen Netzregionen sowie bei der Einspeisung zusätzlich nach Primärenergietyp differenziert.

Die Netzregionen sind grob an den Regelzonen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber orientiert. Um die Präzision der geografischen Verteilung zu erhöhen, wird abweichend die Regelzone transpower ca. hälftig in Nord- und Südbereich unterteilt sowie die süddeutsche Exklave der Regelzone Amprion gemeinsam mit der Regelzone EnBW betrachtet. Zusätzlich wird die Offshore-Windenergieeinspeisung für Nord- und Ostsee getrennt abgebildet.

In jeder Netzregion wird die Erzeugung je Primärenergietyp auf die Anschlussknoten der entsprechenden Erzeugungsanlagen proportional zu deren installierter Leistung (d. h. entsprechend dem Anteil dieses Knotens an der Summe der installierten Leistung dieses Primärenergietyps in dieser Netzregion) aufgeteilt. Dies gilt für konventionelle Erzeugung sowie Windenergie. Einspeisung aus vorrangig in den unteren Netzebenen angeschlossene Erzeugungsanlagen (KWK, Erneuerbare Energien außer Windenergie) wird mit der Last verrechnet, um den hiermit verbundenen Rückgang der Stromentnahme aus dem Übertragungsnetz nachzubilden.

Für jede EE-Ausbauvariante werden jeweils drei charakteristische Stunden des Jahres betrachtet, die erfahrungsgemäß zu tendenziell kritischer Belastung des Übertragungsnetzes führen können: je eine Stunde mit Starklast & Starkwind, Starklast & mittlerem Wind sowie mittlerer Last & Starkwind. Dabei wird für Starkwind bzw. -last das 95 %-Quantil der jeweiligen Häufigkeitsverteilung verwendet, um Fehlinterpretationen aufgrund seltener Extremsituationen zu vermeiden (die in der Praxis ohnehin eher mit Redispatch denn mit Netzausbau bewältigt würden). Als mittleres Last- bzw. Windniveau wird der jeweilige Median verwendet.



Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversor- gungssystem

-

Zusätzliche Untersuchungen bezüglich einer Laufzeitveränderung deutscher Kernkraftwerke

*Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Technologie (BMWi)*

Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung und Hintergrund.....	1
2	Untersuchungsschwerpunkte.....	2
3	Veränderung der energiewirtschaftliche Rahmenannahmen	5
3.1	Kapazitätsentwicklung der Kernenergie in Deutschland	5
3.2	Entwicklung der Preise für EUAs (CO ₂ -Preise)	7
4	Entwicklung und Einsatz des Kraftwerksparks	9
5	Auswirkungen auf das Übertragungsnetz.....	21
6	Auswirkungen auf Strompreise.....	22
6.1	Preisentwicklung am Großhandelsmarkt für Strom und Kosten für Systemdienstleistungen	22
6.2	Brutto-und Netto-Vergütungen der EEG-Förderung des EEG.....	25
6.3	Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen.....	28
7	Fazit.....	32
8	Literaturverzeichnis	34
Anhang A: Entwicklung und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks in den Ausbauvarianten		
		36
A.1	Installierte konventionelle Kraftwerksleistung.....	36
A.2	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement	37
A.3	Brennstoffverbrauch.....	39
A.4	CO ₂ -Emissionen in der deutschen Stromerzeugung.....	40
Anhang B: Entwicklung der Strompreise		
		41
B.1	Großhandelspreise für Strom.....	41
B.2	Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen.....	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1: Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf die installierte Kapazität im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	10
Abbildung 4-2: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks Im Jahre 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	11
Abbildung 4-3: Mehr- und Mindereinspeisungen durch Laufzeitverlängerung im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten.....	12
Abbildung 4-4: Stromerzeugung Im Jahre 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	14
Abbildung 4-5: Reduktion der Volllaststunden durch Laufzeitverlängerung Im Jahre 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	15
Abbildung 4-6: Volllaststunden Im Jahre 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten.....	16
Abbildung 4-7: Veränderung des Brennstoffverbrauch und der CO ₂ -Emissionen Im Jahre 2020 Durch Laufzeitverlängerung im Vergleich zum Ausstiegsfall – Alle EE-Ausbauvarianten	17
Abbildung 4-8: Brennstoffverbrauch und CO ₂ -Emissionen Im Jahre 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	18
Abbildung 6-1: Veränderung der Strompreise durch Laufzeitverlängerung im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	23
Abbildung 6-2: Strompreise am Großhandelsmarkt im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	24
Abbildung 6-3: Kosten für Regelleistung im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	25
Abbildung 6-4: Veränderung von Netto-Vergütung und EEG-Umlage im Jahr 2020 durch Laufzeitverlängerung – Alle EE-Ausbauvarianten.....	26
Abbildung 6-5: Brutto- und Netto-Vergütungen Sowie EEG-Umlage im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	27
Abbildung 6-6: Verringerung der Strombezugskosten für Endverbraucher bei Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Jahr 2020 – Alle EE-Ausbauvarianten	29
Abbildung 6-7: Veränderung der Kosten für Endverbraucher gegenüber der 30 %-Ausbauvariante im Jahr 2020 - Szenario Laufzeitverlängerung.....	30
Abbildung 6-8: Vergleich der Strompreise nach Preiskomponenten im Jahr 2020 nach Kundengruppen – Alle Ausbauvarianten.....	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Erwarteter Ausstieg deutscher Kernkraftwerke gemäß Ausstiegsgesetz.....	6
Tabelle 3-2:	Kraftwerkskapazität und Erzeugungspotential von Kernkraftwerken in Deutschland mit und ohne Ausstiegsgesetz.....	7
Tabelle 3-3:	Preise für EUAs im Fall einer Laufzeitverlängerung.....	7
Tabelle A-1:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	36
Tabelle A-2:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	36
Tabelle A-3:	Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	37
Tabelle A-4:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 30 %- Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	37
Tabelle A-5:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 40 %- Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	38
Tabelle A-6:	Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement in der 50 %- Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	38
Tabelle A-7:	Brennstoffverbrauch in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	39
Tabelle A-8:	Brennstoffverbrauch in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	39
Tabelle A-9:	Brennstoffverbrauch in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	39
Tabelle A-10:	CO ₂ -Emissionen in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	40
Tabelle A-11:	CO ₂ -Emissionen in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	40
Tabelle A-12:	CO ₂ -Emissionen in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	40
Tabelle B-13:	Großhandelspreise in der 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	41
Tabelle B-14:	Großhandelspreise in der 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	41
Tabelle B-15:	Großhandelspreise in der 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	41
Tabelle B-16:	Endverbraucherpreis Private Haushalte 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	42

Tabelle B-17: Endverbraucherpreis Private Haushalte 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	42
Tabelle B-18: Endverbraucherpreis Private Haushalte 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	43
Tabelle B-19: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	43
Tabelle B-20: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	44
Tabelle B-21: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 1 – 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	44
Tabelle B-22: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 30 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	45
Tabelle B-23: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 40 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	45
Tabelle B-24: Endverbraucherpreis Industrie Kat. 2 – 50 %-Variante in den Jahren 2010, 2015 und 2020	46

1 Aufgabenstellung und Hintergrund

Im Rahmen der Studie „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“ untersuchte das Bearbeiterkonsortium r2b energy consulting GmbH und Consentec GmbH für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die Auswirkungen unterschiedlicher Anteile an erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem bis zum Jahr 2020. In der Studie sind Variantenrechnungen eines EE-Anteils am Stromverbrauch von 25 % bis 50 % in 5 %-Schritten hinsichtlich der Auswirkungen auf die Anforderungen an das konventionelle Versorgungssystem (residuale Last, Regelleistungs- und Reserveanforderungen und Lastflüsse), deren Folgewirkungen im Bereich des konventionellen Kraftwerkparks (Entwicklung des Kapazitäts- und Stromerzeugungsmixes, der Brennstoffverbräuche und CO₂-Emissionen) und der Netzinfrastruktur (Anpassungsmaßnahmen der Übertragungs- und Verteilungsnetze) sowie resultierende Kosten- und Strompreisentwicklungen umfassend quantifiziert und dargestellt worden. Dabei wurde der vorgesehene Kernenergieausstieg gemäß geltender Rechtslage berücksichtigt.

Das BMWi beauftragte die Studienverfasser mit zusätzlichen Untersuchungen, die die o. g. Auswirkungen eines zunehmenden Anteils der regenerativen Stromerzeugung bei einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke analysieren. Im Rahmen dieses Berichts werden die Ergebnisse dieser Sensitivitätsuntersuchung zusammenfassend dargestellt.

Im Rahmen der zusätzlichen Betrachtungen sind die EE-Varianten 30 %, 40 % und 50 % der Hauptstudie bei weiterer Nutzung der Kernenergie hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Auswirkungen untersucht worden. Dabei wird in der Analyse die aktuell vorhandene Gesamtleistung der Kernkraftwerke in Deutschland bis zum Jahr 2020 konstant gehalten. Diese zusätzlichen Berechnungen hinsichtlich einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke stellen somit eine obere Abschätzung hinsichtlich der Kernenergie für den Zeitraum bis 2020 dar. Die Untersuchungen sind damit unabhängig von den zurzeit diskutierten Varianten von Laufzeitverlängerungen deutscher Kernkraftwerke.¹

Wesentliche Zusammenhänge und Auswirkungen einer Variation der EE-Anteile sind unter Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs bzw. bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke identisch. Ist dies der Fall, werden diese Effekte im Rahmen dieses Dokuments nicht mehr ausführlich erläutert bzw. es wird auf entsprechende Textstellen der Hauptstudie verwiesen.

¹ Ebenso wird die Form der diskutierten Abschöpfungen von Mehrerlösen nicht explizit berücksichtigt. Es wird vielmehr davon ausgegangen, dass die Art und Weise der Mehrerlösabschöpfungen keinen Einfluss auf die variablen Erzeugungskosten der Kernkraftwerke und somit auf die Betriebsweise haben. Implizit ist somit eine pauschale Abschöpfung oder Besteuerung der Gewinne unterstellt, während eine Brennstoffbesteuerung in diesem Fall ausscheidet.

2 Untersuchungsschwerpunkte

In der Hauptstudie werden in einem ersten Schritt Szenarien unterschiedlicher Anteile Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung entworfen und die notwendigen Rahmenbedingungen – u. a. in den Bereichen Anpassungen der Förderbedingungen und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen – abgeleitet. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ändert aufgrund der Fördermechanismen des EEG die notwendigen Rahmenbedingungen nicht. Die Ergebnisse der Hauptstudie bezüglich des EE-Technologiemixes – installierte Leistungen und Stromerzeugung – sowie der Brutto-Förderkosten sind somit keinen Änderungen unterworfen.

In einem zweiten Schritt werden in der Hauptstudie für die unterschiedlichen Penetrationsgrade des Stromversorgungssystems mit Erneuerbaren Energien wesentliche Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark analysiert:

- Durch unterschiedliche Anteile von volatiler Stromeinspeisung aus EE – insbesondere aus Windenergie und Fotovoltaik – verändern sich die absolute Höhe sowie die Struktur der residualen Last (Last abzüglich der Stromerzeugung durch regenerative Energien) in Deutschland. Während der absolute Rückgang der residualen Last den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung reduziert, verschiebt die strukturelle Veränderung der residualen Last das Verhältnis des Bedarfes an Grund- und Spitzenlastkapazitäten hin zu mehr Spitzenlastkapazitäten. Die veränderten Rahmenannahmen hinsichtlich der Laufzeit deutscher Kernkraftwerke haben keinen direkten Einfluss auf die Höhe und die Struktur der residualen Lastdauerlinie. Allerdings können sich indirekte Folgewirkungen durch eine Veränderung des Stromaußenhandels ergeben, der die effektive Stromerzeugung in Deutschland in den einzelnen Lastperioden ändert. Dieser Effekt wird im Rahmen der Berechnungen berücksichtigt, indem die quantitative Analyse in den Kontext des europäischen Binnenmarktes für Elektrizität eingebettet ist.²
- Der erforderliche Regel- und Reserveleistungsbedarf und deren Abruf erhöhen sich in der Hauptstudie mit steigendem Anteil der EE an der Stromversorgung. Weiterhin sinken die Anteile der gesicherten Leistungen der EE-Erzeugungstechnologien mit steigendem Anteil im Versorgungssystem. Grundsätzlich sind durch eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke Veränderungen in diesen Bereichen möglich, da die Methodik der Analysen stets das Gesamtsystem aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerkstechnologien zugrunde legt. Insbesondere Kraftwerksblockgrößen sowie Wahrscheinlichkeiten von ungeplanten Ausfällen verändern sich durch einen veränderten Kapazitätsmix bei den konventionellen Kraftwerken, der sich aufgrund einer Laufzeitveränderung der Kernkraftwerke ergibt. Sensitivitätsanalysen haben allerdings ergeben, dass die Veränderungen des Regel- und Reserveleistungsbedarfs sowie der An-

² Grundsätzlich können sich auch Veränderungen bei der jährlichen Stromnachfrage ergeben, die durch Strompreissenkungen für Endverbraucher bei einer Laufzeitverlängerung induziert werden. Untersuchungen zu Rückwirkungen von Strompreisveränderungen auf die Stromnachfrage [r2b / EEFA (2010)] zeigen jedoch, dass dieser Effekt aufgrund einer geringen Preiselastizität der Nachfrage vor dem Hintergrund des Untersuchungsziels vernachlässigt werden kann.

teile an gesicherter Leistung unterschiedlicher Erzeugungstechnologien durch eine Laufzeitverlängerung nur marginalen Veränderungen unterworfen sind. Aus diesem Grund werden die vorgenannten Ergebnisse der Hauptstudie zu den einzelnen EE-Varianten auch in der jeweiligen EE-Ausbauvariante in dieser Analyse unterstellt.

- Durch den Ausbau Erneuerbarer Energien entsteht erheblicher Netzausbaubedarf. Im Übertragungsnetz resultiert dieser Bedarf aus der geografischen Verschiebung der Stromerzeugung aufgrund der regionalen Dargebotsabhängigkeit von Windenergie und Fotovoltaik. Dabei stellt insbesondere die Realisierbarkeit des Übertragungsnetzausbaus eine Herausforderung dar, während dessen Kosten in Bezug auf die Gesamtheit der EE-bedingten Kosten relativ gering sind. Eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke kann Auswirkungen auf die Entwicklung und den Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks und damit auf die geografische Verteilung der konventionellen Erzeugung haben. Dieses führt zu Veränderungen der Lastflüsse, insbesondere im Höchstspannungsnetz. Es ist zu prüfen, inwieweit sich hierdurch ein veränderter Netzausbaubedarf ergäbe. In den Verteilungsnetzen werden die Netzbelastung und daraus folgend der Netzausbaubedarf dagegen durch das Zusammenwirken von dezentraler Erzeugung (überwiegend aus EE-Anlagen) und Verbraucherlast bestimmt, so dass eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke die erforderliche Verteilungsnetzinfrastuktur nicht tangiert.

Insgesamt ist festzuhalten, dass eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke die Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark und die Netzinfrastuktur im Verteilungsnetz nur unwesentlich beeinflusst. Lediglich die Anforderungen an die Übertragungsnetzinfrastuktur sind zu prüfen.

Somit beschränken sich die möglichen Effekte einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Hinblick auf die Anpassungsmöglichkeiten des Kraftwerksparks und der Übertragungsnetze bei einer optimalen Integration unterschiedlicher EE-Anteile auf die folgenden Aspekte:

- Veränderungen bei Zusammensetzung und Einsatz des Kraftwerksparks sowie Stromaußenhandel und erforderlichem Erzeugungsmanagement,
- Veränderungen bei erforderlichen Anpassungsmaßnahmen im Übertragungsnetz.

Hierdurch werden wiederum Veränderungen bei einzelnen Kosten- und Preiskomponenten für Endverbraucher induziert. Die möglichen Veränderungen der Ergebnisse der Hauptstudie bezüglich der Kosten für Endverbraucher sind dabei einerseits auf die Strompreise am Großhandelsmarkt und als Folge auf den Vermarktungswert der EEG-Einspeisung und andererseits auf die Kosten für Systemdienstleistungen beschränkt.³

Die Struktur der nachfolgenden Kapitel orientiert sich grundsätzlich an der Hauptstudie. Es werden allerdings nur diejenigen Teile dargestellt und erläutert, in denen sich durch eine Lauf-

³ Neben veränderten Kosten für Systemdienstleistungen besteht zwar auch ein möglicher Einfluss auf den Ausbaubedarf bei den unterschiedlichen EE-Varianten im Übertragungsnetz durch eine Laufzeitverlängerung und somit die Netzausbaukosten (s. o.), jedoch machen die damit verbundenen Kosten generell nur einen geringen Anteil am Endkundenstrompreis aus.

zeitverlängerung der Kernkraftwerke maßgebliche Veränderungen ergeben. Dabei werden jeweils einerseits die Auswirkung der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und andererseits die quantitativen Ergebnisse der unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten bei einer Laufzeitverlängerung dargestellt. In einem ersten Teil werden zunächst Veränderungen der energiewirtschaftlichen Annahmen bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke gegenüber der Hauptstudie erläutert. In einem zweiten Teil erfolgt eine Darstellung der Effekte der Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung sowie der CO₂-Emissionen und des Brennstoffverbrauchs. In einem dritten Teil werden die Ergebnisse bezüglich der Sensitivität des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz dargestellt. Im letzten Abschnitt werden die maßgeblichen Sensitivitäten bezüglich Kosten- und Preiseffekten beschrieben. Eine vollständige tabellarische Aufstellung der Ergebnisse der EE-Ausbauvarianten bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland ist im Anhang dieses Berichts aufgeführt.

3 Veränderung der energiewirtschaftliche Rahmenannahmen

Für eine Untersuchung der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke bei gleichzeitiger Variation des EE-Anteils sind zusätzliche energiewirtschaftliche Annahmen zu treffen. Unterschiede gegenüber der Hauptstudie ergeben sich bei der Entwicklung der verbleibenden Kernkraftwerksleistung am Netz sowie bei CO₂-Zertifikatspreisen im europäischen Handelssystem. Diese veränderten Annahmen werden in diesem Kapitel beschrieben. Die Annahmen zur Stromnachfrage und Brennstoffpreiseentwicklung bleiben unverändert und sind an entsprechender Stelle in der Hauptstudie dargestellt.

3.1 Kapazitätsentwicklung der Kernenergie in Deutschland

Durch das am 27. April 2002 in Kraft getretene „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“⁴ ist neben dem Verbot eines Neubaus von Kernkraftwerken zusätzlich die Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen auf eine Reststrommenge (ab dem 1.1.2000) von 2.623 TWh beschränkt. Auf Basis dieser Grundlage wurde in der Hauptstudie eine Abschätzung der Stilllegungszeitpunkte deutscher Kernkraftwerke vorgenommen (vgl. Tabelle 3-1). Im Rahmen des Koalitionsvertrages zur 17. Legislaturperiode ist eine Überprüfung bzw. Neugestaltung des obigen Gesetzes festgeschrieben. Insbesondere heißt es dort, dass „...die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern...“⁵ sind. Der politische Prozess, in welchem Umfang den deutschen Kernkraftwerken eine Laufzeitverlängerung gewährt wird, ist noch nicht abgeschlossen. Somit ist im Rahmen dieser Untersuchung eine Konkretisierung einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke weder möglich noch zielführend.

In dieser Untersuchung wird vielmehr eine Folgeabschätzung auf die Sensitivität der Ergebnisse der Hauptstudie bei einer konstanten Gesamtleistung der aktuell am Netz befindlichen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2020 im Elektrizitätssystem vorgenommen. Die ausgewiesenen Ergebnisse sind daher als maximale Abschätzung der Sensitivität der Hauptstudie zu interpretieren und sollten aus diesem Grund nicht als Prognose der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland herangezogen werden. Die Analysen können jedoch in adäquater Weise die Wirkungszusammenhänge zwischen einer noch zu beschließenden Laufzeitverlängerung für deutsche Kernkraftwerke und dem forcierten Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 aufzeigen.

Ende 2009 waren in Deutschland 17 Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Nettoleistung von rund 20 GW am Netz. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass in allen betrachteten Stichjahren 2010, 2015 und 2020 die identische Nettoengpassleistung von rund

⁴ Vgl. Bundesgesetzblatt (2002).

⁵ Vgl. CDU/CSU/FDP (2009), S. 29.

20 GW unter der Annahme durchschnittlicher Revisionszeiten und Ausfallzeiten maximal am wettbewerblichen Strommarkt vermarktet werden kann.

TABELLE 3-1: ERWARTETER AUSSTIEG DEUTSCHER KERNKRAFTWERKE GEMÄß AUSSTIEGSGESETZ

Kernkraftwerk	Inbetrieb-nahmejahr	Nettoleistung in MW	verbl. Reststrom-menge Ende Juni 2009	Reststrom-mengen-übertragung von M.-K. und Stade	Geschätzte Stilllegung
Biblis A	1975	1.167	4.196	-	April 2010
Biblis B	1977	1.240	12.206	21.450	März 2013
Brokdorf	1986	1.410	111.572	5.133	November 2019
Brunsbüttel	1977	771	11.000	1.579	April 2012
Emsland	1988	1.329	125.612	5.133	April 2021
Grafenrheinfeld	1982	1.275	54.955	-	November 2014
Grohnde	1985	1.360	98.152	-	Juni 2018
Gundremmingen B	1984	1.284	64.542	37.133	Mai 2019
Gundremmingen C	1985	1.288	73.580	28.133	August 2019
Isar 1	1979	878	13.686	3.206	März 2012
Isar 2	1988	1.400	121.650	5.133	Mai 2020
Krümmel	1984	1.346	88.311	-	Mai 2019
Neckarwestheim 1	1976	785	4.039	-	April 2010
Neckarwestheim 2	1989	1.310	135.862	5.133	November 2022
Philippsburg 1	1980	890	19.947	-	April 2012
Philippsburg 2	1985	1.392	96.849	-	Juni 2018
Unterweser	1979	1.345	28.452	-	Juli 2012
Summe		20.470	1.064.611	112.036	
Stade	1972	640	4.786		
Mülheim-Kärlich	1987	1.219	107.250		

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Durch die weitere vollständige Nutzung der Kernkraftwerke in Deutschland ist im Vergleich zur Hauptstudie, welche von einem Kernenergieausstieg ausging, mit maßgeblichen Effekten am Strommarkt zu rechnen. Die wesentlichen Unterschiede bezüglich installierter Leistung und Stromerzeugungspotential der Kernkraftwerke sind in Tabelle 3-2 dargestellt. Für letzteres werden durchschnittlich 7.600 Vollaststunden als technisch möglich unterstellt.⁶ Es ist zu beachten, dass in der Hauptstudie bereits im Jahr 2010 die Kernkraftwerksblöcke Biblis A und Neckarwestheim 1 als abgeschaltet angenommen wurden. Aufgrund von Stillständen verfügen die beiden Anlagen weiterhin über Reststrommengen. Auf diese Weise erklärt sich die Differenz in Höhe von 2 GW bei der installierten Leistung bereits im ersten Betrachtungsjahr 2010.

⁶ Die tatsächliche Vollaststundenzahl hängt neben der technischen Möglichkeit auch von den Marktgegebenheiten ab. Je nach Höhe der Einspeisung aus EE-Anlagen und damit der residualen Last kann es zu Teillastbetrieb von Kernkraftwerken kommen. Dies wird in den nachfolgenden Modelluntersuchungen berücksichtigt.

TABELLE 3-2: KRAFTWERKSKAPAZITÄT UND ERZEUGUNGSPOTENTIAL VON KERNKRAFTWERKEN IN DEUTSCHLAND MIT UND OHNE AUSSTIEGSGESETZ

	Ausstieg		Laufzeitverlängerung		Differenz	
	Installierte Nettoleistung	Erzeugungspotential	Installierte Nettoleistung	Erzeugungspotential	Installierte Nettoleistung	Erzeugungspotential
	GW	TWh _{el}	GW	TWh _{el}	GW	TWh _{el}
2010	18,4	139,8	20,4	155,0	2,0	15,3
2015	12,0	91,1	20,4	155,0	8,4	63,9
2020	2,6	20,1	20,4	155,0	17,8	135,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

3.2 Entwicklung der Preise für EUAs (CO₂-Preise)

Durch eine Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke ist c. p. mit einem Rückgang des CO₂-Zertifikatspreises zu rechnen, da in Analogie zu einem verstärkten EE-Ausbau Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken verdrängt wird. Die Quantifizierung dieses Effekts wurde in Analogie zur Methodik in der Hauptstudie mittels Simulationsrechnungen abgeschätzt. In Tabelle 3-3 sind die resultierenden CO₂-Zertifikatspreise in der jeweiligen EE-Ausbauvariante (30 %-, 40 %- und 50 %-Anteil) mit und ohne Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke dargestellt.

TABELLE 3-3: PREISE FÜR EUAS IM FALL EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG

	Kernenergieausstieg			Laufzeitverlängerung		
	30%-Variante	40%-Variante	50%-Variante	30%-Variante	40%-Variante	50%-Variante
	€ ₂₀₀₉ / tCO ₂			€ ₂₀₀₉ / tCO ₂		
2010	15	15	15	12	12	12
2015	30	29	27	24	22	19
2020	40	37	32	30	25	21

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Die absoluten CO₂-Zertifikatspreise liegen bei einer in dieser Analyse unterstellten Laufzeitverlängerung auf einem deutlich niedrigeren Niveau als in der Hauptstudie. So bewirkt die Laufzeitverlängerung im Durchschnitt über alle Ausbauvarianten eine Reduktion des CO₂-Zertifikatspreises von etwa 7 €₂₀₀₉ je t CO₂ im Jahr 2015 bzw. 10 €₂₀₀₉ je t CO₂ im Jahr 2020.⁷

Bei Laufzeitverlängerung bewirkt eine Erhöhung des EE-Anteils an der Stromversorgung in Deutschland einen Rückgang der CO₂-Zertifikatspreise im Jahr 2020 von 5 €₂₀₀₉ je t CO₂ (Erhö-

⁷ Ein Effekt von 3 €₂₀₀₉ je tCO₂ ergibt sich bereits in 2010, da gemäß Annahme bei Laufzeitverlängerung gegenüber den Annahme der Hauptstudie zwei Kernkraftwerksblöcke zusätzlich am Netz sind.

hung des EE-Anteils von 30 % auf 40 %) bzw. von 9 €₂₀₀₉ je tCO₂ (Erhöhung des EE-Anteils von 30 % auf 50 %).

Das absolute Niveau der CO₂-Zertifikatspreise sinkt somit bei Laufzeitverlängerung erheblich. Der Einfluss einer Erhöhung des EE-Anteils auf die CO₂-Zertifikatspreise bleibt im Vergleich zur Hauptstudie erhalten.

4 Entwicklung und Einsatz des Kraftwerksparks

In diesem Kapitel werden die wesentlichen energiewirtschaftlichen Effekte einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke dargestellt sowie deren Kombination mit höheren EE-Ausbauzielen im Jahr 2020 untersucht. Dabei wird auf die Kapazitätsentwicklung, die Stromerzeugung, den grenzüberschreitenden Stromaustausch und den Brennstoffeinsatz eingegangen sowie eine Darstellung der Verminderung der CO₂-Mengen in der deutschen Stromversorgung vorgenommen. Die Darstellung erfolgt in jeweils zwei Schritten. In einem ersten Schritt werden die wesentlichen resultierenden Veränderungen durch die Laufzeitverlängerung dargestellt, während in einem zweiten Abschnitt die Auswirkungen höherer EE-Anteilsziele im Jahr 2020 unter den neuen Rahmenannahmen beschrieben werden.

Kapazitätsentwicklung

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

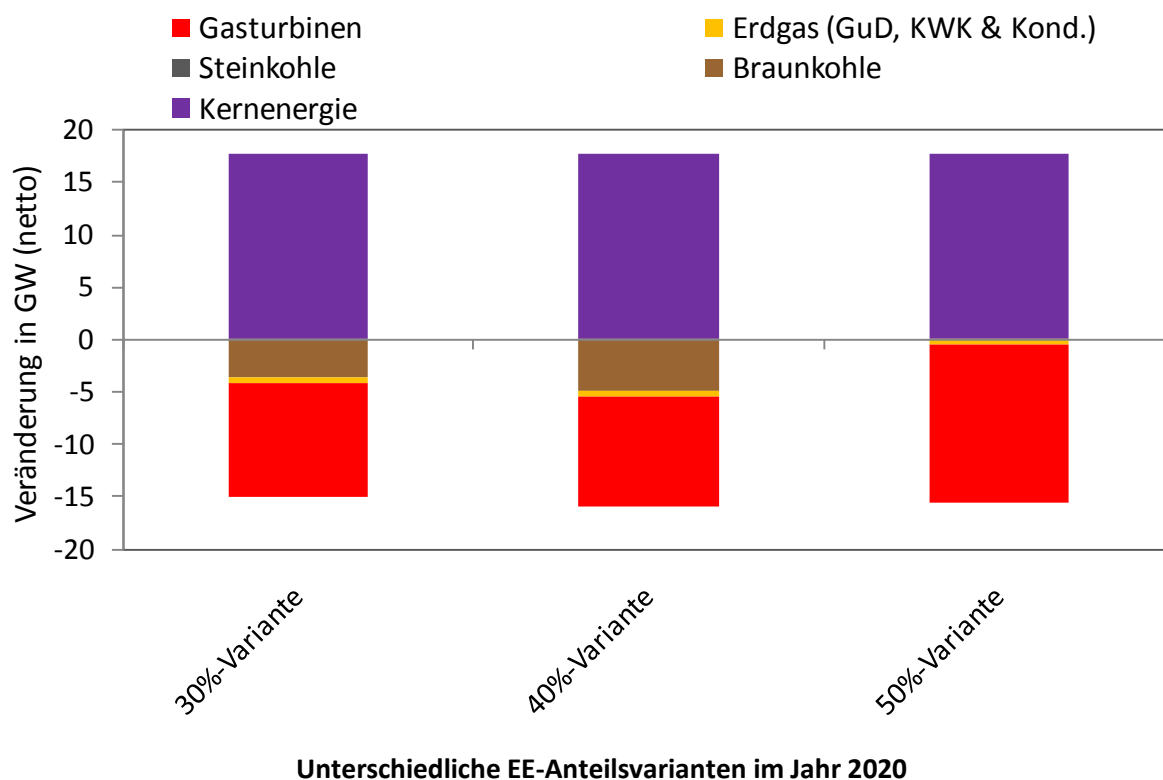
Durch eine längere Nutzung der Kernkraftwerke in Deutschland bleibt der sog. altersbedingte Stilllegungspfad thermischer Kraftwerke unberührt. Das bedeutet, dass analog zu den Analysen des Kernenergieausstiegs auch in diesen Variantenrechnungen eine Stilllegung der bestehenden thermischen Kraftwerkskapazitäten (ohne Rückgang der Kernkraft) in Höhe von ca. 28 GW bis zum Jahr 2020 erfolgt. Ebenfalls unverändert bleiben diejenigen Kraftwerksneubauten, welche sich zurzeit bereits in Bau befinden. Insgesamt entspricht dies einer Kraftwerkskapazität in Höhe von 12,5 GW. Darüber hinaus gehende weitere Anpassungsmöglichkeiten des Kraftwerkssystems auf Basis wirtschaftlicher Überlegungen (sog. modellendogene Kraftwerkszubau- und Stilllegungsentscheidungen) sind Ergebnis der modellbasierten Untersuchungen und werden im Folgenden dargestellt.

Die maßgeblichen Unterschiede der Kapazitätsentwicklung im Vergleich der Ausstiegsvarianten zu den Laufzeitverlängerungsvarianten betreffen insbesondere die Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten (vgl. Abbildung 4-1). So reduziert eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke den zukünftigen Bedarf an neu zu errichteten Grundlastkapazitäten. Im Rahmen der 30 %-Variante weisen die Modellrechnungen verringerten Zubau von 3,6 GW Braunkohlekapazitäten im Jahr 2020 aus. In der 40 %-Variante erhöht sich dieser verminderte Zubau sogar auf 4,9 GW. Anders stellt sich die Situation in der 50 %-Variante dar. In dieser Variante reduziert sich der Bedarf an Grundlastkapazität bereits unter Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs so weit, dass die Braunkohlekapazitäten im Jahr 2020 lediglich 16,5 GW ausmachen. Unter Berücksichtigung der Laufzeitverlängerung kann in dieser Variante der gleiche Effekt nachgewiesen werden, so dass auch in dieser Variante Braunkohlekapazitäten in Höhe von ca. 16,5 GW im Strommarkt verbleiben.

Die Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke führt neben den beschriebenen Substitutionseffekten zwischen den Grundlasttechnologien der Braunkohle- und Kernkraftkapazitäten zu weiteren Auswirkungen bei den Spitzenlasttechnologien. Spitzenlasttechnologien weisen auf Basis ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften Vorteile bei der Bereitstellung von

allen Reservearten sowie bei der Bereitstellung von Strom in Stunden hohen Bedarfs (Spitzenlast) auf. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke kann zusammen mit den Braunkohlekapazitäten daher nicht nur den zukünftigen Bedarf an Grundlast befriedigen, sie setzt des Weiteren auch Kraftwerkskapazitäten im Mittel- und Spitzenlastbereich frei (im Wesentlichen Steinkohle- und GuD-Kraftwerke). Diese Kraftwerkskapazitäten können daher vermehrt ihre Leistung als Reserve anbieten, wodurch der zukünftige Bedarf an neu zu errichtenden Reservekraftwerken ebenfalls abnimmt. Dieses zeigt sich beim Vergleich der installierten Kapazität von Gasturbinen zwischen dem Ausstiegs- und Laufzeitverlängerungsszenario. Durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke sinkt der Bedarf an flexiblen Gasturbinenkapazitäten um ca. 10 GW (30 %-Variante). In der 50 %-Variante ergibt sich ein Minderbedarf in Höhe von ca. 15 GW flexibler Kraftwerkskapazität im Jahr 2020.

ABBILDUNG 4-1: AUSWIRKUNGEN EINER LAUFZEITVERLÄNGERUNG AUF DIE INSTALLIERTE KAPAZITÄT IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



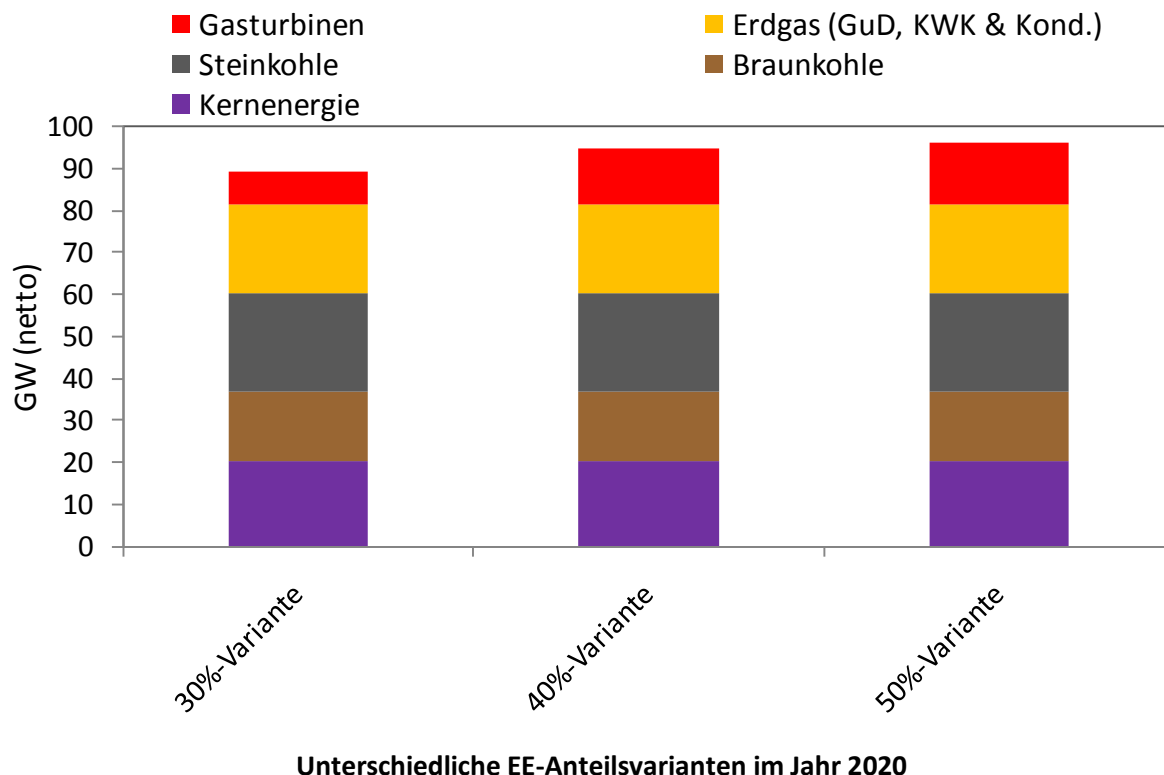
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

Die Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 bei einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke für die EE-Ausbauvarianten 30 %, 40 % und 50 % ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Um die zukünftigen Anforderungen bzgl. residualer Last, gesicherter Leistung und Systemdienstleistungen zu erfüllen, sind mit zunehmenden EE-Anteilen insgesamt höhere Kapazitäten bereitzustellen, was allerdings im Wesentlichen auf einem unterschiedlichen Bedarf an flexiblen Gasturbinen basiert. Diese können ggf. teilweise auch durch andere Flexibilitäten, wie bspw. Demand-Side-Management oder E-Mobility ersetzt werden, welche jedoch im Rah-

men der Modellrechnungen nicht berücksichtigt wurden. Eine Diskussion der möglichen Optionen zur Flexibilisierung des Strommarktes und somit zur Reduktion der Notwendigkeit von flexiblen Erzeugungstechnologien kann auch in Kapitel 8 der Hauptstudie nachgelesen werden. Der Bedarf an den restlichen thermischen Kraftwerkskapazitäten ohne Gasturbinen sinkt hingegen mit steigenden EE-Anteilen. Der maßgebliche Anteil dieses Rückgangs basiert auf dem Minderbedarf an Braunkohlekraftwerkskapazitäten in Höhe von ca. 1,3 GW.

ABBILDUNG 4-2: INSTALLIERTE LEISTUNG DES KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSPARKS IM JAHRE 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Stromerzeugung, Austausch, Erzeugungsmanagement

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

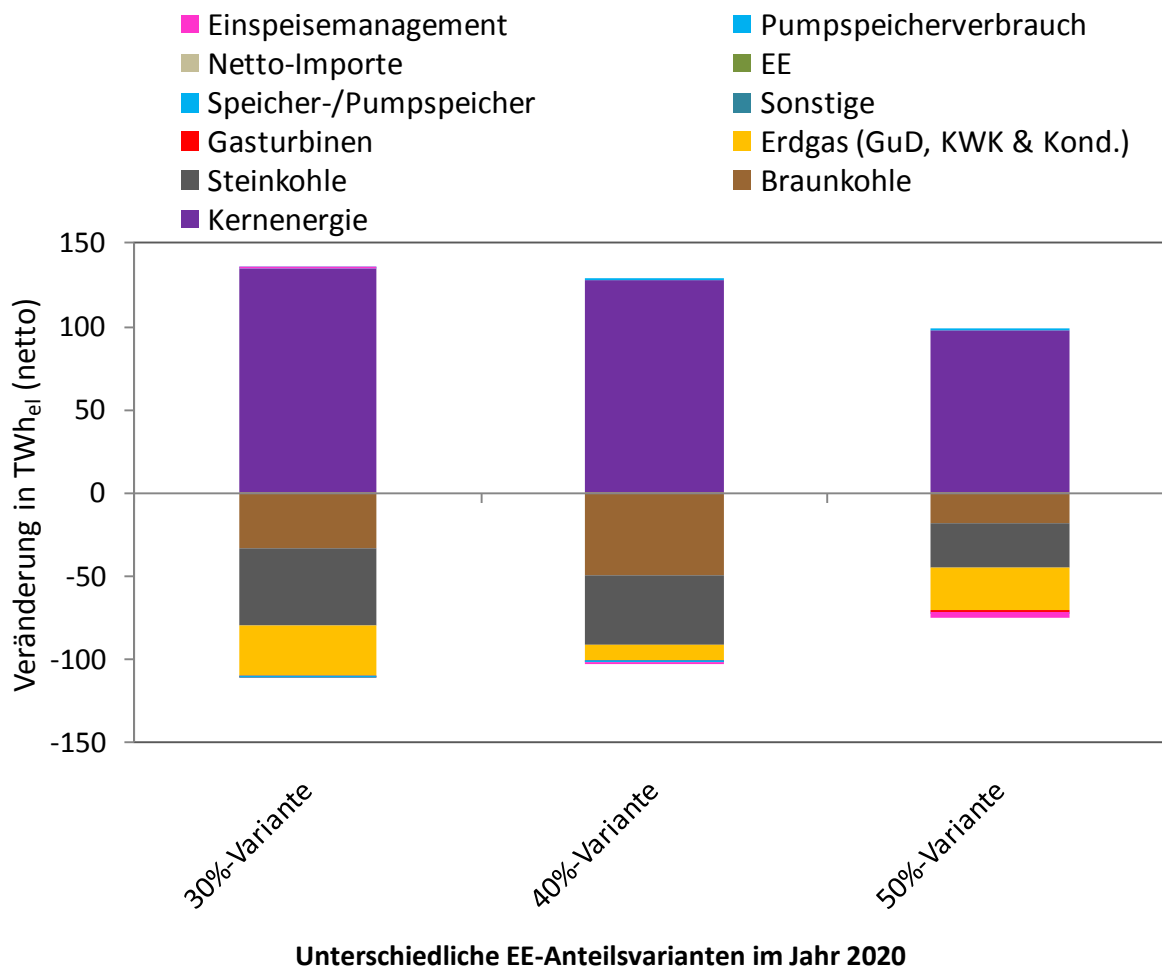
Eine Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke beeinflusst zusätzlich den Stromerzeugungsmix, den internationalen Stromaustausch sowie die Häufigkeit und Dauer der Notwendigkeit von Erzeugungsmanagement von EE-Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber. Dabei können in allen drei untersuchten EE-Ausbauvarianten (30 %, 40 % und 50 %) drei grundsätzliche Tendenzen festgehalten werden (vgl. Abbildung 4-3):

- Erstens wird die Stromerzeugung auf Basis fossiler Energieträger durch die Stromerzeugung aus kostengünstigerer Kernenergie substituiert. Mit bis zu 47 TWh_{el} weniger Stromerzeugung im Vergleich zur Ausstiegsvariante ist die Steinkohleverstromung in der 30 %-Variante am stärksten betroffen. Erdgas- und Braunkohlekraftwerke verringern ihre Einspeisung um jeweils rund 30 TWh_{el}. Mit zunehmenden EE-Anteilen nimmt

einerseits auch die Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie ab, andererseits verändern sich die verdrängten Stromerzeugungsmengen der restlichen Energieträger. In der 50 %-Variante führt eine Laufzeitverlängerung insbesondere bei Erdgas- und Steinkohlekraftwerken zu einer verminderten Stromerzeugung (jeweils ca. 25 TWh_{el}). Braunkohlekraftwerke reduzieren ihre Einspeisung im gleichen Zeitraum um ca. 19 TWh_{el}.

- Zweitens führt eine längere Nutzung der Kernenergie in Deutschland zu einer Verringerung des Importbedarfs bzw. zu einer weiterhin positiven Exportbilanz im Vergleich zum Ausstiegsfall. Im Saldo bleibt Deutschland in allen EE-Ausbauvarianten Nettoexporteur von Strom. Die weitere Nutzung der Kernenergie in Deutschland reduziert die Preise am Großhandelsmarkt für Strom maßgeblich (vgl. Abschnitt 6.1). Aus diesem Grund ist der Stromeinkauf in Deutschland für ausländische Marktteilnehmer zunehmend attraktiv. Die Exporte aus Deutschland erhöhen sich dadurch.
- Drittens führt eine weitere Nutzung der Kernenergie zu einem leichten Anstieg der Notwendigkeit von Erzeugungsmanagement in Höhe von ca. 3,5 TWh_{el} im Jahr 2020 in der 50 %-Ausbauvariante.

ABBILDUNG 4-3: MEHR- UND MINDEREINSPEISUNGEN DURCH LAUFZEITVERLÄNGERUNG IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

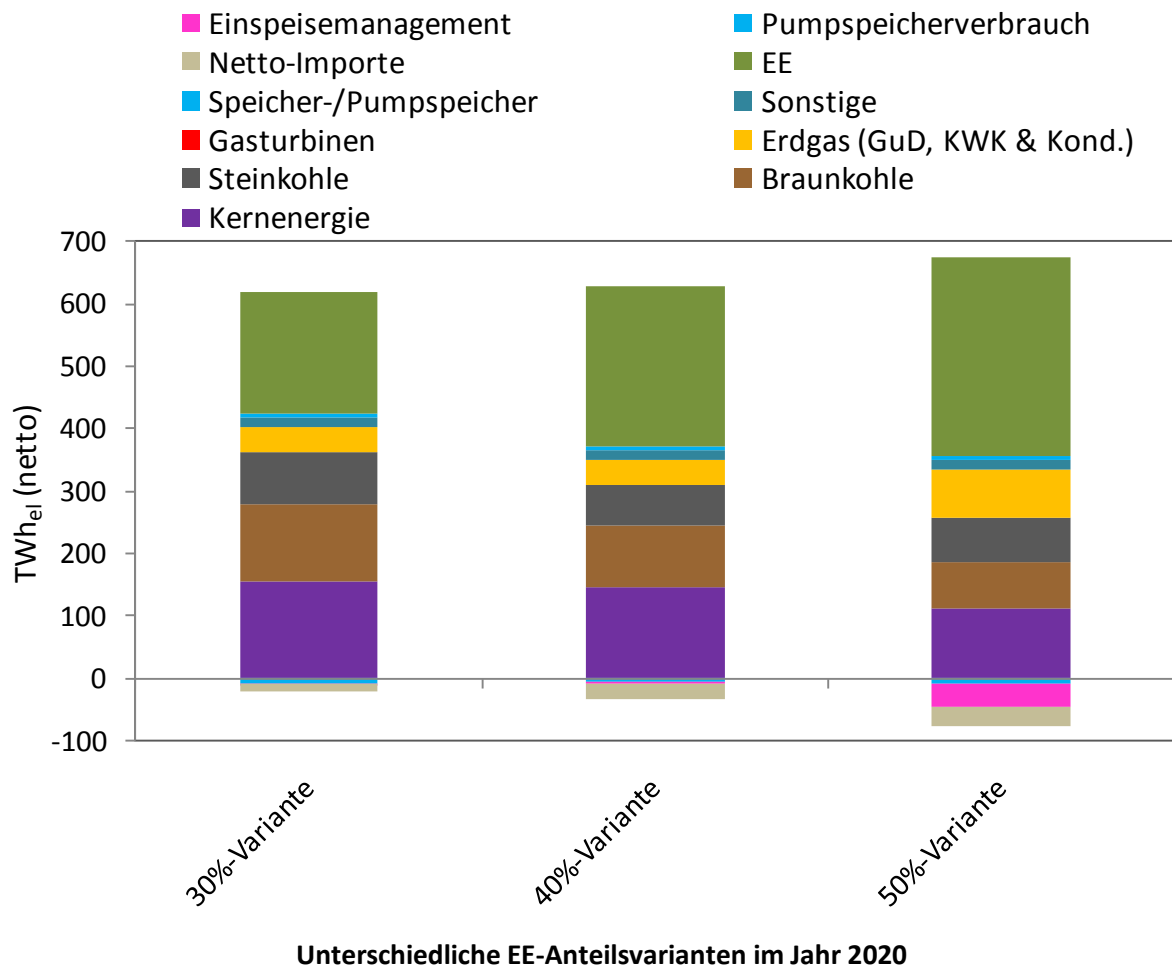
Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

Ein Vergleich der unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen im Jahr 2020 in den drei analysierten EE-Ausbauvarianten ist in Abbildung 4-4 dargestellt. Grundsätzlich kann der in der Hauptstudie identifizierte Trend eines Rückgangs der Stromerzeugung aus Kernkraft-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken bestätigt werden. Insgesamt reduziert sich die Stromerzeugung auf Basis dieser drei Primärenergieträger in der 30 %-Variante zwischen 2010 und 2020 um 10 %. In der 50 %-Variante erhöht sich dieser Rückgang auf 40 %. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch die Kernkraftwerke aus Wirtschaftlichkeitsgründen ihre Stromerzeugung im Vergleich zum Jahr 2010 um ca. 27 % reduzieren.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle vermindert sich mit zunehmender EE-Einspeisung. Der auf dieser Basis eingespeiste Strom liegt in der 50 %-Variante in 2020 rund 50 TWh_{el} niedriger als in der 30 %-Variante. Umgekehrt erhöht sich die Erdgas basierte Stromerzeugung von der 30 %- zur 50 %-Variante um 90 %.

Auch der Stromaustausch wird durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland beeinflusst, wobei sich der grundsätzliche Zusammenhang unterschiedlicher EE-Anteile im Jahr 2020 gemäß dem Ausstiegsfall bestätigt. Während Deutschland allerdings im Ausstiegsfall im Jahr 2020 in der 30 %-Variante noch Netto-Importeur ist, bleibt Deutschland bei einer Laufzeitverlängerung auch bei diesem Ausbauniveau der erneuerbaren Energien Netto-Exporteur. Mit zunehmendem EE-Anteil steigen auch in diesen Untersuchungen die Netto-Exporte an. In der 50 %-Variante erreichen sie im Jahr 2020 einen Betrag von 33 TWh_{el}, was ungefähr dem heutigen Niveau entspricht.

ABBILDUNG 4-4: STROMERZEUGUNG IM JAHRE 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Erzeugungsmanagement gewinnt im Rahmen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke mit zunehmenden EE-Anteilen an Bedeutung. Die absolute Höhe von ca. 37 TWh in 2020 in der 50 %-Variante zeigt die Relevanz von weiteren Optimierungsmaßnahmen im gesamten Elektrizitätssystem bei hoher Durchdringung der Erzeugung mit erneuerbaren Energien. Optionen, die zur Reduktion des Erzeugungsmanagements beitragen, sind im Rahmen des Kapitels 8 der Hauptstudie diskutiert.

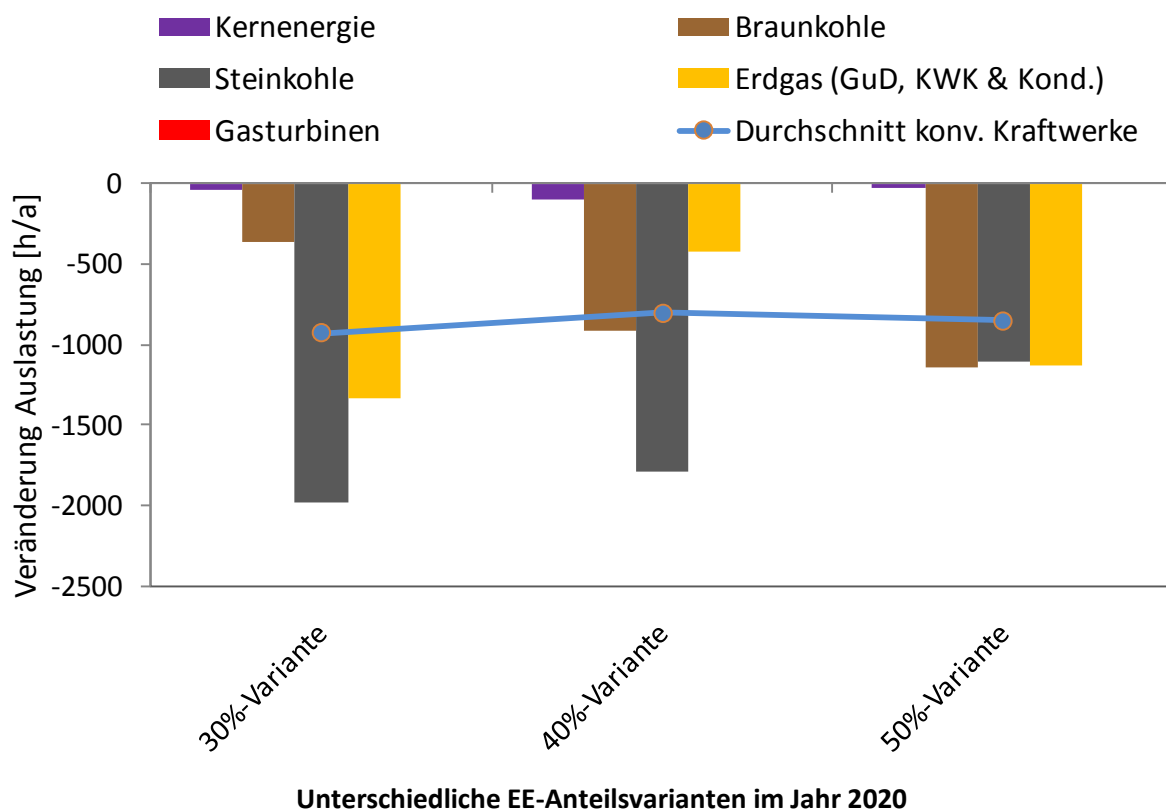
Auslastung des konventionellen Kraftwerksparks

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland bewirkt neben den dargestellten Anpassungen in der Stromerzeugung auch Veränderungen in der Auslastung (Volllaststundenzahl - VLS) der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien. Grundsätzlich verringert sich die Auslastung aller fossil befeuerten Erzeugungstechnologien (im Mittel um ca. 800 h/a), allerdings gibt es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Erzeugungstechnologien (vgl. Abbildung 4-5). Am stärksten betroffen vom Rückgang der Volllaststunden durch eine Laufzeitverlängerung sind die Steinkohlekraftwerke, welche ihre Auslastung in der 30 %-Variante um fast 1.900 h/a verringern. Die Auslastung der Kernkraftwerke bleibt im Vergleich zum Aus-

stiegszenario nahezu konstant. Für die Erdgaskraftwerke resultiert in der 30 %-Variante ein Rückgang der Volllaststunden um ca. 1.300 h/a, für Braunkohlekraftwerke eine Minderauslastung von ca. 360 h/a. Höhere EE-Anteile im Jahr 2020 bewirken auch unterschiedliche Rückgänge in den Auslastungen der konventionellen Erzeugungseinheiten durch eine Laufzeitverlängerung. So ist der Rückgang der Volllaststunden bei den Steinkohlekraftwerken in der 50 %-Variante mit 1.100 h/a geringer als in der 30 %-Variante. Die Erdgas- und Braunkohlekraftwerke sind im Jahr 2020 in der 50 %-Variante in ähnlichem Ausmaß durch die Laufzeitverlängerung betroffen.

ABBILDUNG 4-5: REDUKTION DER VOLLLASTSTUNDEN DURCH LAUFZEITVERLÄNGERUNG IM JAHRE 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



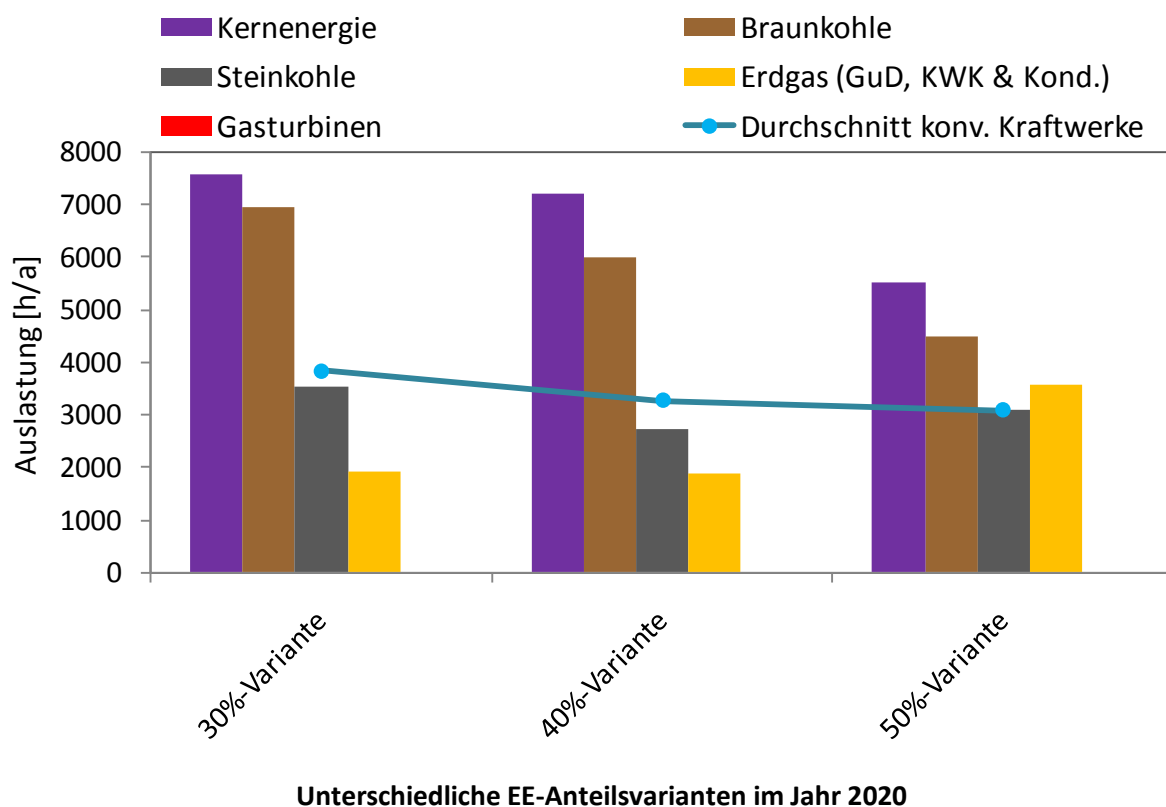
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

In Abbildung 4-6 ist die Entwicklung der Volllaststunden für die einzelnen Energieträger bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Jahr 2020 für die unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten dargestellt. Analog zum Ausstiegsfall nehmen auch in diesen Berechnungen mit zunehmenden EE-Anteilen die mittleren Volllaststunden im thermischen Erzeugungssystem ab. Besonders stark betroffen von dieser Entwicklung sind die Braunkohlekraftwerke, deren Auslastung in der 50 %-Variante auf unter 5.000 h/a fällt. Ebenfalls rückläufig ist die Auslastung der Kernkraftwerke, die durch die Erhöhung des EE-Anteils im Jahr 2020 auf 50 % auf ca. 5.500 h/a sinkt. Eine höhere Auslastung mit zunehmenden EE-Anteilen ergibt sich für Erdgaskraftwerke. Insbesondere die zunehmende Volatilität der Großhandelsmarktpreise, ausgelöst

durch die fluktuierende Einspeisung aus Windenergie und Fotovoltaik, sowie der erhöhte Reservebedarf begünstigen die Auslastung dieser Kraftwerke. Erdgaskraftwerke können aufgrund ihrer hohen Flexibilität sowie ihrer Kostenstruktur günstig an den Regel- und Reservemärkten teilnehmen. Hierzu müssen sie allerdings in Mindestteillast betrieben werden. Diese mit der Erbringung von Regelleistung verbundene Erzeugung erhöht mit zunehmenden EE-Anteilen die Auslastung der Erdgaskraftwerke. Andere Kraftwerkstechnologien wie bspw. Kern- oder Braunkohlekraftwerke könnten zwar auch Systemdienstleistungen erbringen, um entsprechende Rückgänge in der Auslastung durch steigende EE-Anteile auszugleichen. Allerdings sind diese Technologien auf den Regel- und Reservemärkte gegenüber den Erdgaskraftwerken weniger wettbewerbsfähig und werden daher lediglich in geringerem Umfang eingesetzt. Ihre Volllaststundenzahl reduziert sich dementsprechend.

ABBILDUNG 4-6: VOLLSTUNDEN IM JAHRE 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

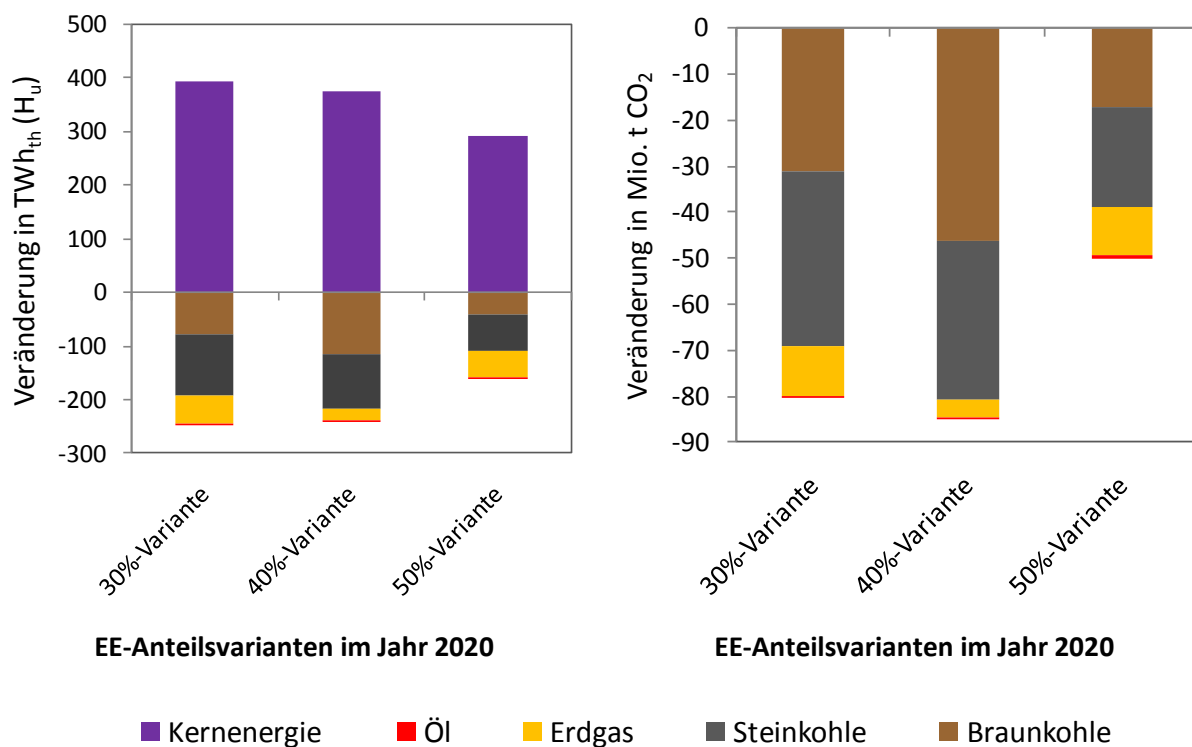
Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Brennstoffeinsatz bzw. CO₂-Mengen bestimmende Faktoren sind die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland sowie die Entwicklung der Exportbilanz. Die Veränderung des Brennstoffeinsatzes und der CO₂-Mengen im Jahr 2020 durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke ist ein komplexes Zusammenspiel mehrerer sich überlagernder Effekte, welche lediglich summarisch berechnet werden können.

Die erweiterte Nutzung der Kernenergie in Deutschland reduziert den Bedarf an fossilen Energieträgern deutlich (vgl. Abbildung 4-7 links). In der 30 %-Variante verringert sich der Einsatz von Steinkohle im Jahr 2020 um 60 %. Noch deutlicher fällt der Rückgang für den Erdgasverbrauch in der Stromerzeugung aus. Hier ergibt sich ein Rückgang um 70 % im Vergleich zum Ausstiegsszenario, so dass statt 168 TWh (H_u – unterer Heizwert) lediglich knapp 54 TWh (H_u) in den Erdgaskraftwerken zur Stromerzeugung verbraucht werden. Dies bedeutet insgesamt eine geringere Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern zu Lasten eines höheren Importbedarfs von Kernbrennstoffen.

ABBILDUNG 4-7: VERÄNDERUNG DES BRENNSTOFFVERBRAUCH UND DER CO₂-EMISSIONEN IM JAHRE 2020 DURCH LAUFZEITVERLÄNGERUNG IM VERGLEICH ZUM AUSSTIEGSFALL – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



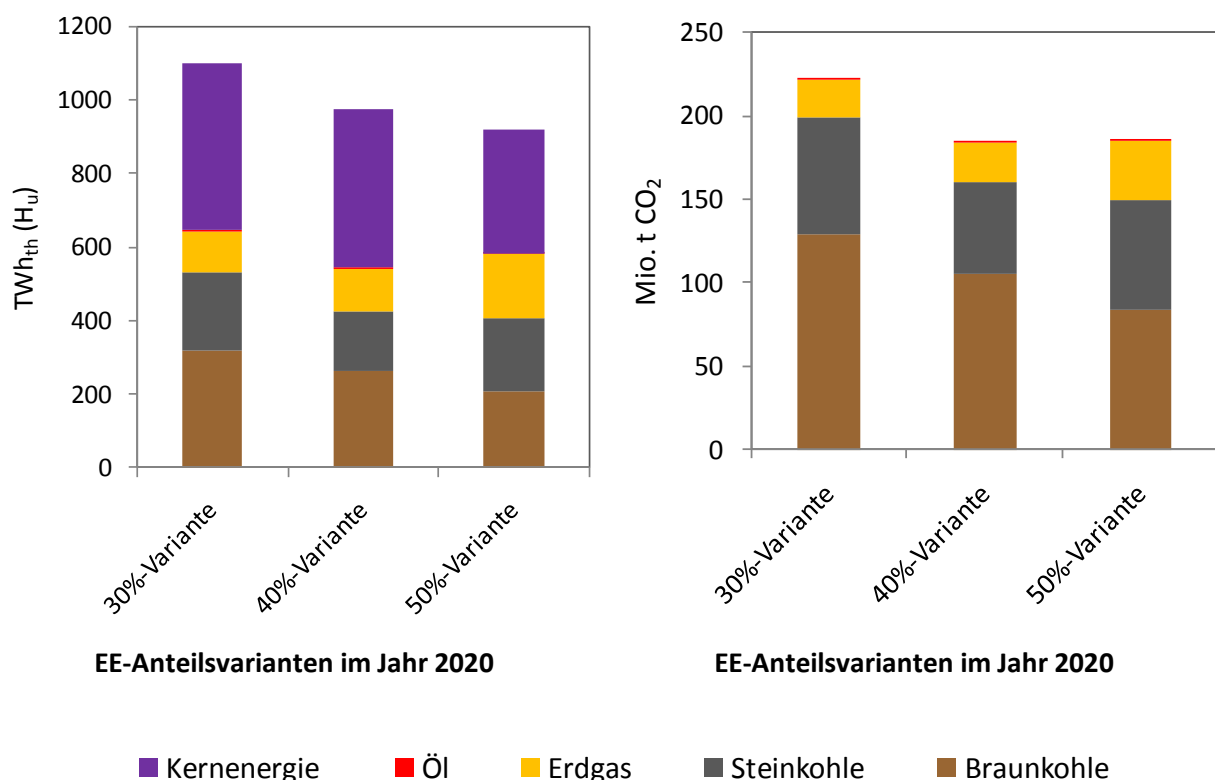
Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Die erläuterten Verschiebungen im Brennstoffeinsatz durch die verlängerte Nutzung der Kernenergie in Deutschland führt im Jahr 2020 zu einer Verringerung der in der deutschen Stromerzeugung emittierten CO₂-Menge um 80 Mio. t CO₂ in der 30 %-Variante (vgl. Abbildung 4-7 rechts). In der 50 %-Variante vermindern sich die CO₂-Emissionen in Deutschland um 50 Mio. t CO₂ im Vergleich zum Ausstiegsszenario. Dabei tragen die unterschiedlichen Erzeugungstechnologien auf Basis ihrer unterschiedlichen Brennstoffeinsätze in unterschiedlicher Höhe zu den gesamten Emissionsminderungen bei. Einen großen Anteil leisten die Braun- und Steinkohlekraftwerke (je nach EE-Variante zwischen 39 Mio. t CO₂ und 81 Mio. t CO₂).

Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

In Abbildung 4-8 (links) sind die Brennstoffverbräuche für die unterschiedlichen Energieträger in Abhängigkeit des EE-Anteils im Jahr 2020 dargestellt. Dabei zeigen sich im Grundsatz ähnliche Effekte wie im Ausstiegsfall. Ein höherer EE-Anteil von bis zu 40 % an der Stromnachfrage reduziert auch in diesen Berechnungen den Bedarf an allen fossilen Brennstoffen. Für höhere EE-Anteile differenzieren sich die Ergebnisse. Während der Bedarf an Braunkohlen auch für höhere EE-Anteile weiterhin abnimmt, erhöht sich der Einsatz von Steinkohlen und Erdgas in der 50 %-Variante. Die Veränderung der Brennstoffverbräuche spiegeln die Veränderungen in der Stromerzeugung wider.

ABBILDUNG 4-8: BRENNSTOFFVERBRAUCH UND CO₂-EMISSIONEN IM JAHRE 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

In Abbildung 4-8 (rechts) sind die absoluten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Jahr 2020 nach Energieträgern für die unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten im Falle einer Laufzeitverlängerung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass im Jahr 2020 für die 40 %- und 50 %-Varianten die geringsten – allerdings annähernd identischen – CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 185 Mio. t CO₂ ergeben. Im Vergleich zum Ausstiegsfall stellt dies einen maßgeblichen Unterschied dar. Im Falle des Ausstiegs können die CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung bei einer Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis EE von 40 % auf 50 % weiter reduziert werden. Es zeigt sich hier, dass das CO₂-Minderungspotential der erneuerbaren Energien im Rahmen eines mengengesteuerten und wettbewerblichen Emissions-Handelssystem bei Beschränkungen der Exportmöglichkeiten aufgrund von Kuppelleitungskapazitäten und notwendiger konventioneller Kraftwerkleistung am Netz zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

nicht beliebig groß ist. Im Rahmen dieser Untersuchung sind insbesondere drei relevante Auswirkungen zu nennen, die in Summe zum Verlauf gem. Abbildung 4-8 (rechts) führen:

- **Erzeugungsmanagement:** Durch die massive Zunahme des erforderlichen Erzeugungsmanagements zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit im Jahr 2020 in der 50 %-Variante auf 37,1 TWh gegenüber 3,2 TWh in der 40 %-Variante können maßgebliche Mengen an CO₂-freier Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus systemtechnischen Gründen nicht genutzt werden. Von der Zunahme der potentiellen Erzeugung aus EE zwischen der 40 %- und 50 %-Variante in Höhe von rund 60 TWh können 26 TWh zusätzlich ins Netz eingespeist werden.
- **Exportüberschuss:** Die zusätzliche EE-Einspeisung im Jahr 2020 in der 50 %-Variante gegenüber der 40 %-Variante führt zu einer Erhöhung des Außenhandelsaldos von 23 TWh (40 %-Variante) auf 33,5 TWh (50 %-Variante).
- **Verdrängung von Kernenergiestrom:** Die zusätzliche Stromeinspeisung der Erneuerbaren Energien in der 50 %-Variante gegenüber der 40 %-Variante verdrängt zu einem maßgeblichen Anteil Stromerzeugung in Kernkraftwerken. Die Erzeugung der Kernkraftwerke sinkt von 147 TWh im Jahr 2020 in der 40 %-Variante auf 112,6 TWh im Jahr 2020 in der 50 %-Variante durch eine Verringerung der Auslastung der Anlagen.

Die ersten beiden Auswirkungen sind auch bei der Annahme eines Ausstiegs aus der Kernenergie gemäß Hauptstudie in vergleichbarer Größenordnung gegeben. Im Gegensatz zur Hauptstudie wird allerdings im Jahre 2020 CO₂-freie Stromerzeugung aus Kernkraftwerken in erheblichem Umfang durch CO₂-freie EE-Erzeugung verdrängt, so dass sich aufgrund der Zunahme der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien letztlich keine zusätzliche Abnahme von CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung ergibt.

Im Saldo über diese drei Effekte führt eine Zunahme der potentiellen Erzeugung von EE-Anlagen um rund 60 TWh zwischen der 40 %-Variante und der 50 %-Variante bei Laufzeitverlängerung dazu, dass die Stromerzeugung aus fossil-befeuerten Anlagen sogar steigt. Dieses führt jedoch nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung, da zugleich eine Verschiebung von CO₂-intensiver Stromerzeugung in Braunkohlenkraftwerken zu einer Stromerzeugung in Erdgas-GuD-Anlagen erfolgt. Dieses zeigt noch einmal deutlich die Komplexität der Veränderungsprozesse auf. Erneuerbare Energien verdrängen bei hohen Anteilen verstärkt Erzeugung aus Grundlastkraftwerken. Hiervon sind insbesondere Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke betroffen. Während eine Verdrängung von Stromerzeugung in Kernkraftwerken quasi keine Minderung der CO₂-Emissionen bewirkt, hat die Verdrängung von Stromerzeugung in Braunkohlekraftwerken einen erheblichen Effekt auf die CO₂-Emissionen. Damit bestimmt das Verhältnis aus der Verdrängung von Kernenergie- und Braunkohlestrom zu der Mehreinspeisung aus Erneuerbaren Energien und Erdgas-GuD-Anlagen den Netto-Effekt der Veränderung der Deutschland weiten CO₂-Emissionen bei hohen EE-Anteilen und einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke.

An dieser Stelle ist noch einmal zu betonen, dass die Minderungsziele im europäischen Emissionshandelssystem in allen Varianten und Szenarien identisch sind. D. h., sowohl eine Erhöhung des EE-Anteils als auch eine Laufzeitverlängerung führen nicht zu Veränderungen der CO₂-

Emissionen im europäischen Emissionshandelssystem. Veränderungen der CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland werden jeweils durch gegenläufige Entwicklungen in der Stromerzeugung im Ausland und in weiteren Sektoren des Emissionshandelshandelssystems kompensiert. Die Auswirkung beschränkt sich somit jeweils auf eine Veränderung der CO₂-Zertifikatspreise.

5 Auswirkungen auf das Übertragungsnetz

Für den Fall der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke durchgeführte Berechnungen zeigen, dass es hinsichtlich der Belastung des Übertragungsnetzes im Detail mehrere, zum Teil gegenläufige Effekte gibt.

Der geografische Schwerpunkt der Kernkraftwerksstandorte liegt grundsätzlich weiter südlich als der derjenigen konventionellen Kraftwerke, deren Erzeugung durch die Kernkraftwerke verdrängt würde. Daraus ergibt sich tendenziell ein Süd-Nord-Leistungsfluss, der für einige Engpassregionen netzentlastend wirkt.

Diesem generellen Effekt stehen jedoch lokale bzw. regionale Wirkungen gegenüber. So kann die punktuelle Einspeisung aus nördlichen Kernkraftwerken die kritischen Flüsse in Nord-Süd-Richtung im norddeutschen Raum noch verstärken. Zudem können sich durch Verdrängung von Erzeugung aus Mittellastkraftwerken räumlich begrenzte „Importregionen“ bilden oder verstärken.

Darüber hinaus führt die Erhöhung der Erzeugungskapazität mit niedrigen Grenzkosten zu verstärktem Export (vgl. Kapitel 4).

Für die resultierende Wirkung der Laufzeitverlängerung ist entscheidend, wie stark sich die oben beschriebenen Effekte jeweils in Situationen mit bereits hoher Netzauslastung auswirken. Dabei spielt die Höhe des EE-Ausbaus eine wichtige Rolle, beispielsweise da auch hierdurch der Anteil kostengünstiger Erzeugung und damit das ökonomische Exportpotenzial beeinflusst werden. Bei einem EE-Ausbau von 50 % wird in Starkwindphasen das Exportpotenzial auch ohne Laufzeitverlängerung bereits weitgehend genutzt, während in niedrigeren EE-Ausbauvarianten die Laufzeitverlängerung auch in manchen Starkwindstunden einen Einfluss auf das Exportniveau hat. Dafür ist jedoch bei höherem EE-Ausbau die grundsätzliche Netzauslastung tendenziell höher.

Aufgrund dieser sich teilweise kompensierenden Effekte sind die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung auf den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz insgesamt relativ gering. Tendenziell zeigt sich in den Berechnungen für exemplarische Zeitpunkte eine leichte Zunahme des Netzausbaubedarfs in den Varianten mit einem EE-Ausbau von 40 % und 50 %; diese liegt jedoch im Rahmen der Modellgenauigkeit. Insbesondere ist nicht auszuschließen, dass in Abhängigkeit von den energiewirtschaftlichen Randbedingungen auch die netzentlastenden Wirkungen überwiegen können.

Es lässt sich schlussfolgern, dass die Wirkung der Laufzeitverlängerung auf den Netzausbaubedarf deutlich geringer als die des EE-Ausbaus ist, so dass sich hinsichtlich der in der Hauptstudie aufgezeigten Herausforderungen (insbesondere Realisierbarkeit des Ausbaubedarfs) weder nennenswerte Verschärfungen noch Erleichterungen ergeben dürften.

6 Auswirkungen auf Strompreise

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland auf die einzelnen Komponenten der Strompreise für Endkunden im Jahr 2020 dargestellt. Dabei werden in Analogie zur Hauptstudie die einzelnen Kostengrößen, die Gesamtkosten für Endverbraucher sowie die Preiseffekte für Haushaltskunden und zwei unterschiedliche Industrieverbraucher untersucht.

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke beeinflusst einerseits über Veränderungen der Großhandelspreise für Strom die Beschaffungskosten der Vertriebsunternehmen sowie den Vermarktungswert des EEG-Stroms und damit die Netto-Förderkosten der EE-Anlagen (absolute Höhe der EEG-Umlage). Andererseits ergeben sich mögliche Veränderungen im Bereich der Kosten der Regel- und Reserveenergiebereitstellung aufgrund eines veränderten Technologiemixes im konventionellen Kraftwerkspark, was zu Unterschieden bei den Netznutzungsentgelten führen kann.⁸

6.1 Preisentwicklung am Großhandelsmarkt für Strom und Kosten für Systemdienstleistungen

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke hat maßgebliche Rückwirkungen auf die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt für Strom.⁹ Aus der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke resultieren drei wesentliche Effekte, die Einfluss auf die Strompreisentwicklungen am Großhandelsmarkt haben:

- Durch die zusätzliche CO₂-freie Stromerzeugung aus Kernkraftwerken sinkt der CO₂-Zertifikatspreis im europäischen Handelssystem, was zu einer Verringerung der variablen Erzeugungskosten von fossil befeuerten Kraftwerken führt.
- In der Angebotskurve der konventionellen Stromerzeugung (sog. ‚merit order‘) sind bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zusätzliche Erzeugungskapazitäten mit geringen variablen Kosten verfügbar.
- Der Investitionsbedarf für Ersatz- und Neubau von konventionellen Kraftwerken sinkt.

Diese drei Effekte führen vereinfacht zu folgenden Auswirkungen auf die Strompreise am Großhandelsmarkt:

⁸ Wie in Kapitel 2 erläutert, ergeben sich aus der Laufzeitverlängerung dagegen keine Anpassungen bei der erforderlichen Verteilungsnetzstruktur, und auch die Einflüsse im Übertragungsnetz sind per Saldo gering (vgl. Kapitel 5). Somit bleiben die Kosten für die Netzinfrastruktur, die auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden, annähernd konstant.

⁹ Siehe hierzu auch r2b /EEFA (2010).

Der erste Effekt führt dazu, dass die Kosten des in der jeweiligen Stunde Preis setzenden Grenzkraftwerks sinken, wenn es sich um ein mit fossilen Brennstoffen befeuertes Kraftwerk handelt.

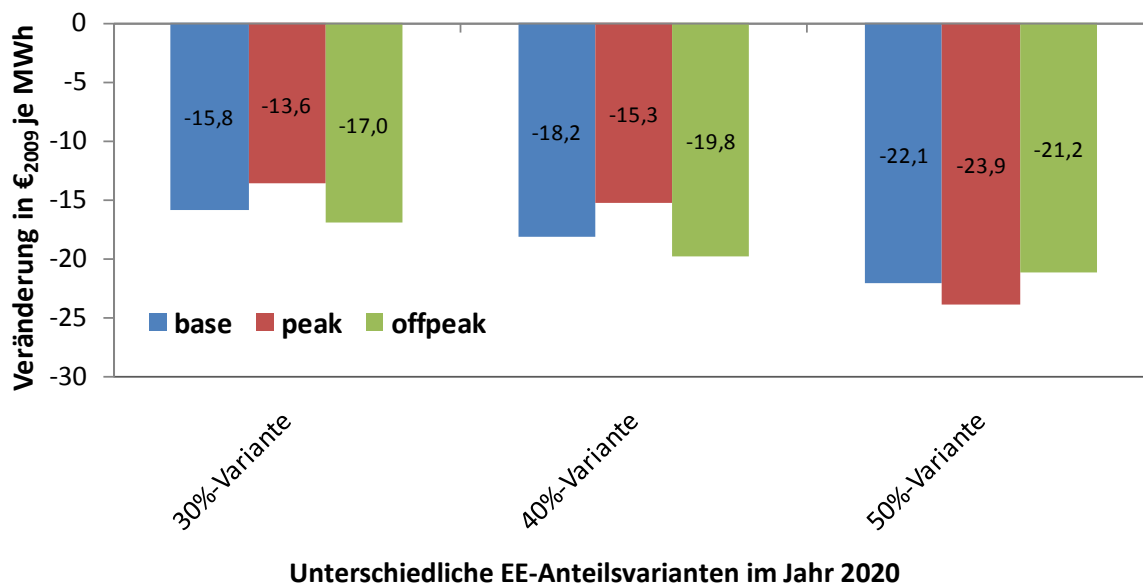
Der zweite Effekt bewirkt in Perioden mit einer residualen Last unter der verfügbaren Leistung der Kernkraftwerke, dass die Preise auf ein Niveau der variablen Erzeugungskosten von Kernkraftwerken fallen. Aber auch in Perioden mit höheren residualen Lasten verändert sich das Grenzkraftwerk. Die variablen Erzeugungskosten des ‚neuen‘ Preis bestimmenden Grenzkraftwerks sind geringer.

Der dritte Effekt reduziert die Höhe der notwendigen Kapazitätsaufschläge, die als Investitionsanreize für den Bau neuer Erzeugungsanlagen erforderlich sind und sich in den Strompreisen am Großhandelsmarkt widerspiegeln (‚langfristige Grenzkostenpreise‘).

In der Modell-gestützten Analyse wurden alle drei Effekte unter zusätzlicher Berücksichtigung dynamischer Effekte, technischer Restriktionen und des Stromaustauschs mit dem Ausland simultan quantifiziert.

Durch die Preis dämpfenden Effekte sinkt der Großhandelspreis für Strom (base-Preis) bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Jahr 2020 in der 30 %-Variante um ca. 16 €₂₀₀₉ je MWh. In der 40 %- und 50 %-Variante fällt der Preisrückgang mit etwa 18 bzw. 22 €₂₀₀₉ je MWh sogar leicht stärker aus (vgl. Abbildung 6-1).

ABBILDUNG 6-1: VERÄNDERUNG DER STROMPREISE DURCH LAUFZEITVERLÄNGERUNG IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



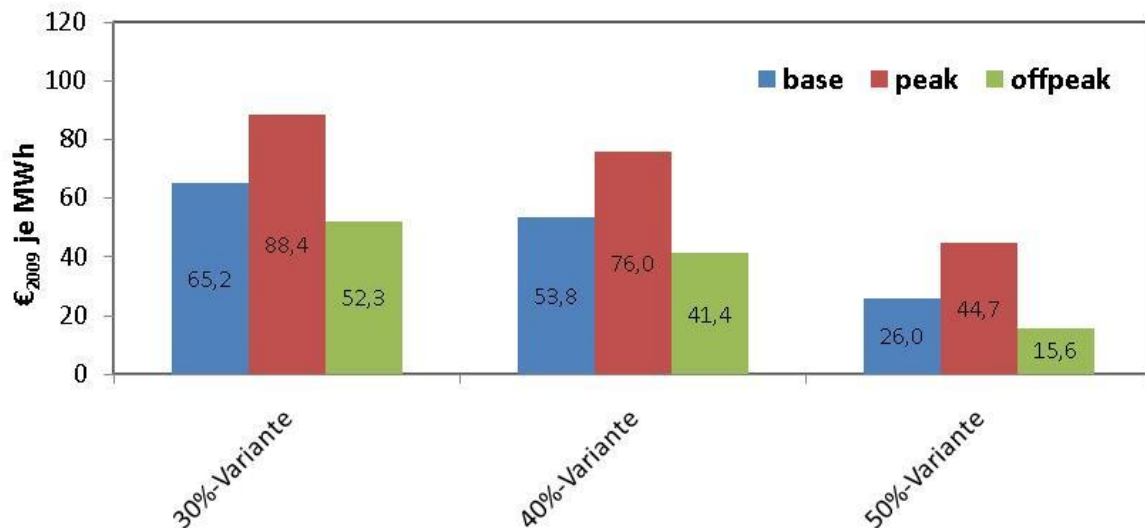
Quelle: r2b energy consulting GmbH

Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

In Abbildung 6-2 ist die Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt im Jahr 2020 für die unterschiedlichen EE-Anteilsziele dargestellt. Wie bereits im Falle eines Kernenergieausstiegs ausführlich dargestellt, zeigt sich auch im Falle einer Laufzeitverlängerung die Preis senkende Wirkung höherer EE-Ausbaugrade. Allerdings erfolgt die Absenkung der Strompreise von

einem deutlich geringeren Ausgangsniveau in der 30 %-Variante. Der base-Preis sinkt von 65 €₂₀₀₉ je MWh in der 30 %-Variante auf 54 €₂₀₀₉ je MWh in der 40 %-Variante bis auf 26 €₂₀₀₉ je MWh in der 50 %-Variante. Die Preis dämpfende Wirkung höherer Einspeisungen aus erneuerbaren Energien auf die Strompreise am Großhandelsmarkt („merit order“-Effekt) liegt somit bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in einer vergleichbaren absoluten Größenordnung.

ABBILDUNG 6-2: STROMPREISE AM GROSßHANDELSMARKT IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN

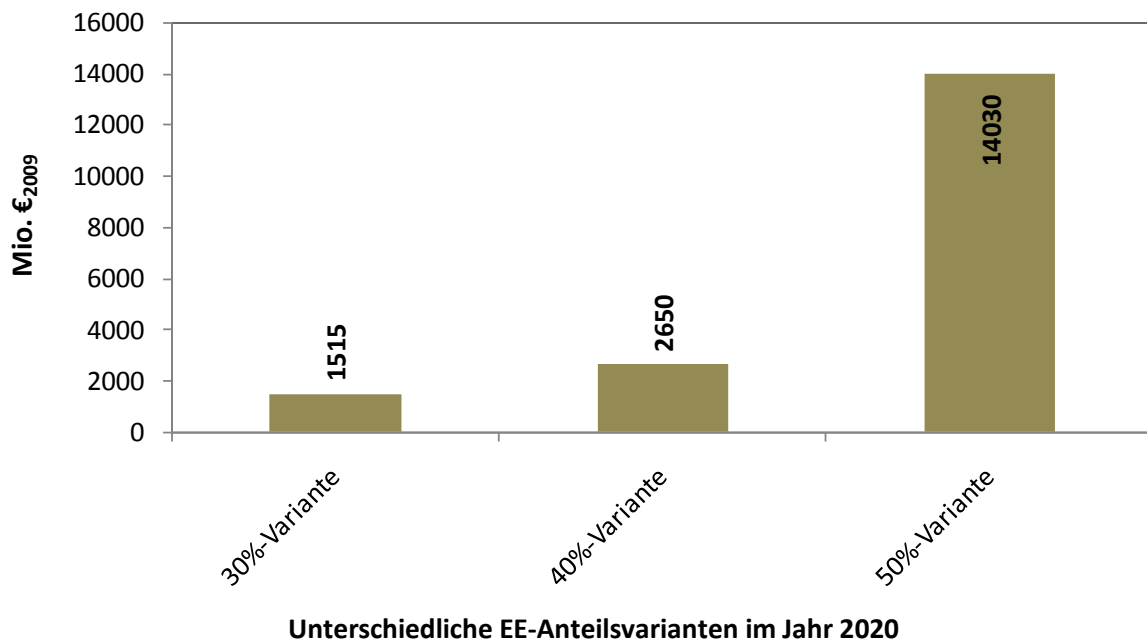


Unterschiedliche EE-Anteilsvarianten im Jahr 2020

Quelle: r2b energy consulting GmbH

Der im Ausstiegsfall identifizierte Effekt einer Verschiebung der Kosten- und Erlöspotentiale von den Großhandelsmärkten hin zu den Regel- und Reserveenergiemärkten – insbesondere in der 50 %-Ausbauvariante – ergibt sich auch für den Fall der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke. Dieses gilt sowohl für die Abhängigkeit vom EE-Ausbaugrad als auch für das absolute Niveau. Die Kosten für Systemdienstleistungen im Jahr 2020 steigen somit im Falle einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke von 1,5 Mrd. €₂₀₀₉ bei einem EE-Anteil von 30 % auf 2,6 Mrd. €₂₀₀₉ bei einem EE-Anteil von 40 % zunächst moderat und erhöhen sich sprunghaft auf rund 14 Mrd. €₂₀₀₉ bei einem EE-Anteil von 50 % (vgl. Abbildung 6-3).

ABBILDUNG 6-3: KOSTEN FÜR REGELLEISTUNG IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

6.2 Brutto- und Netto-Vergütungen der EEG-Förderung des EEG

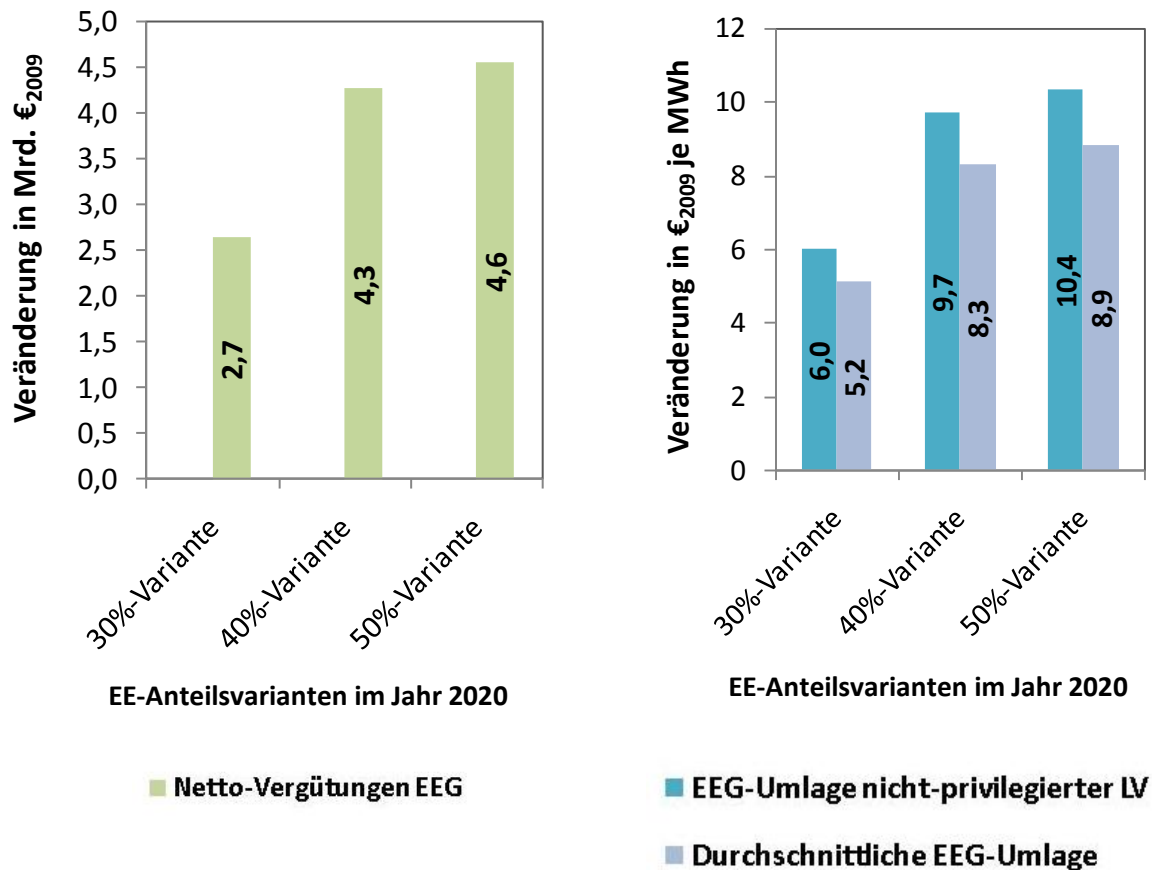
Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Die unterschiedlichen Entwicklungen der Großhandelsmarktpreise durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke haben erhebliche Konsequenzen für den Vermarktungswert der Erneuerbaren Energien. Dieses führt wiederum bei konstanten Brutto-Vergütungen zu einer deutlichen Erhöhung der Netto-Vergütungen der EEG-Förderung und somit der EEG-Umlage.

In der 30 %-Variante sinkt der Vermarktungswert der EEG-Einspeisung durch eine Laufzeitverlängerung im Jahr 2020 um ca. 2,8 Mrd. €₂₀₀₉ bzw. um etwa 20 % gegenüber dem Ausstiegsszenario. Bei der 40 %-Variante steigen die Einbußen bei den Vermarktungserlösen auf knapp 4,5 Mrd. €₂₀₀₉, was einer Reduktion um mehr als 30 % gegenüber dem Ausstiegsszenario entspricht. Bei der 50 %-Variante ergibt sich sogar ein Rückgang um 4,8 Mrd. €₂₀₀₉, was in etwa einer Halbierung des Marktwertes der EEG-Einspeisung gegenüber der Hauptstudie entspricht. Der Rückgang des Vermarktungswertes für EEG-Strom durch eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke führt zu einem Anstieg der Netto-Vergütungen für EEG-Strom, welche in der Abbildung 6-5 (links) dargestellt sind. Werden diese Förderkosten auf den nicht-privilegierten Endverbraucher umgelegt, erhält man den Anstieg der EEG-Umlage im Endverbraucherpreis (Abbildung 6-5 – rechts). In der 30 %-Variante erhöht sich die EEG-Umlage für den nicht-privilegierten Endverbraucher um 6 €₂₀₀₉ je MWh im Jahr 2020. Diese Mehrbelastung im End-

verbraucherpreis durch die Laufzeitverlängerung erhöht sich mit zunehmenden EE-Anteilen bis auf 10,5 €₂₀₀₉ je MWh in der 50 %-Variante.

ABBILDUNG 6-4: VERÄNDERUNG VON NETTO-VERGÜTUNG UND EEG-UMLAGE IM JAHR 2020 DURCH LAUFZEITVERLÄNGERUNG – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

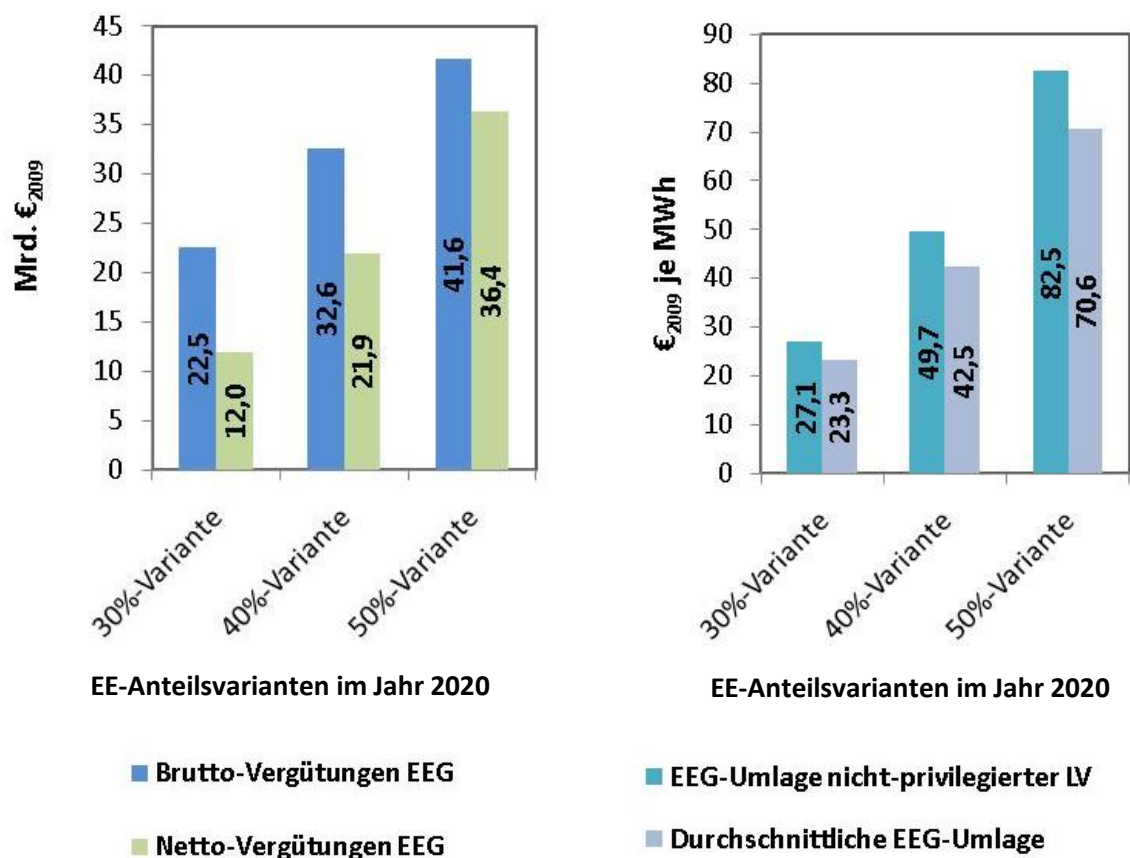
Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

In Abbildung 6-5 (links) sind die deutschlandweiten Brutto- und Netto-Vergütungen der EEG-Förderung im Jahr 2020 für die einzelnen EE-Ausbauvarianten bei einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland dargestellt. Der Trend von ansteigenden Netto-Vergütungen mit ansteigenden EE-Ausbauzielen korrespondiert mit den Ergebnissen des Ausstiegsfalls. Allerdings bewirken die geringeren Strompreise im Fall einer Laufzeitverlängerung in allen Varianten höhere Netto-Vergütungen.

Die Netto-Vergütungen für EEG-Strom belaufen sich im Jahr 2020 in der 30 %-Variante auf 12 Mrd. €₂₀₀₉, bei einem spezifischen Marktwert des EEG-Stroms in Höhe von knapp 60 €₂₀₀₉ je MWh. In der 40 %-Variante erhöht sich die Netto-Vergütung auf knapp 22 Mrd. €₂₀₀₉ bei einem spezifischen Marktwert für den EE-Strom in Höhe von 44 €₂₀₀₉ je MWh. Die höchsten Netto-Vergütungen ergeben sich mit 36,4 Mrd. €₂₀₀₉ in der 50 %-Variante. In dieser Variante fällt der spezifische Marktwert auf nur noch knapp 17 €₂₀₀₉ je MWh.

Die Abbildung 6-5 (rechts) zeigt die durch den nicht-privilegierten Endverbraucher zu tragende EEG-Umlage auf Basis der oben beschriebenen Entwicklung der Netto-Vergütungen für die unterschiedlichen EE-Ausbauvarianten im Jahr 2020. Die EEG-Umlage im Endkundenstrompreis (für nicht privilegierte Verbraucher) verdreifacht sich zwischen der 30 %- und der 50 %-Variante von rund 27 €₂₀₀₉ je MWh auf 82 €₂₀₀₉ je MWh.

ABBILDUNG 6-5: BRUTTO- UND NETTO-VERGÜTUNGEN SOWIE EEG-UMLAGE IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

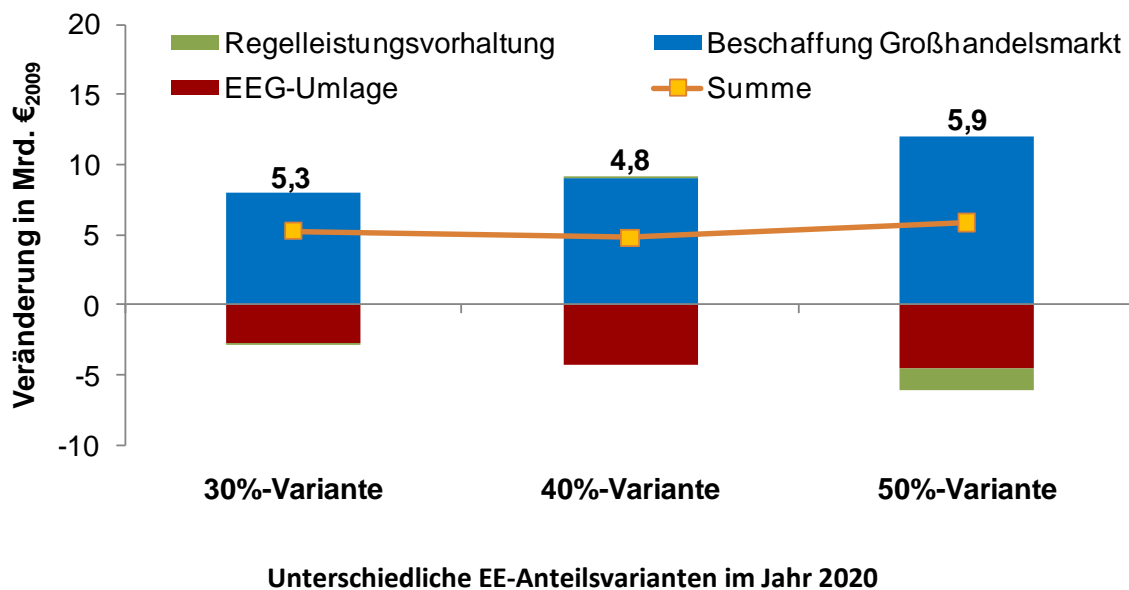
6.3 Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen

Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung

Wie in den vorherigen Abschnitten dargestellt, führt eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland in allen EE-Ausbauvarianten zu Verringerungen der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt, zu geringfügigen Veränderungen bei den Kosten für Regelleistungsvorhaltung sowie zu einer erheblichen Erhöhung der Netto-Förderkosten der EEG-Einspeisung.¹⁰ Das Ausmaß der Veränderung gegenüber dem Fall eines Kernenergieausstiegs hängt dabei vom jeweiligen EE-Ausbaugrad ab. Die Absenkung des Großhandelspreises für Strom führt unter Berücksichtigung der jeweiligen zeitlichen Abnahmestruktur der Endverbraucher zu einer Entlastung, da die Beschaffungskosten des Stroms sinken. Eine Erhöhung der Netto-Förderkosten des EEG (absolute EEG-Umlage) führt hingegen zu Belastungen. Nennenswerte Veränderungen durch eine Kostenänderung für Regelleistungsvorhaltung in Höhe von 1,5 Mrd. €₂₀₀₉, die über die Netznutzungsentgelte von den Endverbrauchern zu tragen sind, ergeben sich nur bei einem EE-Anteil an der Stromversorgung von 50 % und stellen in dem Fall zusätzliche Belastungen dar. In Summe über alle Endverbraucher ergeben sich daraus Netto-Entlastungen durch eine Laufzeitverlängerung zwischen minimal 4,8 und maximal 5,9 Mrd. €₂₀₀₉ (Abbildung 6-6). Die Unterschiede zwischen den unterschiedlichen EE-Varianten sind relativ gering, da einer höheren Absenkung der Beschaffungskosten durch die Laufzeitverlängerung bei hohen EE-Ausbaugraden zugleich stärkere Erhöhungen der Netto-Förderkosten sowie in der Variante mit einem EE-Anteil von 50 % eine zusätzliche Kostenerhöhung für die Regelleistungsvorhaltung gegenüberstehen.

¹⁰ Die Erhöhung der Netto-Förderkosten von EEG-Einspeisung durch eine Laufzeitverlängerung ergibt sich dabei ausschließlich durch eine Absenkung des Großhandelspreises für Strom und der daraus resultierenden Verringerung des Vermarktungswertes der EEG-Einspeisung. So würde auch jeder andere Effekt, z. B. eine Verringerung der Preise für Brennstoffe oder CO₂-Zertifikate, der die Strompreise am Großhandelsmarkt senkt, zugleich zu einem Anstieg der Netto-Förderkosten des EEG führen.

ABBILDUNG 6-6: VERRINGERUNG DER STROMBEZUGSKOSTEN FÜR ENDVERBRAUCHER BEI LAUFZEITVERLÄNGERUNG DER KERNKRAFTWERKE IM JAHR 2020 – ALLE EE-AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

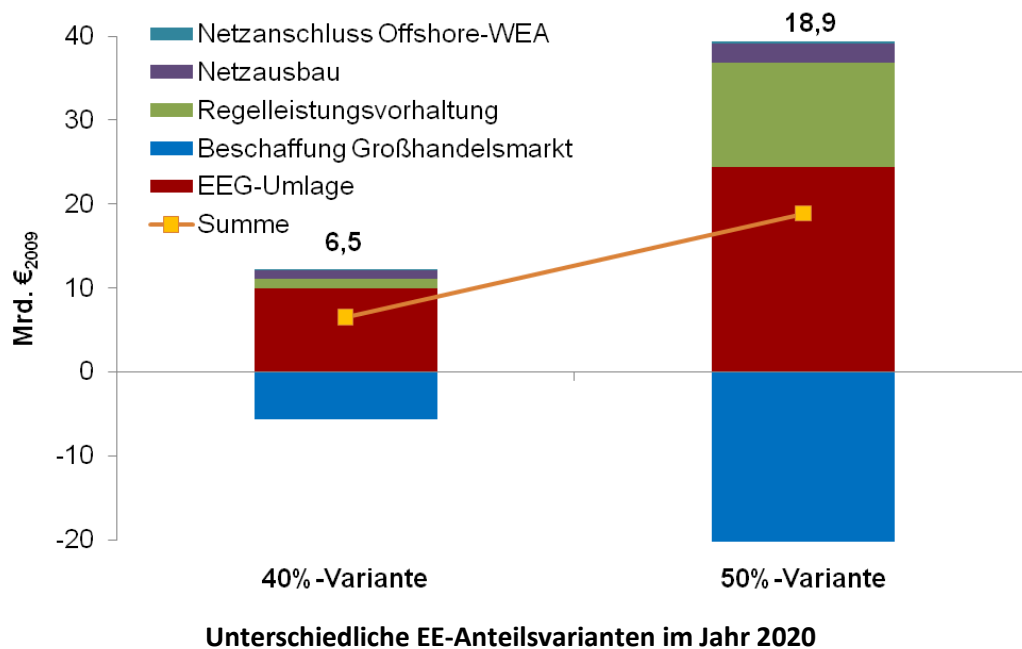
Bei einer Differenzierung der Verbraucher nach Kategorien¹¹ bleibt diese relative Konstanz für die privaten Haushalte und industrielle Verbraucher der Kategorie 1 erhalten, da sie einerseits von den sinkenden Beschaffungskosten durch die Laufzeitverlängerung profitieren und andererseits die Erhöhung der EEG-Umlage zu tragen haben. So liegen die Preissenkungen durch eine Laufzeitverlängerung im Bereich der privaten Haushalte sowie bei Industriekunden der Kategorie 1 zwischen knapp 1,2 und rund 1,4 Cent₂₀₀₉ je kWh. Für privilegierte industrielle Verbraucher (Industrie 2), die aufgrund des besonderen Belastungsausgleichs für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen des EEG von der Umlage der Erhöhungen bei den Nettoförderkosten des EEG nicht betroffen sind, liegt die mögliche Preisabsenkung mit etwa 2,1 Cent₂₀₀₉ je kWh in der 30 %-Variante entsprechend höher und steigt in der 50 %-Variante bis auf 2,5 Cent₂₀₀₉ je kWh an.

Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile bei Laufzeitverlängerung

Die Zusatzbelastungen einer Erhöhung des EE-Anteils von 30 auf 40 % bzw. von 30 % auf 50 %, die in Summe im Jahr 2020 auf die Endverbraucher umgelegt werden, unterscheidet sich zwischen der Hauptstudie und dem hier analysierten Fall einer Laufzeitverlängerung nicht. Auch bei einer Laufzeitverlängerung entstehen bei einer Erhöhung des EE-Anteils von 30 % auf 40 % Zusatzbelastungen in Höhe von rund 6 Mrd. €₂₀₀₉ und bei einer weiteren Erhöhung auf 50 % etwa 19 Mrd. €₂₀₀₉ (Abbildung 6-7).

¹¹ Zur Definition der betrachteten Verbraucherkategorien siehe Abschnitt 7.1 der Hauptstudie.

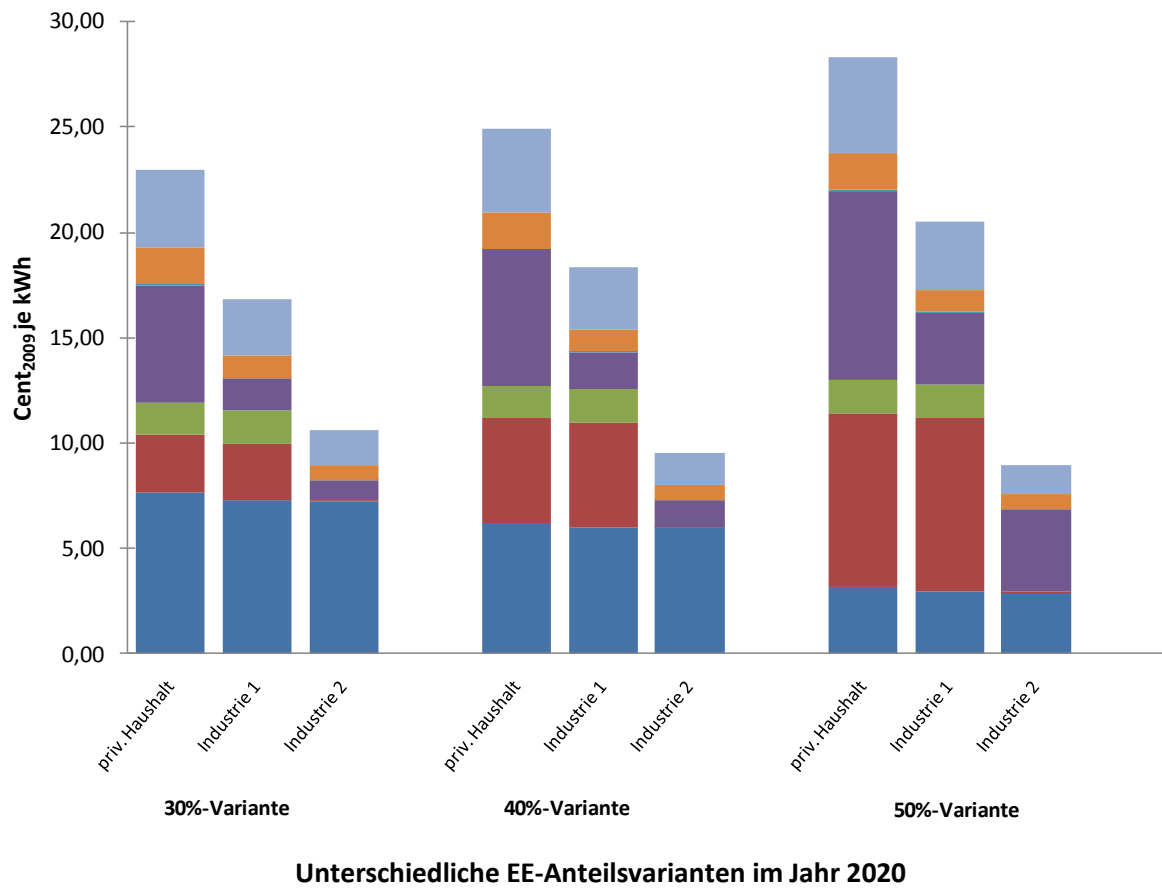
ABBILDUNG 6-7: VERÄNDERUNG DER KOSTEN FÜR ENDVERBRAUCHER GEGENÜBER DER 30 %-AUSBAUVARIANTE IM JAHR 2020 - SZENARIO LAUFZEITVERLÄNGERUNG



Quelle: r2b energy consulting GmbH

In Abbildung 6-8 sind die Endkundenstrompreise im Jahr 2020 differenziert nach den drei o.g. Verbrauchertypen in Abhängigkeit des unterstellten EE-Anteilsziel dargestellt. Prinzipiell bestätigen sich auch hier die Ergebnisse, die bereits in der Hauptstudie unter Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs ermittelt wurden. Auch in diesen Untersuchungen führt eine Steigerung des EE-Anteilsziels zu einer Mehrbelastung der privaten Haushalte sowie von Industriekunden des Typs 1. Auf Grund der Ausnahmeregelung im EEG für stromintensive Industrien und Schienenbahnen können lediglich die Industriekunden des Typs 2 von einer höheren Durchdringung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energie profitieren.

ABBILDUNG 6-8: VERGLEICH DER STROMPREISE NACH PREISKOMPONENTEN IM JAHR 2020 NACH KUNDENGRUPPEN – ALLE AUSBAUVARIANTEN



Quelle: r2b energy consulting GmbH

7 Fazit

Die Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile im Stromversorgungssystem wurden im Rahmen dieser Zusatzuntersuchung auf ihre Sensitivität bezüglich einer Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke untersucht. Im Wesentlichen zeigt sich, dass die Auswirkungen einer Erhöhung der EE-Anteile auch unter den veränderten Rahmenannahmen in weiten Bereichen erhalten bleiben.

Die Integration der Erneuerbaren Energien bis zu einem EE-Anteil von 40 % bis 2020 ist technisch leistbar. Bei einem EE-Anteil von 50 % sind hingegen – analog zur Hauptstudie – ohne Veränderungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie technischer Regelwerke erhebliche ökonomische Verwerfungen auf den Märkten zu erwarten. Die Bedeutung einer Erschließung von zusätzlichen Optimierungspotentialen nimmt bei EE-Anteilen in dieser Höhe erheblich zu.

Auch die zusätzlichen Belastungen der Endverbraucher, die sich aus einer Erhöhung des EE-Anteils an der Stromversorgung von 30 % auf 40 % bzw. 50 % ergeben, liegen im Vergleich zu den Ausstiegsszenarien in einer vergleichbaren Größenordnung. Der Zunahme der Belastungen durch steigende Netzentgelte – insbesondere aufgrund von erforderlichen Anpassungen der Netzinfrastruktur in den Verteilungsnetzen und einer Erhöhung der Kosten für Systemdienstleistungen – sowie Erhöhung der EEG-Umlage stehen – allerdings in deutlich geringerem Umfang – Entlastungen durch einen dämpfenden Effekt der Strompreise am Großhandelsmarkt bei höheren EE-Anteilen gegenüber. So ergeben sich zusätzliche Netto-Belastungen in Höhe von etwa 6 Mrd. €₂₀₀₉ bei einer Erhöhung des EE-Anteils auf 40 % und von etwa 19 Mrd. €₂₀₀₉ bei einer Erhöhung des EE-Anteils auf 50 %. Auch wenn eine Erhöhung des EE-Anteils für den Fall einer Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke im Vergleich zum Ausstieg zu ähnlichen Zusatzbelastungen für Endverbraucher führt, so reduziert eine Laufzeitverlängerung jedoch für alle EE-Varianten insgesamt das Kostenniveau für die Verbraucher aufgrund niedrigerer Strompreise. Die Abhängigkeit dieses Effekts von der jeweiligen EE-Variante ist dabei relativ gering.

Im Bereich der Übertragungsnetze besteht ein erheblicher Ausbaubedarf zur Integration steigender EE-Anteile, der bei Anteilen von 40 % und mehr noch über die bisher bereits vorgesehenen umfangreichen Ausbaupläne hinausgeht. Durch eine Laufzeitverlängerung ändert sich dies nicht signifikant, da sich mehrere teils einander kompensierende Effekte überlagern. Die Realisierbarkeit des erforderlichen Netzausbaus bleibt somit unabhängig von einer Laufzeitverlängerung eine wesentliche Herausforderung zur EE-Integration. Auch in den Verteilungsnetzen wird der – hier vor allem kostenrelevante – Ausbaubedarf von einer Laufzeitverlängerung nicht beeinflusst, da diese auf die hier relevante dezentrale Erzeugung keinen Einfluss hat.

Erhebliche Unterschiede bei den Auswirkungen höherer EE-Anteile an der Stromversorgung mit und ohne Laufzeitverlängerung ergeben sich hingegen im Bereich der Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks und der Zusammensetzung der konventionellen Stromerzeugung im Jahr 2020.

Durch die sukzessive Stilllegung der Kernkraftwerke erfolgt im Ausstiegsszenario eine Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die veränderten Anforderungen. So reduziert sich der Anteil der Grundlastkapazitäten deutlich, und es wird in erheblichem Umfang Spitzenlast- und Reservekapazität in Form von Gasturbinen zugebaut. Durch die Laufzeitverlängerung verzögern sich die Anpassungsreaktionen. Bis zum Jahr 2020 erfolgen bei einer Laufzeitverlängerung weniger Ersatzinvestitionen bei Braunkohlekraftwerken. Gleichzeitig reduziert sich aufgrund der zusätzlichen gesicherten Leistung von Kernkraftwerken im Erzeugungssystem der Zubaubedarf an Spitzenlast- und Reservekapazitäten erheblich.

Diese unterschiedliche Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks führt dazu, dass sich deutliche Veränderungen im Hinblick auf die durch eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien verdrängte Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken ergeben. Während im Falle des Ausstiegs bei einer Erhöhung des EE-Anteils von 30 % auf 40 % überwiegend Stromerzeugung aus Erdgas- und Steinkohlekraftwerken verdrängt wird, wird bei einer Laufzeitverlängerung im Wesentlichen Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken verdrängt. Dieses führt dazu, dass bei einer Laufzeitverlängerung eine Erhöhung des EE-Anteils auf 40 % zu einer stärkeren CO₂-Emissionsminderung im Vergleich zum Ausstiegsszenario führt. Die Situation verändert sich bei einer Erhöhung des EE-Anteils auf 50 %. Während im Fall eines Ausstiegs die zusätzliche EE-Einspeisung in erheblichem Umfang Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken verdrängt, wird im Falle einer Laufzeitverlängerung sowohl Stromerzeugung in Kernkraftwerken als auch in Braunkohlekraftwerken von der zusätzlichen EE-Einspeisung verdrängt. Unter Berücksichtigung weiterer Effekte führt dieses dazu, dass bei Annahme eines Ausstiegs die CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung bei einer Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien von 40 % auf 50 % weiter zurückgehen, während dieser Effekt im Falle einer Laufzeitverlängerung ausbleibt.

8 Literaturverzeichnis

BEE (2009), Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft, Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare Energie-Branche, Berlin 2009.

BMU (2009), Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2008, Berlin 2009.

Braun et al. (2008): Wertigkeit von PV-Strom – Nutzen durch Substitution und des konventionellen Kraftwerksparks und verbrauchsnahe Erzeugung, 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Branz, Bad Staffelstein, 05.-07. März 2008.

Bundesgesetzblatt (2002): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 22. April 2002, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2002 Teil I Nr. 26, S. 1351-1359.

Consentec und Haubrich (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Bonn (2008).

CDU/CSU/FDP (2009): Wachstum. Bildung. Zusammenhalt - Koalitionsvertrag zur 17. Legislaturperiode.

Dany (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71, Klinkenberg Verlag, Aachen.

EWI/Prognos (2005): Energiereport IV - Energiewirtschaftliche Referenzprognose; Oldenbourg Industrieverlag.

Oswald (2007): 380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH Wien, Hannover, 27.12.2007

Paulus, M. / Borggreffe, F. (2009): Integrating Renewable Energies - Long Term Technical and Economic Potential of Demand Side Management in Energy Intensive Industries for Spot and Balancing Electricity Markets; Conference Paper presented at the 5th Conference on Sustainable Development of Energy and Water and Environment Systems, Dubrovnik.

r2b /EEFA (2010): Ökonomische Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke – Studie im Auftrag des BDI, Köln/Münster (2010).

Viehmann, J. / Sämisch, H. (2009): Windintegration bei negativen Strompreisen; et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 (11).

DEWI/ E.ON Netz / EWI / RWE TSO Strom / VET (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln 2005.

dena (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks-und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030), Berlin 2008.

EEG (2009):Erneuerbare-Energie-Gesetz 2009.

EEG-Statistikbericht (2007): EEG-Statistikbericht 2007, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 31. Juli 2009

Europäische Kommission (2009): Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, Brüssel (2009).

Anhang A: Entwicklung und Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks in den Ausbauvarianten

A.1 Installierte konventionelle Kraftwerksleistung

TABELLE A-1: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	20,3	20,3	20,3
Braunkohle	20,1	21,3	17,7
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,2	21,4	21,1
Gasturbinen	2,7	5,4	10,2
Summe	92,1	94,0	92,9

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-2: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	20,3	20,3	20,3
Braunkohle	20,1	20,0	16,4
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,3	21,5	21,2
Gasturbinen	2,7	8,1	13,5
Summe	92,2	95,6	94,9

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-3: INSTALLIERTE LEISTUNG KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	GW		
Kernenergie	20,3	20,3	20,3
Braunkohle	20,1	20,0	16,4
Steinkohle	24,7	25,7	23,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	24,3	21,5	21,2
Gasturbinen	2,7	9,8	14,7
Summe	92,2	97,3	96,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

A.2 Stromerzeugung, Austausch und Erzeugungsmanagement

TABELLE A-4: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh _{el}		
Kernenergie	155,5	154,9	154,3
Braunkohle	146,0	151,8	123,3
Steinkohle	115,2	78,0	83,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	31,2	34,3	40,8
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	7,3	6,6	7,5
EE	113,1	161,7	192,3
Netto-Importe	-32,3	-20,9	-12,3
Pumpspeicherverbrauch	-8,6	-7,5	-8,7
Einspeisemanagement	0,0	0,0	0,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-5: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh_{el}		
Kernenergie	155,5	154,4	147,0
Braunkohle	146,0	140,2	98,3
Steinkohle	114,5	76,6	63,9
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	31,3	33,9	40,0
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	7,2	5,5	5,6
EE	114,1	175,9	258,0
Netto-Importe	-32,6	-21,3	-23,0
Pumpspeicherverbrauch	-8,3	-6,0	-6,2
Einspeisemanagement	0,0	-0,3	-3,2

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-6: STROMERZEUGUNG, AUSTAUSCH UND ERZEUGUNGSMANAGEMENT IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh_{el}		
Kernenergie	155,4	150,2	112,6
Braunkohle	145,3	130,1	73,5
Steinkohle	111,6	68,1	72,5
Erdgas (GuD, KWK & Kond.)	31,1	33,4	75,5
Gasturbinen	0,0	0,0	0,0
Sonstige	15,7	16,1	16,5
Speicher-/Pumpspeicher	6,6	5,4	6,1
EE	118,7	205,8	317,7
Netto-Importe	-33,6	-27,3	-33,5
Pumpspeicherverbrauch	-7,6	-5,9	-6,9
Einspeisemanagement	0,0	-1,2	-37,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

A.3 Brennstoffverbrauch

TABELLE A-7: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh_{th}		
Kernenergie	457,4	455,7	454,1
Braunkohle	406,5	402,5	320,9
Steinkohle	313,9	195,0	208,8
Erdgas	81,2	94,9	115,1
Öl	1,1	1,1	1,1
Summe	1260,2	1149,1	1100,0

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-8: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh_{th}		
Kernenergie	457,4	454,2	433,4
Braunkohle	406,3	375,5	262,3
Steinkohle	312,3	194,9	164,7
Erdgas	81,4	94,6	115,1
Öl	1,1	1,1	1,1
Summe	1258,5	1120,3	976,7

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-9: BRENNSTOFFVERBRAUCH IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	TWh_{th}		
Kernenergie	457,1	442,3	336,8
Braunkohle	404,7	395,9	209,0
Steinkohle	305,5	176,7	196,2
Erdgas	81,4	94,6	177,3
Öl	1,1	1,1	1,1
Summe	1249,7	1110,7	920,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

A.4 CO₂-Emissionen in der deutschen Stromerzeugung

TABELLE A-10: CO₂-EMISSIONEN IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,1	161,5	128,7
Steinkohle	105,1	65,3	69,9
Erdgas	16,4	19,1	23,2
Öl	0,3	0,3	0,3
Summe	284,9	246,2	222,1

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-11: CO₂-EMISSIONEN IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	163,0	150,7	105,3
Steinkohle	104,6	65,3	55,1
Erdgas	16,4	19,1	23,2
Öl	0,3	0,3	0,3
Summe	284,3	235,3	183,9

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE A-12: CO₂-EMISSIONEN IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Mio. t		
Braunkohle	162,4	141,4	83,8
Steinkohle	102,3	59,2	65,7
Erdgas	16,4	19,1	35,7
Öl	0,3	0,3	0,3
Summe	281,3	219,9	185,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

Anhang B: Entwicklung der Strompreise

B.1 Großhandelspreise für Strom

TABELLE B-13: GROSßHANDELSPREISE IN DER 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	41,7	60,1	65,2
peak	53,0	82,3	88,4
offpeak	35,4	47,7	52,3

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-14: GROSßHANDELSPREISE IN DER 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	41,8	58,9	53,8
peak	53,5	82,6	76,0
offpeak	35,3	45,7	41,4

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-15: GROSßHANDELSPREISE IN DER 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	€ ₂₀₀₉ je MWh		
base	40,7	51,8	26,0
peak	52,1	75,8	44,7
offpeak	34,4	38,5	15,6

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

B.2 Endverbraucherpreise für ausgewählte Kundengruppen

TABELLE B-16: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,84	7,17	7,67
EEG-Umlage	2,17	2,67	2,71
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	5,83	5,70	5,56
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,15	3,61	3,66
Summe	19,72	22,62	22,95

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-17: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,79	7,10	6,20
EEG-Umlage	2,23	3,28	4,97
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	5,83	6,14	6,46
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,15	3,80	3,98
Summe	19,73	23,80	24,95

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-18: ENDVERBRAUCHERPREIS PRIVATE HAUSHALTE 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,67	5,99	3,19
EEG-Umlage	2,49	4,46	8,25
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	5,83	7,41	8,99
KWK-Umlage	0,15	0,04	0,04
Stromsteuer	2,02	1,87	1,74
Mehrwertsteuer	3,18	4,05	4,52
Summe	19,90	25,39	28,28

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-19: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,69	6,71	7,27
EEG-Umlage	2,17	2,67	2,71
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	1,46	1,48	1,49
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	2,12	2,58	2,68
Summe	13,26	16,16	16,81

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-20: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,70	6,58	6,01
EEG-Umlage	2,23	3,28	4,97
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	1,46	1,61	1,76
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	2,13	2,70	2,92
Summe	13,34	16,90	18,31

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-21: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 1 – 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,58	5,80	2,96
EEG-Umlage	2,49	4,46	8,25
Konzessionsabgabe	1,56	1,56	1,56
Netznutzungsentgelt	1,46	2,43	3,41
KWK-Umlage	0,05	0,04	0,04
Stromsteuer	1,21	1,12	1,04
Mehrwertsteuer	2,16	2,93	3,28
Summe	13,50	18,36	20,54

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-22: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 30 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,64	6,66	7,22
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	0,88	0,94
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,21	1,59	1,70
Summe	7,55	9,96	10,63

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-23: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 40 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,65	6,53	5,96
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	1,04	1,26
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,21	1,60	1,52
Summe	7,57	9,99	9,51

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH

TABELLE B-24: ENDVERBRAUCHERPREIS INDUSTRIE KAT. 2 – 50 %-VARIANTE IN DEN JAHREN 2010, 2015 UND 2020

	2010	2015	2020
	Cent ₂₀₀₉ je kWh		
Strombeschaffung & Vertrieb	4,53	5,75	2,91
EEG-Umlage	0,05	0,05	0,04
Konzessionsabgabe	0,00	0,00	0,00
Netznutzungsentgelt	0,82	2,35	3,88
KWK-Umlage	0,02	0,02	0,02
Stromsteuer	0,82	0,76	0,70
Mehrwertsteuer	1,19	1,70	1,43
Summe	7,42	10,62	8,98

Quelle: Eigene Berechnungen r2b energy consulting GmbH